Vermilion Energy Netherlands B.V.

Aanvraag Instemming Winningsplan Tietjerk

Versie 5.1

31 juli 2020

Samenvatting

Dit document betreft het winningsplan 'Tietjerk'. Dit winningsplan omvat de voorkomens Tietjerksteradeel-Rotliegend, Tietjerksteradeel-Vlieland en Suawoude. Gasproductie uit deze voorkomens vindt plaats sinds respectievelijk 1974, 1977 en 1984. In totaal zijn er 29 putten geboord in deze voorkomens. Hiervan zijn er zeven geabandonneerd. De overige putten zijn in productie of tijdelijk ingesloten.

Het doel van dit winningsplan is het vergroten van de productie en verlengen van de productieduur. Dit zou kunnen door middel van wijzigingen in bestaande putten, herstart van tijdelijk ingesloten putten, productie-verhogende werkzaamheden waaronder fracken, het boren van een aftakking van bestaande putten in het gasvoorkomen of het boren van nieuwe putten in de gasvoorkomens. Het kan deels nieuwe deelvoorkomens betreffen, en deels deelvoorkomens die met de huidige putten onvoldoende worden aangesproken. Daarenboven laat analyse zien dat de bestaande putten langer kunnen door produceren dan eerder werd gedacht. Deze inzichten vereisen een actualisatie van de productie- en de bodemdalingsvoorspellingen.

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

De maximale productie van de voorkomens in dit winningsplan, de uiterlijke productie datum, de maximaal verwachte bodemdaling en het seismisch risico staan aangegeven in de tabel hieronder.

Tietjerksteradeel – Suawoude		
Productie tot en met:	31-december-2050	
Hoeveelheid productie:	43145	miljoen nm^3
waarvan na 1-1-2020:	11572	miljoen nm^3
Seismisch Risico Categorie:	Categorie I	
Verwachte maximale bodemdaling:	32	cm
waarvan na 1-1-2020 verwacht maximaal:	14	cm
Samengestelde bodemdaling verwacht maximaal:	32	cm
waarvan na 1-1-2020 verwacht maximaal:	14	cm

De reeds tot stand gekomen bodemdaling door gaswinning (tot 1-jan-2020) boven de Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens bedraagt 18 cm op het diepste punt. In de toekomst is er nog enige bodemdaling door winning die in het verleden plaatsvond, doordat er een vertraging zit tussen productie en bodemdaling (naijl-daling). Deze bedraagt tot ongeveer 5 cm op het diepste punt. Naast deze naijl-daling zou er toekomstige bodemdaling kunnen ontstaan ten gevolge van mogelijke productie uit nieuw aan te boren delen van de Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens. In twee, nu nog niet aangeboorde blokken, zal Vermilion als na boring gas gewonnen wordt, de depletie beperken tot een reservoir druk van 140 bar. Dit beperkt de toekomstige bodemdaling door gaswinning boven deze blokken. Op het diepste punt van de toekomstige dalingskom bedraagt de toekomstige daling 20 cm. Dit punt ligt op een andere locatie dan het diepste punt in 2018 ten gevolge van de historische daling. Het diepste punt van de uiteindelijke samengestelde bodemdalingskom door gaswinning is naar verwachting 32 cm.

De hier genoemde bodemdaling betreft de meest pessimistische schatting. Tevens betreft het de samengestelde bodemdaling van alle voorkomens in het gebied. De daadwerkelijke bodemdaling wordt gemonitord via een meetnet welke beschreven is in het meetplan Leeuwarden-Oost. Het meetplan wordt beoordeeld door Staatstoezicht op de Mijnen, en de analyse van de meetgegevens wordt met hen gedeeld.

De gasvoorkomens zijn niet gelegen onder Natura-2000 gebied. Wel is er iets van overlap aan de rand van de bodemdalingskom met het Natura-2000 gebied Alde Feanen. De reeds opgetreden cumulatieve bodemdaling veroorzaakt door alle gasvoorkomen is minder dan 6 cm sinds de start van gas productie in 1974. De toekomstige bodemdaling veroorzaakt door Tietjerksteradeel en Suawoude in het Natura-

2000 gebied Alde Feanen zal minder zijn dan 2 cm. Deze beperkte bodemdaling over een tijdspanne van ruim 25 jaar zal niet van wezenlijke invloed zijn op de waterhuishouding in de Alde Feanen. Er zijn geen negatieve effecten te verwachten als gevolg van de toekomstige gaswinning in gasvoorkomens Tietjerksteradeel en Suawoude in het Natura-2000 gebied Alde Feanen.

Voor de bodemdaling zijn in het verleden al aanpassingen gedaan door het waterschap om eventuele problemen te voorkomen. Mogelijk zijn er in de toekomst nog meer maatregelen nodig indien er gas gevonden wordt en geproduceerd gaat worden uit de nog aan te boren blokken en prospects. Indien deze maatregelen nodig zijn, wordt dat beoordeeld en afgehandeld via de Commissie Bodemdaling Fryslân, waarbij Vermilion de kosten draagt.

Het seismische risico wordt in de laagste categorie ingeschaald (Categorie I). Omdat de uitkomsten van de protocol-analyse daar aanleiding toe gaven, heeft Vermilion een uitgebreidere geomechanische studie laten doen. Deze studie is als addendum bij het winningsplan bijgevoegd, en de resultaten zijn, in combinatie met de geplande winningsstrategie, bij de uiteindelijke risico-analyse meegenomen. Het daadwerkelijk optreden van bodemtrillingen wordt gemonitord via het KNMI-meetnet. Mochten er trillingen optreden, dan is Vermilion aansprakelijk voor de schade ten gevolge van deze trillingen.

Mochten omwonenden 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 en Klimaat. Er wordt advies gevraagd aan de overheden binnen het gebied waar het winningsplan betrekking op heeft. Deze zijn weergegeven in de tabel hieronder.

Voorkomen	Provincie	Waterschap	Gemeente(s)
Tietjerksteradeel-Rotliegend	Fryslân	Wetterskip Fryslân	Tytsjerksteradiel, Achtkarspelen, Dantumadiel
Tietjerksteradeel-Vlieland	Fryslân	Wetterskip Fryslân	Tytsjerksteradiel, Achtkarspelen, Smallingerland, Leeuwarden
Suawoude	Fryslân	Wetterskip Fryslân	Tytsjerksteradiel

Inhoud

Samenvatting 2
Inhoud 4
Formulier aanvraag instemming winningsplan 7
1 Inleiding 10
1.1 Doel van dit het Winningsplan 10
1.2 Leeswijzer 10
2 Plaats van winning 12
2.1 Voorkomens in dit winningsplan 12
2.2 Overzicht ligging voorkomens en putten 12
2.3 Schematische weergave gas-behandeling en afvoer 18
3 Boringen 19
3.1 Inleiding: Algemene beschrijving van een put 19
3.2 Overzicht boringen in voorkomens 20
3.3 Schematische voorstelling putverbuizing(en) 25
3.4 Plaats en wijze waarop koolwaterstoffen in verbuizing treden 27
3.5 Putbehandelingen 27
4 Ondergrond 30
4.1 *Inleiding: hoe worden de ondergrond-eigenschappen gemeten* 30
4.2 Geologie en gesteente-eigenschappen van het voorkomen 30
4.2.1 Reservoir-formaties en afsluitende lagen 30
4.2.2 Structuur 32
4.2.3 Bron koolwaterstoffen 32
4.2.4 Geologische doorsnede van voorkomen 33
4.3 *Gesteente-eigenschappen van de b*ovenliggende lagen 35
4.4 *Andere gebruiksmogelijkheden van de ondergrond* 35
5 Ontwikkelingsvooruitzichten 37
5.1 Inleiding 37
5.2 Historische productie en productie-gedrag 37
5.3 Onzekerheden 39
5.4 Winningsstrategie & reservoir management 39
5.5 Vooruitzichten voor productievolume per voorkomen per jaar 40
5.6 Duur van de winning 42
5.7 Jaarlijks eigengebruik bij winning 43
5.8 Jaarlijks bij winning afgeblazen/afgefakkelde koolwaterstoffen 43
5.9 Gassamenstelling en stoffen die jaarlijks worden mee-geproduceerd 43
5.10 Jaarlijks bij winning in de ondergrond terug te brengen delfstoffen en andere stoffen 43
6 Bodemdaling 47
6.1 Inleiding: hoe komt bodemdaling tot stand 47
6.1.1 Gaswinning 47
6.1.2 De oorzaken van bodemdaling 47
6.1.3 Autonome bodemdaling 48

6.1.4 Meten en voorspellen van bodemdaling 49
6.2 Bodemdalingsmodel 50
6.3 Historische bodemdaling 50
6.4 Bodemdalingsvooruitzichten en -onzekerheid 50
6.5 Monitoring van bodemdaling 53
6.6 Mogelijke gevolgen van de verwachte bodemdaling 54
6.6.1 Gevolgen voor gebouwen en infrastructuur 54
6.6.2 Gevolgen voor natuur en milieu en landbouw 54
6.7 Maatregelen om (gevolgen van) bodemdaling te voorkomen of te beperken 54
7 Bodemtrilling 56
7.1 Inleiding: hoe komen bevingen ten gevolge van gaswinning tot stand? 56
7.2 Historische bevingen in de voorkomens van dit winningsplan 56
7.3 Seismische Risico Analyse 57
7.4 Monitoring van bodemtrillingen 59
7.5 Mogelijke gevolgen van bevingen ten gevolge van gaswinning 60
7.5.1 Schade openbare infrastructuur door bodemtrillingen ten gevolge van gaswinning 61
7.5.2 Schade aan gebouwen en bouwwerken door bodemtrillingen ten gevolge van gaswinning 61
7.5.3 Gevolgen voor natuur en milieu door bodemtrillingen ten gevolge van gaswinning 61
7.6 Maatregelen om (gevolgen van) bodemtrillingen te voorkomen of te beperken 61
8 Overige Omgevingsaspecten 62
8.1 Inleiding 62
8.2 Schade-afhandeling 62
8.3 Gedragscode 63
9 Verklarende woordenlijst 64
10 Referenties 65
11 Bijlage: Plotplannen van de aardgaswinningslocaties 67
12 Bijlage: Proces-stroomdiagram van aardgaswinningslocaties 75
13 Putverbuizingen en perforaties 84
14 Bijlage: Geologische kaarten 89
15 Bijlage: Risico-Inventarisatie Fracken 92
15.1 Samenvatting 92
15.2 Inleiding 92
15.3 Fracking-model 93
15.4 Seismisch risico 93
15.5 Integriteit van de afsluitende lagen 96
15.6 Geochemische interacties 97
15.7 Integriteit van de put 97
15.7.1 Controles/ werkzaamheden voor aanvang fracken 97
15.7.2 Controles na fracken 98
15.8 Blootstelling gevaarlijke stoffen 98
16 Bijlage: Analyse en Berekening Bodemdaling Meetplan Tietjerk 100

16.1 Bodemdalingsmodel & behandeling onzekerheden 100
16.2 Analyse bodemdalingsmetingen 101
16.3 Resultaten modelberekening bodemdaling 103
16.3.1 Historische bodemdaling 103
16.3.2 Toekomstige bodemdaling 104
17 Bijlage: Seismische Risico Analyse: Details en Achtergronden 115
17.1 Algemeen kader voor Seismische Risico Analyse 115
17.2 Seismische Risico Analyse voor de voorkomens in dit winningsplan 115
17.2.1 Niveau 1: Screening Potentieel 115
17.2.2 Gedetailleerde geomechanische analyse 120
17.2.3 Niveau 2: Risico Matrix 120
17.2.4 Niveau 2: Risico Matrix met gebruik van de geo-mechanische studie 124
17.2.5 Kaarten t.b.v. oppervlakte factoren in Niveau 2: Risico Matrix 125
18 Bijlage: Gedetailleerde impactanalyse bodemdaling 129
19 Bijlage: Geomechanical Modelling Study of Fault Stability in Tietjerksteradeel 139

Formulier aanvraag instemming winningsplan

Artikel 34 lid 1 Mijnbouwwet (Mbw) en artikel 24 Mijnbouwbesluit (Mbb)

Elektronisch in te dienen bij:
De minister van Economische Zaken & Klimaat
mijnbouwaanvragen@minezk.nl

Artikel	**Onderwerp**	**Beschrijving**
Mbw 34 lid 1	**Verzoek om instemming voor een uitbreiding van het winningsplan** Tietjerk	☐ een winningsplan voor voorkomens in het continentaal plat vanaf de 12 zeemijlszone ☒ een winningsplan voor voorkomens in Nederlands territoir tot 12 zeemijl uit de kust
	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	
	A1.4) E-mail	@vermilionenergy.com
	A1.5) Telefoon	
Mbw 34 lid 2 en Mbw 22	**A1.6) Indiener**	☒ is houder van de vergunning ☐ is uitvoerder cf. artikel 22 Mbw
	A2) Winningsvergunningsgebied(en)	Tietjerksteradeel II
Mbw 34 lid 1 Mbb 24 lid 1a	**A2.1) Voorkomen(s) koolwaterstoffen**	Suawoude Tietjerksteradeel – Vlieland Tietjerksteradeel – Rotliegend
Mbb 24 lid 1a	**A2.2) Soort koolwaterstof die wordt gewonnen**	☐ olie ☐ hoog calorisch gas ☐ Groningen kwaliteit gas ☒ laag calorisch gas ☐ zwavelhoudend gas ☒ aardgascondensaat
Mbr 1.2.1 lid 3	**A3) Bestaande of nieuwe winning**	☒ winningsplan voor reeds bestaande winning, (inclusief voorziene uitbreiding) ☐ winningsplan voor nieuwe winning

	Bedrijfs- en productiegegevens	**Paragraaf**
Mbw 35 lid 1	Beknopte beschrijving van het winningsplan	1
Mbw 35 lid 1c Mbb 24 lid 1c,d	Beknopte beschrijving van wijze van winning alsmede daarmee verband houdende activiteiten	2, 3.4, 3.5
Mbb 24 lid 1a	Geologische beschrijving van voorkomen(s)	4.2
Mbb 24 lid 1a Mbb 24 lid 1b	Geologische doorsnede van voorkomen(s)	4.2
Mbw 35 lid 1a Mbb 24 lid 1d,e	Overzicht ligging voorkomens en putten	2.2
Mbb 24 lid 1d,e,g	Situering mijnbouwwerken situatietekening /eventueel foto	2.2
Mbb 24 lid 1e,f	Overzicht boringen in voorkomen(s)	3.2
Mbb 24 lid 1g	Schematische voorstelling putverbuizing(en)	3.3
Mbb 24 lid 1h	Plaats en wijze waarop koolwaterstoffen in verbuizing treden	3.4
Mbb 24 lid 2	Productieontwikkeling strategie	5.4
Mbb 24 lid 2	Productie filosofie	5.4
Mbb 24 lid 2	Reservoir management	5.4
Mbw 35 lid 1a,d Mbb 24 lid 1a	Omvang winning (hoeveelheden per voorkomen/per jaar)	5.5
Mbw 35 lid 1b	Duur van de winning (per voorkomen)	5.5
Mbb 24 lid 1i	Stoffen die jaarlijks worden mee geproduceerd	5.9
Mbb 24 lid 1j	Jaarlijks eigengebruik bij winning	5.7
Mbb 24 lid 1j	Jaarlijks bij winning afgeblazen/afgefakkelde koolwaterstoffen	5.8
Mbb 24 lid 1k	Jaarlijks bij winning in de ondergrond terug te brengen delfstoffen en andere stoffen	5.10
Mbw 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
Mbw 35 lid 1e, Mbb 24 lid1ℓ,	Jaarlijkse kosten onderverdeeld in investeringen, onderhoud, bedrijfsvoering, en de kosten van het verlaten en verwijderen van mijnbouwwerken.	Vertrouwe-lijke bijlage
Mbw 24 lid 1a	Verwachte samenstelling van de aanwezige koolwaterstoffen	5.9

	Gegevens inzake bodemdaling als gevolg van de winning van koolwaterstoffen.	**Paragraaf**
Mbw 35 lid 1f	Aard van de bodemdaling als gevolg van de winning alsmede de daarmee verband houdende activiteiten	6.1
Mbb 24 lid 1m Mbb 24 lid 1n Mbb 24 lid 1o	Gekalibreerde bodemdaling en bodemdalingsprognoses (uiteindelijk verwachte mate van bodemdaling)	6.2
Mbb 24 lid 1q	Omvang en aard van de schade	6.6
Mbb 24 lid 1r Mbw 35 lid 1d,1f	Maatregelen om bodemdaling te voorkomen / te beperken	6.7
Mbb 24 lid 1s Mbw 35 lid 1f	Maatregelen die gevolgen van schade door bodemdaling beperken of voorkomen	6.7

	Gegevens inzake bodemtrilling als gevolg van de winning van koolwaterstoffen.	**Paragraaf**
Mbw 35 lid 1f	Aard van de (kans op) bodemtrillingen als gevolg van de winning alsmede de daarmee verband houdende activiteiten	7.1
Mbb 24 lid 1p	Risicoanalyse bodemtrilling	7.3, 17.2
Mbb 24 lid 1q	Omvang en aard van de schade	7.5.1, 7.5.2, 7.5.3
Mbb 24 lid 1r	Maatregelen om bodemtrillingen te voorkomen / te beperken	7.6
Mbb 24 lid 1s Mbw 35 lid 1f	Maatregelen die gevolgen van schade door bodemtrillingen beperken of voorkomen	7.6

	Overige veiligheidsaspecten	Paragraaf
Mbw 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: Permitting Advisor	Datum: 31 juli 2020 Plaats: Amsterdam	

1 Inleiding

1.1 Doel van dit het Winningsplan

Vermilion Energy Netherlands B.V. (Vermilion, VEN) is houder van de winningsvergunning Tietjerksteradeel-II. Conform artikel 34 Mijnbouwwet (Mbw) dient de winning van koolwaterstoffen te gebeuren overeenkomstig een winningsplan. In het Mijnbouwbesluit (Mbb) is in artikel 24 aangegeven welke informatie het winningsplan moet bevatten.

Dit winningsplan omvat de gasvoorkomens Tietjerksteradeel-Rotliegend, Tietjerksteradeel-Vlieland en Suawoude.

De reden voor de indiening van dit winningsplan is verlenging van de productieduur, en vergroting van de productiecapaciteit, door middel van voortzetting van de huidige productie en het aanboren van nieuwe delen van de voorkomens. Naast een beschrijving van deze activiteiten bevat dit winningsplan de productie- en bodemdalingsvoorspellingen, en een seismische risicoanalyse.

Tabel 1-1: Geschiedenis Winningsplan Tietjerk

Datum	Versie	Omschrijving
2003	1.0	Eerste versie sinds de Mijnbouwwet van 2003
2004	2.0	Herziening na werk aan de productie-installaties
2012	3.0	Update
2017	4.0A	Productieverlengingsverzoek Tietjerksteradeel
2018	4.0B	Productieverlengingsverzoek Suawoude
2020	5.0	Uitbrieding
2020	5.1	Uitbreiding (dit document). Information in Hoofstuk 6, Hoofdstuk 16, Hoofdstuk 17 en Hoofdstuk 18 bijgewerkt na review door SodM en TNO.

1.2 Leeswijzer

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

De gasvoorkomens Suawoude en Tietjerksteradeel produceren gas vanaf 8 winningslocaties. In hoofdstuk 2 wordt aangegeven waar de productielocaties, de voorkomens en de producerende putten zich bevinden. Hoofdstuk 3 omschrijft de reeds geboorde putten en toekomstige boring(en) in het voorkomen.

De ondergrond, en met name de geologie, ter plaatse van de voorkomens wordt beschreven in Hoofdstuk 4. In Hoofdstuk 5 wordt de historische en toekomstige gasproductie weergegeven.

Hoofdstuk 6 beschrijft de historische en verwachte bodemdaling in het gebied rondom het voorkomen. De gevolgen van de bodemdaling voor natuurwaarden worden onderbouwd in de bijlage, hoofdstuk 18.

Hoofdstuk 7 beschrijft de seismische risicoanalyse. De seismische risicoanalyse laat zien dat de Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens in de laagste seismische risicocategorie vallen (categorie I).

Het winningsplan behoeft de instemming van de minister van Economische Zaken en Klimaat (EZK).

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

Eventuele toekomstige activiteiten op de locatie (bijvoorbeeld compressie) of in het reservoir (bijvoorbeeld extra putten) zullen de gangbare vergunningprocedures volgen.

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

2 Plaats van winning

2.1 Voorkomens in dit winningsplan

Dit winningsplan beschrijft de productie uit de voorkomens Tietjerksteradeel-Rotliegend, Tietjerksteradeel-Vlieland en Suawoude. De productie uit deze voorkomens is gestart in respectievelijk 1974, 1977 en 1984.

Naast de delen van de voorkomens (deelvoorkomens) die in het verleden reeds zijn aangeboord, en waaruit geproduceerd is, zijn er deelvoorkomens die nog niet zijn aangeboord. Het is mogelijk dat de druk in deze deelvoorkomens reeds enigszins gedaald is doordat er communicatie is met de deelvoorkomens waaruit wel al geproduceerd is.

Een deel van het Tietjerksteradeel-Vlieland voorkomen staat in verbinding met het Opeinde voorkomen. Het Opeinde voorkomen is al beschreven in het winningsplan Opeinde (ref. 15). Het Opeinde voorkomen valt buiten dit winningsplan. De ligging van Opeinde ten opzichte van Tietjerksteradeel-Vlieland is te zien in Figuur 2-1.

2.2 Overzicht ligging voorkomens en putten

De voorkomens in dit gebied liggen in twee lagen, de Vlieland zandsteen en, daaronder, de Rotliegend zandsteen. Om het overzichtelijker te houden zijn die apart weergegeven. De ligging van de voorkomens in dit winningsplan zijn weergegeven in Figuur 2-1 voor de voorkomens in de Vlieland formatie en Figuur 2-2 voor de voorkomens in de Rotliegend formatie. De voorkomens liggen onder de provincie Friesland. Tabel 2-1 geeft aan binnen welke gemeentegrenzen de voorkomens liggen.

In de omgeving zijn ook andere gasvoorkomens gelegen. Deze zijn weergegeven in Figuur 2-3 voor de Vlieland en in Figuur 2-4 voor de Rotliegend voorkomens.

De voorkomens in dit winningsplan zijn aangeboord met 29 putten, verdeeld over 10 locaties. De kadastrale informatie van de locaties is weergegeven in Tabel 2-2.

Opmerking bij Figuur 2-2 en Figuur 2-4: De Rotliegend bestaat uit twee producerende zones, namelijk Slochteren en Ten Boer, zie ook hoofdstuk 4 en Figuur 4-1. Hierdoor ontstaan er 2 contouren van verschillende grootte die gevuld zijn met gas op Figuur 2-2 en Figuur 2-4. De contouren voor de prospects zijn voor de p50 scenario's (meest waarschijnlijke scenario's).

Tabel 2-1: Ligging van het voorkomen ten opzichte van gemeenten, provincies en waterschappen.

Voorkomen	Provincie	Waterschap	Gemeente(s)
Tietjerksteradeel-Rotliegend	Fryslân	Wetterskip Fryslân	Tytsjerksteradiel, Achtkarspelen, Dantumadiel
Tietjerksteradeel-Vlieland	Fryslân	Wetterskip Fryslân	Tytsjerksteradiel, Achtkarspelen, Smallingerland, Leeuwarden
Suawoude	Fryslân	Wetterskip Fryslân	Tytsjerksteradiel

Tabel 2-2: Kadastrale informatie winningslocaties

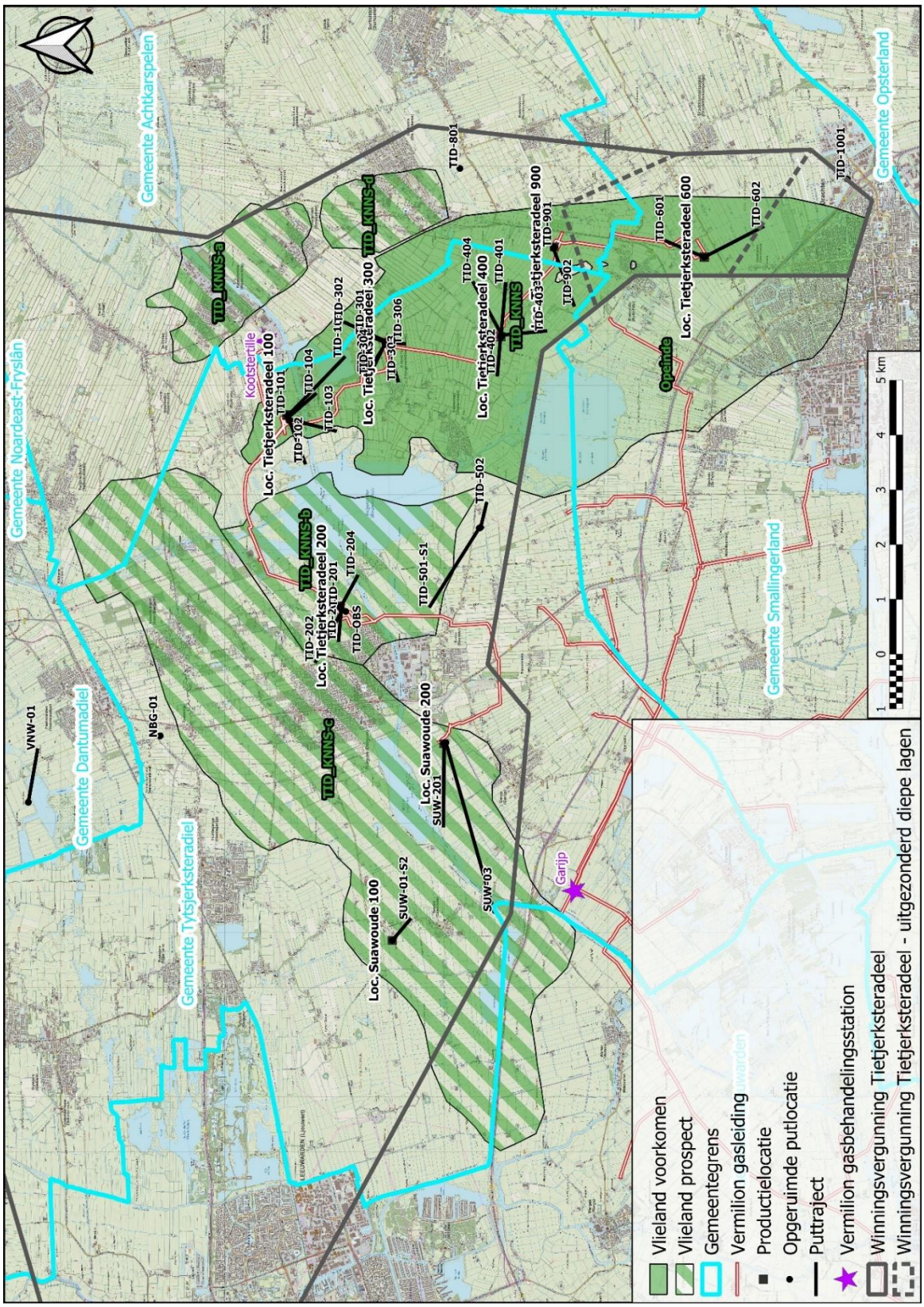
Winningslocatie	**SUW-100**	**SUW-200**	**TID-100**
Gemeente	Hardegarijp	Bergum	Oostermeer
Sectie	I	H	M
Nummer	724	662	150
Adres	Noorderend 6A, 9265 LM Suawoude	Stinswei 1, 9263 TG Garyp	Joost Wiersmaweg 17, 9258 CC, Jistrum
Winningslocatie	**TID-200**	**TID-300**	**TID-400**
Gemeente	Bergum	Oostermeer	Oostermeer
Sectie	I	M	M
Nummer	1015	414	1137
Adres	Nieuwstad 80A, 9251 LM Bergum	Lange Geestlaan 2 B, 9261 XK, Eastermar	Bildtweg 1B, 9261 WZ Eastermar
Winningslocatie	**TID-600**	**TID-900**	
Gemeente	Rottevalle	Drogeham	
Sectie	B	E	
Nummer	2192	143 en 1217	
Adres	De Boppeste 38 ach, 9221 SG, Rottevalle	Langewyk 3A, 9233TS Boelenslaan	

Note 1: Twee putten zijn geboord vanaf locatie TID-500. Beide putten hebben gas gevonden in het Tietjerk-Vlieland voorkomen maar zijn niet in productie genomen. De locatie TID-500 is opgeruimd nadat de twee putten op de locatie in 1999 zijn geabandonneerd.

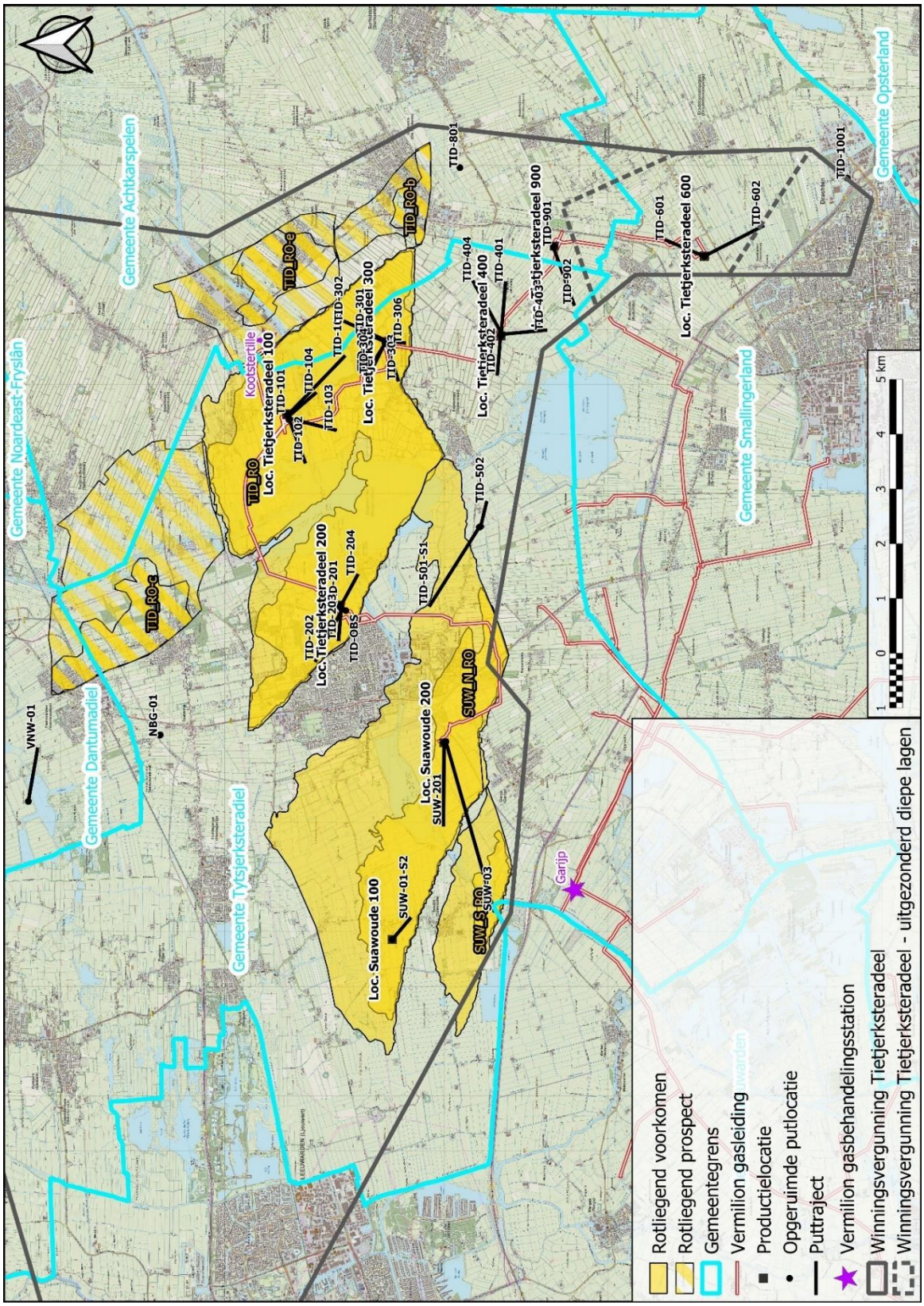
Note 2: de locatie TID-700 ligt buiten de winningsvergunning Tietjerksteradeel-II en maakt geen deel uit van deze winningsvergunning en ook niet van dit winningsplan.

Note 3: put TID-801 is geboord vanaf de locatie TID-800. Deze put heeft geen gas gevonden. De put is geabandonneerd en de locatie is opgeruimd.

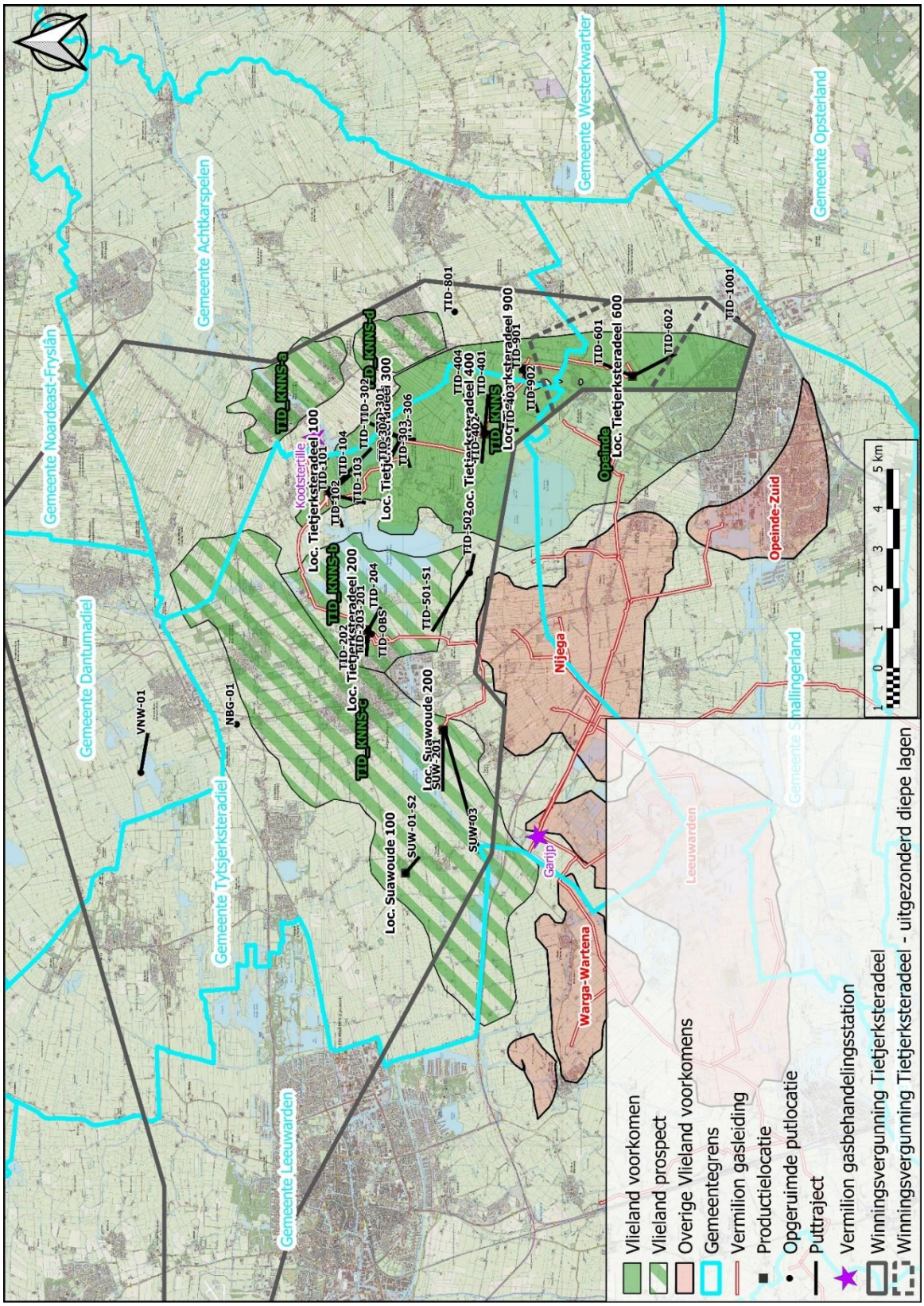
Note 4: put TID-OBS is een ondiepe put (geboord tot 505 meter diepte) op de locatie TID-200 waarmee de ondiepe compactie werd gemeten.



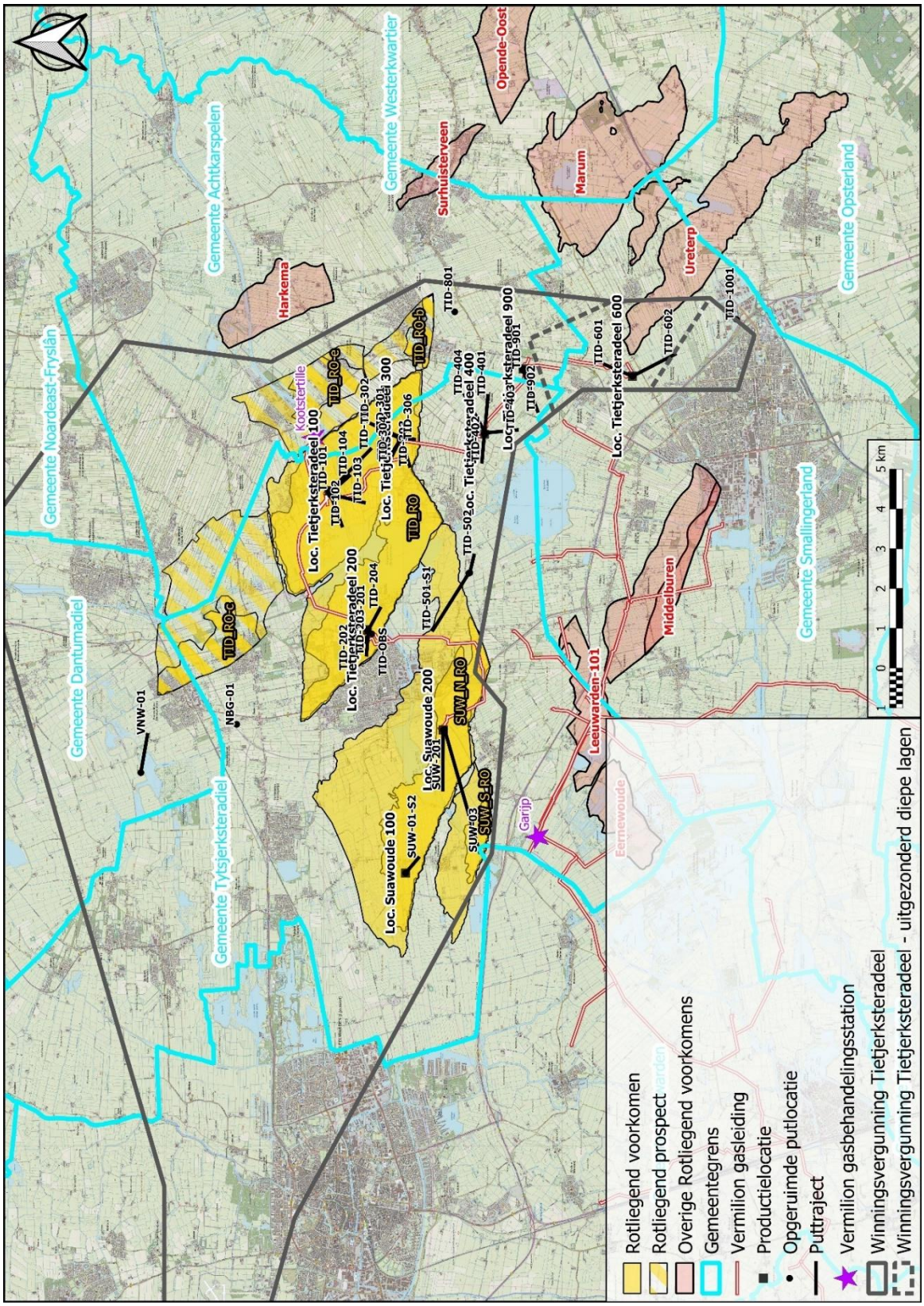
Figuur 2-1: Topografische kaart met de locatie van de voorkomens in de Vlieland formatie, de oppervlaktelocaties, de putten, en pijpleidingen. Het weergegeven Opeinde voorkomen valt onder een ander winningsplan (zie tekst).



Figuur 2-2: Topografische kaart met de locatie van de voorkomens in de Rotliegend formatie, de oppervlakte locaties, de putten, en pijpleidingen.



Figuur 2-3: Topografische kaart met voorkomens in de Vlieland formatie van dit winningsplan (groen), mijnbouwlocaties (zwarte vierkanten) en gasleidingen (rode lijnen). De omliggende voorkomens in de Vlieland formatie zijn in rood weergegeven. Het weergegeven Opeinde voorkomen valt onder een ander winningsplan (zie tekst).



Figuur 2-4: Topografische kaart met de voorkomens in de Rotliegend formatie van dit winningsplan (geel), mijnbouwlocaties (zwarte vierkanten) en gasleidingen (rode lijnen). De omliggende voorkomens in de Rotliegend formatie zijn in rood weergegeven.

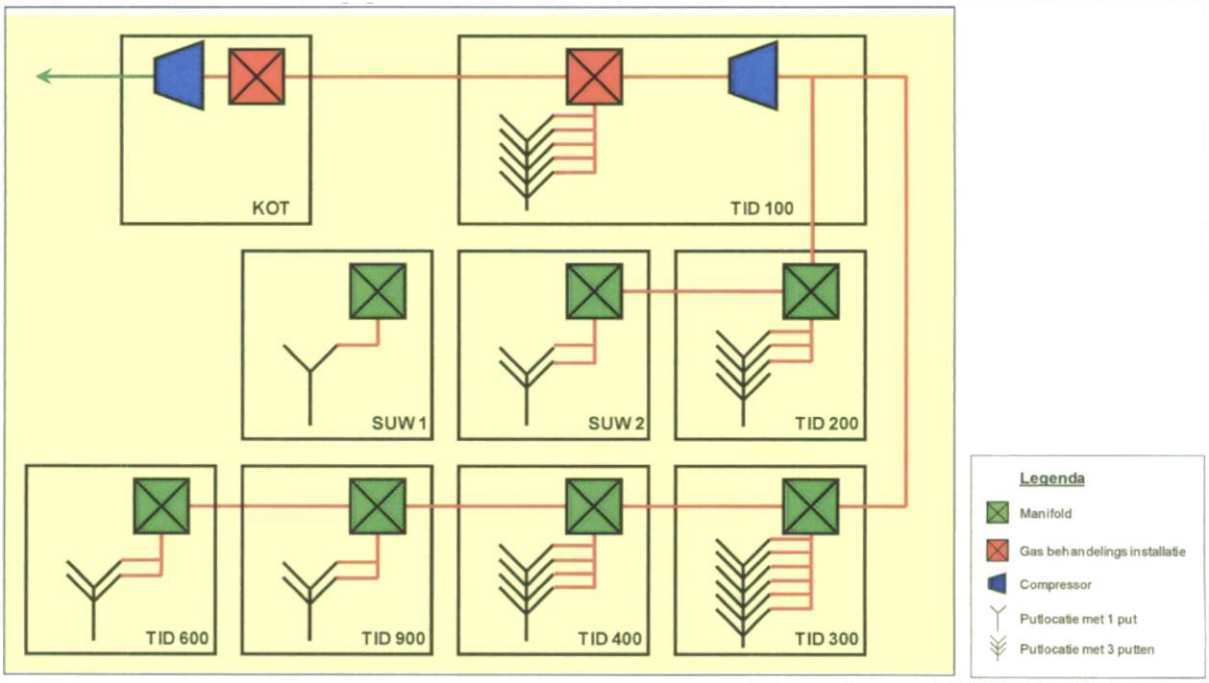
2.3 Schematische weergave gas-behandeling en afvoer

Figuur 2-5 is een schematische weergave van het stroomdiagram van alle productie- en behandelingslocaties van Tietjerksteradeel-Suawoude. In de bijlage, hoofdstuk 12, zijn de proces-stroomdiagrammen van deze locaties in meer detail weergegeven.

Het geproduceerde gas wordt, vanaf locaties Suawoude (SUW) -1/2 en Tietjerksteradeel (TID) -200/300/400/600/900, samen met de mee-geproduceerde vloeistoffen via pijpleidingen getransporteerd naar behandelingslocatie TID-100. Hier wordt het gas van de mee-geproduceerde vloeistoffen (water en condensaat) gescheiden. Het water wordt via vrachtwagens afgevoerd en op een externe locatie teruggevoerd in de diepe ondergrond. Het condensaat wordt via vrachtwagens naar de afnemer getransporteerd.

Op de locatie TID-100 vindt compressie van het gas plaats, waarna het via een ondergrondse pijpleiding naar locatie Kootstertille (KOT) wordt getransporteerd. Op KOT wordt verdere compressie toegepast zodat het gas naar de afnemer getransporteerd kan worden via een ondergrondse pijpleiding.

Op de locatie KOT bevindt zich een bemande controlekamer. De overige locaties worden gecontroleerd en gemonitord vanuit deze controlekamer. Operators bezoeken regelmatig de locaties voor controles en onderhoud.



Figuur 2-5: Schematisch stroomdiagram productie- en behandelingslocaties.

3 Boringen

3.1 Inleiding: Algemene beschrijving van een put

Figuur 3-1 is een schematische weergave van een gasproductie-put. 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 verbuizing wordt voorkomen dat stroming van vloeistoffen optreedt tussen verschillende aardlagen via de ruimte tussen boorgatwand en verbuizingen. Tijdens het boorproces wordt de sterkte van het cement steeds geverifieerd alvorens naar het volgende stadium van het boorproces te gaan. Over het algemeen zijn er meerdere *casings* binnen elkaar. Het laatste deel van de put bestaat meestal uit een zgn. *liner*: een metalen verbuizing die niet helemaal tot aan de oppervlakte gaat maar eindigt in de laatste casing. Ook de liner wordt vast gecementeerd in zowel de laatste metalen verbuizing als de boorgat-wand.

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

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

Binnenin de put wordt een productie-stijgbuis, ook wel *tubing* genoemd, gemonteerd. Het gas stroomt door de tubing naar boven. In geval van meerdere reservoirs, wordt een schuifdeur *(sliding side door)* geplaatst waardoor het gas de tubing binnen kan stromen. De productie-stijgbuis zit onderin de put vast met een productie *packer* aan de metalen verbuizing. De ruimte tussen de productie-stijgbuis en de metalen verbuizing wordt A-*annulus* genoemd. De packer sluit de annulus af van de reservoir druk. De druk in deze annulus wordt voortdurend gemonitord om de goede staat, de *integriteit,* van de put te kunnen waarborgen.

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

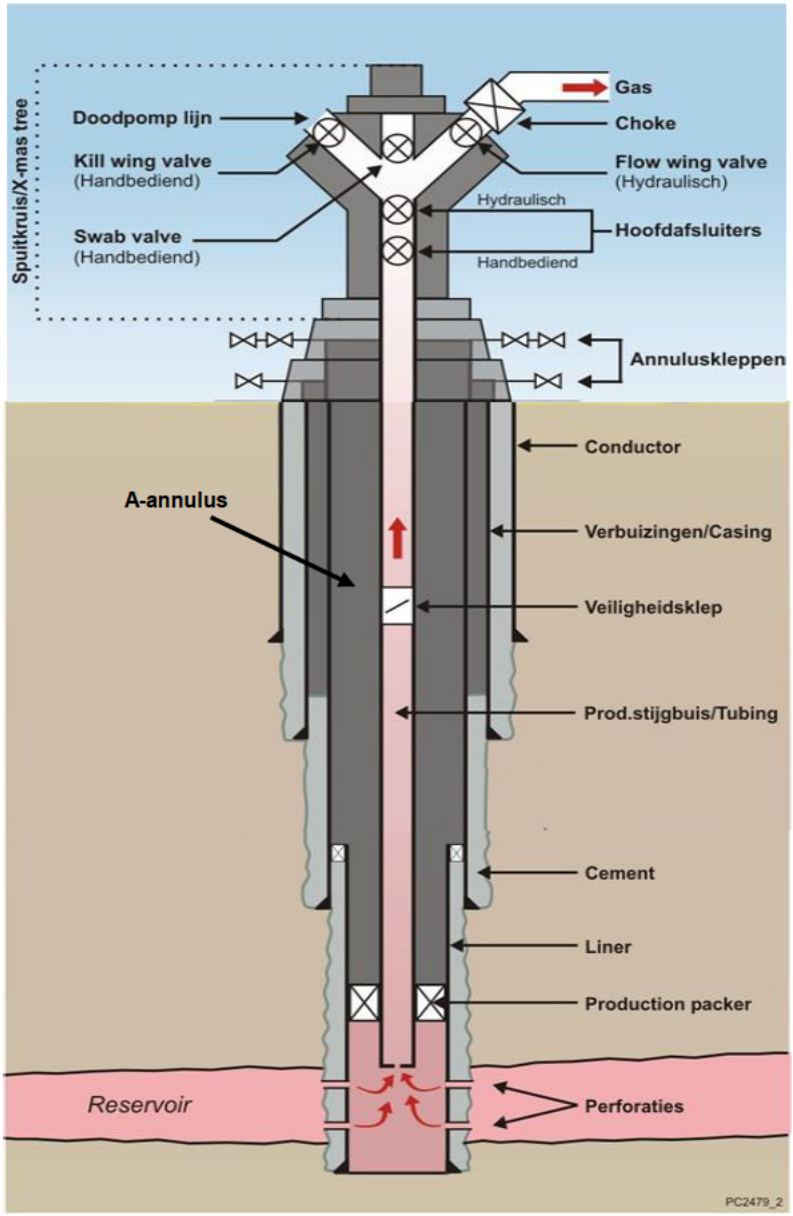
De put is voorzien van beveiligingskleppen. Die kunnen met behulp van hydraulische druk worden geopend, opengehouden en dicht gezet. In de put zijn de volgende beveiligingskleppen aanwezig:

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

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

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

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



Figuur 3-1: Schematische weergave van een generieke gasproductie-put. De tekening is niet op schaal, bovengronds is de X-mas tree sterk uitvergroot en ondergronds is de diepte sterk ingekort.

3.2 Overzicht boringen in voorkomens

Tabel 3-1 geeft een overzicht van de geboorde en nog actieve putten in de voorkomens. De geologische formaties worden in paragraaf 4.2 besproken.

De Suawoude putten en de Tietjerksteradeel putten van het TID-100 cluster, het 200-cluster alsmede de putten TID-301, TID-302, TID-303 en TID-304 produceren of hebben geproduceerd uit de Rotliegend formatie. De overige putten van het 300-cluster, TID-305 en TID-306, en de 400- 600- en 900-clusters produceren of hebben geproduceerd uit de Vlieland formatie.

Tabel 3-1: Status van de reeds geboorde putten in de voorkomens van dit winningsplan. 'Gedevieerd' betekent dat het boortraject niet recht naar beneden is maar gebogen.

Locatie	Afkorting put naam	Jaar boring	Put vorm	Formatie(s)	Cumulatieve gasproductie per 1.1.2020 [x10^6 nm^3]	Status (1-Jan-2020)
SUW-100	SUW-01	1965	Gedevieerd	Rotliegend	683	geabandonneerd
SUW-200	SUW-02	1978	Gedevieerd	Rotliegend	2796	tijdel jk ingesloten
SUW-200	SUW-03	1997	Gedevieerd	Rotliegend	61	gesuspendeerd
TID-100	TID-101	1965	Verticaal	Rotliegend	2053	in productie
TID-100	TID-102	1974	Gedevieerd	Rotliegend	3092	in productie
TID-100	TID-103	1974	Gedevieerd	Rotliegend	2320	tijdel jk ingesloten
TID-100	TID-104	1974	Gedevieerd	Rotliegend	2793	in productie
TID-100	TID-105	1986	Gedevieerd	Rotliegend	441	tijdel jk ingesloten
TID-200	TID-201	1971	Verticaal	Rotliegend	2379	in productie
TID-200	TID-202	1975	Gedevieerd	Rotliegend	1250	gesuspendeerd
TID-200	TID-203	1975	Gedevieerd	Rotliegend	176	geabandonneerd
TID-200	TID-204	1985	Gedevieerd	Rotliegend	862	geabandonneerd
TID-300	TID-301	1973	Gedevieerd	Rotliegend	3504	in productie
TID-300	TID-302	1973	Gedevieerd	Rotliegend	2966	tijdel jk ingesloten
TID-300	TID-303	1975	Gedevieerd	Rotliegend	1	gesuspendeerd
TID-300	TID-304	1976	Gedevieerd	Rotliegend	1306	in productie
TID-300	TID-305	1976	Gedevieerd	Vlieland	559	tijdel jk ingesloten
TID-300	TID-306	1976	Gedevieerd	Vlieland	418	in productie
TID-400	TID-401	1978	Gedevieerd	Vlieland	638	in productie
TID-400	TID-402	1978	Gedevieerd	Vlieland	386	in productie
TID-400	TID-403	1981	Gedevieerd	Vlieland	86	in productie
TID-400	TID-404	1984	Gedevieerd	Vlieland	108	in productie
TID-500	TID-501	1979	Gedevieerd	Vlieland	0	geabandonneerd
TID-500	TID-502	1982	Gedevieerd	Vlieland	0	geabandonneerd
TID-600	TID-601	1980	Gedevieerd	Vlieland	260	In productie
TID-600	TID-602	1981	Gedevieerd	Vlieland	1969	in productie
TID-800	TID-801	1980	Verticaal	Vlieland	0	geabandonneerd
TID-900	TID-901	1983	Gedevieerd	Vlieland	483	tijdel jk ingesloten
TID-900	TID-902	1983	Gedevieerd	Vlieland	0	geabandonneerd
TID-200	TID-OBS	1975	Verticaal	Put geboord tot 500 meter diepte om compactie van de ondiepe ondergond te kunnen meten.		

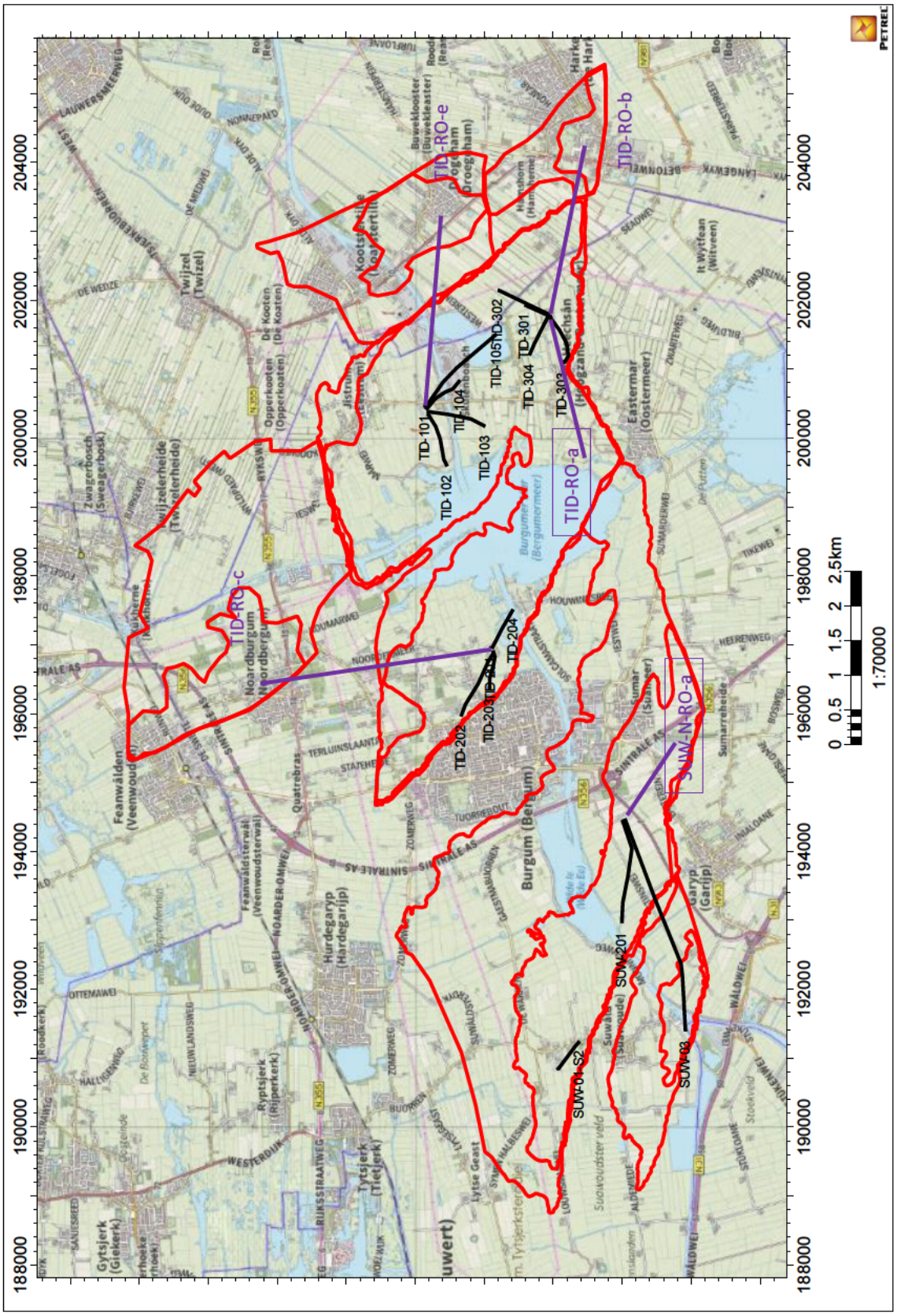
Note: SUW-02 wordt soms ook wel aangeduid met SUW-201.

Tabel 3-2 geeft een indicatief overzicht van de putten die in de toekomst nog geboord zullen worden. Mogelijk worden enkele van deze putten geboord als aftakking uit een bestaande put. Meer gedetailleerd ontwerp kan tot andere boortrajecten leiden, maar de doel-voorkomens blijven gelijk, zodat de gevolgen ook gelijk blijven. De planning (kolom met jaar boring in Tabel 3-2) is indicatief, en onderhevig aan veranderingen ten gevolge van behaalde boorresultaten, duur van vergunningverlening en operationele gebeurtenissen.

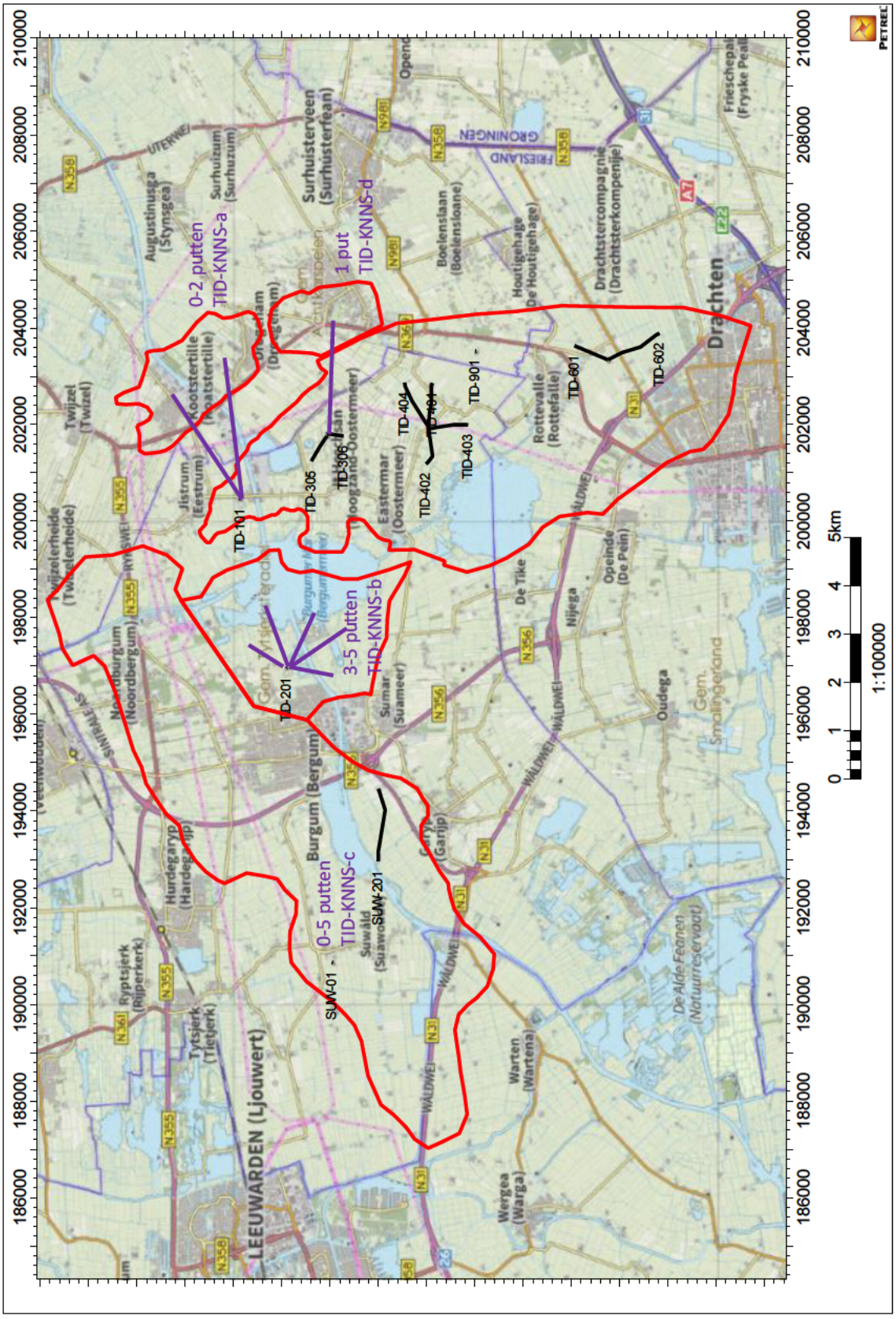
De ligging van de putten en de locaties van waaruit deze mogelijk geboord worden zijn weergegeven in Figuur 3-2 voor de Rotliegend putten en Figuur 3-3 voor de Vlieland putten.

Tabel 3-2: Indicatief overzicht van mogelijk toekomstige putten of putaftakkingen in de Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens. Deze planning is indicatief, en onderhevig aan veranderingen ten gevolge van behaalde boorresultaten, duur van vergunningverlening, en operationele gebeurtenissen.

Aantal putten	Jaar boring	Locatie	Doel	Opmerking
1	2022	SUW-200	SUW-N-RO-a	Dit is een boring naar een apart breukblok in de SUW_N_RO contour. Het is onduidelijk of dit blok wel of niet verbonden is met de bestaande putten, zie Figuur 3-2 voor de locatie.
1	2022	SUW-200	SUW-S-RO	
1	2023	TID-300	TID-RO-a	Dit is een boring naar een apart breukblok in de TID-RO contour. Het is onduidelijk of dit blok wel of niet verbonden is met de bestaande putten, zie Figuur 3-2 voor de locatie.
3-5	2022-2027	TID-200	TID-KNNS-b	Aantal putten afhankelijk van eerste boorresultaten
1	2022	TID-200	TID-RO-c	
1	2023+	TID-300	TID-KNNS-d TID-RO-b	Deze 2 prospects kunnen waarschijnlijk ontw kkeld worden met 1 put.
1	2023+	TID-100	TID-RO-e	
0-7	2023+	SUW-100, SUW-200, TID-200 of nieuwe locatie	TID-KNNS-c	Aantal putten afhankelijk van eerdere boorresultaten (met name TID-KNNS-b)
0-2	2023+	TID-100, TID-300 of nieuwe locatie	TID-KNNS-a	Aantal putten afhankelijk van eerdere boorresultaten (met name TID-KNNS-b)



Figuur 3-2: Indicatieve ligging van boortrajecten en -locatie van mogelijk toekomstige putten of putaftakkingen (paars) naar de Rotliegend deelvoorkomens. In zwart zijn de bestaande boortrajecten weergegeven. Ten opzichte van het voorgaande winningsplan [Ref. 14], zijn de deelvoorkomens TID-RO-c en TID_RO-e nieuw.

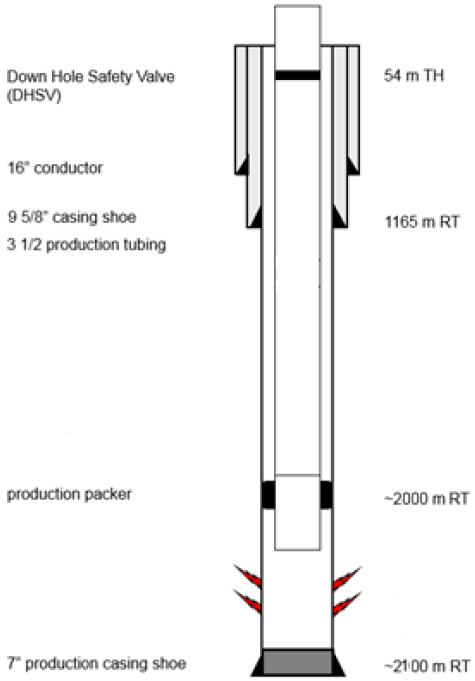


Figuur 3-3: Indicatieve aantallen en doel-deelvoorkomens van toekomstige putten in de Vlieland formatie. De eerste putten, naar TID-KNNS-b, zijn gepland vanaf de TID-200 locatie; dit zijn indicatieve boor trajecten (in paars weergegeven). In zwart zijn de bestaande boortrajecten weergegeven. Ten opzichte van het voorgaande winningsplan [Ref. 14], zijn de deelvoorkomens TID-KNNS-a, TID-KNNS-b en TID-KNNS-c nieuw.

3.3 Schematische voorstelling putverbuizing(en)

In de bestaande Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens zijn putten zowel in de Vlieland formatie als in de Rotliegend formatie gecompleteerd. Om de Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens in de toekomst verder te ontwikkelen zullen additionele putten naar zowel de Vlieland als de Rotliegend formatie worden geboord.

In Figuur 3-4 is schematisch de verbuizing van een put weergegeven met een enkele set perforaties. De afstanden zijn indicatief, en gemeten door de putten opzichte van een referentiepunt aan het oppervlak.

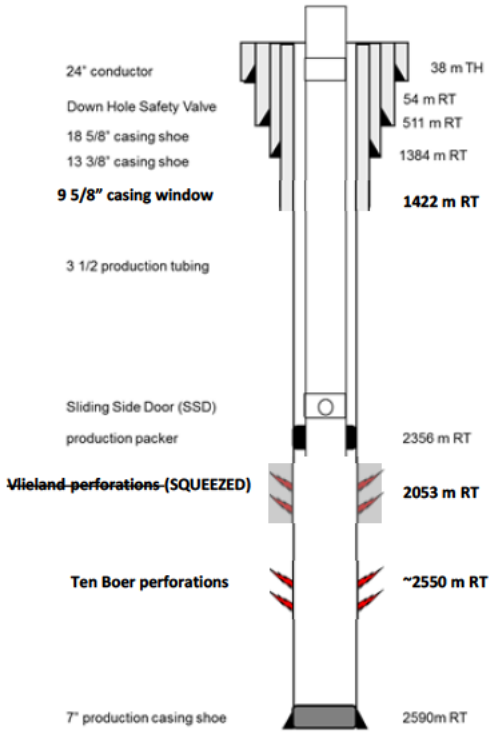


Figuur 3-4: Schematische weergave putverbuizing en -completie van een put met een enkele set perforaties. De afstanden zijn ter illustratie, deze zijn afhankelijk van de lengte van de put en de diepte van de doelformatie. De tekening is niet op schaal (sterk verticaal gekrompen).

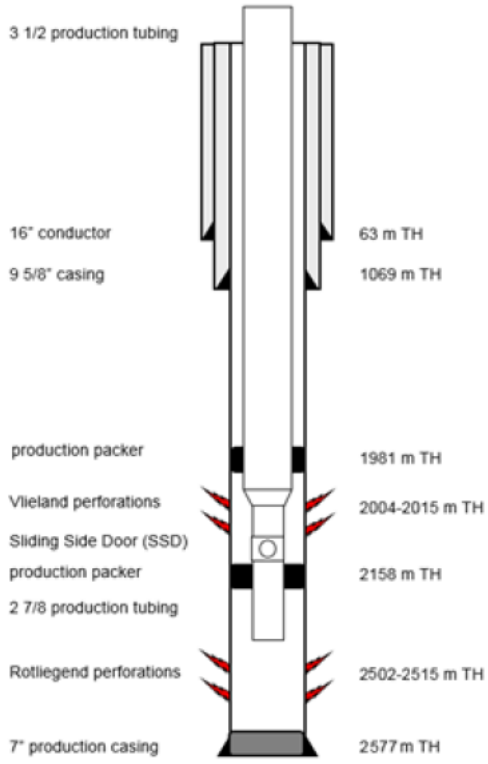
Bestaande putten kunnen mogelijk gebruikt worden om, na afloop van productie uit een formatie, verder te produceren uit een andere formatie door middel van een aanpassing van de completie (work-over). Figuur 3-5 geeft een schematisch voorbeeld van de verbuizing van een put waarvan de perforaties naar de Vlieland zijn afgesloten, waarna de put op een andere diepte, ter hoogte van de Ten Boer formatie, opnieuw geperforeerd is.

Daarnaast is het mogelijk om een put om meerdere plekken te perforeren, in verschillende doelformaties. Door middel van de verbuizing en completie kan vervolgens selectief geproduceerd worden uit één geperforeerd interval, of uit beide intervallen tegelijk. Dit is schematisch weergegeven in Figuur 3-6.

In de bijlage hoofdstuk 13, Putverbuizingen en perforaties, zijn in tabel vorm de verbuizing van de putten weergegeven.



Figuur 3-5: Schematische weergave mogelijke putverbuizing en -completie van een put na het installeren van een geplande nieuwe completering in de Ten Boer formatie. De tekening is niet op schaal (sterk verticaal gekrompen).



Figuur 3-6: Schematische weergave mogelijke putverbuizing en -completie van een put met completering in de Vlieland en de Rotliegend. De tekening is niet op schaal (sterk verticaal gekrompen).

3.4 Plaats en wijze waarop koolwaterstoffen in verbuizing treden

De completering van de put bestaat uit perforaties door de casing of liner die de formatie in verbinding stellen met de productie-verbuizing. Via de productie-verbuizing worden de koolwaterstoffen naar het oppervlak geproduceerd. De perforaties in de Rotliegend intervallen zijn geplaatst op ongeveer 2400 meter, en die in de Vlieland intervallen op ongeveer 1900 meter diepte, verticaal gemeten vanaf de oppervlakte.

Tijdens de productie periode van een put worden intervallen soms opnieuw geperforeerd, of intervallen die niet eerder zijn geperforeerd alsnog geperforeerd, om de verbindeng met het gas te verbeteren en de productie te optimaliseren.

Het te perforeren interval in een nog te boren put hangt af van wat er gevonden wordt in de nog te boren put.

In de bijlage hoofdstuk 13, Putverbuizingen en perforaties, zijn in tabel vorm de geperforeerde intervallen van de putten weergegeven.

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 gebeuren 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 de formatie met de put in communicatie brengen. Dit duurt ongeveer een dag of twee, 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 en / of cement in de put.

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

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

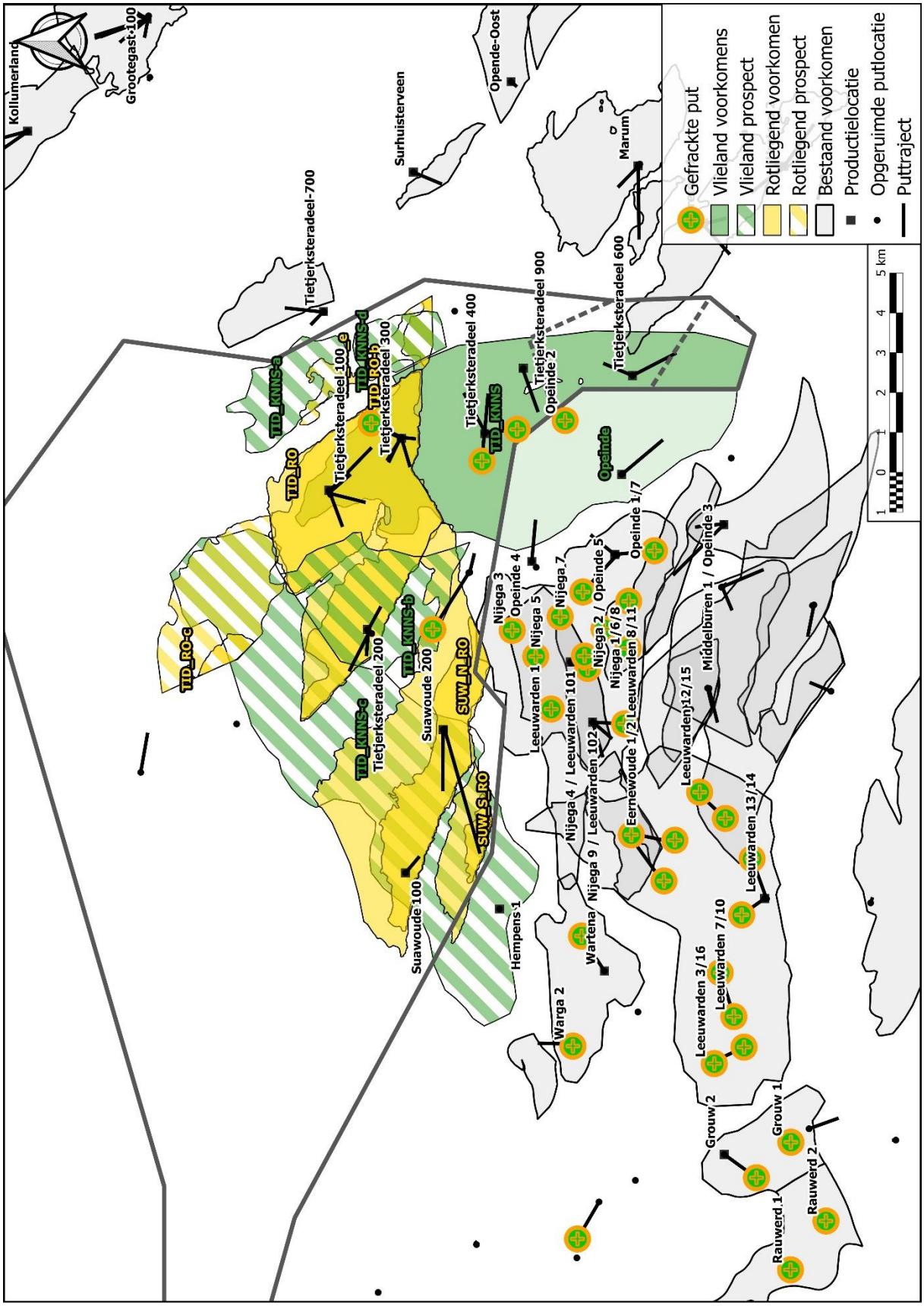
Fracken van de toekomstige putten in de Vlieland en Ten Boer formaties is mogelijk nodig. Een aantal van de bestaande putten in dit gebied zijn in het verleden gefrackt, zie Tabel 3-3. Figuur 3-7 is een kaart waarop deze putten zijn aangegeven. TNO heeft in 2018 een onderzoek gedaan naar de effecten voor mens natuur en milieu [Ref 27] van historische frack operaties in Nederland, waaronder ook de frack operaties in putten in Tabel 3-3. Uit dit onderzoek van TNO blijkt dat er geen nadelige gevolgen zijn geweest van deze frack operaties.

In de bijlage hoofdstuk 15 worden aan fracken gerelateerde activiteiten in detail beschreven. De putten in de Slochteren zandsteen zullen niet gefrackt worden omdat de natuurlijke doorlatendheid daar naar verwachting voldoende is.

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

Tabel 3-3: Gefrackte putten in en rondom de Tietjerk II winningsvergunning.

Put	Datum fracken
ERW-01	September 1969 en december 1979
FRA-01	Januari 1997
GRW-01	Mei 1990 en januari 1997
GRW-02	Augustus 1990
LEW-01	Augustus 1968, april 1980 en mei 1991
LEW-03	Maart 1969 en mei 1990
LEW-07	December 1987
LEW-08-S1	Juli 1991
LEW-10	Augustus 1990
LEW-11-S1	Maart 1989
LEW12	Mei 1991
LEW-13	Mei 1990
LEW-14	Mei 1990
LEW-15	September 1989
LEW-16	Mei 1991
LEW-101	Juni 1992
NGA-01A	Juni 1992
NGA-02-S2	September 1989
NGA-03	Mei 1991
NGA-04	November 1978 en maart 1989
NGA-05	September 1989
NGA-06	Augustus 1990
NGA-07	November 1978 en juni 1992
NGA-08	Juni 1992
NGA-09	Februari 1989
OPE-02	Augustus 1990
OPE-05	November 2004 en september 1989
RWD-01	Mei 1991
RWD-02	Augustus 1989
TID-302	December 1997
TID-402	Januari 1984
TID-403	Februari 1982 en December 1983
TID-501-S1	Januari 1980
WRG-02	December 19679 en mei 1991
WTN-01-S1	Mei 1985 en maart 1997



Figuur 3-7: Kaart met putten die in het verleden zijn gefrackt in en rondom de Tietjerk II winningsvergunning.

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 er een onzekerheid over de grootte en de andere eigenschappen van het voorkomen. Voorspellingen zullen daardoor altijd door een onzekerheidsmarge omgeven zijn. De grootte van de onzekerheidsmarge verschilt van parameter tot parameter. Elke parameter zal dus een andere impact hebben op verschillende voorspellingen. In de volgende hoofdstukken worden deze onzekerheidsmarges nader besproken.

De vorm van het voorkomen wordt bepaald uit de analyse van geluidsgolven (zgn. seismiek). De seismiek heeft altijd een zekere mate van ruis. Bovendien zijn de voortplantingssnelheden in de lagen boven de Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens onzeker. De exacte diepte van de voorkomens is alleen bekend waar een put het reservoir binnengaat, op een heel klein aantal plaatsen dus. Het gevolg daarvan is dat er een beperkte mate van zekerheid is over de vorm van het voorkomen. De dikte is vaak wat beter bepaald, omdat de dikte van de geologische lagen over het algemeen relatief weinig varieert in dit gebied.

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

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

Het Suawoude voorkomen heeft een lengte van 7-8 km en een breedte van ongeveer 5-6 km. Het Tietjerksteradeel voorkomen heeft een lengte van 8-9 km en een breedte van ongeveer 7-8 km. Een boorgat heeft een diameter van gemiddeld 8½ inch of 22 cm, van waaruit de instrumenten ongeveer een decimeter ver kunnen meten. In totaal zijn er 29 putten geboord in de Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens, en in het verleden zijn er enkele in de omgeving geboord. Omdat de eigenschappen van maar een heel klein deel van het gesteente echt gemeten zijn, moge duidelijk zijn dat de inschatting van de eigenschappen van de voorkomens als geheel deels op extrapolatie gebaseerd zijn.

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

4.2 Geologie en gesteente-eigenschappen van het voorkomen

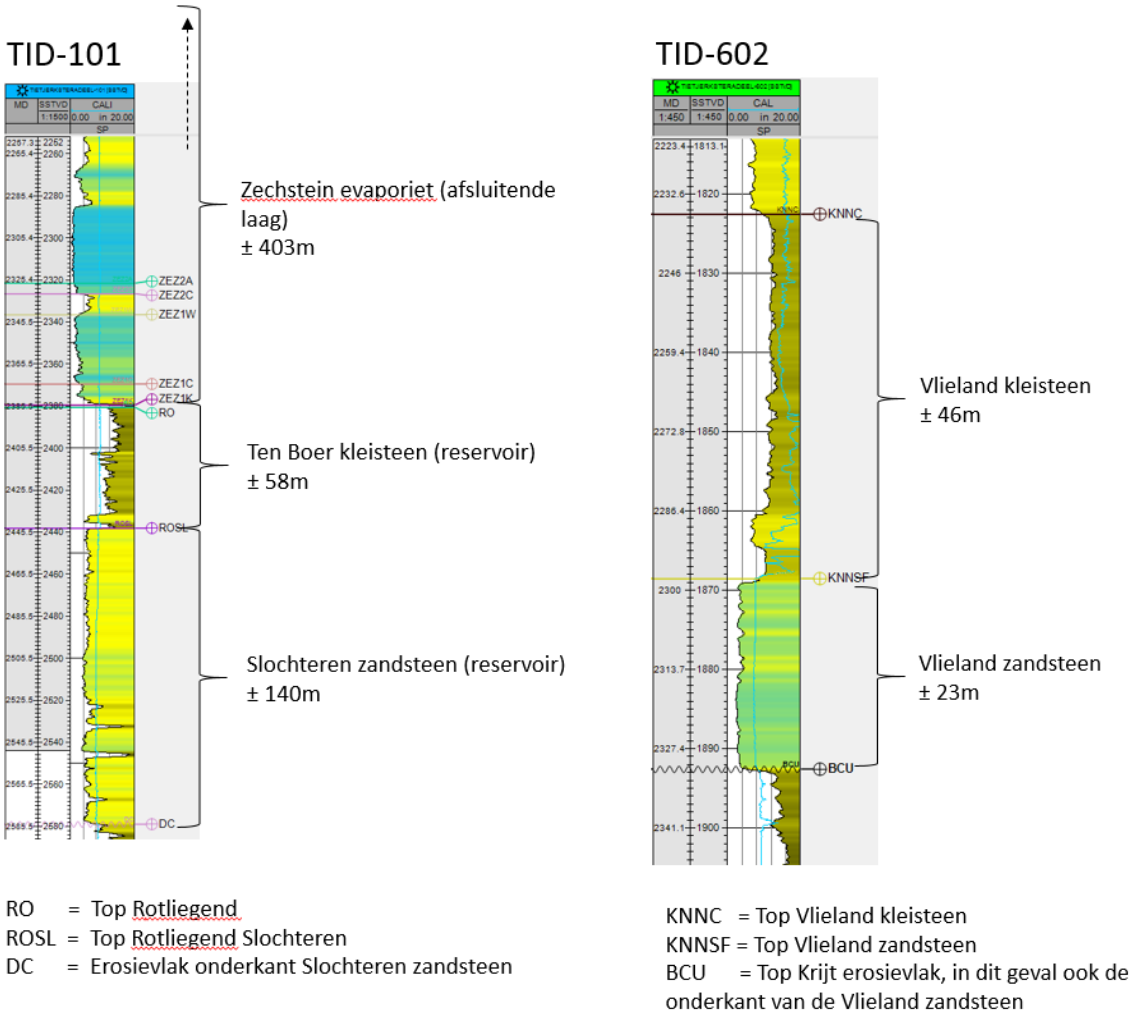
Hieronder staat een beschrijving van de geologische opbouw van het gesteente in het gebied van de voorkomens. Een algemene beschrijving met nadere uitwerking van de gebruikte begrippen kan gevonden worden in Ref. 13.

4.2.1 Reservoir-formaties en afsluitende lagen

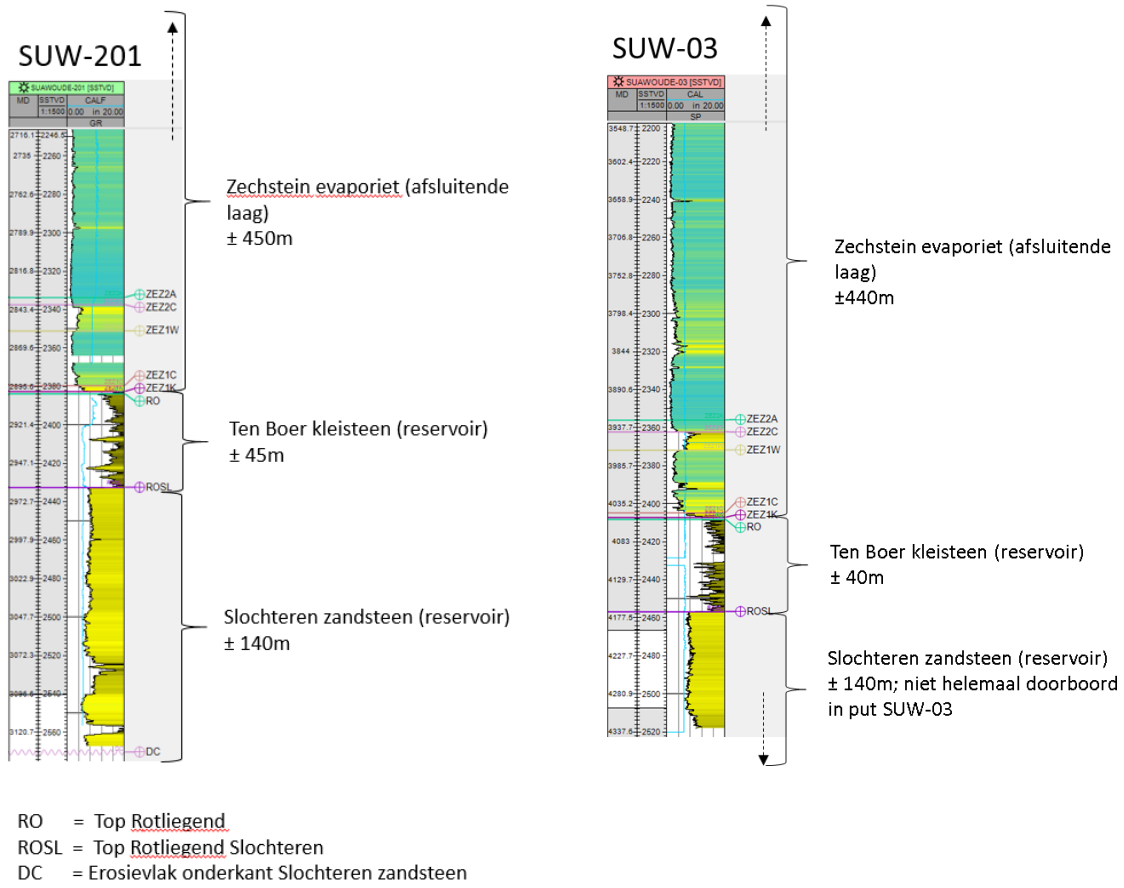
In het Tietjerksteradeel voorkomen bevindt het gas zich in de Rotliegend zandsteen formatie en de Vlieland zandsteen formatie. De Rotliegend zandsteen formatie wordt afgedekt en afgesloten door de Zechstein formatie. De Rotliegend zandsteen formatie bestaat uit een dik pakket Slochteren zandsteen, ±140 meter en daarboven de Ten Boer kleisteen van ±45 meter met daarin dunne zandlagen. Beiden formaties bevatten gas. De Vlieland zandsteen formatie wordt afgedekt en afgesloten door de Vlieland kleisteen. De Vlieland zandsteen formatie bestaat uit ondiep-mariene zanden, die lateraal kunnen

overgaan in kleien (“pinch-out”). Figuur 4-1 toont logs van twee putten in het Tietjerksteradeel voorkomen en de verschillende formaties.

Het Suawoude voorkomen bestaat uit Suawoude-Noord en Suawoude-Zuid. In het Suawoude voorkomen bevindt het gas zich in de Rotliegend formatie. Het Rotliegend voorkomen wordt afgedekt en afgesloten door de Zechstein formatie. De Rotliegend zandsteen formatie bestaat uit een dik pakket Slochteren zandsteen, ±140 meter en daarboven de Ten Boer kleisteen van ±45 meter met daarin dunne zandlagen. Beiden formaties bevatten gas. Figuur 4-2 toont logs van een put in het Suawoude-Noord voorkomen en van een put in het Suawoude-Zuid voorkomen.



Figuur 4-1: Geologische logs voor de putten TID-101 en TID-602 in het Tietjerksteradeel voorkomen. Op de TID-101 log staan de Rotliegend Slochteren en Ten Boer reservoirs en de afsluitende Zechstein formatie weergegeven. Op de log van TID-602 staat het Vlieland zandsteen reservoir en de afsluitende laag Vlieland kleisteen weergegeven.



Figuur 4-2: Geologische logs voor de put SUW-201 in het Suawoude-Noord voorkomen en voor de put SUW-03 in het Suawoude-Zuid voorkomen. Op de logs staan de Rotliegend Slochteren en Ten Boer reservoirs en de afsluitende Zechstein formatie weergegeven.

4.2.2 Structuur

Door bewegingen van en botsingen tussen de aardplaten in de geologische geschiedenis zijn er golven ontstaan in de aardlagen. Omdat het gesteente niet zo buigzaam is, leidt dit tot breuken. In dit gebied is het resultaat dat het gesteente van de Rotliegend voorkomens uit licht schuin-liggende *breukblokken* bestaat. De Vlieland voorkomens worden begrensd door een combinatie van stratigrafie (“pinch-out”, zoals in 4.2.1 besproken) en helling (gas-water-contact). 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 het grote afgesloten bekken van het Perm veranderde in kleine afzonderlijke bekkens en hogen begrensd door breuken.

Deze tektonische bewegingen, alsook door beweging van het Zechstein-zout, hadden tot gevolg dat het gebied omhoog kwam. Hierdoor startte ook een periode van non-depositie en milde erosie. In het gebied zijn voornamelijk de Trias afzettingen geërodeerd, met name in het gebied rondom de TID-200, -500 en SUW putten. Jura afzettingen zijn niet aangetroffen in het gebied.

Na deze periode van omhoogkomen en (milde) erosie, volgde een daling, en een zee-overspoeling (transgressie) in het Krijt. De vorming van de Alpen aan het einde van het Krijt veranderde het spanningsveld naar een compressioneel regime. Dit had invloed op de structuren en het verzet van de breuken in dit gebied.

4.2.3 Bron koolwaterstoffen

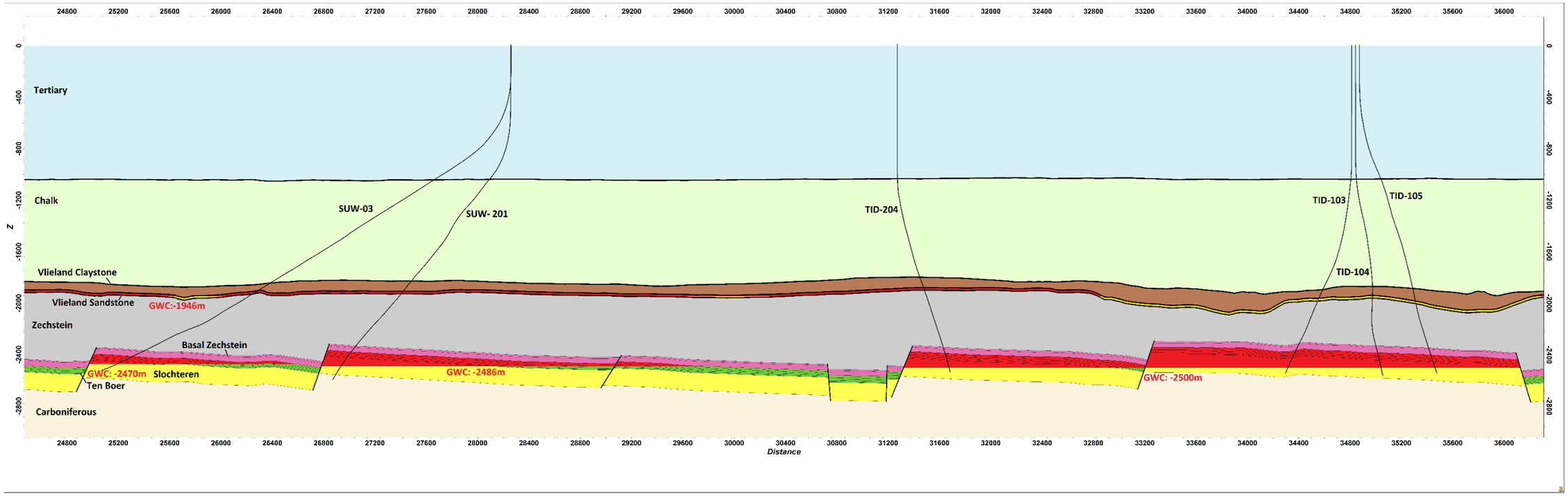
Tijdens de geologische geschiedenis worden lagen die organische bestanddelen bevatten soms diep begraven. Dat kan leiden tot het genereren van gas of olie. Hier gebeurde het genereren van gas in het

Carboon pakket, gelegen onder de Rotliegend. Van daaruit is het gas naar boven gestroomd en in de bovenliggende Rotliegend en Vlieland zandstenen terechtgekomen.

De Carboon sedimenten zijn snel begraven onder de laat Perm Zechstein transgressie en het gebied is gaan zakken en is blijven zakken tot aan het Krijt en het Tertiair. Door het snelle begraven, warmde het Carboon 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 kwamen op gang waarbij initiële porositeit en permeabiliteit verminderde. Tegelijkertijd konden koolwaterstoffen naar de zanden van de Rotliegend en Vlieland formaties migreren, om zo de Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens te vullen. Dat proces is waarschijnlijk nog steeds aan de gang.

4.2.4 Geologische doorsnede van voorkomen

In Figuur 4-3 is een schematische doorsnede van de Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens. Het gas bevindt zich in de zandsteen reservoirs van de Vlieland en Rotliegend formaties.



Figuur 4-3: Geologische doorsnede van west naar oost door Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens met werkelijke verhouding.

4.3 *Gesteente-eigenschappen van de b*ovenliggende lagen

Boven de Vlieland zandsteen, die hierboven besproken is, bevindt zich nog ongeveer 1900 m gesteente. Dat bestaat uit de volgende formaties, van boven naar beneden:

- Tertiair
  - Boven-Noordzee
    Deze formatie bestaat uit niet-doorlatende (*impermeabele*) kleilagen afgewisseld met zandlagen en beslaat de bovenste 400 m. Eventueel grondwater bevindt zich in het allerbovenste deel.
  - Onder-Noordzee
    Deze formatie bestaat uit impermeabele kleilagen afgewisseld met zandlagen.
- Krijt
  - Ommelanden
  - Texel
    Deze formaties bestaan uit krijtsteen
  - Holland
    Deze formatie bestaat uit impermeabele kleilagen en mergel.
  - Vlieland klei
    Dit is een klei formatie die impermeabel is. Eronder bevindt zich de Vlieland zandsteenlaag waarin gas voorkomt

Tussen de zandsteen reservoirs van de Rotliegend en de Vlieland bevindt zich ongeveer 500 m gesteente van de Zechstein formatie. Dit bestaat uit afwisselende lagen van impermeabele evaporieten (gesteentes die door verdamping van water ontstaan: zoutlagen en anhydrieten), carbonaten (kalksteen) en enkele dunne kleistenen.

De Vlieland kleisteen, die de Vlieland voorkomens afdekt, is hier ongeveer 75m dik.

De voorkomens zijn dus op grote diepte gelegen, en er bevindt zich een groot aantal impermeabele lagen tussen het voorkomen en het oppervlak.

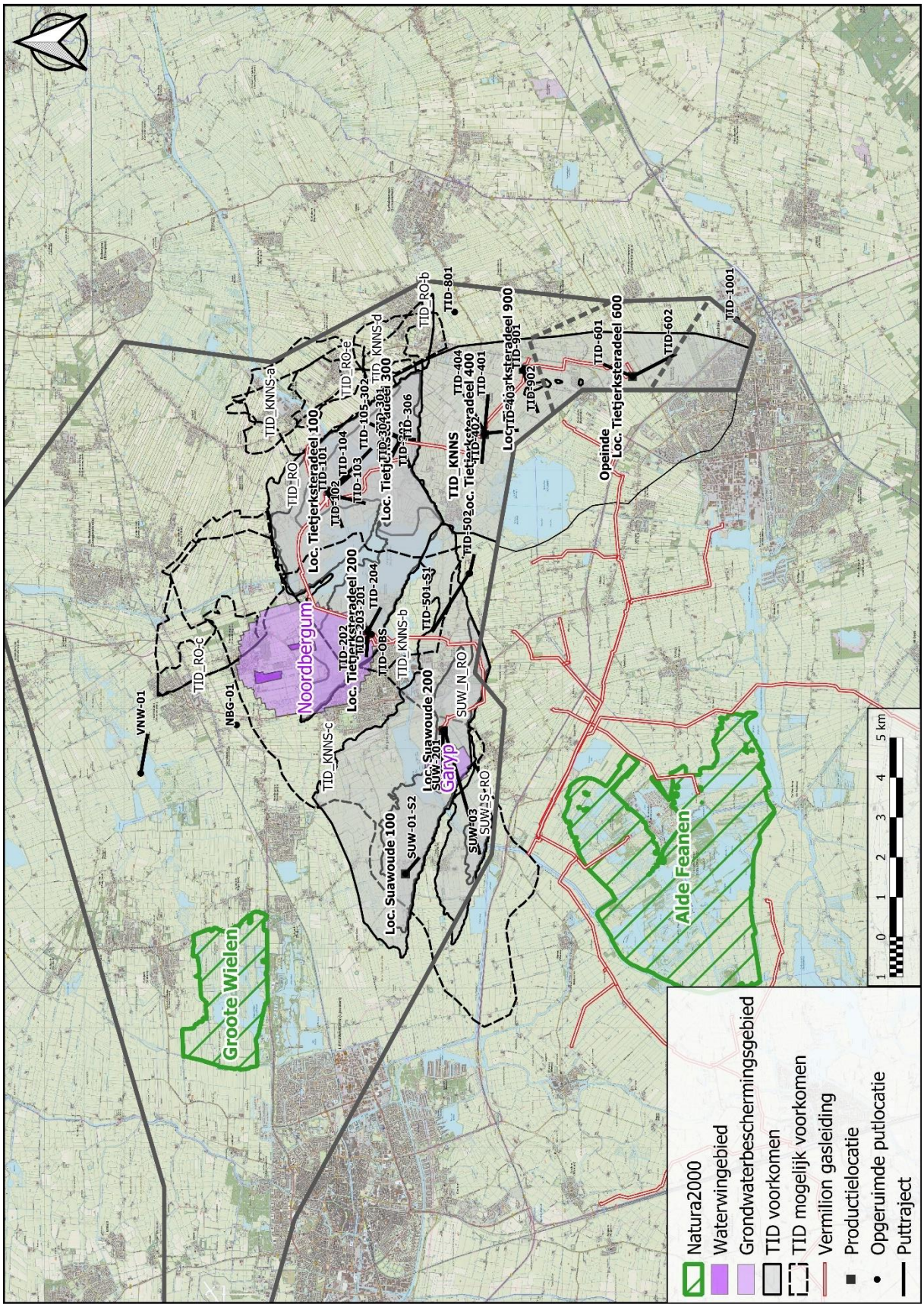
4.4 *Andere gebruiksmogelijkheden van de ondergrond*

Er is momenteel geen geothermie project in de directe omgeving van de voorkomens in dit winningsplan.

De Rotliegend formatie in de Suawoude en Tietjerksteradeel-Rotliegend voorkomens zelf is niet geschikt voor de winning van aardwarmte aangezien deze blokken vol met gas zaten en nu sterk gedepleteerd zijn. De prospects in de Rotliegend zandsteen zijn zeer geschikt voor geothermie in het geval deze prospects geen gas bevatten. De buurblokken zijn ook geschikt voor geothermie, voor zover deze water gevuld zijn; deze blokken kunnen hiervoor mogelijk in de toekomst gebruikt worden. De geplande activiteiten in dit winningsplan hebben geen invloed op geothermie activiteiten, omdat de met water gevulde blokken geen boordoelen zijn.

Grondwaterwinning vindt plaats in de Noordbergum en Garijp wingebieden die gelegen zijn binnen de Tietjerksteradeel II winningsvergunning, zie Figuur 4-4, op 30-70m diepte. Door de grote verticale afstand, en het grote aantal impermeabele lagen tussen het voorkomen en de grondwaterwinning is er geen interactie.

Gasopslag en zoutwinning zijn niet voorzien.



Figuur 4-4: Andere gebruiksmogelijkheden en beschermde zones in en rond de winningsvergunning Tietjerk.

5 Ontwikkelingsvooruitzichten

5.1 Inleiding

De voorkomens Tietjerksteradeel-Rotliegend, Tietjerksteradeel-Vlieland en Suawoude liggen in het zuidoostelijke deel van de Tietjerksteradeel-II winningsvergunning. Het Suawoude voorkomen is in 1965 aangetoond met de put SUW-01. Suawoude is een Rotliegend reservoir, waaruit is geproduceerd. Boven het Suawoude-Rotliegend reservoir is ook de Vlieland zandsteen waarschijnlijk gasvoerend. Daar is op deze locatie niet uit geproduceerd. De Tietjerksteradeel voorkomens zijn in 1965 aangetoond met de put TID-101. Productie heeft hier zowel plaatsgevonden uit de Rotliegend als Vlieland formaties.

In de Tietjerksteradeel-II winningsvergunning is een aantal aangrenzende breukblokken in het Rotliegend geïdentificeerd die mogelijk geschikt zijn voor gasproductie (*prospects*). De aanwezigheid van gas in deze blokken is nog niet aangetoond en is daarom onzeker, maar voldoende waarschijnlijk, o.a. op basis van seismisch onderzoek, om een boring te plannen. In de Vlieland zandsteen bevinden zich drie van zulke prospects binnen deze winningsvergunning. Tabel 5-1 geeft een overzicht van de bestaande deelvoorkomens, en de *prospects*.

Tabel 5-1: Bestaande deelvoorkomens en prospects in de Tietjerksteradeel-II winningsvergunning.

Suawoude	
SUW-S	Bestaand deelvoorkomen
SUW-N-RO	Kernblok van SUW-N uit vorige winningsplan
SUW-N-RO-a	Deelblok van SUW-N uit vorige winningsplan
Tietjerksteradeel-Rotliegend	
TID-RO	Bestaand deelvoorkomen; kerngebied van TID-RO uit vorige winningsplan
TID-RO-a	Deelblok van TID-RO uit vorige winningsplan
TID-RO-b	Deelblok van TID-RO uit vorige winningsplan
TID-RO-c	Prospect
TID-RO-e	Prospect
Tietjerksteradeel-Vlieland	
TID-KNNS	Bestaand deelvoorkomen
TID-KNNS-a	Prospect
TID-KNNS-b	Prospect
TID-KNNS-c	Prospect
TID-KNNS-d	Prospect

5.2 Historische productie en productie-gedrag

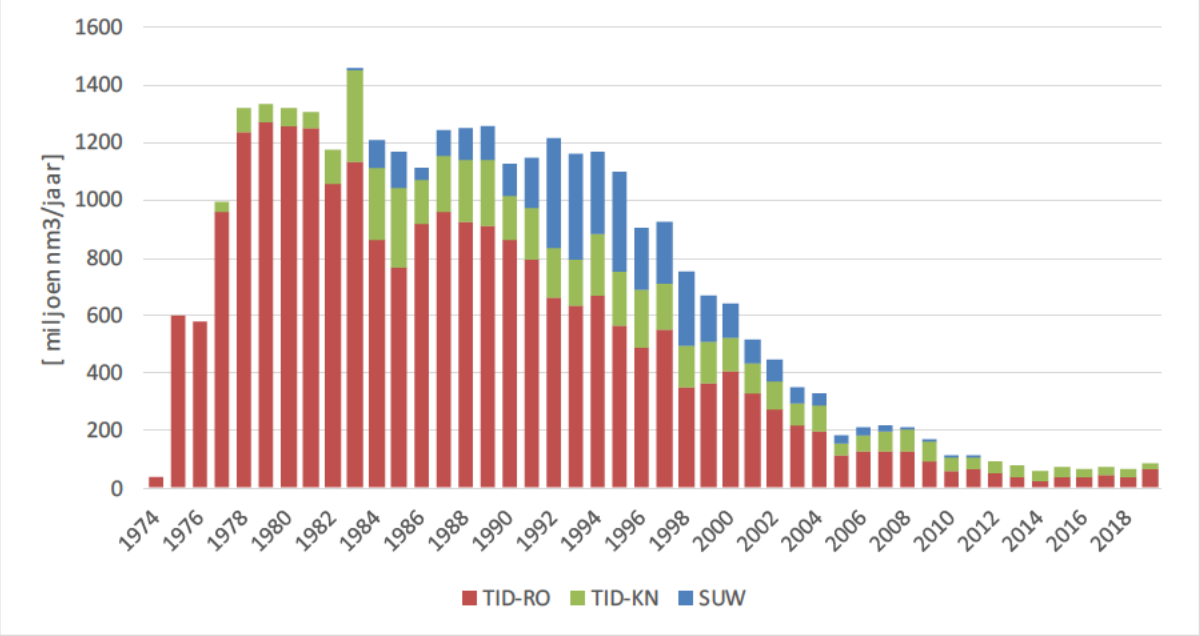
De totale productie tot 1 januari 2020 bedraagt 31573 miljoen nm^3. Opgedeeld per voorkomen is dit 3540 miljoen nm^3 uit Suawoude, 23126 miljoen nm^3 uit Tietjerksteradeel-Rotliegend en 4907 miljoen nm^3 uit Tietjerksteradeel-Vlieland.

Een samenvatting van de belangrijkste gebeurtenissen in de geschiedenis van de voorkomens m.b.t. de putten is weergegeven in Tabel 5-2.

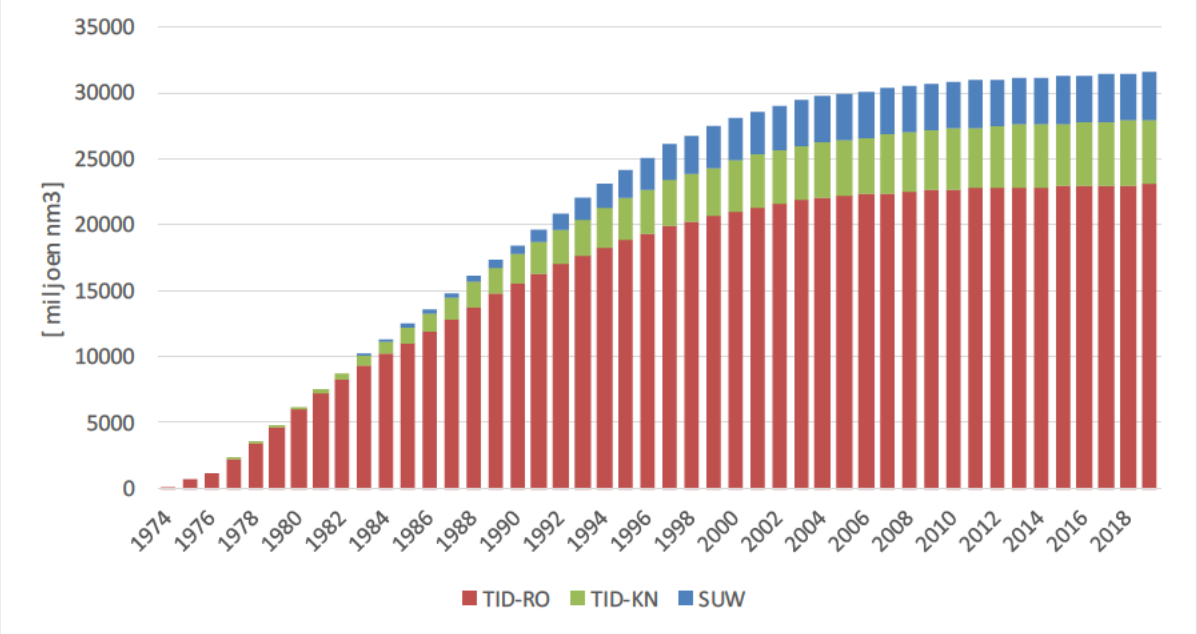
Figuur 5-1 laat de jaarlijkse productie van de voorkomens Tietjerksteradeel-Rotliegend, -Vlieland en Suawoude zien. Figuur 5-2 geeft de cumulatieve productie weer.

Tabel 5-2: Belangrijkste gebeurtenissen in de geschiedenis van de Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens.

Jaar	Gebeurtenis
1965	Geboord: TID-101, SUW-01.
1971	Geboord: TID-201.
1973	Geboord: TID-301, TID-302.
1974	Geboord: TID-102, TID-103, TID-104. Start productie: TID-301, TID-302.
1975	Geboord: TID-202, TID-203, TID-303. Start productie: TID-101, TID-102, TID-103, TID-104, TID-201, TID-202, TID-203.
1975	Getest en gesuspendeerd: TID-303.
1976	Geboord: TID-304, TID-305, TID-306.
1977	Start productie: TID-304, TID-305, TID-306.
1978	Geboord: SUW-02, TID-401, TID-402.
1979	Geboord: TID-501.
1980	Geboord: TID-601, TID-801, TID-901. Geabandonneerd: TID-801.
1981	Geboord: TID-403, TID-602.
1982	Geboord: TID-502. Start productie: TID-401, TID-402, TID-403, TID-901.
1983	Geboord: TID-901, TID-902. Start productie: SUW-02, TID-601, TID-602.
1984	Geboord: TID-404. Start productie: SUW-01.
1985	Geboord: TID-204.
1986	Geboord: TID-105. Start productie: TID-204. Geabandonneerd: TID-203, TID-902.
1987	Start productie: TID-404
1988	Start productie: TID-105. Geabandonneerd: TID-203.
1997	Geboord: SUW-03. Start productie: SUW-03.
1998	Gesuspendeerd: SUW-03, TID-202.
1999	Geabandonneerd: TID-501, TID-502.
2006	Geabandonneerd: SUW-01.
2011	Tijdelijk ingesloten: SUW-02, TID-204.
2012	Geabandonneerd: TID-204.
2013	Tijdelijk ingesloten: TID-105, TID-201.
2017	Tijdelijk ingesloten: TID-103.
2019	TID-201 opnieuw in productie genomen.



Figuur 5-1: Jaarlijkse productie van de voorkomens Tietjerksteradeel-Rotliegend, Tietjerksteradeel-Vlieland en Suawoude.



Figuur 5-2: Cumulatieve gasproductie historie van de voorkomens Tietjerksteradeel-Rotliegend, Tietjerksteradeel-Vlieland en Suawoude.

5.3 Onzekerheden

De delen van de voorkomens Tietjerksteradeel-Rotliegend en -Vlieland en Suawoude waaruit in het verleden geproduceerd is, zijn bijna leeg geproduceerd en hebben nog slechts een druk van rond de 20 bar. De productie uit deze blokken wordt waar mogelijk nog voortgezet, bij een relatief laag debiet per put. Door aanpassingen aan de put, zoals het toevoegen van nieuwe perforaties of het installeren van een kleinere diameter stijgbuis, kan de productieduur van zulke putten nog verlengd worden.

Daarnaast zijn er enkele blokken van de voorkomens die in het verleden nog niet zijn aangeboord, maar waarin zeer waarschijnlijk wel al een drukdaling heeft plaatsgevonden doordat deze blokken enigszins in druk-communicatie staan met blokken waaruit geproduceerd is. Dit betreft met name de blokken TID-RO-a en SUW-N-RO-a. Bij het aanboren van deze blokken is de onzekerheid met name de mate van drukdaling die reeds is opgetreden, en de resterende hoeveelheid produceerbaar gas.

Als laatste zijn er enkele blokken/deelvoorkomens die in het verleden nog niet zijn aangeboord, en waarin er meer onzekerheid is over het al dan niet aanwezig zijn van produceerbaar gas. Dit betreft de blokken TID-RO-b/c/e in de Rotliegend, en TID-KNNS-a/b/c/d in de Vlieland formatie.

Voor putten die in de toekomst geboord worden, of voor putaftakkingen, zijn er naast de hierboven genoemde onzekerheden nog de volgende onzekerheden:

- Het produceerbare gasvolume;
- Het haalbare productie-debiet;
- De mate waarin waterproductie de gasproductie zal hinderen of uiteindelijk stoppen.

Deze onzekerheden zullen afnemen door gegevens die beschikbaar komen na de eerste boring in het prospect en door monitoring van reservoirgedrag naarmate er meer geproduceerd wordt.

5.4 Winningsstrategie & reservoir management

De winning vindt plaats door middel van natuurlijke stroming door de aanwezige reservoirdruk (zgn. '*depletion drive*'). Er wordt geen injectie van water of gas in het reservoir toegepast om de druk op peil te houden.

De verwachte uiteindelijke winningsfactor (geproduceerd gas als percentage van het aanwezige gas, ook 'recovery factor' genaamd) is afhankelijk van het reservoir:

- Voor Slochteren reservoirs met een grote gas kolom en geen aquifer is dit ruim 90%. Dit zijn bijvoorbeeld SUW-N-ROSL en TID-RO-ROSL.

- Voor Slochteren reservoirs met een kleine gas kolom is dit ongeveer 50% - 65%, zoals voor SUW-S-ROSL, doordat gasproductie wordt beëindigd door water toestroom naar de put(ten).
- Voor de Ten Boer formaties is de verwachte recovery factor afhankelijk van de kwaliteit van het zandsteen en de mate waarin deze zanden onderling verbonden zijn. De recovery factor zal hierdoor tussen de 30% en 90% liggen. Een effectieve aquifer wordt niet verwacht in de Ten Boer formaties.
- Voor de Vlieland formatie is de onzekerheid gelegen in de kwaliteit van het gesteente en de mate waarin de deelvoorkomens intern verbonden zijn. De uiteindelijke verwachte recovery factor zal liggen tussen de 30% en (ruim) 90%.

De reservoir-prestaties worden gemonitord door:

- Voortdurende drukmeting in het spuitkruis.
- Water-, condensaat- en gas-productiemetingen.
- Regelmatige drukmetingen beneden in de verbuizing.
- Als nodig, gas-verzadigings-logs (*saturatie-logs)* om veranderingen in het gas-water contact rond de put te monitoren.
- Als het nodig is productie logs om veranderingen in gasproductie uit het reservoir te monitoren.

5.5 Vooruitzichten voor productievolume per voorkomen per jaar

De indicatieve productieprofielen van de Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens zijn in deze paragraaf weergegeven. Er zijn drie productieprofielen gegeven (Laag, Midden, Hoog) om de onzekerheid in tijd en volume aan te geven. De profielen bevatten de gecombineerde productievoorspelling van alle voorkomens.

De werkelijk gerealiseerde productie zal niet overeenkomen met (één van) de hieronder geschetste profielen (Figuur 5-3, Figuur 5-4). Deze profielen zijn dus indicatief.

De productievoorspelling van een put is omgeven met onzekerheden (zie paragraaf 5.3). Verder kan het gedrag van andere putten die in dezelfde pijpleiding produceren, de druk in die pijpleiding beïnvloeden, en dus ook de productiesnelheid van de putten die op de pijpleiding zijn aangesloten. Hetzelfde geldt voor onderhoudshandelingen aan een put, op de putlocatie, het gasbehandelingsstation, of aan de pijpleiding; deze handelingen zullen de productievoorspellingen ook beïnvloeden. Dit zal invloed hebben op de geschetste profielen (Figuur 5-3, Figuur 5-4). Deze profielen zijn dus indicatief.

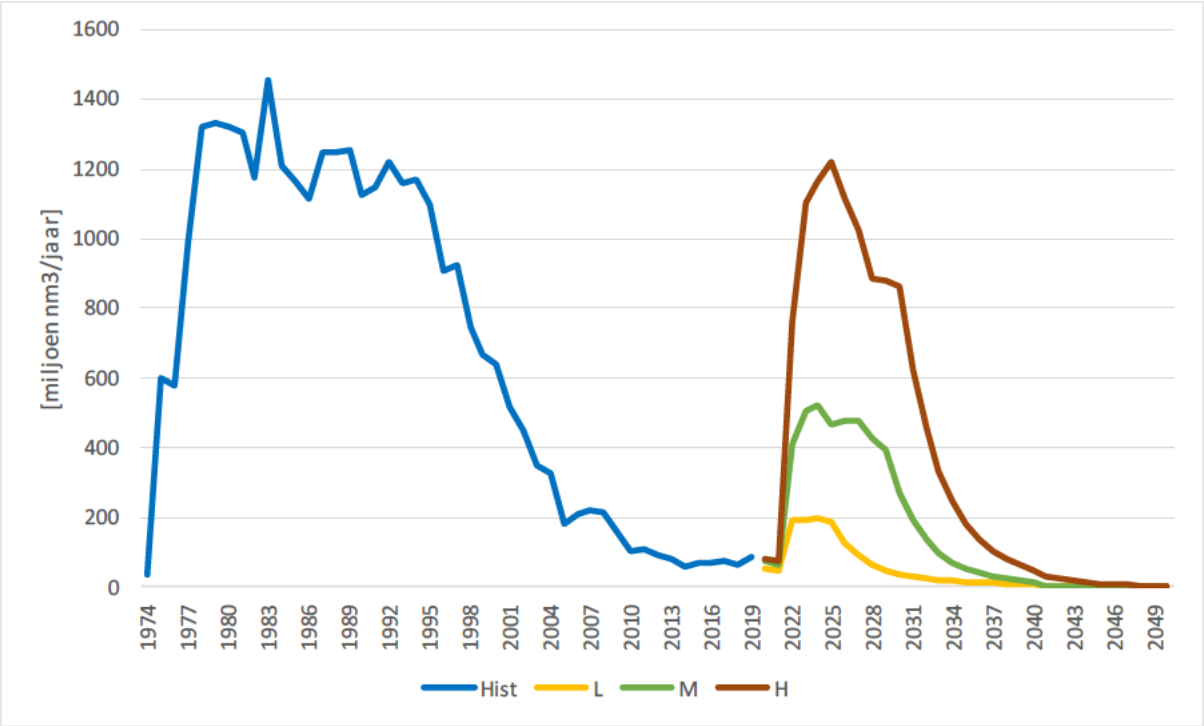
Verder is er onzekerheid in het tijdstip wanneer de vergunning voor een boring wordt afgegeven en wanneer de boring van een nieuwe put wordt uitgevoerd. Hierdoor is dus niet te voorspellen wanneer de productie van nieuwe put(ten) start(en). Dit zal invloed hebben op de geschetste profielen (Figuur 5-3, Figuur 5-4). Deze profielen zijn dus indicatief.

Gasprijzen, beschikbaarheid van materiaal en beschikbaarheid van service providers hebben impact op de start van een boring of de start van onderhoudswerk aan bijvoorbeeld een put, gas productie-installatie of pijpleidingen. Dit zal invloed hebben op de geschetste profielen (Figuur 5-3, Figuur 5-4). Deze profielen zijn dus indicatief.

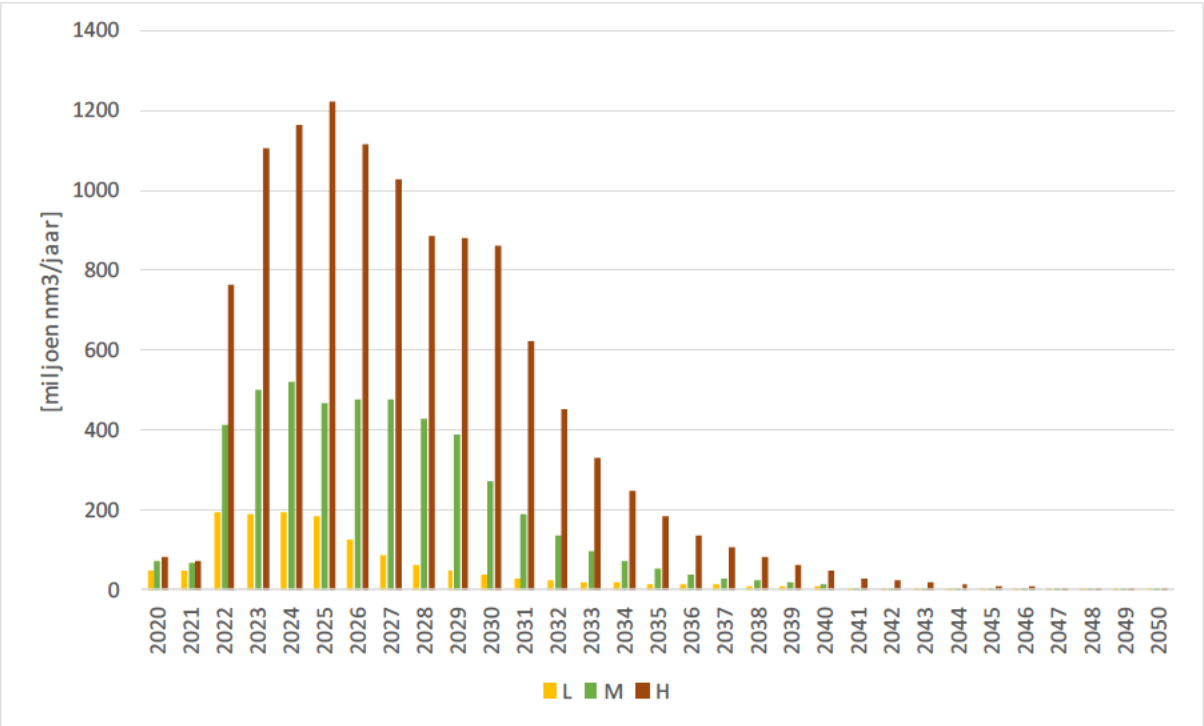
De gegeven getallen in Tabel 5-3 zijn jaartotalen. Op dag-basis zullen er variaties optreden, en kunnen dus andere waarden voorkomen. Zoals eerder aangegeven zal de werkelijk gerealiseerde productie niet overeenkomen met (één van) de geschetste profielen (Figuur 5-3, Figuur 5-4) en dus ook niet met de jaartotalen in Tabel 5-3. Deze profielen zijn dus indicatief.

De dagproductie op de locaties zal binnen de grenzen blijven die door de relevante vergunning gesteld is aan die locatie. Zo begrenst de Omgevingsvergunning de maximaal toegestane dagproductie (Hoofdstuk 8).

De hier weergegeven indicatieve productieprofielen bevatten de totale toekomstige productie, uit zowel bestaande putten als in de toekomst te boren putten of aftakkingen, van de voorkomens in dit winningsplan.



Figuur 5-3: Gerealiseerde productie (blauw) en voorspellingen van de toekomstige productie. Bij het maken van deze curves zijn aannames gemaakt over de datum van boring en start productie van de toekomstige putten. Als de startdata van toekomstige putten anders zijn dan nu wordt verwacht, schuiven de profielen corresponderend op.



Figuur 5-4: Voorspellingen van de toekomstige productie. Bij het maken van deze curves zijn aannames gemaakt over de datum van boring en start productie van de toekomstige putten. Als de startdata van toekomstige putten anders zijn dan nu wordt verwacht, schuiven de profielen corresponderend op.

Tabel 5-3: Productie voorspelling in miljoen nm³ per jaar

	TID-RO			TID-KNNS			SUW			Totaal		
	L	M	H	L	M	H	L	M	H	L	M	H
2020	30	33	37	20	23	25	0	18	20	50	74	82
2021	28	32	35	19	21	24	0	13	15	48	66	73
2022	73	158	398	66	68	77	55	187	288	193	413	763
2023	75	247	695	79	135	209	37	122	199	190	504	1104
2024	61	272	796	111	169	228	25	81	142	196	522	1166
2025	69	244	745	100	171	373	16	54	103	185	469	1221
2026	48	177	583	67	264	454	11	36	76	126	477	1114
2027	35	129	458	46	324	512	7	25	57	89	478	1028
2028	27	95	361	33	315	480	5	17	43	65	428	885
2029	22	71	285	24	308	562	3	12	33	49	391	881
2030	18	53	226	18	211	613	2	8	26	38	273	864
2031	15	41	180	14	145	424	1	6	20	30	192	623
2032	13	31	143	11	101	295	1	4	15	25	136	453
2033	11	25	114	9	70	206	1	3	12	21	98	332
2034	10	19	92	8	49	145	0	2	9	18	71	246
2035	9	16	74	6	35	102	0	1	7	15	52	183
2036	8	13	60	6	25	73	0	1	6	13	39	138
2037	7	11	48	5	18	53	0	1	4	12	30	105
2038	6	9	39	4	14	38	0	0	3	10	23	81
2039	5	8	32	4	10	28	0	0	3	9	18	62
2040	5	7	26	3	8	21	0	0	2	8	15	49
2041	0	1	16	0	3	12	0	0	2	0	4	30
2042	0	1	13	0	2	9	0	0	1	0	3	23
2043	0	0	10	0	1	6	0	0	1	0	2	18
2044	0	0	8	0	1	5	0	0	1	0	1	14
2045	0	0	7	0	1	3	0	0	1	0	1	10
2046	0	0	5	0	0	3	0	0	0	0	1	8
2047	0	0	4	0	0	2	0	0	0	0	0	6
2048	0	0	3	0	0	1	0	0	0	0	0	5
2049	0	0	3	0	0	1	0	0	0	0	0	4
2050	0	0	2	0	0	1	0	0	0	0	0	3
Totaal	**573**	**1693**	**5499**	**653**	**2496**	**4983**	**166**	**593**	**1090**	**1392**	**4782**	**11572**

5.6 Duur van de winning

De productie zal worden gestopt als de totale productiekosten de productie opbrengsten zullen overstijgen. Uitgaande van de hoge productie voorspelling is dit uiterlijk in 2050.

Het einde van de productie zou eerder of later kunnen plaatsvinden als gevolg van onverwachte technische of andere oorzaken. De einddatum van productie is dus onzeker, niet alleen vanwege onzekerheden in de analyse van de ondergrond, maar ook doordat toekomstige operationele ontwikkelingen niet allemaal voorspeld kunnen worden. Bovendien kan de termijn voor de afronding van de wettelijke procedures niet geheel voorspeld worden.

5.7 Jaarlijks eigengebruik bij winning

Op jaarbasis wordt ongeveer 0.1 miljoen nm^3 gas voor eigen gebruik aangewend. Op de locatie KOT wordt gas aangewend voor het verwarmen van het gebouw. Op de locatie TID100 wordt gas aangewend voor regeneratie van glycol.

5.8 Jaarlijks bij winning afgeblazen/afgefakkelde koolwaterstoffen

Op jaarbasis wordt ongeveer 0.2 miljoen nm^3 gas afgeblazen en/of afgefakkeld op de locaties.

5.9 Gassamenstelling en stoffen die jaarlijks worden mee-geproduceerd

Tabel 5-5 geeft een gedetailleerde analyse van het Tietjerksteradeel Rotliegend gas.

Tabel 5-6 geeft een gedetailleerde analyse van het Tietjerksteradeel Vlieland gas.

Tabel 5-7 geeft een gedetailleerde analyse van het Suawoude Rotliegend gas.

Met het aardgas worden water (condenswater en mogelijk formatiewater) en aardgascondensaat mee-geproduceerd. In de tabel hieronder is een schatting gemaakt van de maximaal mee-geproduceerde hoeveelheden. De waterproductie kan mogelijk toenemen tijdens het productieleven van een put indien het gas-water contact omhoog komt en de perforaties van de put bereikt. Indien mogelijk worden deze perforaties afgesloten zodat de formatiewater productie weer afneemt.

Tabel 5-4: Water en condensaat productie-verwachtingen per voorkomen.

	Aardgascondensaat [m^3/mln nm^3]	Waterproductie [m^3/dag/put]
Tietjerksteradeel-Rotliegend	1 – 10	1 – 150
Tietjerksteradeel-Vlieland	1 – 10	1 – 150
Suawoude	1 – 10	1 – 150

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

Op de putlocaties van dit winningsplan worden geen stoffen in de ondergrond teruggebracht.

Het geproduceerde water wordt vanaf TID-100 via vrachtwagens naar een externe locatie getransporteerd, en daar in de diepe ondergrond teruggebracht. In voorkomende gevallen kan het geproduceerde water ook naar een erkende verwerker worden gebracht.

Tabel 5-5: Gedetailleerde analyse van het gas uit het Tietjerksteradeel-Rotliegend voorkomen.

```
24/09/91                RESULTS GAS ANALYSES                    REPORT GAS02
                        ********************                AREA : TIETJERK
                  SAMPLELOCATION : TID  LINC  002

SAMPLE TYPE    : Licence gas                    ANALYSIS BY     : TSC/3
SAMPLE POINT   : SALES GAS MEETPUNT.            DATE ANALYSIS   : 24/09/91
SAMPLE DATE    : 11/09/91 (  :  )               BOMBE           : 3239
SAMPLE REFER.  : 3475                           LAB. REF.       : 910900035
                                                TSC FILE        : L 1.1
    SAMPLE CONDITIONS                         SUBSURFACE SOURCE
CGR =          m3/10**6m3(n)
  P =          Bar (ga)                          FIELD : TID
  T =          degr C                        FORMATION : RO
  Q =          m3(n)/d                           BLOCK :

              *** COMPOSITION ANALYSIS (mol%) ***

        Methane            : 78.555          Cyclopentane       :  0.000
        Ethane             :  2.678          Cyclohexane        :
        Propane            :  0.423          Methylcyclohexane  :  0.003
      2-Methylpropane      :  0.050          Benzene            :  0.016
        Butane             :  0.087          Toluene            :  0.002
      2-Methylbutane       :  0.015          Hydrogen           :  0.000
        Pentane            :  0.022          Carbon monoxide    :
    2,2-Dimethylpropane    :  0.010          Hydrogen sulphide  :
        Hexane             :  0.011          Helium             :  0.106
      2-Methylpentane      :                 Argon              :
      3-Methylpentane      :                 Carbon dioxide     :  1.443
    2,2-Dimethylbutane     :  0.007          Oxygen             :  0.000
    2,3-Dimethylbutane     :  0.005          Nitrogen           : 16.556
        Heptane            :  0.004
      2-Methylhexane       :  0.001
      3-Methylhexane       :  0.003
        Octane             :  0.003                      Total : 100.000
  2,2,4-Trimethylpentane   :            Highest HCarbon Measured: C8

        SULPHUR COMPOSITION  S AS H2S :

             *** CALCULATED GAS PROPERTIES *** ( ISO 6976 )
            HEATING VALUES AT 298.15 K (MJ/m3)
   REAL GAS, 273.15 K, 101.325 kPa          REAL GAS, 288.15 K, 101.325 kPa
              GROSS,DRY :  33.9138 MJ/m3                GROSS,DRY :  32.1457
              NET  ,DRY :  30.6044 MJ/m3                NET  ,DRY :  29.0089
GROSS,SATUR. WITH WATER :  33.7115 MJ/m3 GROSS,SATUR. WITH WATER :  31.6065
NET  ,SATUR. WITH WATER :  30.4218 MJ/m3 NET  ,SATUR. WITH WATER :  28.5222

REAL RELATIVE DENSITY   : 0.6582         MOLAR MASS              :  19.0333
DENSITY AT REF. COND.   : 0.8511 kg/m3   MOLAR MASS C8   ASSUMED : 114.2302
(273.15/273.15 K, 101.325/101.325 kPa)                     WOBBE :  41.8010

                      *** REMARKS ***

REP. REF.LANSG
CC :
     TEP/34(A)-TEE/43(A)-LEF/14(E)-TPB/0(A)-TSF/51(A)-TEO/3(A)
     LOE/1/43(E)-LOS/7/72/4/24/119(E)-LOS/73(E)-TSC/3 (A)2X
     XEX/52 LIBR.(A)-GOS/451 LAB.(G)-OOE/32(E)-OZF:LOS/6224(EM)
     LOS/611(E)
                            ASSEN, 24-09-91  :                (TSC)
```

Tabel 5-6: Gedetailleerde analyse van het gas uit Tietjerksteradeel-Vlieland voorkomen.

```
21/01/91              RESULTS GAS ANALYSES                    REPORT GAS02
                      ********************              AREA : N.A.
                SAMPLELOCATION : TID  0602

SAMPLE TYPE    : SURFACE PROD. TEST GAS        ANALYSIS BY     : TSC/3
SAMPLE POINT   : FLOWARM.                      DATE ANALYSIS   : 21/01/91
SAMPLE DATE    : 11/01/91 (12:30)              BOMBE           : -
SAMPLE REFER.  : 3110                          LAB. REF.       : 910100056
                                               TSC FILE        : L 1.1
    SAMPLE CONDITIONS                        SUBSURFACE SOURCE
CGR =          m3/10**6m3(n)            FORMATION PRODUCED :
  P =   56.0   Bar (ga)                  TOP OPEN INTERVAL :      (M.AHBF)
  T =   60.0   degr C                 BOTTOM OPEN INTERVAL :      (M.AHBF)
  Q =  250000  m3(n)/d                      RESERVOIRBLOCK :

             *** COMPOSITION ANALYSIS (mol%) ***

        Methane            : 78.566          Cyclopentane       :  0.000
        Ethane             :  2.536          Cyclohexane        :
        Propane            :  0.387          Methylcyclohexane  :  0.005
      2-Methylpropane      :  0.046          Benzene            :  0.004
        Butane             :  0.069          Toluene            :  0.001
      2-Methylbutane       :  0.012          Hydrogen           :  0.000
        Pentane            :  0.015          Carbon monoxide    :
    2,2-Dimethylpropane    :  0.014          Hydrogen sulphide  :
        Hexane             :  0.007          Helium             :  0.021
      2-Methylpentane      :                 Argon              :
      3-Methylpentane      :                 Carbon dioxide     :  0.454
    2,2-Dimethylbutane     :  0.010          Oxygen             :  0.000
    2,3-Dimethylbutane     :  0.004          Nitrogen           : 17.815
        Heptane            :  0.007
      2-Methylhexane       :  0.002
      3-Methylhexane       :  0.008
        Octane             :  0.017                      Total : 100.000
  2,2,4-Trimethylpentane   :            Highest HCarbon Measured: C8

        SULPHUR COMPOSITION  S AS H2S :

             *** CALCULATED GAS PROPERTIES *** ( ISO 6976 )
            HEATING VALUES AT 298.15 K (MJ/m3)
   REAL GAS, 273.15 K, 101.325 kPa          REAL GAS, 288.15 K, 101.325 kPa
              GROSS,DRY :  33.7787 MJ/m3               GROSS,DRY :  32.0177
              NET  ,DRY :  30.4800 MJ/m3               NET  ,DRY :  28.8910
GROSS,SATUR. WITH WATER :  33.5772 MJ/m3 GROSS,SATUR. WITH WATER :  31.4806
NET  ,SATUR. WITH WATER :  30.2982 MJ/m3 NET  ,SATUR. WITH WATER :  28.4063

REAL RELATIVE DENSITY   : 0.6532         MOLAR MASS              :  18.8884
DENSITY AT REF. COND.   : 0.8446 kg/m3   MOLAR MASS C8   ASSUMED : 114.2302
(273.15/273.15 K, 101.325/101.325 kPa)                     WOBBE :  41.7951

                     *** REMARKS ***
PUT 601 EN 602 IN PRODUCTIE.
Q(TOTAAL) = 340000 M3/DAY
LOS/721(E)-LOE/14(E)
REP. REF.LANSG

CC :
     TED/34/53(A)-LEF/14(E)-TPB/0(A)-TSF/51(A)-TEO/13 2X(A)
     LOE/1/43(E)-LOS/7/72/4/24/119(E)-OOE/32(E)-TSC/3 2X(A)
     LOS/73(E)-XGS/2 LIBR.(A)-GOS/451 LAB.(G)
                          ASSEN, 21-01-91  :                (TSC)
```

Tabel 5-7: Gedetailleerde analyse van het gas uit Suawoude Rotliegend voorkomen.

08/09/94 RESULTS GAS ANALYSES REPORT GAS02
****
AREA : TIETJERK

SAMPLELOCATION : SUW 0001

SAMPLE TYPE	: SURFACE PROD. TEST GAS	ANALYSIS BY	: TSC/3
SAMPLE POINT	: WELL 101	DATE ANALYSIS	: 08/09/94
SAMPLE DATE	: 16/02/94 (13:22)	BOMBE	: BUGL 158
SAMPLE REFER.	: 940067	LAB. REF.	: 940200118-00
		TSC FILE	:

SAMPLE CONDITIONS		SUBSURFACE SOURCE	
CGR =	m3/10**6m3(n)	FORMATION PRODUCED	: RO
P = 120.0	Bar (ga)	TOP OPEN INTERVAL	: (M.AHBF)
T = 68.0	degr C	BOTTOM OPEN INTERVAL	: (M.AHBF)
Q = 500000	m3(n)/d	RESERVOIRBLOCK	: SUW RO

*** COMPOSITION ANALYSIS (mol%) ***

Methane	:	68.531	Cyclopentane	:	0.000
Ethane	:	2.759	Cyclohexane	:	
Propane	:	0.547	Methylcyclohexane	:	0.003
2-Methylpropane	:	0.058	Benzene	:	0.011
Butane	:	0.117	Toluene	:	0.002
2-Methylbutane	:	0.017	Hydrogen	:	0.000
Pentane	:	0.029	Carbon monoxide	:	
2,2-Dimethylpropane	:	0.016	Hydrogen sulphide	:	0.000
Hexane	:	0.014	Helium	:	0.205
2-Methylpentane	:		Argon	:	
3-Methylpentane	:		Carbon dioxide	:	1.887
2,2-Dimethylbutane	:	0.012	Oxygen	:	0.000
2,3-Dimethylbutane	:	0.005	Nitrogen	:	25.762
Heptane	:	0.006			
2-Methylhexane	:	0.002			
3-Methylhexane	:	0.007			
Octane	:	0.010	Total	:	100.000
2,2,4-Trimethylpentane	:		Highest HCarbon Measured: C8		

SULPHUR COMPOSITION S AS H2S :< 0.2 (ppm)

*** CALCULATED GAS PROPERTIES *** (ISO 6976)
HEATING VALUES AT 298.15 K (MJ/m3)

REAL GAS, 273.15 K, 101.325 kPa		REAL GAS, 288.15 K, 101.325 kPa	
GROSS,DRY :	30.2092 MJ/m3	GROSS,DRY :	28.6343
NET ,DRY :	27.2718 MJ/m3	NET ,DRY :	25.8500
GROSS,SATUR. WITH WATER :	30.0291 MJ/m3	GROSS,SATUR. WITH WATER :	28.1540
NET ,SATUR. WITH WATER :	27.1092 MJ/m3	NET ,SATUR. WITH WATER :	25.4164

REAL RELATIVE DENSITY	: 0.7031	MOLAR MASS	: 20.3335
DENSITY AT REF. COND.	: 0.9091 kg/m3	MOLAR MASS C8 ASSUMED	: 114.2302
(273.15/273.15 K, 101.325/101.325 kPa)		WOBBE	: 36.0284

*** REMARKS ***
H2S MEASURED ON SITE BY KITAGAWA TUBES.
REP. REF.LANG

CC : PEE/43(A)-LDP/302/4/6(E)-XEX/1(A)-TSF/52(A)-PCE/41(A)
PEO/3 (A)-LOS/778/7781/511/61/63/776(E)-XEX/52 LIBR.(A)
XGS/1(A)-LOS/74(E)-LFC/52(WELL FILE)(E)-TSC/31(2X)
ASSEN, 08-09-94 : (TSC)

6 Bodemdaling

De reeds opgetreden bodemdaling ten gevolge van winning uit de voorkomens in dit winningsplan wordt geschat op 18 cm op het diepste punt (zie Figuur 6-3). De uiteindelijke bodemdaling, ten gevolge van verleden en toekomstige productie, is maximaal 32 cm op het diepste punt (zie Figuur 6-5).

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 kalksteen. Het reservoir wordt afgesloten door een niet-doorlatend gesteente, bijvoorbeeld een kleisteen, anhydriet, of steenzout.

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

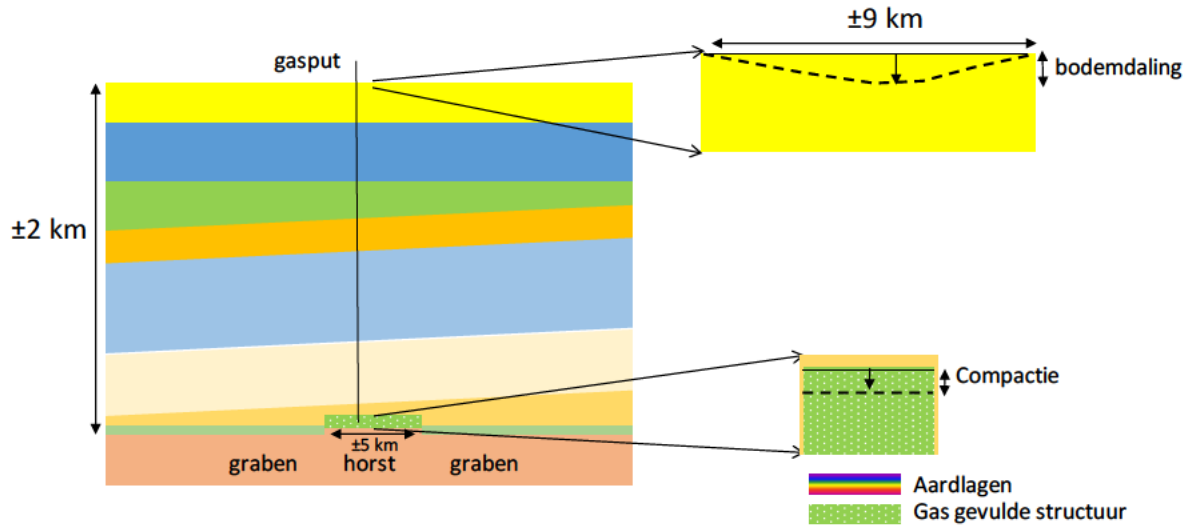
Bij gaswinning laat men het gas ontsnappen door een put die in het hoogste punt van het reservoir geplaatst wordt. Als gevolg van het ontsnappen van het gas zal de druk in het reservoir dalen. De winning stopt als de druk zo laag is dat er onvoldoende gas door de put naar boven stroomt, of als de drukdaling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

6.1.2 De oorzaken van bodemdaling

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

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

Als het reservoir compacteert op ±2km diepte, zullen ook de lagen erboven een beetje inzakken. Bij dat dalingsproces verdeelt het volume van de compactie zich, zodat aan de oppervlakte een bodemdalingskom ontstaat. De dalingskom heeft de vorm van een heel platte schotel. Aan de randen gaat de daling geleidelijk naar nul, in het midden vindt de grootste daling plaats. Het volume van de kom is ongeveer even groot als de volumeverandering van het reservoir. Het oppervlak van de kom is groter dan het oppervlak van het reservoir; aan alle kanten komt er een afstand bij ongeveer gelijk aan de diepte van het reservoir. Hierdoor is de bodemdaling op het diepste punt van de kom aan de oppervlakte minder dan de compactie op ±2 km diepte in het reservoir. Figuur 6-1 geeft dit schematisch weer voor een reservoir op 2 km diepte met een doorsnede van 5 km. In paragrafen 6.3 en 6.4 worden deze getallen uitgerekend voor Tietjerksteradeel en Suawoude.

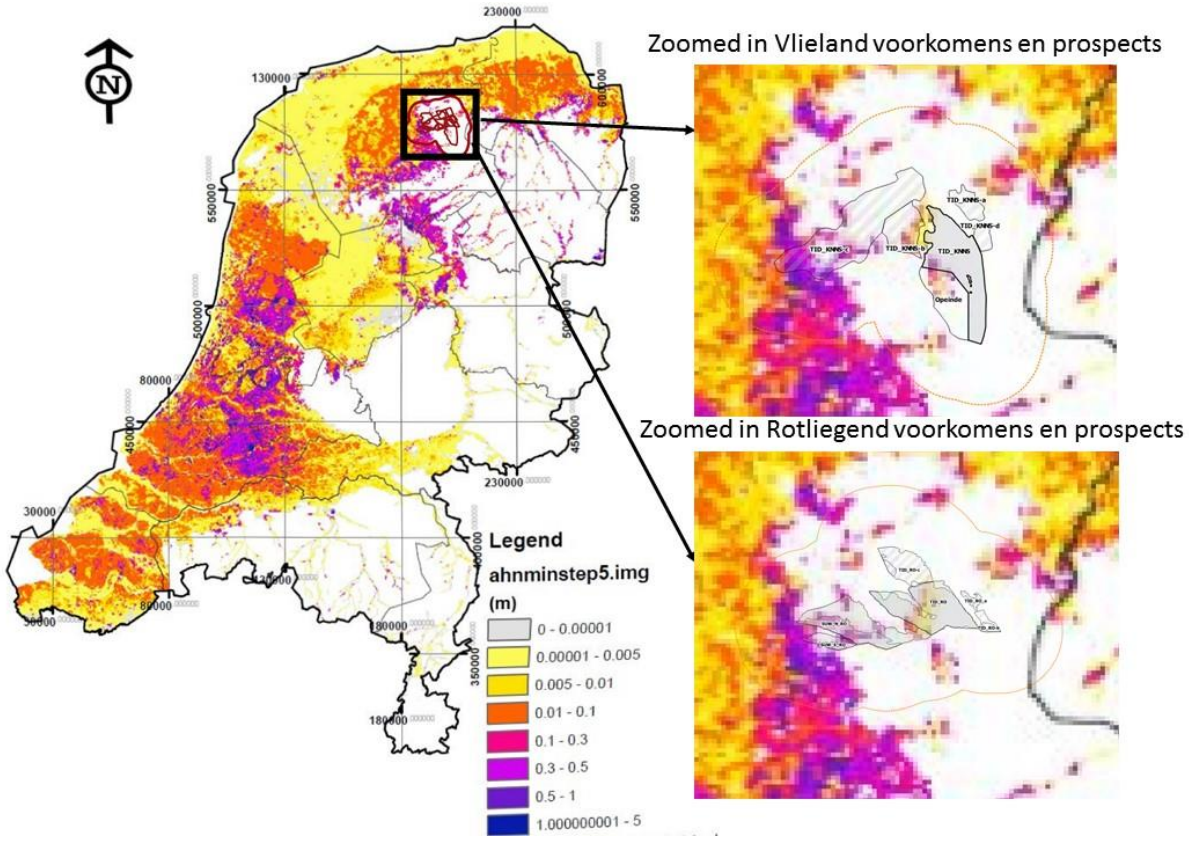


Figuur 6-1: Schetsmatige, generieke, doorsnede van de ondergrond, inclusief een gasreservoir.

6.1.3 Autonome bodemdaling

Naast bodemdaling door mijnbouwactiviteiten, vindt er ook zogenaamde *autonome* bodemdaling plaats. Die is onafhankelijk van de gaswinning. Dat gebeurt door verschillende mechanismen, waar veen- en klei-inklinking er een van is. Door Deltares is de autonome maaiveldaling in heel Nederland in kaart gebracht (Ref. 1). Die daling is gerelateerd aan de samenstelling van de ondiepere ondergrond (bijvoorbeeld aan de aanwezigheid van veen en klei). Rond de Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens komen waarden van rond de 30 cm over een periode van 50 jaar voor (Figuur 6-2).

De bodemdalingsmetingen van Vermilion zijn zo ingericht dat ze relatief ongevoelig zijn voor processen in de bovenste meters. Bodemdaling als gevolg van veen- en klei-inklinking zal dus hoogstens in beperkte mate in zichtbaar zijn [Ref. 16].



Figuur 6-2: Maaivelddaling 50 jaar na 2011 (Deltares, Ref. 1), schaal in m. De locatie van Tietjerksteradeel is aangegeven; de inzet geeft een uitvergroting met daarin Vlieland (bovenste) en Rotliegend (onderste) voorkomens en prospects. De oranje contour geeft een straal van 5 km rond de voorkomens of prospects.

6.1.4 Meten en voorspellen van bodemdaling

In het kader van de gaswinning moet er een *meetplan* opgesteld worden. Hierbij wordt de bodemdaling in een ruim gebied rondom het gasvoorkomen gemeten. Dat gebeurt door waterpassing op een reeks punten in een *meetnet*, boven en rondom het voorkomen, soms aangevuld met GPS metingen op specifieke locaties. Voor het opstellen van een meetplan bestaan wettelijke regels en de zogenaamde 'Industrieleidraad – Geodetische basis voor Mijnbouw' (Ref. 2). De frequentie van de metingen, en de dichtheid en uitgebreidheid van het meetnet, worden gekozen in overleg met SodM en Tcbb. Het meetplan vereist de goedkeuring van de minister van EZK.

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. In dit gebied zijn verschillende van dergelijke effecten aanwezig [Ref. 16].

Voorafgaand aan de winning wordt er een model gemaakt om een bodemdalingsverwachting op te stellen. De complexiteit van het model hangt af van de complexiteit van de ondergrond-situatie. De parameters in het model zijn gebaseerd op ervaringen in eerdere, soortgelijke, voorkomens. De verwachte bodemdaling wordt vastgelegd in het winningsplan (dit document).

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 voor de grootte van een gasvoorkomen. In veel gevallen zal het voorafgaand aan de boring niet zeker zijn of er wel gas aanwezig is. 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 dit winningsplan besproken op hoofdlijnen.

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.

6.2 Bodemdalingsmodel

De te verwachten bodemdaling is berekend aan de hand van de publicatie van G.H.C. van Opstal (Ref. 11). Deze methode is verwerkt in het computerprogramma MATLAB, volgens een methode die door TNO is opgezet en door SodM is gecontroleerd. De resultaten van de bodemdalingsberekening worden door SodM en TNO gecontroleerd. In paragraaf 16.1 wordt het bodemdalingsmodel in meer detail besproken.

Bij de berekening van de bodemdaling worden onzekerheden meegenomen in de analyse. Met de onzekerheidsmarge wordt als volgt omgegaan: om een conservatieve (ongunstige) schatting te geven, is het gebruikelijk de zogenaamde *P10* waarde te gebruiken. Dat is de waarde die met een 90% zekerheid niet overschreden wordt. De getallen die in dit winningsplan vermeld worden en de bodemdalingskaarten zijn gebaseerd op deze conservatieve (lees: grote) P10 daling.

6.3 Historische bodemdaling

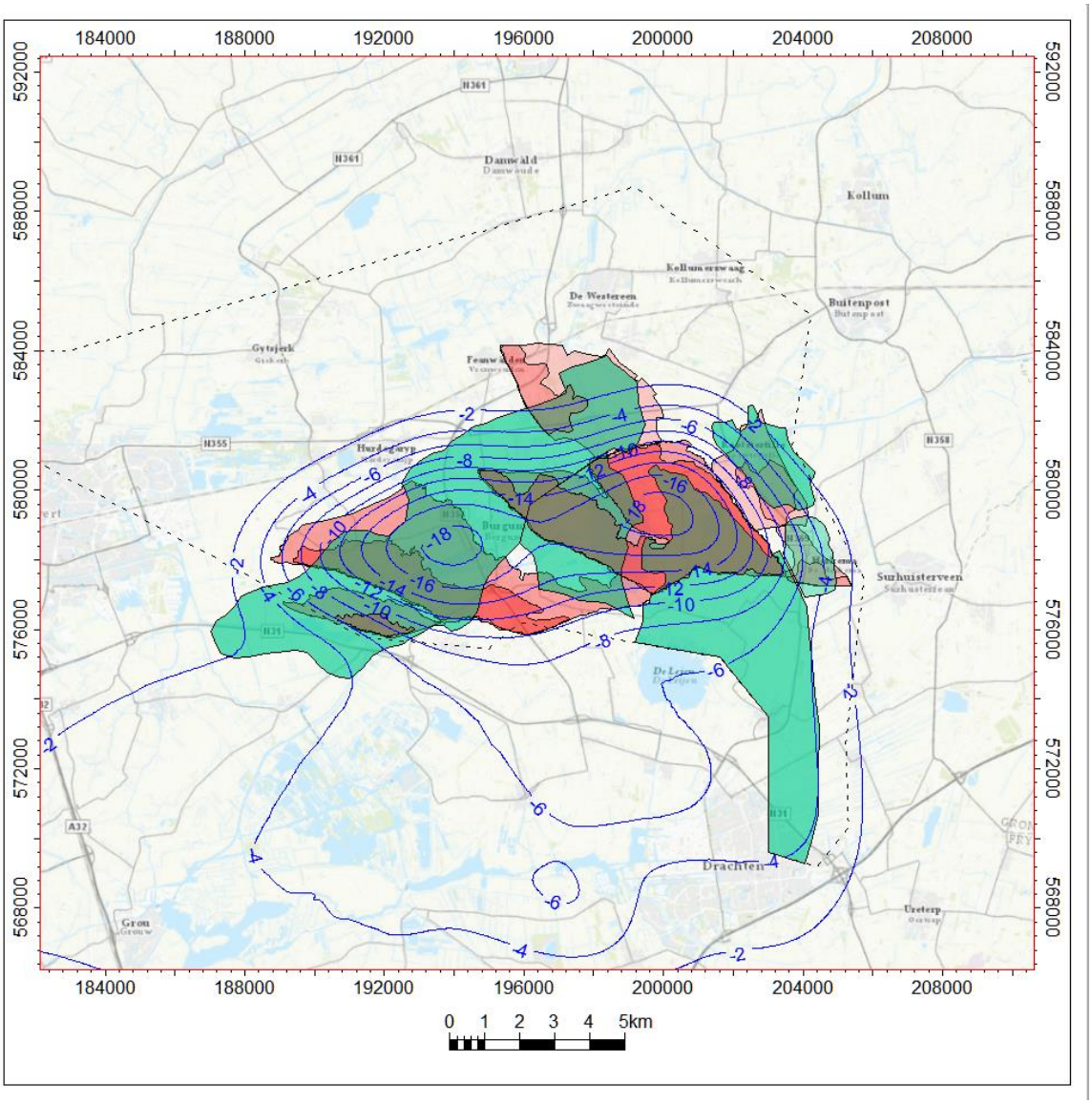
De reeds opgetreden bodemdaling sinds de start van de gaswinning in dit gebied (vanaf 1974 uit TID) is weergegeven in Figuur 6-3, op basis van metingen uitgevoerd eind 2018. Dit is exclusief de autonome daling. Op het diepste punt, gelegen boven het Tietjerksteradeel-Rotliegend voorkomen, is de gas-daling 18 cm. Boven het Suawoude-Noord-Rotliegend deelvoorkomen is de gas-bodemdaling eveneens 18 cm sinds 1974 (Ref. 16).

6.4 Bodemdalingsvooruitzichten en -onzekerheid

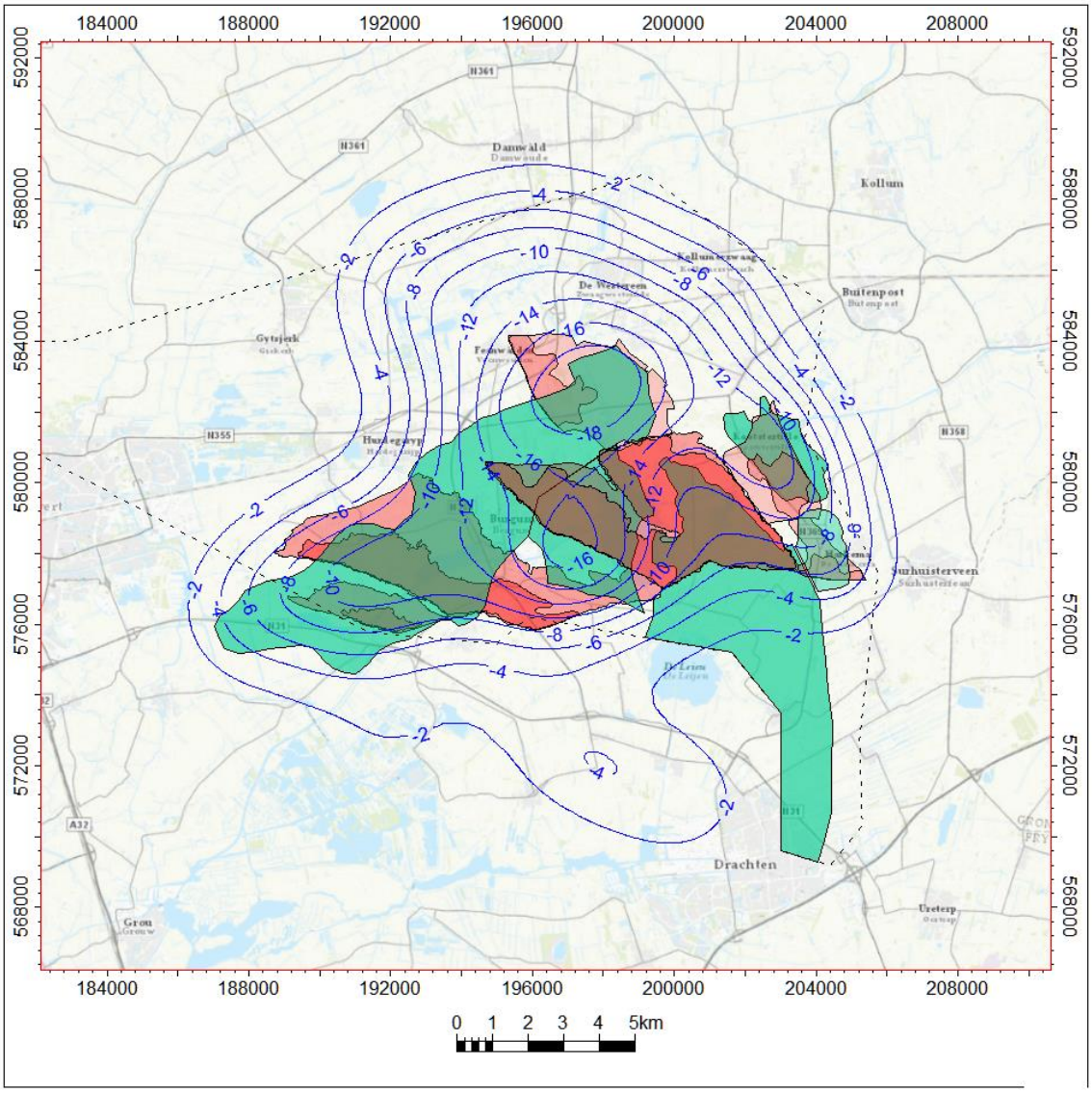
In de toekomst is er nog enige bodemdaling door winning die in het verleden plaatsvond, doordat er een vertraging zit tussen productie en bodemdaling (naijl-daling). Deze bedraagt ongeveer 5 cm op het diepste punt.

Naast de naijl-daling zal er toekomstige bodemdaling ontstaan ten gevolge van productie uit nieuw aan te boren delen van de Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens. De samengestelde toekomstige gas-bodemdaling is weergegeven in Figuur 6-4. Deze kan oplopen tot 20 cm in het diepste punt boven het TID-RO-C deelvoorkomen indien er gas gevonden wordt in het prospect TID-RO-c en het prospect TID-KNNS-c erboven, en deze beide geproduceerd worden. Voor de voorspellingen in dit winningsplan is dit geval als high case aangehouden.

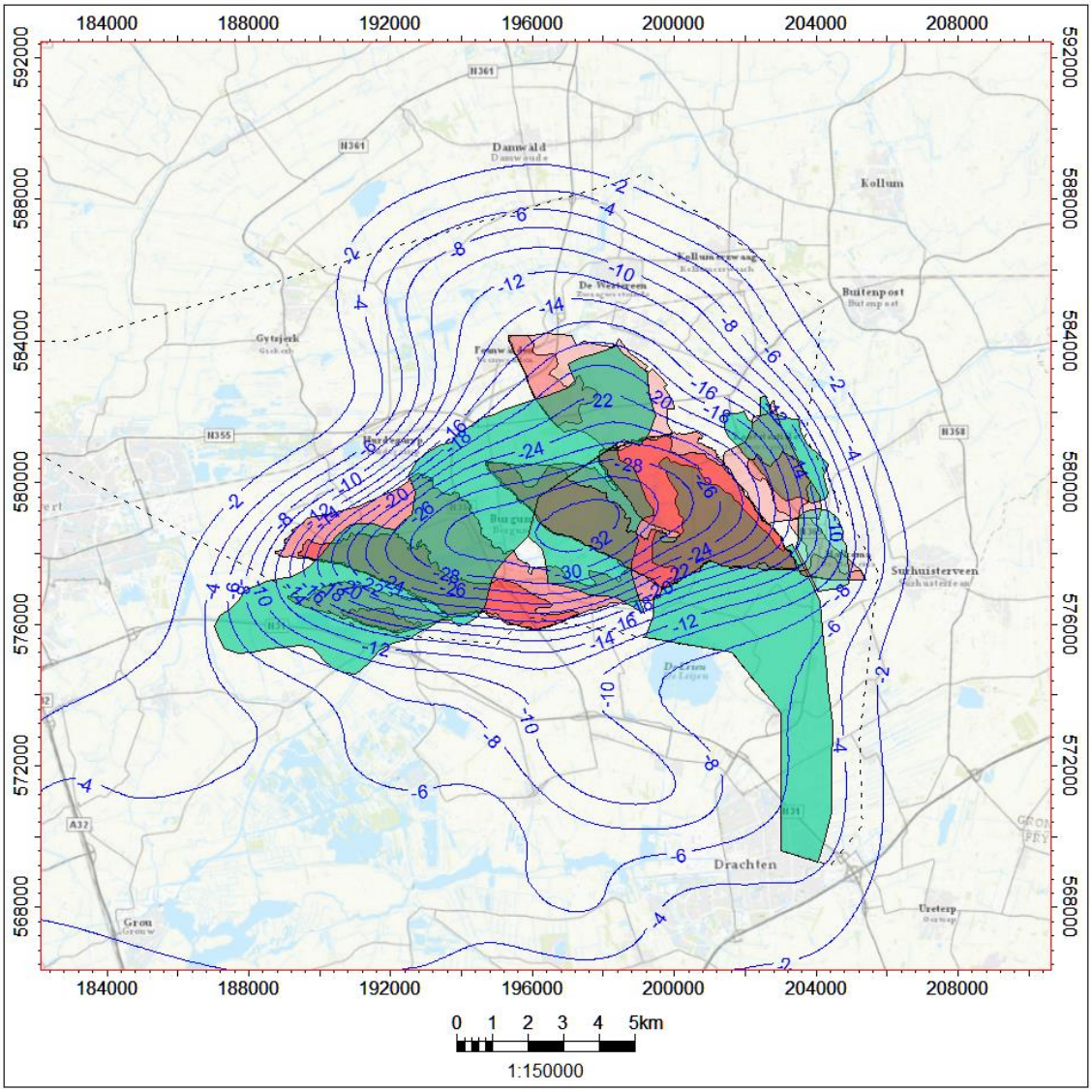
De samengestelde uiteindelijke (historisch vanaf 1970 + toekomstig) voorspelde maximale gas-bodemdaling (P10) is weergegeven in Figuur 6-5. Het diepste punt ligt boven het deelvoorkomen Tietjerksteradeel en bedraagt maximaal 32 cm (P10).



Figuur 6-3: Samengestelde historische gasbodemdaling (van 1-1-1970 tot 1-1-2020) rondom de voorkomens Tietjerksteradeel en Suawoude, gemodelleerd, in centimeters. De omliggende velden die door Vermilion worden geproduceerd zijn niet ingetekend om de figuur niet te druk te maken, maar zijn wel meegenomen in de dalingsberekening. Bodemdaling door NAM-winning (ten oosten van TID) is niet meegenomen in de getoonde contouren.



Figuur 6-4: Toekomstige verwachte samengestelde gasbodemdaling (P10, vanaf 1-1-2020), in centimeters. De omliggende velden die door Vermilion worden geproduceerd zijn niet ingetekend om de figuur niet te druk te maken, maar zijn wel meegenomen in de dalingsberekening. Bodemdaling door NAM-winning (ten oosten van TID) is niet weergegeven. De daling is een combinatie van naijl-daling (door productie uit he tverleden) en daling door winning uit geplande boringen.



Figuur 6-5: Uiteindelijke samenstelde gasbodemdaling (P10) rondom de voorkomens Tietjerksteradeel en Suawoude, in centimeters, vanaf 1-1-1974. De omliggende velden die door Vermilion worden geproduceerd zijn niet ingetekend om de figuur niet te druk te maken, maar zijn wel meegenomen in de dalingsberekening. Bodemdaling door NAM-winning (ten oosten van TID) is niet meegenomen in de berekening.

6.5 Monitoring van bodemdaling

Monitoring van de bodemdaling door de voorkomens in dit winningsplan vielen onder het meetplan Noord-Nederland van de NAM tot het jaar 2018. In 2018 heeft Vermilion de Tietjerksteradeel II winningsvergunning overgenomen van de NAM. Vanaf 2018 vallen de voorkomens in dit winningsplan onder het meetplan Leeuwarden-Oost/Oosterend. Bodemdalingsmetingen volgens het NAM-meetplan Noord-Nederland zijn voor het laatst uitgevoerd in de periode 2013-2014 (Ref. 18). Bodemdalingsmetingen volgens het meetplan Leeuwarden-Oost/Oosterend zijn voor het laatst uitgevoerd in 2018 (Ref. 17).

De resultaten van de meetplannen, de meetregisters, worden gedeeld met SodM. Analyses van de metingen hebben tot het hiervoor besproken resultaat geleid.

Wanneer productie uit het TID-RO-c deelvoorkomen plaatsvindt, dan is een kleine uitbreiding van het meetnet naar het noorden nodig.

6.6 Mogelijke gevolgen van de verwachte bodemdaling

6.6.1 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, dat wil zeggen als de zakking ongelijkmatig is, en daardoor leidt tot kromming van een gebouw.

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

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

Daarom is het uitgesloten dat een gebouw schade oploopt door bodemdaling als gevolg van gaswinning, of het nu midden in de dalingskom staat of meer naar de rand. In onderzoek is dan ook steeds geconcludeerd dat er geen gebouwschade te verwachten is door bodemdaling als gevolg van gaswinning (ref. 21, 22, 23).

6.6.2 Gevolgen voor natuur en milieu en landbouw

De bodemdaling verloopt zeer geleidelijk, met een uiterst geringe hellingshoek, en de opbouw duurt jaren zodat er geen plotselinge veranderingen plaatsvinden. De 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 waarschijnlijk additionele aanpassingen nodig zijn om vernatting te voorkomen. De gevolgen van de bodemdaling op het waterpeil zullen besproken worden met het Wetterskip Fryslân.

Er is een gedeeltelijke overlap tussen de voorkomens in dit winningsplan en Natura2000 gebied Alde Feanen (Figuur 4-4).

De effectenrapportage van de bodemdaling door de hier besproken winningen op de waterhuishouding en de natuurwaarden in dit gebied is opgenomen in Hoofdstuk 18. Hier volgt een korte samenvatting van deze analyse:

De gasvoorkomens zijn niet gelegen onder Natura-2000 gebied. Wel is er iets van overlap aan de rand van de bodemdalingskom met het Natura-2000 gebied Alde Feanen. De reeds opgetreden cumulatieve bodemdaling veroorzaakt door alle gasvoorkomen is minder dan 6 cm sinds de start van gas productie in 1974. Deze historische bodemdaling is voornamelijk veroorzaakt door de gasvoorkomens Leeuwarden en Nijega. De toekomstige bodemdaling veroorzaakt door Tietjerksteradeel en Suawoude in het Natura-2000 gebied Alde Feanen zal minder zijn dan 2 cm. Deze beperkte bodemdaling over een tijdspanne van ruim 25 jaar zal niet van wezenlijke invloed zijn op de waterhuishouding in de Alde Feanen. Er zijn geen negatieve effecten te verwachten als gevolg van de toekomstige gaswinning in gasvoorkomens Tietjerksteradeel en Suawoude in het Natura-2000 gebied Alde Feanen.

Voor de bodemdaling zijn in het verleden al aanpassingen gedaan door het waterschap om eventuele problemen te voorkomen. Mogelijk zijn er in de toekomst nog meer maatregelen nodig indien er gas gevonden wordt en geproduceerd gaat worden uit de nog aan te boren blokken en prospects. Indien deze maatregelen nodig zijn, wordt dat beoordeeld en afgehandeld via de Commissie Bodemdaling Fryslân, waarbij Vermilion de kosten draagt.

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

Vermilion zal de depletie beperken tot een reservoir druk van 140 bar in de nieuwe blokken waarin nu nog geen gas aangetoond is, als uit deze blokken gas gewonnen wordt. Deze nieuwe blokken zijn TID-RO-c en TID-RO-e, zie Figuur 2-2. Dit beperkt de bodemdaling door gaswinning.

Vermilion houdt het Wetterskip Fryslân op de hoogte over de bodemdaling. Het Wetterskip Fryslân neemt de benodigde maatregelen. De kosten van deze maatregelen worden ingediend bij de

Commissie Bodemdaling Aardgaswinning Fryslân. Via deze commissie worden de vergoedingen bepaald en zal Vermilion de kosten vergoeden conform het besluit van de commissie. Zie http://www.bodemdalingfryslan.nl/ voor meer informatie.

De afhandeling van eventuele schade wordt besproken in paragraaf 8.2.

7 Bodemtrilling

Vermilion heeft een zeer uitgebreide seismische analyse uitgevoerd. Die seismische risicoanalyse laat zien dat de voorkomens in de Tietjerksteradeel II winningsvergunning in Categorie I vallen, de laagste seismische risicocategorie.

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

Als gevolg van de compactie, het inzakken van het reservoirgesteente door druk-daling, ontstaan er kleine verplaatsingen (zettingen) in de diepe ondergrond. Als deze bij een breuk plaatsvinden, kunnen er zettingsverschillen aan weerszijden van de breuk optreden. Door de zettingsverschillen gebeurt het soms dat het gesteente aan weerszijden van de breuk t.o.v. elkaar beweegt. Dit veroorzaakt een trilling. Zo'n trilling wordt een geïnduceerde beving genoemd om aan te geven dat hij door menselijk handelen is veroorzaakt. Als gevolg van het feit dat deze trillingen ontstaan door bewegingen langs de breukvlakken in of nabij aardgasreservoirs, zal het bronpunt van de beving, het zogeheten *hypocentrum,* op enkele kilometers diepte liggen. Natuurlijke bevingen hebben over het algemeen een veel dieper hypocentrum. Op basis van de diepte van de beving kan het KNMI onderscheiden of een beving veroorzaakt is door gaswinning of dat de beving een natuurlijke oorzaak heeft.

Voor de kans op bevingen is het dus van belang of en welk soort breuken in de gesteentelagen in (de buurt van) het reservoir aanwezig zijn. Tevens geldt: hoe groter de compactie van het reservoir, hoe groter de kans dat er significante zettingsverschillen over een breuk plaatsvinden. Bij het inschatten van de kans op bevingen wordt dan ook naar de drukdaling en de daaropvolgende compactie gekeken. Daarnaast wordt de breuk-configuratie geanalyseerd, en de stijfheid van het gesteente. Hierbij wordt gebruik gemaakt van een analyse-protocol dat door SodM in samenwerking met TNO is ontwikkeld (Ref. 5).

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

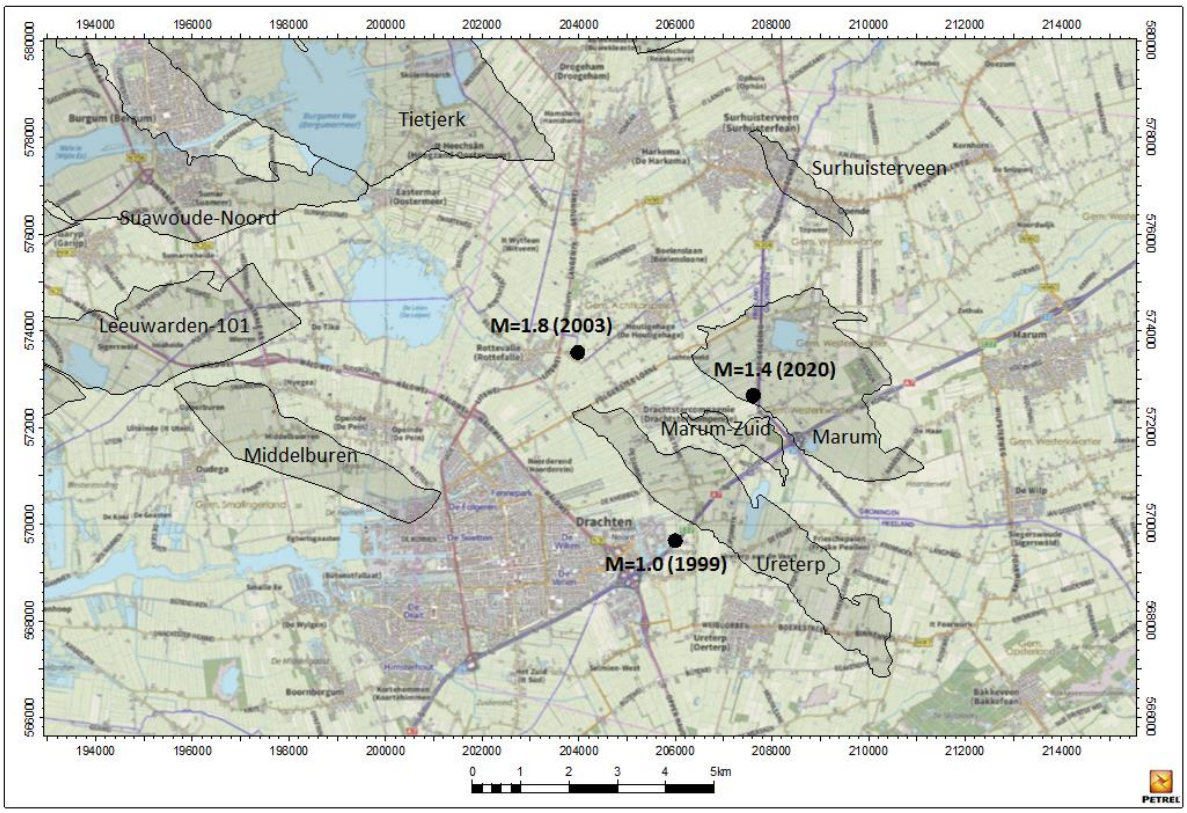
Omdat de uitkomsten van de protocol-analyse daar aanleiding toe gaven, heeft Vermilion een uitgebreidere geo-mechanische studie laten doen. Deze studie is als addendum bij het winningsplan bijgevoegd, en de resultaten zijn, in combinatie met de geplande winningsstrategie, bij de uiteindelijke risico-analyse meegenomen.

7.2 Historische bevingen in de voorkomens van dit winningsplan

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

Er zijn geen bevingen in of boven de Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens geweest.

Er zijn wel drie bevingen geweest in de buurt van de Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens. Deze bevingen zijn waarschijnlijk veroorzaakt door andere winningen (Ureterp-Rotliegend, zie Ref. 6) en de meest recente waarschijnlijk door Marum. Deze bevingen hebben plaatsgevonden op 22 april 1999 met een magnitude van 1.0, 14 februari 2003 met een magnitude van 1.8 en 22 februari 2020 met een magnitude van 1.4 (zie Figuur 7-1).

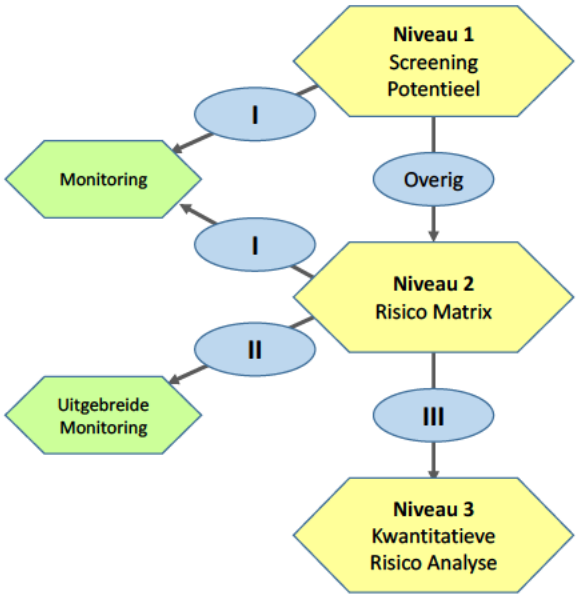


Figuur 7-1: Rotliegend voorkomens met locatie van de bevingen in 1999 (met een sterkte M=1.0), 2003 (met een sterkte M=1.8) en 2020 (met een sterkte M=1.4), nabij de Ureterp en Marum voorkomens.

7.3 Seismische Risico Analyse

Het kader voor de Seismische Risico Analyse (SRA) en de hier beschreven methodiek wordt beschreven in: 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 van een voorkomen vast te stellen wordt een risicoanalyse uitgevoerd volgens een getrapt model dat bestaat uit drie stappen. Deze drie stappen worden weergegeven in Figuur 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 Seismische Risico Analyse (SRA).

In de eerste stap (Niveau 1) wordt gekeken naar de kans op een trilling (met een magnitude groter dan 1.5 op de schaal van Richter). Daarbij wordt gekeken naar de breuk-configuratie in het voorkomen, en naar de stijfheidsverhouding tussen de reservoir-lagen en het afdekkende gesteente. Als er meer breuken zijn, neemt de kans toe. Hetzelfde geldt als het afdekkende gesteente stijver is ten opzichte van het reservoir.

Tenzij de resulterende kans verwaarloosbaar is, wordt vervolgens de maximale magnitude uitgerekend. Daarbij speelt de lengte van de breuken waarlangs differentiële zettingen kunnen optreden, de breukhoogte, en de hoeveelheid compactie een rol. Als de maximale magnitude onder de 2.5 ligt, is een analyse op Niveau 2 niet nodig, en volgt een indeling in Categorie I. Er hoeven dan geen verdere maatregelen genomen te worden bovenop monitoring van het voorkomen met het bestaande KNMI-seismometer-meetnet.

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

Bij een Niveau 3 analyse zal een aanvullende kwantitatieve risicoanalyse worden uitgevoerd in het geval dat een voorkomen op basis van de risicomatrix als categorie-III wordt gekwalificeerd.

Het resultaat van het doorlopen van deze methodiek voor de voorkomens in de Tietjerksteradeel II winningsvergunning, is dat ze in Categorie I vallen, de laagste seismische risicocategorie. Op basis van de SRA-classificatie in Categorie I is monitoring met het huidige geofoon en versnellingsmeter netwerk van het KNMI afdoende.

De SRA is in detail in de bijlage (hoofdstuk 17) uitgewerkt. Uit de SRA detail analyse blijkt dat een aantal voorkomens 19% kans op een beving hebben. Op basis van de inschatting die in het SRA protocol opgenomen is zal de magnitude van deze beving ten hoogste 3.8 zijn. De Tietjerksteradeel en Suawoude gasvoorkomens hebben nog geen beving geïnduceerd sinds start van productie in 1974. De kans op een beving met die maximaal realistische magnitude is uiterst klein; mocht er zich onverhoopt toch een beving voordoen, dan zal die zeer waarschijnlijk een veel kleinere magnitude hebben.

Hoewel de kans dat zich daadwerkelijk een beving van 3,8 zal voordoen heel klein is (veel kleiner dan 19%), heeft Vermilion extra onderzoek laten doen naar het seismische risico rond de gasvoorkomens Suawoude en Tietjerksteradeel. Extra onderzoek is op basis van classificatie in SRA Categorie I niet noodzakelijk; Vermilion doet dit op vrijwillige basis naar aanleiding van de uitkomst van de SRA. Deze studie, een geo-mechanische studie, is uitgevoerd door consultants die gespecialiseerd in deze materie

en toegevoegd bij dit winningsplan als bijlage (hoofdstuk 19). De studie bekijkt de opbouw en geometrie van het voorkomen in veel meer detail, zodat meer gefundeerde conclusies kunnen worden getrokken. Die conclusies van deze studie zijn kort samengevat:

1. De gasvoorkomens Suawoude en Tietjerksteradeel die zijn gevonden en in productie zijn genomen hebben geen (voelbare) beving veroorzaakt. Dit kan alleen verklaard worden door cohesie op het breukoppervlak.
2. De studie laat zien dat een aardbeving van beperkte magnitude niet uitgesloten kan worden voor de nog aan te boren prospects TID-RO-b en TID-RO-e als volledige depletie zou plaatsvinden, i.e. als gas geproduceerd zou worden totdat de reservoir druk gedaald is tot 10 bar.
3. De studie voorspelt geen aardbeving voor het nog aan te boren prospect TID-RO-c bij volledige depletie, i.e. tot een reservoir druk van 10 bar.

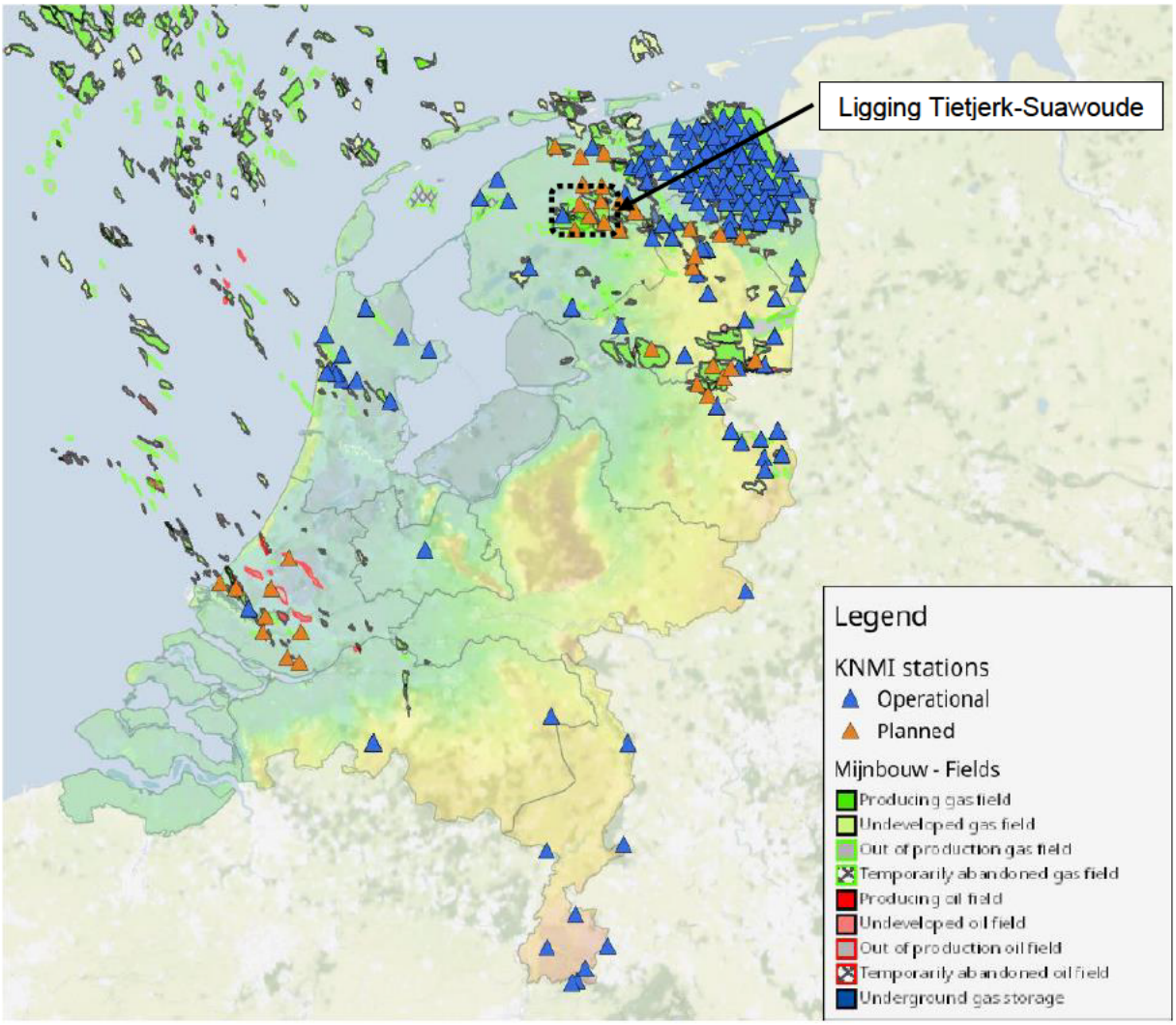
Er zijn aardbevingen geweest rond Ureterp en Marum, zie paragraaf 7.2. Analyse van de reservoir druk van deze velden en het tijdstip van de beving laat zien dat deze bevingen plaatsvonden wanneer de reservoir druk in het veld was afgenomen met meer dan 50% ten opzichte van de start van productie.

Naar aanleiding van de geomechanische studie en de observaties van de omliggende velden heeft Vermilion besloten om bij winning uit de prospects TID-RO-c en TID-RO-e, de depletie van de Slochteren zandsteen reservoirs te beperken tot 140 bar in dit winningsplan (140 bar is 50% depletie ten opzichte van de voorspelde oorspronkelijke reservoir druk van 284 bar en afgerond naar 140 bar als rond getal).

7.4 Monitoring van bodemtrillingen

Het monitoren van de seismische activiteit rondom de Tietjerksteradeel II winningsvergunning zal worden gerealiseerd met behulp van het huidige KNMI-netwerk. Vermilion heeft in overleg met KNMI de dekkingsgraad van het seismometer-netwerk en het versnellingsmeter-netwerk herzien en verbeterd en zal waar nodig deze netwerken verder verbeteren.

Figuur 7-3 laat de status van het seismisch meetnetwerk zien d.d. 23 maart 2020 naar aanleiding van kamer vragen [Ref. 24]. In deze kaart zijn de gerealiseerde en geplande verbeteringen van Vermilion meegenomen. Deze kaart laat zien dat er een goede dekking is rondom Tietjerk en Suawoude.



Figuur 7-3: Dit figuur komt uit een kamerbrief d.d. 25 maart 2020, in antwoord op een kamer vraag waar de seismische meetinstrumenten staan. Dit is Figuur 1 uit de bijlage bij het antwoord op de kamer vraag: Overzicht van gasvelden in Nederland (bron: NLOG website) met daarbij aangegeven de bestaande en geplande seismologische waarneemstations.

7.5 Mogelijke gevolgen van bevingen ten gevolge van gaswinning

De voorkomens in Vlieland en Ten Boer formaties hebben vanwege de geringe dikte van deze formaties en de gesteente eigenschappen een verwaarloosbare kans op bevingen.

Op basis van het standaard risicoprotocol hebben de Slochteren zandsteen reservoirs een kans op een beving waarbij de sterkte (M) van een potentiële geïnduceerde beving mogelijk boven de 2.5 ligt (zie Tabel 17-3). Desalniettemin hebben de voorkomens in het Tietjerk winningsplan tot nu toe geen bevingen veroorzaakt, ondanks de al jaren bestaande grote depletie (de druk is met ruim 200 bar verminderd).

Daarom heeft Vermilion extra onderzoek laten doen naar het seismische risico rond de gasvoorkomens Suawoude en Tietjerksteradeel. Dit onderzoek is eerder hiervoor beschreven en is toegevoegd als een bijlage (hoofdstuk 19). Uit dit onderzoek blijkt dat de kans op aardbevingen heel beperkt is maar niet volledig uitgesloten kan worden. De magnitude van een mogelijke bevingen wordt op basis van deze studie veel lager ingeschat, namelijk < 2.5. Om de kans op een aardbeving te beperken zal Vermilion bij winning uit de prospects TID-RO-c en TID-RO-e, de depletie van de Slochteren zandsteen beperken tot 140 bar reservoir druk in dit winningsplan.

Na de Niveau 2 analyse komen de Slochteren zandsteen voorkomens uit in Categorie I (zie hoofdstuk 17). Dat betekent dat de mogelijke totale impact van de bevingen, als die zich voordoen, beperkt is.

7.5.1 Schade openbare infrastructuur door bodemtrillingen ten gevolge van gaswinning

Gezien de indeling in Categorie I wordt er zeer beperkte totale schade aan infrastructuur verwacht (zie ook Ref. 7).

7.5.2 Schade aan gebouwen en bouwwerken door bodemtrillingen ten gevolge van gaswinning

Mede gezien de indeling in Categorie I wordt er zeer beperkte totale schade aan gebouwen en bouwwerken verwacht (Ref. 8, 9,10).

7.5.3 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). Daarom worden schadelijke effecten op natuur en milieu ten gevolge van bodemtrillingen niet verwacht.

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

Gezien de indeling in Categorie I is er geen vereiste om maatregelen te treffen om (gevolgen van) trillingen te voorkomen of te beperken.

Vermilion heeft desalniettemin besloten om in deze fase van de ontwikkeling van de voorkomens zichzelf een beperking op te leggen. Vermilion zal de depletie beperken tot een reservoir druk van 140 bar in de nieuwe blokken waarin nu nog geen gas gewonnen wordt, als winning uit deze blokken plaats vindt. Deze nieuwe blokken zijn TID-RO-c en TID-RO-e, zie Figuur 2-2.

De afhandeling van eventuele schade wordt besproken in paragraaf 8.2.

8 Overige Omgevingsaspecten

8.1 Inleiding

De opsporing, winning en opslag van aardgas kunnen, vanwege activiteiten, mogelijk gevolgen aan het oppervlak hebben. Dit zijn gevolgen anders dan bodemdaling en trillingen zoals omschreven in dit winningsplan. Deze mogelijke gevolgen worden beoordeeld door het bevoegd gezag in andere vergunningen dan het winningsplan.

Het betreft hier mogelijke gevolgen voor de leefomgeving, zoals gevolgen voor de luchtkwaliteit, geluid, externe veiligheid, bodemkwaliteit en grond- en oppervlaktewaterkwaliteit. Deze mogelijke gevolgen worden beoordeeld in de omgevingsvergunning milieu van de mijnbouwlocatie. In Tabel 8-1 is een lijst opgenomen met de winningslocaties in de Tietjerksteradeel II winningsvergunning en de vigerende omgevingsvergunningen voor deze locaties.

Tabel 8-1: Winningslocaties in Tietjerksteradeel II winningsvergunning en vigerende omgevingsvergunning.

Winningslocatie	Omgevingsvergunning
SUW-100	Wabo vergunning d.d. 4 Oktober 2011, kenmerk ETM/EM/11142225
SUW-200	Milieuneutrale verandering d.d. 18 juli 2012, kenmerk DGETM-EM/12082148
TID-100	Milieuneutrale verandering d.d. 6 september 2019, kenmerk DGKE-WO/19213673
TID-200	Milieuneutrale verandering d.d. 20 augustus 2019, kenmerk DGKE-WO/19199626
TID-300	Revisievergunning d.d. 1 mei 2014, kenmerk DGTEM/14026199
TID-400	Milieuneutrale verandering d.d. 7 augustus 2019, kenmerk DGKE-WO/19194540
TID-600	Milieuneutrale verandering d.d. 10 april 2019, kenmerk DGKE-WO/19091410
TID-900	Wabo vergunning d.d. 21 augustus 2013, kenmerk DGETM-EM/13141083

Als activiteiten, zoals boringen of onderhoudsactiviteiten, op de mijnbouwlocatie negatieve effecten kunnen hebben op de aanwezige flora en/of fauna dan dient een ecologisch onderzoek uitgevoerd te worden. Indien effecten niet uitgesloten kunnen worden dan dient een ontheffing aangevraagd te worden. Dit wordt beoordeeld ten tijde van de voorbereiding van die betreffende activiteiten.

Indien activiteiten op de mijnbouwlocatie invloed kunnen hebben op de instandhoudingdoelstellingen van een Natura 2000-gebied dan dienen de effecten en gevolgen onderzocht te worden en dient eventueel een passende beoordeling opgesteld te worden. Indien hieruit blijkt dat er negatieve effecten kunnen optreden, dan is een vergunning nodig. Een en ander wordt geregeld in de Wet natuurbescherming.

Voor het uitvoeren van een boring wordt eveneens een omgevingsvergunning milieu aangevraagd, waarin de gevolgen voor de leefomgeving worden beoordeeld. Deze omgevingsvergunning wordt voorafgegaan door een m.e.r.-beoordeling. Eventuele effecten op de natuur worden hierin beoordeeld.

8.2 Schade-afhandeling

Indien als gevolg van bodemtrillingen of bodemdaling door gaswinning toch schade ontstaat, dan zal deze worden vergoed overeenkomstig de regels van het burgerlijk recht. Vermilion heeft een schadeprotocol opgesteld, dat op de website van Vermilion Nederland te vinden is (https://www.vermilionenergy.nl/onze-verantwoordelijkheid/vermilion-en-schade-door-aardgaswinning/schade-melden.cfm). Voor bodemdaling in de provincie Fryslân is er een specifieke regeling waarbij de afhandeling wordt uitgevoerd door de Commissie Bodemdaling Aardgaswinning Fryslân (http://www.bodemdalingfryslan.nl/ https://www.bodemdalingfryslan.nl/).

8.3 Gedragscode

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

9 Verklarende woordenlijst

Aquifer	Watervoerend deel van het reservoir. Dat kan naast en/of onder het gasvoerende deel gelegen zijn.
C_m	Uni-axiale compactie-coëfficiënt; mate van samendrukbaarheid van het gesteente (eenheid: 1/bar).
Compactie	Het samendrukken van het reservoirgesteente als door productie de druk van de vloeistof in de poriën daalt, en onvoldoende tegenwicht geeft aan het gewicht van bovenliggende gesteenten.
Compressibiliteit	Samendrukbaarheid
Depletie	Drukdaling door het onttrekken van gas (of olie of water) uit reservoirgesteente
EZK	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
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)
Kern	Gesteentemonster uit de ondergrond verkregen bij het boren van een put
KNMI	Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut
KN, KNNS	Vlieland formatie, Vlieland Zandsteen
magnitude	Een (logarithmische) maat voor de hoeveelheid energie die bij een beving vrij komt
m RT, m RKB	Diepte gemeten in m langs het boortraject, vanaf de boortafel (RT)
Mbb	Mijnbouwbesluit
Mbr	Mijnbouwregeling
Mbw	Mijnbouwwet
MER	Milieu-Effect-Rapportage
NAM	Nederlandse Aardolie Maatschappij
nm^3	m^3 bij 0 ^{0}C en 1.01325 bara (Ref. 20)
OPE	Gasvoorkomen Opeinde
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.
Prospect	Gebied waarin de aanwezigheid van gas waarschijnlijk is.
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
RO	Rotliegend
ROSL	Slochteren (deel van Rotliegend)
ROCLT	Ten Boer (deel van Rotliegend)
Seal	Afsluitende laag bovenop het gesteente dat het gas bevat
SodM	Staatstoezicht op de Mijnen
SRA	Seismische Risico Analyse
SUW	Suawoude voorkomen
Tcbb	Technische commissie Bodembeweging
TID	Tietjerksteradeel voorkomen
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, *Industrieleidraad 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. *Schade aan buisleiding door aardbeving, fase 1 inventarisatie*, Deltares Project report 1001649-000, 2010.
8. *Seismisch hazard van geïnduceerde aardbevingen Integratie van deelstudies*, Wassing, B.B.T. (TNO) & Dost, B. (KNMI), Report nummer TNO 2012 R11139, 24 december 2012.
9. *De relatie tussen schade aan gebouwen en lichte, ondiepe aardbevingen in Nederland: inventarisatie*, TNO Rapport 97-CON-R1523-1, door Van Staalduinen & Geurts, 1998.
10. *Seismisch Risico in Noord-Nederland*, Th. de Crook & H.W. Haak & B. Dost, februari 1998, Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut, Afdeling Seismologie
11. 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
12. *Bodemdalingsrapport Noord-Nederland*, Nederlands Aardolie Maatschappij, 2015
13. *Geology of the Netherlands,* Wong et al. (eds), Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences, 2007 / Amsterdam University Press, 2007
14. *Winningsplan Tietjerk, NAM doc. nr. EP201212206190, 27 december 2012*
15. *Winningsplan Opeinde,Vermilion, juni 2016*
16. *Bodemdaling Statusrapport 2020 – Drenthe, Overijssel en Friesland;* Vermilion
17. *Meetregister bij het meetplan Leeuwarden-Oost en Oosterend 2018,* Antea, rapport 434208, 2019
18. *Meetregister meetplan Noord-Nederland 2014*, NAM doc.nr. EP201507207215, 2015
19. *NAP database GeoWeb, Rijkswaterstaat* (https://geoservices.rijkswaterstaat.nl/geoweb51/index.html?viewer=NAPinfo)
20. *Physical Properties of Natural Gases*, Nederlandse Gasunie, 1988
21. TCBB, *Jaarverslag,* 2015
22. www.commissiebodemdaling.nl
23. ”Bodemdaling door gaswinning veroorzaakt geen schade”, M. Huijgen et al. (TNO), in *Bodem*, nummer 3, juni 2020
24. *Antwoord op kamervraag: Toezegging met betrekking tot de lijst met vragen en antwoorden inzake de kabinetsreactie beleidsdoorlichting 23: meteorologie en seismologie* (Kamerstuk 32861 nr. 56); kenmerk IENW/BSK-2020/49516, d.d. 25 maart 2020.
25. *Fact-sheet: fracking nader toegelicht*, NOGEPA, Rev. 3, d.d. 7 maart 2013.
26. *Resultaten inventarisatie fracking, De toepassing van fracking, de mogelijke consequenties en de beoordeling daarvan*, februari 2016, Staatstoezicht op de Mijnen.
27. *Inventarisatie aantoonbare effecten voor mens en milieu als gevolg van historische conventionele frackoperaties*, TNO2018 R10807, 11 september 2018.

28. *Aanvullend onderzoek naar mogelijke risico's en gevolgen van de opsporing en winning van schalie- en steenkoolgas in Nederland*, Witteveen en Bos, Rapport aan Ministerie EZ, 2013.

29. *BTO Rapport Schaliegas & Drinkwater: Betrouwbaarheid*, KWR Watercycle Research Institute, BTO 2015.016, maart 2015.

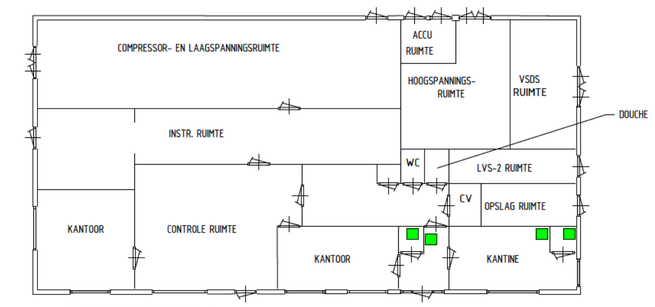
30. http://www.reachinfo.nl/

11 Bijlage: Plotplannen van de aardgaswinningslocaties

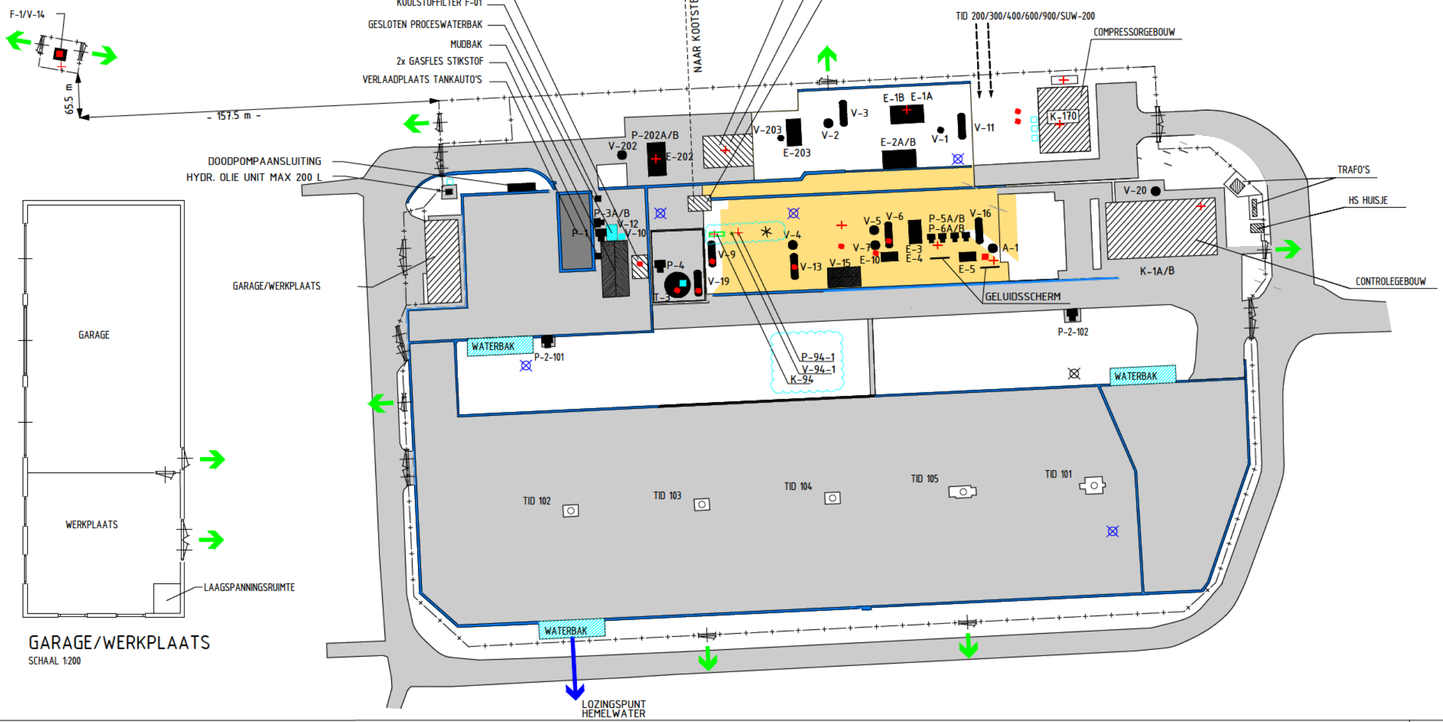
Deze bijlage bevat de plotplannen van de aardgaswinningslocaties zoals deze nu zijn of zoals ingediend voor een vergunningaanvraag. Er kunnen in de toekomst mogelijk nog andere veranderingen plaatsvinden welke, indien nodig, de noodzakelijk vergunning procedure zullen doorlopen. Deze plotplannen kunnen dus veranderen in de tijd.

Locatie	Tekeningnummer
TID-100	EP201109215997002
TID-200	201210210736-000-0001
TID-300	1-61-TID3-3-32-100-001
TID-400	201210210738-000-0001
TID-600	201210210739-000-0001
TID-900	201210210740-000-0001
SUW-2	201409201296-000-0001

AFMETINGEN OPSLAGTANKS EN -VATEN			
NAAM	DIAMETER (mm)	HOOGTE/LENGTE (mm)	INHOUD (m^3)
V-1	1020	2715	2.8
V-2	970	2950	2.68
V-3	850	5084	3.1
V-4	800	2500	1.4
V-5	800	2400	1.3
V-6	1000	5000	4.2
V-7	610	2200	0.65
V-9	1600	4800	10.25
V-10	1200	5000	5.6
V-11	1430	6000	5.6
V-12	.	.	70
V-13	1000	3000	9.7
V-14	1300	2950	4.5
V-15	300	8300	0.6
V-16	900	2700	1.8
V-19	1300	3600	5.3
V-20	2000	3200	11.3
V-201A/B	580	1860	0.55
V-202	630	4700	1.5
V-203	680	1200	0.575
T-3	5300	9000	200



CONTROLEGEBOUW
SCHAAL 1:200



GARAGE/WERKPLAATS
SCHAAL 1:200

LEGENDA

		AFK.	VERKLARING
	VAT / KOLOM	V-1	HOGEDRUKAFSCHEIDER
	VAT	V-2	KOUDE-AFSCHEIDER
	POMP	V-3	FILTERAFSCHEIDER
	KOELER / WARMTEWISSELAAR	V-4	WATEROPVANGVAT
		V-5	ONTGASSER
		V-6	GLYCOL/CONDENSAATAFSCHEIDER
		V-7	STOOKGASDROGER
		V-9	GLYCOLOPSLAGVAT
AFK.	VERKLARING	V-10	DOODPOMPVLOEISTOF
A-1	GLYCOLREGENERATOR	V-11	VLOEISTOFVANGER
E-1A/B	INLAATKOELER/UITLAATKOELER	V-12	GESLOTEN PROCESWATERBAK
E-2	GAS/GASWARMTEWISSELAAR	V-13	TEST AFSCHEIDER
E-3	GLYCOL/GLYCOLWARMTEWISSELAAR	V-14	VLOEISTOFVANGER
E-4	CONDENSAATKOELER	V-15	INLAATMANIFOLD
E-5	REGENERATORKOELER	V-16	GLYCOLOPVANGVAT
E-10	GASKOELER	V-19	ANTI-CORROSIEVLOEISTOFVAT
E-201A/B	OLIEKOELER	V-20	INSTRUMENTENLUCHT VOORRAADVAT
E-202	FREONCONDENSOR	V-201A/B	OLIE-AFSCHEIDER
E-203	GASONDERKOELER/VERDAMPER	V-202	VLOEISTOFVAT
F-1	AFFAKKELINSTALLATIE	V-20	FREONONDERKOELER
F-01	KOOLSTOFFILTER	V-94-1	AFSCHEIDER
K-1A/B	INSTRUMENTENLUCHTCOMPRESSOR		
K-201A/B	FREONCOMPRESSOR		
K-94	VENTGAS COMPRESSOR		
K-170	COMPRESSOR		
P-1	PROCES WATERBAK/CONDENSAATPOMP		
P-2-101	ANTI-CORROSIEVLOEISTOF POMP		
P-2-102B	ANTI-CORROSIEVLOEISTOF POMP		
P-3A/B	ANTI-CORROSIEVLOEISTOF/MENGPOMP		
P-4	WACO_VERLAADPOMP		
P-5A/B	GLYCOLAANJAAGPOMP		
P-6A/B	GLYCOLINJECTIEPOMP		
P-201A/B	SMEEROLIEPOMP		
P-202A/B	FREONPOMP		
P-94-1	WATER/CONDENSAAT POMP		
T-3	WATER/CONDENSAATOPSLAGTANK		

LEGENDA

- Hekwerk
- Vluchtroute
- Goot
- Emissiepunt ventgassen niet-continu
- Emissiepunt ventgassen continu
- Peilbuis
- Asfalt / Verharding
- Lozingspunt hemelwater
- Veiligheid met open afblaas
- Emissiepunt verbrandingsgassen continu
- Geluidsbron
- Vapor compression TID-100

0 10 20 30 40 50 m

Noot: Installatieonderdelen NIET op schaal.

Rev.	Omschrijving	Gewijzigd
0	ORIGINEEL	22-09-2011
1	UPDATE AANVR. VERGUNNING	28-06-2019

VERMILION ENERGY

PLATTEGRONDTEKENING

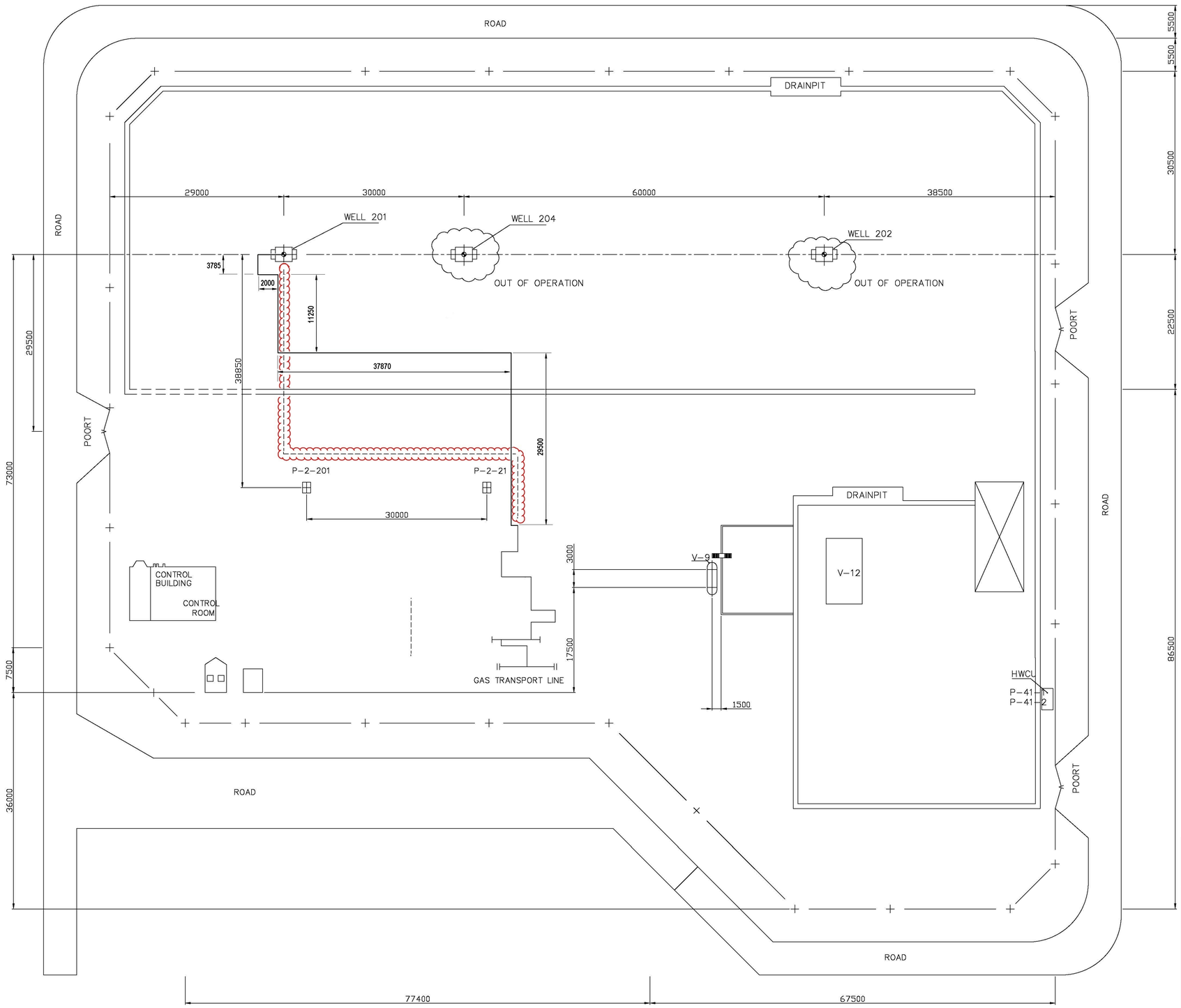
Reguliere omgevingsvergunning WABO

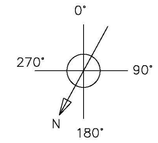
LOCATIE TIETJERKSTERADEEL-100

Schaal 1 : 1000

Projektie sys.: RD | Datum : 22-09-2011 | Tekeningnr.: EP201109215997002

Get.: GBSI | Rev. : 1 | Bijlage : 2A





PLANTORIENTATIE

EQUIPMENT	Nr.	DESCRIPTION
P-2-21		CORROSION INHIBITOR INJECTION PUMP
P-2-201		CORROSION INHIBITOR INJECTION PUMP
V-9		CORROSION INHIBITOR TANK
V-12		PROCESS DRAIN PIT (COMBINED AC/CC PIT)
P-41-1		HYDRAULIC PUMP
P-41-2		HYDRAULIC PUMP

GENERAL NOTES
PLANT ELEVATION+0,00 = HIGH POINT OF PAVING = TOP OF WELL PIT

REFERENCE DRAWINGS

Underground flowline out of sevice and blinded off.

C								
B								
A	07	04	2020		VOOR VERGUNNINING AANVRAAG	JS	MB	
0	07	11	2012	B	ORIGINAL: DECOMPLEXING	EJST	HSKL	
ISSUE REV	DD	MM	YYYY	DWG. STATUS	REVISION DESCRIPTION	DRAWN BY	CHECKED BY	APPROVED BY
	REVISION DATE							

REQUISITION NR:		CAD VERSION:	2009	SCALE 1:	1:333
ENGINEERED BY:	TEBODIN	VENDOR NAME:		VENDOR DWG NR.	

VERMILION ENERGY

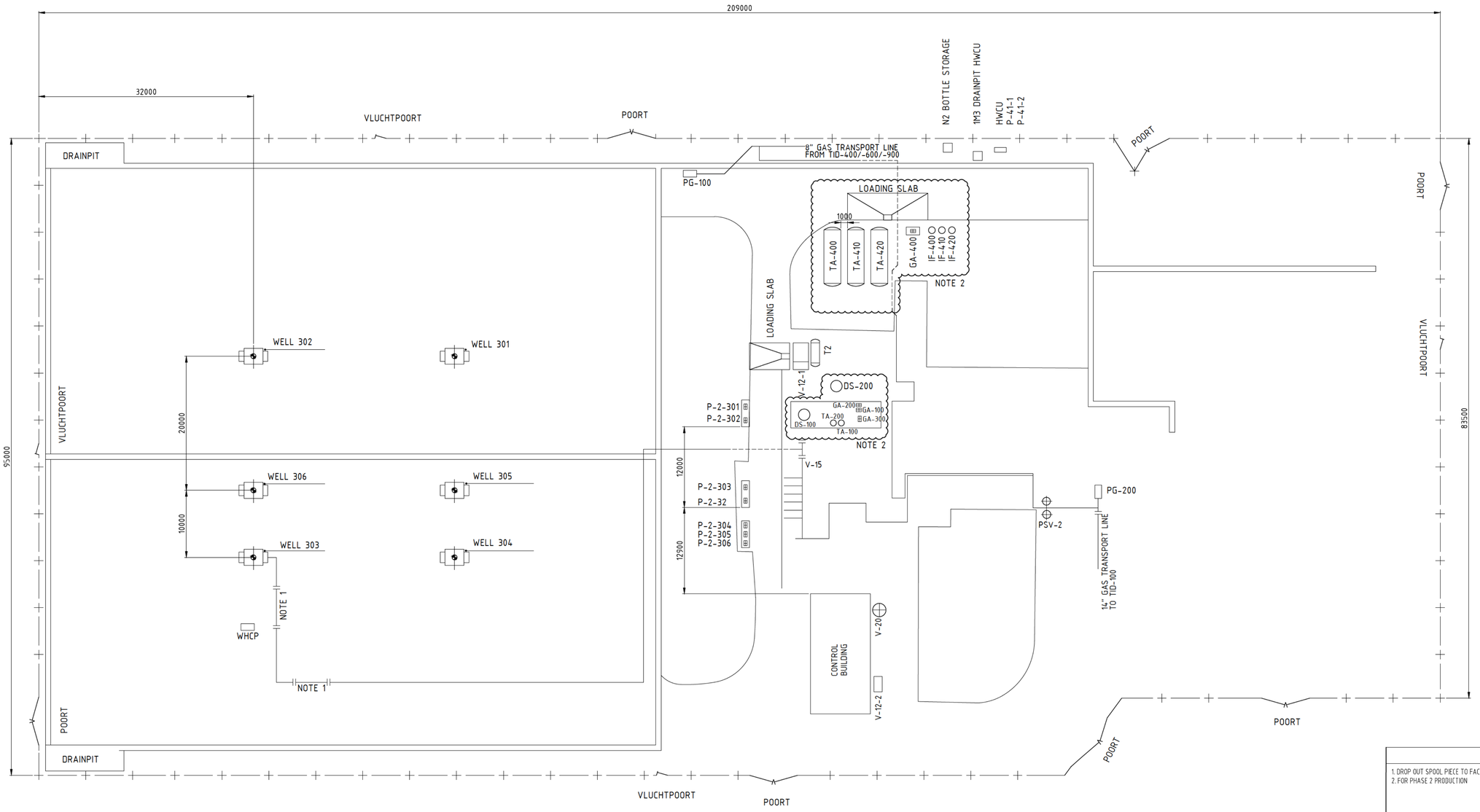
TITLE: PLOTPLAN TID-200

VERMILION ENERGY

LOCATION:	TID-200	DISCIPLINE CODE	DOCUMENT CODE
		01	–

DRAWING CLASS		DRAWING NR-SECTION NR-SHEET NR	REVISION
T	L	201210210736-000-0001	A

SIZE A1



0°
270°
90°
180°

PLANTORIENTATIE

EQUIPMENT Nr.	DESCRIPTION	REMARKS
WELL 301	WELL TID-301	
WELL 302	WELL TID-302	
WELL 303	WELL TID-303	
WELL 304	WELL TID-304	
WELL 305	WELL TID-305	
WELL 306	WELL TID-306	
P-2-31/32	CORROSION INHIBITOR INJECTION PUMP	
P-2-301/302	CORROSION INHIBITOR INJECTION PUMP	
P-41-1	HYDRAULIC PUMP	
P-41-2	HYCRAULIC PUMP	
T-2	CORROSION INHIBITOR TANK	
V-12-1	PROCESS DRAIN PIT	
V-12-2	DRAIN PIT INSTR. AIR	
V-15	INLET GAS HEADER	
V-20	INSTRUMENT AIR BUFFER	
WHCP	WELLHEAD CONTROL PANEL	

EQUIPMENT Nr.	DESCRIPTION	REMARKS
DS-100	HIGH PRESSURE SEPARATOR	ON SKID
DS-200	KNOCK OUT VESSEL	
GA-100	MEOH PUMP	ON SKID
GA-200	CI PUMP	ON SKID
GA-300	DEG PUMP	ON SKID
GA-400	WATER LOADING PUMP	
IF-400	COAL FILTER	
IF-410	COAL FILTER	
IF-420	COAL FILTER	
PG-100	PIG RECEIVER	
PG-200	PIG LAUNCHER	
SL-100	SILENCER	NOTE 1
TA-100	MEOH STORAGE TANK	ON SKID
TA-200	CI STORAGE TANK	ON SKID
TA-400	WATER STORAGE TANK	
TA-410	WATER STORAGE TANK	
TA-420	WATER STORAGE TANK	

NOTES

1. DROP OUT SPOOL PIECE TO FACILITATE TEMPORARY START UP HEATER, SAND FILTER OR SILENCER.
2. FOR PHASE 2 PRODUCTION

GENERAL NOTES

PLANT ELEVATION 0,00 = HIGH POINT OF PAVING = TOP OF WELL PIT = +370 NAP

ALL DIMENSIONS ARE GIVEN IN mm

ALL ELEVATIONS ARE GIVEN IN mm

REV.	DATE	DRAWN	DESCRIPTION	APPROVED ENGINEERING		APPD CLIENT	
1	09-04-2020	-	UPDATE	SKPR	MXAO	-	-
0	05-03-2020	-	FIRST ISSUE	SKPR	MXAO	-	-

VERMILION ENERGY

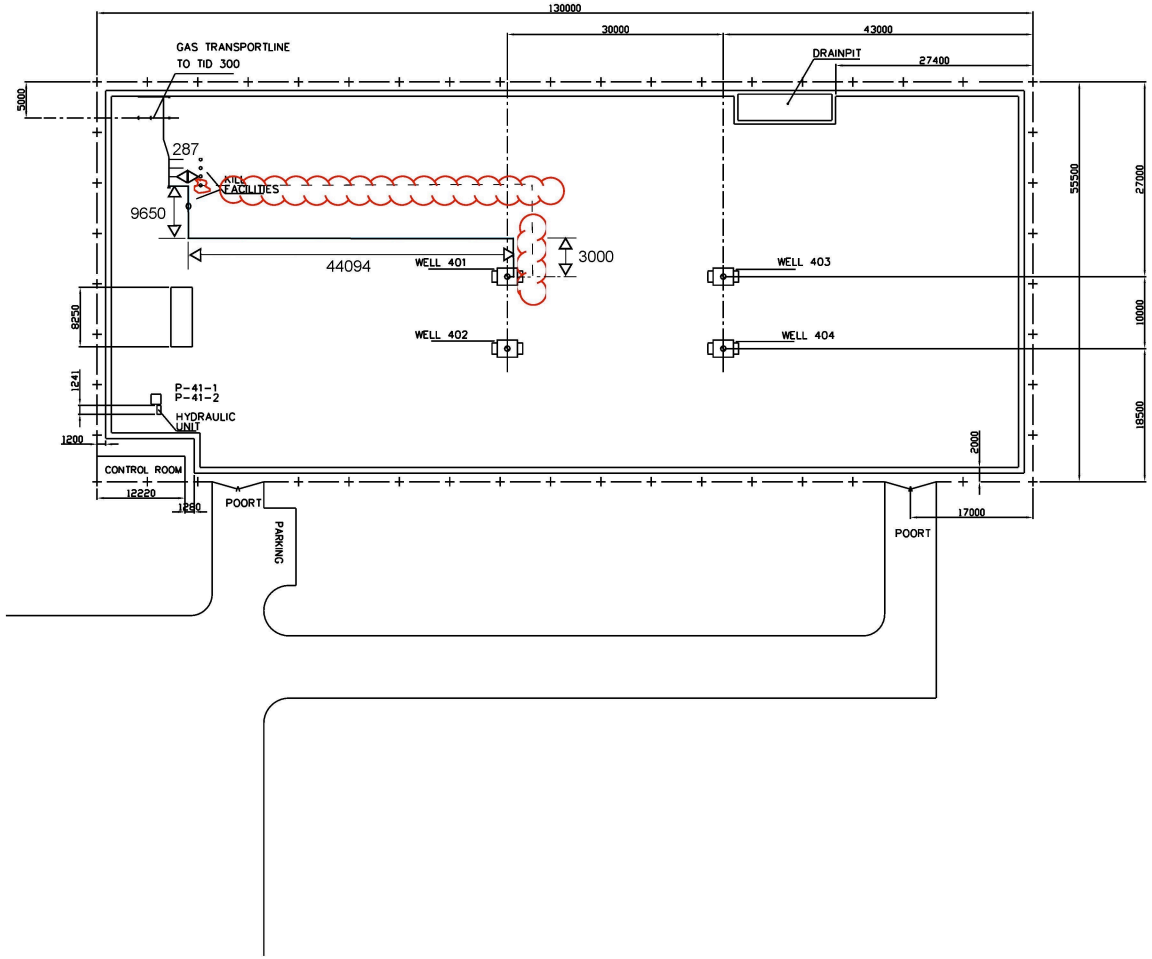
LOCATION :

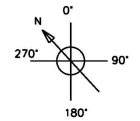
TIETJERKSTERADEEL-300

TITLE

PLOTPLAN
VOOR VERGUNNING AANVRAAG

CAD No	DRAWING NUMBER	SHT.
181-0788	1-61-TID3-3-32-100-001	001





PLANTORIENTATIE

EQUIPMENT Nr.	DESCRIPTION
P-41-1	HYDRAULIC PUMP
P-41-2	HYDRAULIC PUMP

GENERAL NOTES
PLANT ELEVATION 0.00 = HIGH POINT OF PAVING = TOP OF WELL PIT = NAP +0.66

Underground flowline out of service and blinded off.

C								
B								
A	07	04	2020		VOOR VERGUNNINGAANVRAAG	JS	MB	
0	07	11	2012	B	ORIGINAL DECOMPLEXING	EJST	HSKL	
ISSUE REV	REVISION DATE DD	MM	YYYY	DWG. STATUS	REVISION DESCRIPTION	DRAWN BY	CHECKED BY	APPROVED BY
REQUISITION NR:				CAD VERSION:	2009	SCALE 1:	1333	
ENGINEERED BY:	EJST			VENDOR NAME:		VENDOR DWG NR:		

VERMILION ENERGY

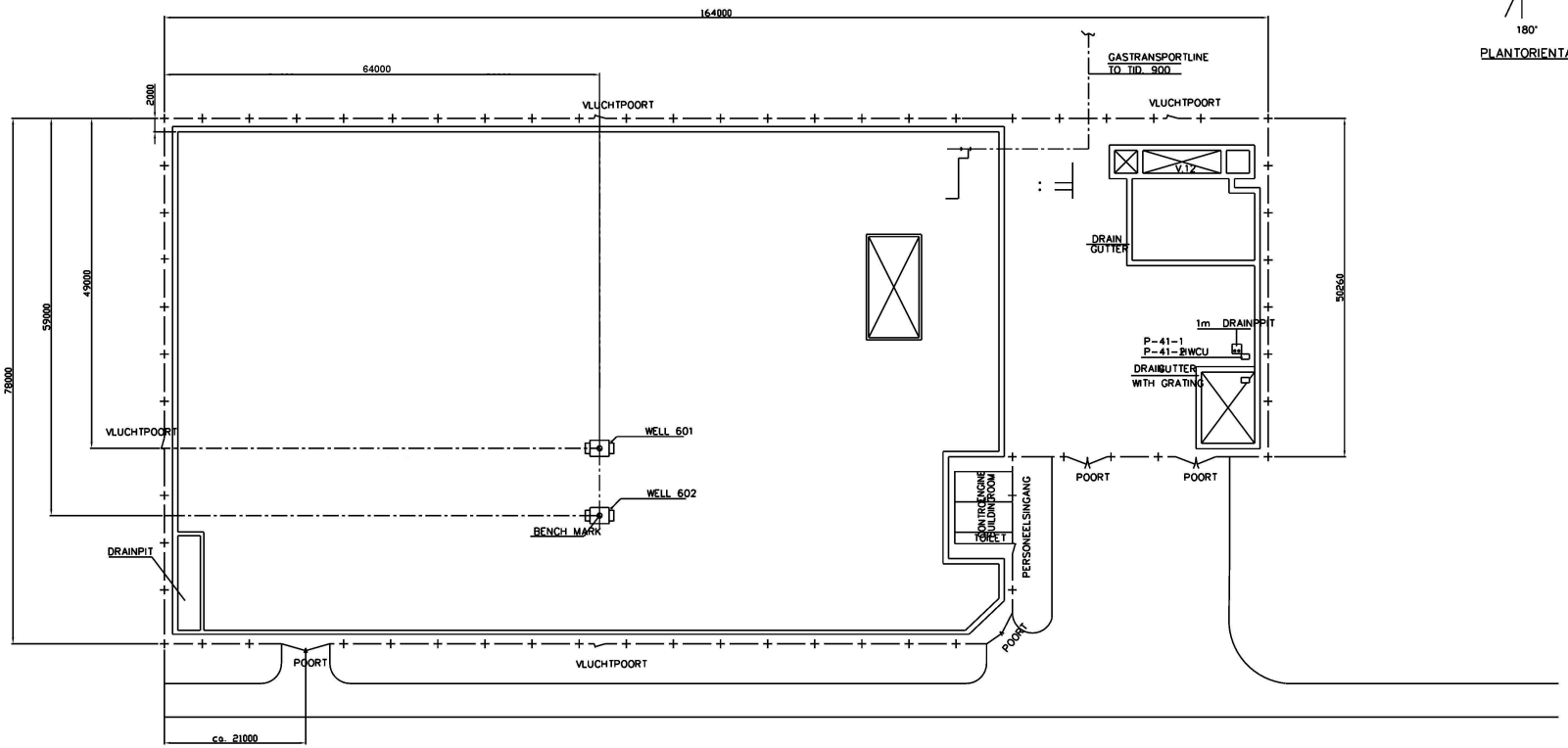
TITLE: PLOTPLAN TID 400

LOCATION	DISCIPLINE CODE	DOCUMENT CODE
TID-400	01	-

VERMILION ENERGY

DRAWING CLASS		DRAWING NR-SECTION NR-SHEET NR	REVISION
T	L	201210210738-000-0001	A

SIZE A1



0°
270° 90°
180°

PLANTORIENTATIE

EQUIPMENT Nr.	DESCRIPTION
P-41-1	HYDRAULIC PUMP
P-41-2	HYDRAULIC PUMP

GENERAL NOTES
PLANT ELEVATION 0.00 = HIGH POINT OF PAVING = TOP OF WELL PIT = NAP +1.92m
FOR REFERENCE DGW'S SEE YARDPIPING KEYPLAN GGW N. .....
INDICATED DIMENSIONS AREASSUMED TO BE CHECKED AT SITE AND ARE CONSIDERED

ISSUE REV	DD	MM	YYYY	DWG STATUS	REVISION DESCRIPTION	DRAWN BY	CHECKED BY	APPROVED BY
C								
B								
A	07	04	2020		VOOR VERGUNNING AANVRAAG	JS	MB	
0	07	11	2012	B	ORIGINAL: DECOMPLEXING	EJST	HSKL	

REVISION DATE

REQUISITION NR		CAD VERSION	2009
ENGINEERED BY	TEBODIN	VENDOR NAME	

SCALE 1 1:333
VENDOR DWG NR

VERMILION ENERGY

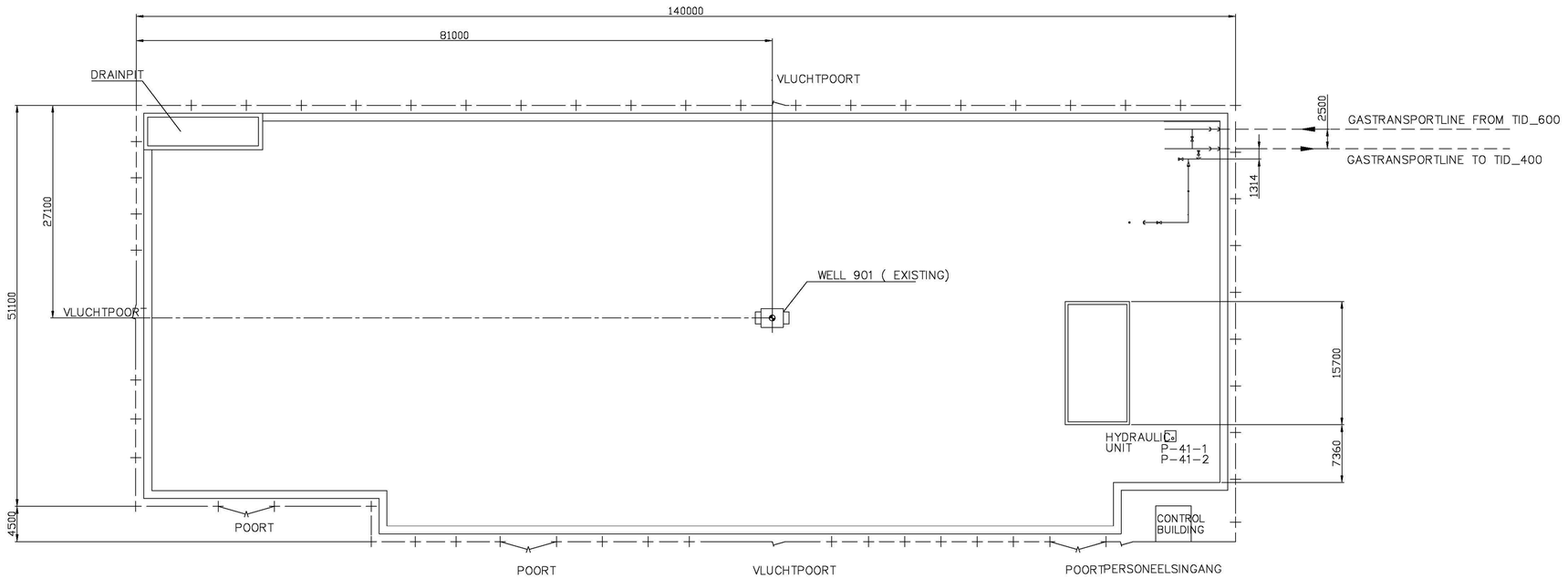
TITLE: PLOTPLAN TID-600

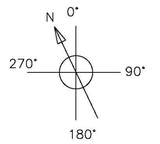
LOCATION	TID-600	DISCIPLINE CODE	DOCUMENT CODE
		01	-

DRAWING CLASS	DRAWING NR-SECTION NR-SHEET NR	REVISION
T L	201210210739-000-0001	A

VERMILION ENERGY

SIZE A1





PLANTORIENTATIE

EQUIPMENT	Nr. DESCRIPTION
P-41-1	HYCRAULIC PUMP
P-41-2	HYDRAULIC PUMP

GENERAL NOTES
PLANT ELEVATION 0.00 = HIGH POINT OF PAVING = TOP OF WELL PIT = NAP +1.98m

C								
B								
A	07	04	2020		VOOR VERGUNNING AANVRAAG	JS	MB	
0	07	11	2012	B	ORIGINAL: DECOMPLEXING	EJST	HSKL	
ISSUE REV	DD	MM	YYYY	DWG. STATUS	REVISION DESCRIPTION	DRAWN BY	CHECKED BY	APPROVED BY
	REVISION DATE							

REQUISITION NR:		CAD VERSION: 2009	SCALE 1: 1:333
ENGINEERED BY:	TEBODIN	VENDOR NAME:	VENDOR DWG NR.

VERMILION ENERGY

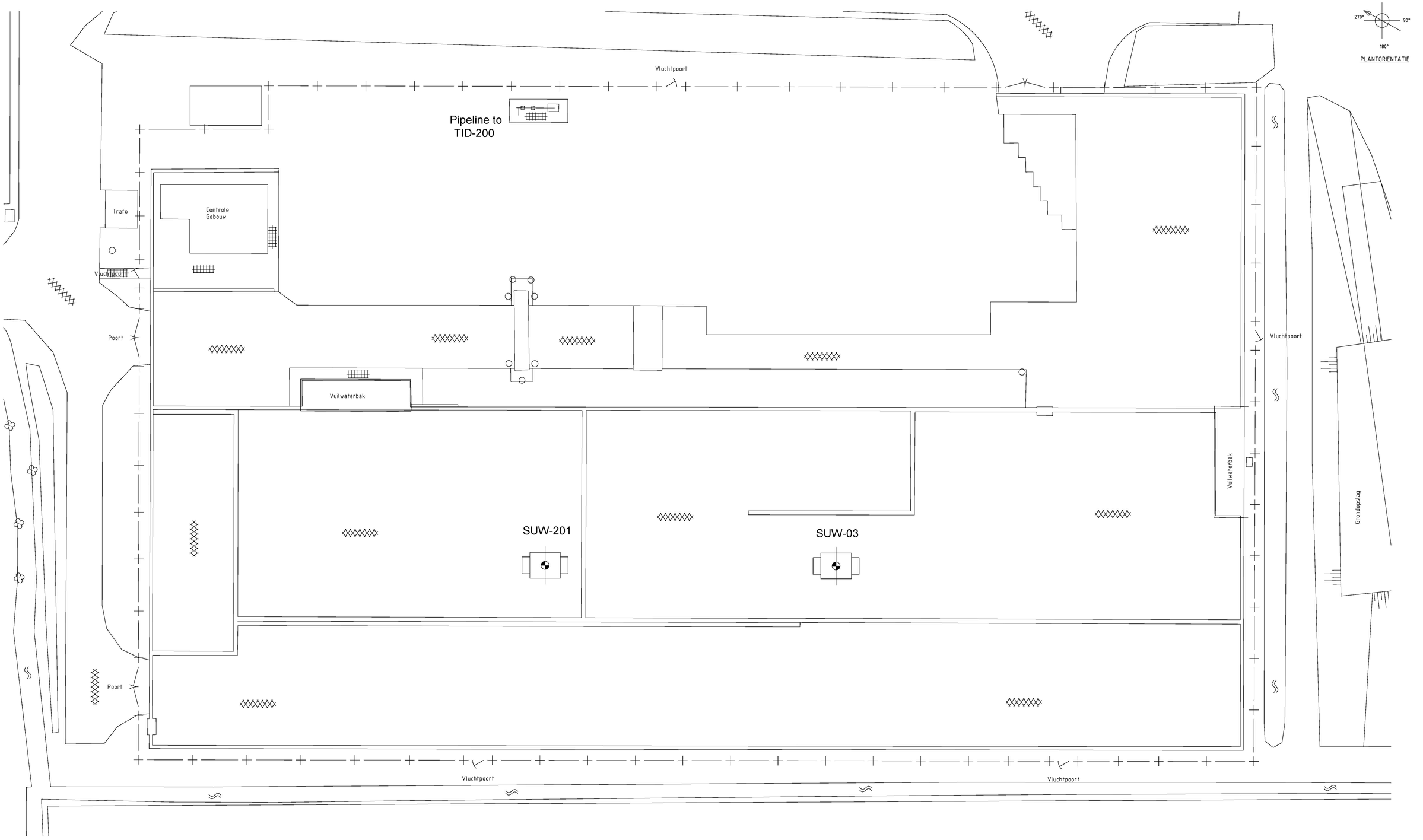
VERMILION ENERGY

TITLE: PLOTPLAN TID-900

LOCATION:	TID-900	DISCIPLINE CODE	DOCUMENT CODE
		01	-

DRAWING CLASS		DRAWING NR-SECTION NR-SHEET NR	REVISION
T	L	201210210740-000-0001	A

SIZE A1



0 12,5 m

C								
B								
A	07	04	2020		VOOR VERGUNNING AANRAAG	JS	MB	
0	05	09	2014	B	ORIGINAL:	JLMN		
	DD	MM	YYYY	DWG.		DRAWN BY	CHECKED BY	APPROVED BY
ISSUE REV	REVISION DATE			STATUS	REVISION DESCRIPTION			
REQUISITION NR:					CAD VERSION: 2004 CATEGORY: 02		SCALE 1: 250	
ENGINEERED BY:	TEBODIN				VENDOR NAME:		VENDOR NR.	

	POORT		WATER		KEIEN, GRIND EN GRAVEL
	VLUCHTPOORT		GESLOTEN VERHARDING		TEGEL VERHARDING
	LICHTPUNT		OPEN VERHARDING		
			BETON VERHARDING		

VERMILION ENERGY

VERMILION ENERGY

TITLE: PLOTPLAN
TERREIN
SUAWOUDE 2

LOC: SUW-2

DISCIPLINE CODE	NATURE CODE
01	4057

DRAWING NR-SECTION NR-SHEET NR: 201409201296-000-0001

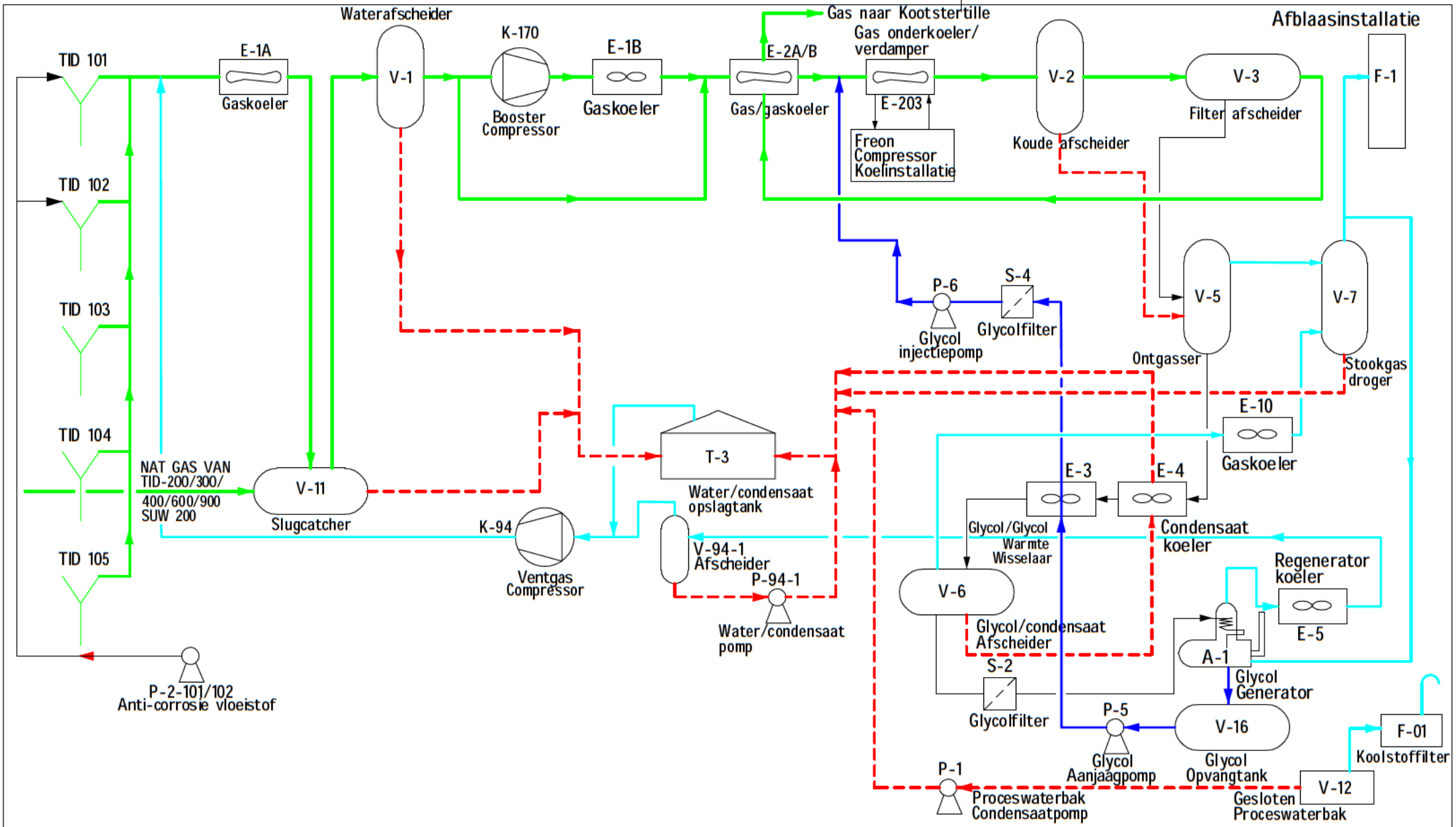
REVISION: A

SIZE A1

12 Bijlage: Proces-stroomdiagram van aardgaswinningslocaties

Deze bijlage bevat de proces-stroomdiagrammen van de aardgaswinningslocaties zoals deze nu zijn of zoals ingediend voor een vergunningaanvraag. Er kunnen in de toekomst mogelijk nog andere veranderingen plaatsvinden welke, indien nodig, de noodzakelijk vergunning procedure zullen doorlopen. Deze proces-stroomdiagrammen kunnen dus veranderen in de tijd.

Locatie	Tekeningnummer
TID-100	EP201109215997004
TID-200	EP201310200689004
TID-300	1-61-TID3-3-31-100-001 (2 pagina's)
TID-400	EP201204211755004
TID-600	EP201204211795004
TID-900	EP201204212226004
SUW-2	EP201204203256004



Proces Gas
Vloeistofleidingen(Glycol)
Vloeistofleidingen (overig)
Condensaat/waterleidingen
Vent Gas/Stookgas

Omschrijving	Gewijzigd
UPDATE NA SLOOP	12-08-2011
UPDATE AANVR. VERGUNNING	28-06-2019

VERMILION ENERGY

SCHEMATISCHE WEERGAVE PROCES

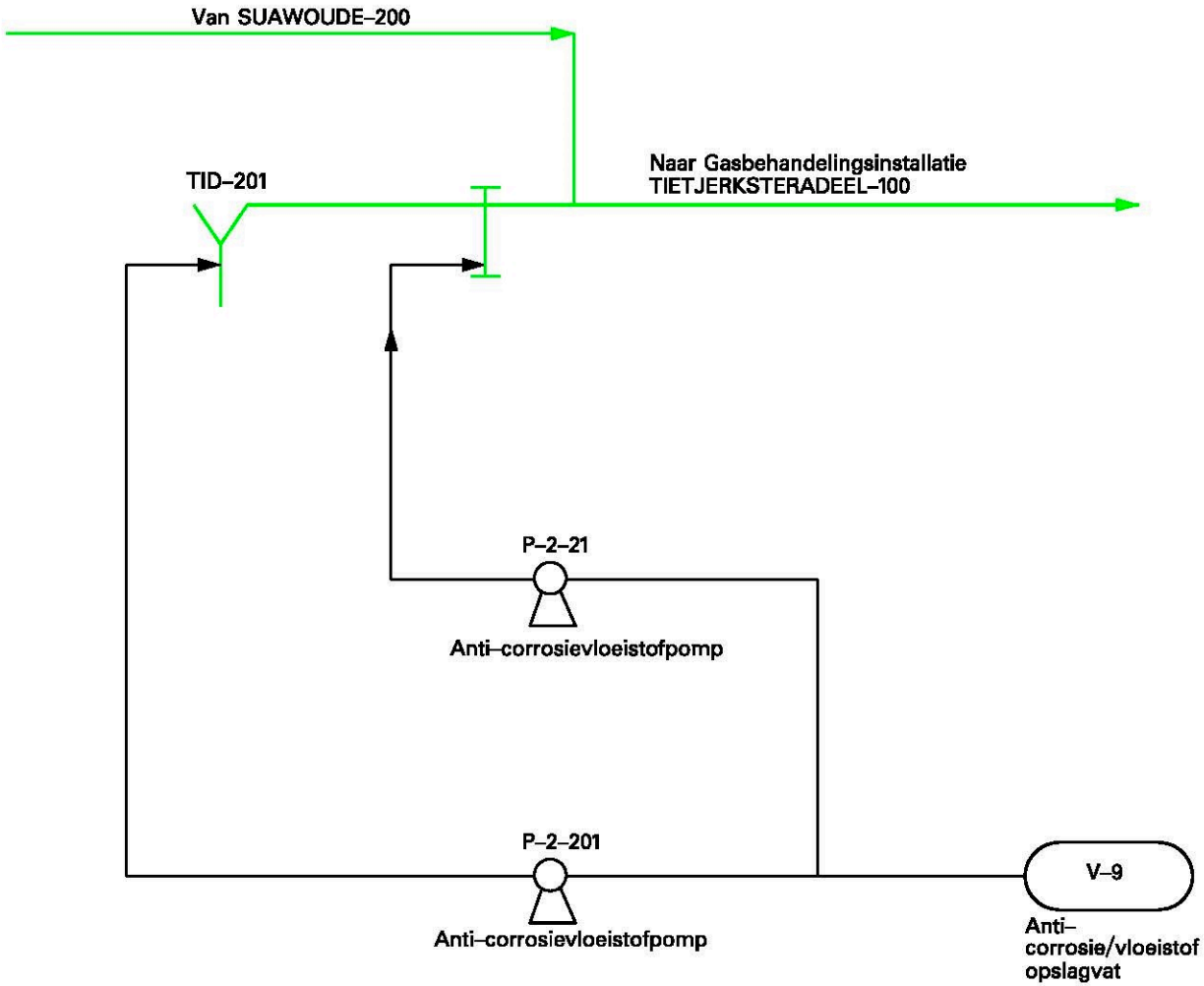
Reguliere omgevingsvergunning WABO

TIETJERKSTERADEEL-100

Schaal 1 : -

Datum :	22-09-2011	Tek. nr. : EP201109215997004
A4L_1330	A4L_1331	A4L_1332A4L_1333

FORMAAT A4



Proces gas

Vloeistofleidingen (overig)

Omschrijving	Gewijzigd
VOOR VERGUNNING AANVRAAG	07-04-2020

VERMILION ENERGY

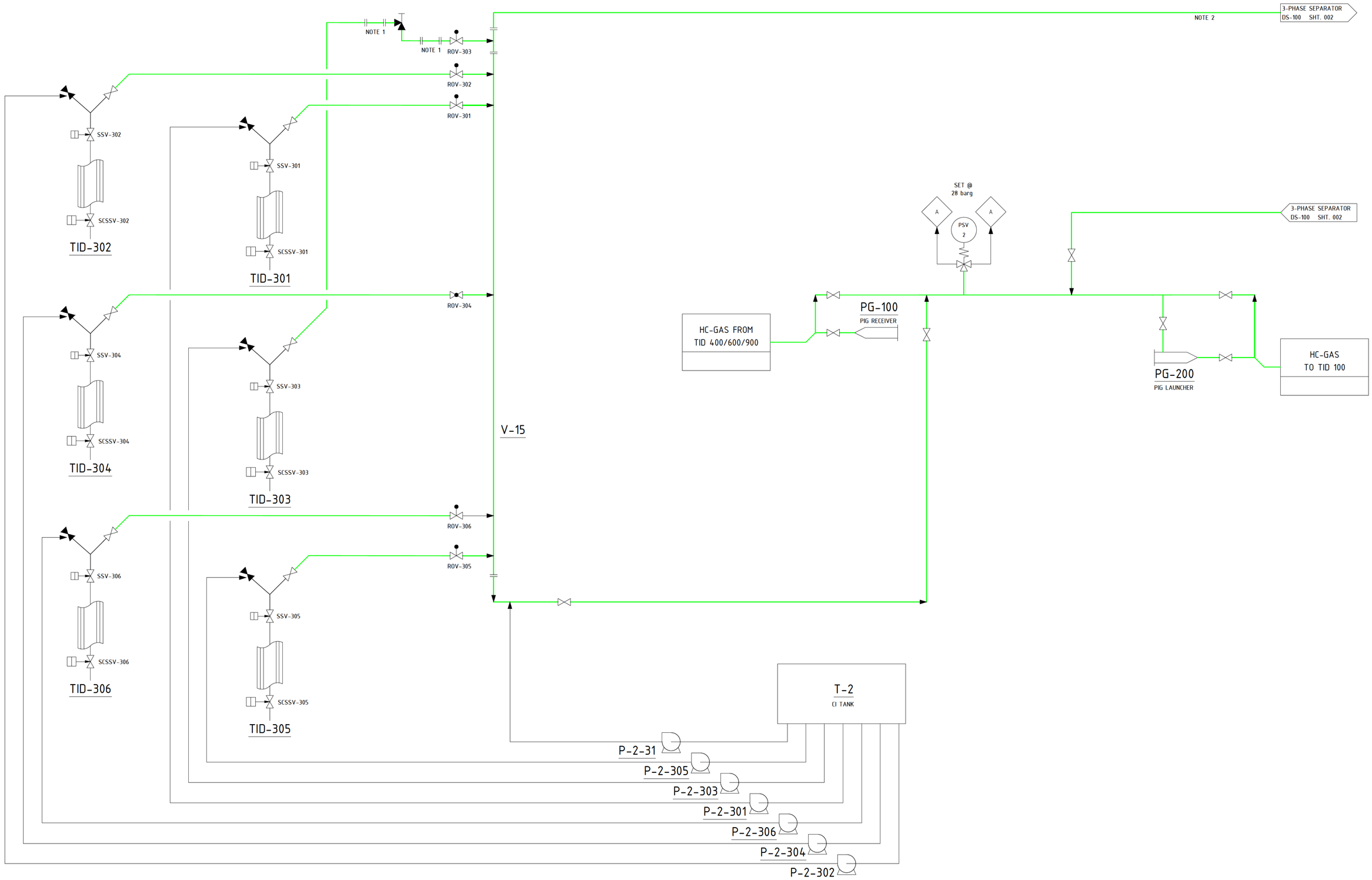
SCHEMATISCHE WEERGAVE PROCES

Vergunningaanvraag WABO

TIETJERKSTERADEEL–200

Datum : 02–10–2013	Tek. nr. : EP201310200689004
Laatste wijziging : 07-04-2020	Bijlage : 1 Appendix 1

FORMAAT A4



REFERENCE DRAWINGS

NOTES

1. DROP-OUT SPOOL TO FACILITATE TEMPORARY START-UP HEATER, SAND FILTER OR SILENCER
2. DURING PHASE 2 OF OPERATION,MORE WATER IS EXPECTED. HENCE, 3-PHASE SEPARATION WITH WATER STORAGE, TRUCK LOADING AND FILTER IS INCLUDED ON SHT 002.

- Proces Gas
- Vloeistofleidingen (overig)
- Condensaat/waterleidingen
- Vent Gas/Stookgas

REV.	DATE	DESCRIPTION	DRWN	CHK'D	APPR.
1	2020-04-09	UPDATE	PBMN	PJHA	
0	2020-04-01	ORIGINAL ISSUE	PBMN	PJHA	

VERMILION ENERGY

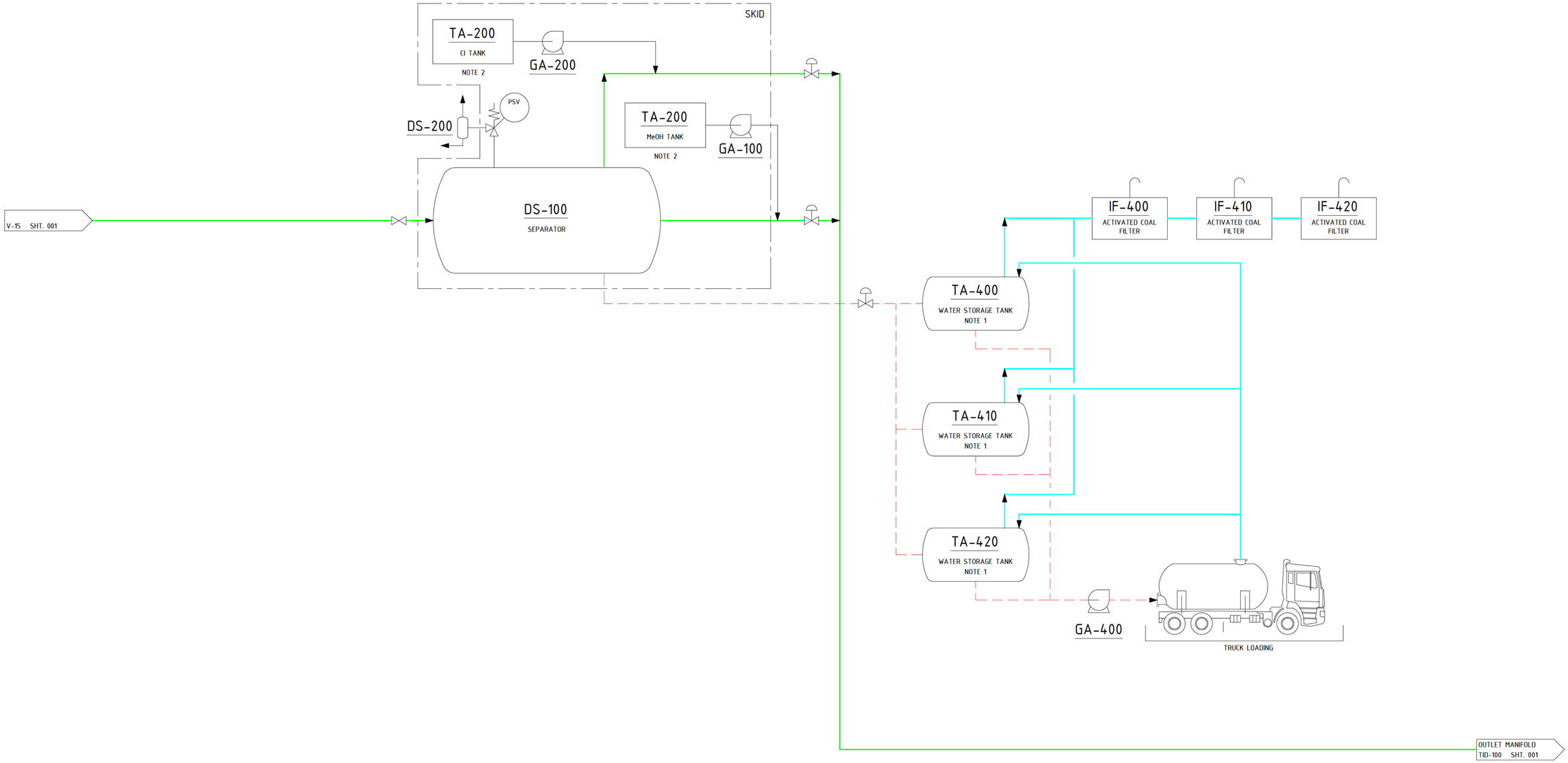
LOCATION: TIETJERKSTRADEEL-300

TITLE: PROCESS FLOW SCHEME VOOR VERGUNNING AANVRAAG

CAD NR.: .

DRAWING NUMBER: 1-61-TID3-3-31-100-001

SHEET: 001



REFERENCE DRAWINGS

NOTES

1. DOUBLE WALLED STORAGE TANKS.
2. LOCATED ON SKID

GENERAL NOTE: SHEET 002 SHOWS PHASE 2 PRODUCTION

Proces Gas
Vloeistofleidingen (overig)
Condensaat/waterleidingen
Vent Gas/Stookgas

REV.	DATE	DESCRIPTION	DRWN	CHK'D	APPR.
1	2020-04-09	UPDATE	PBMN	PJHA	
0	2020-04-01	ORIGINAL ISSUE	PBMN	PJHA	

VERMILION ENERGY

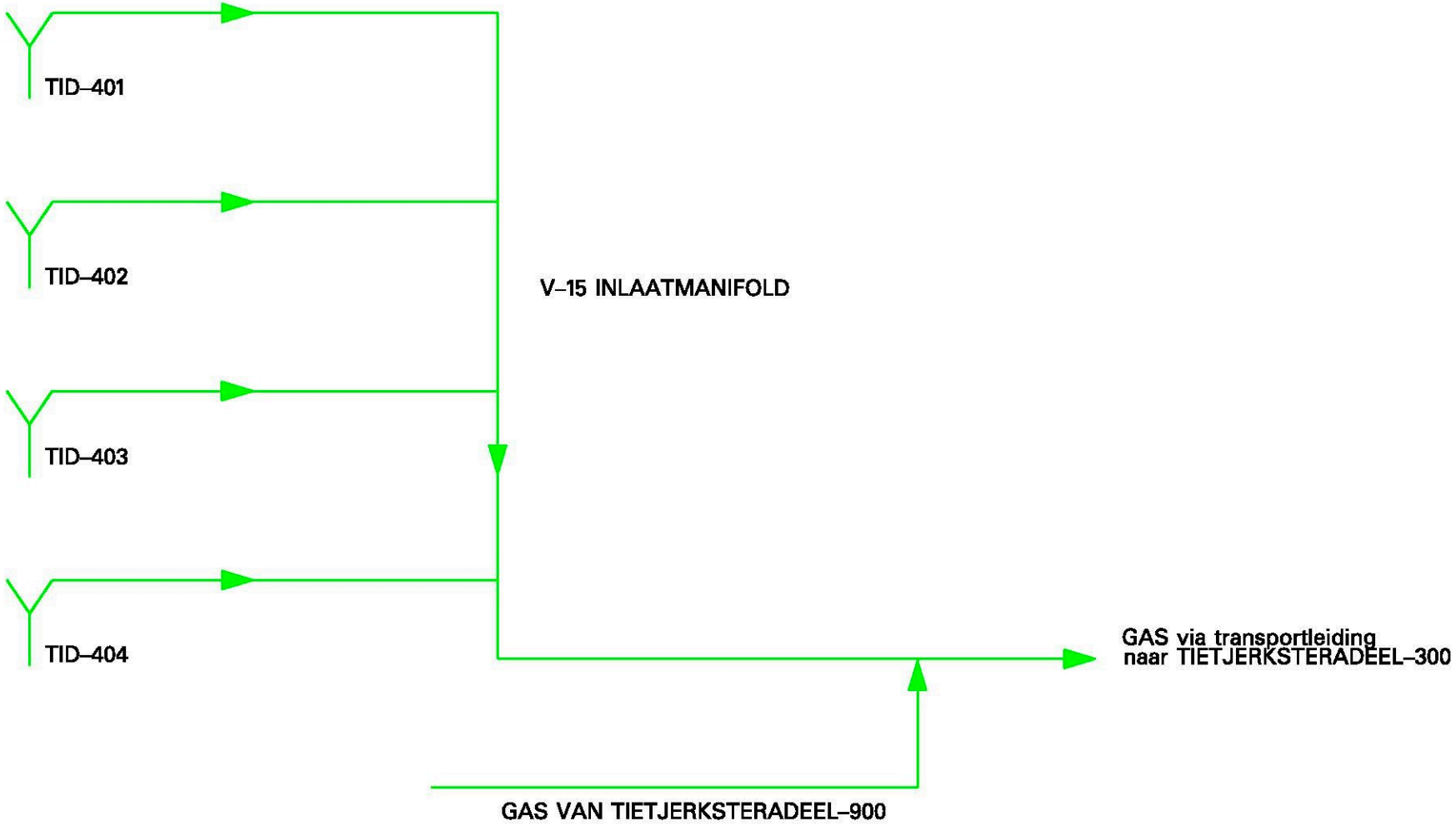
LOCATION: TIETJERKSTRADEEL-30

TITLE: PROCESS FLOW SCHEME VOOR VERGUNNING AANVRAAG

CAD NR.:

DRAWING NUMBER: 1-61-TID3-3-31-100-001

SHEET 002



Legenda

Proces Gas

Omschrijving	Gewijzigd
UPDATE	
VOOR VERGUNNING AANVRAAG	07-04-2020

VERMILION ENERGY

VERMILION ENERGY

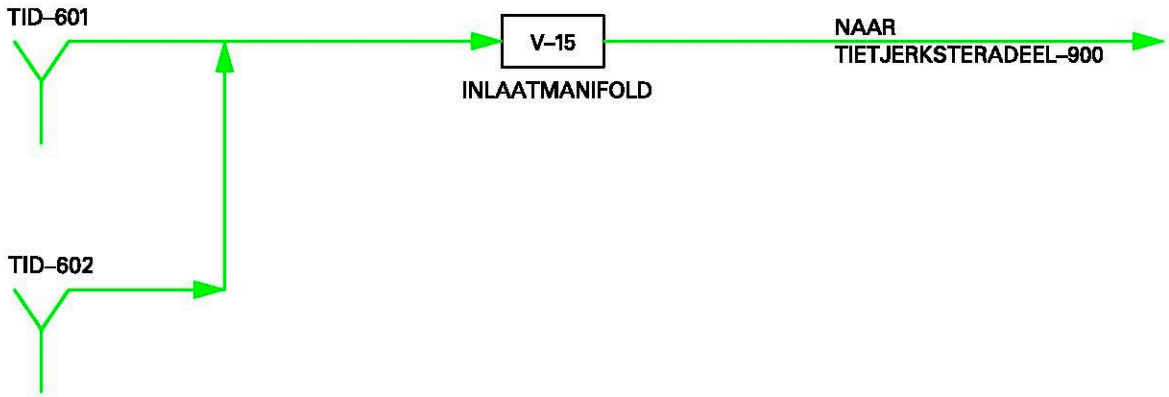
SCHEMATISCHE WEERGAVE PROCES

Vergunningaanvraag WABO

TIETJERKSTERADEEL–400

Datum : 24–04–2012	Tek. nr. : EP201204211755004
Laatste wijziging : 07-04-2020	Bijlage : 1 Appendix 1

FORMAAT A4



Legenda

Proces Gas

Omschrijving	Gewijzigd
VOOR VERGUNNING AANVRAAG	07-04-2020

VERMILION ENERGY

VERMILION ENERGY

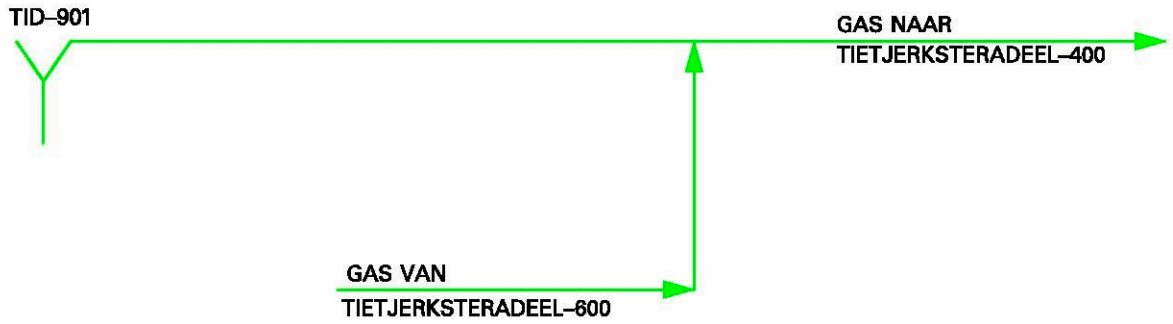
SCHEMATISCHE WEERGAVE PROCES

Vergunningaanvraag WABO

TIETJERKSTERADEEL–600

Datum : 24–04–2012	Tek. nr. : EP201204211795004
Laatste wijziging : 07-04-2020	Bijlage : 1 Appendix 1

FORMAAT A4



Legenda

Proces Gas

Omschrijving	Gewijzigd
VOOR VERGUNNING AANVRAAG	07-04-2020

VERMILION ENERGY

VERMILION ENERGY

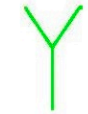
SCHEMATISCHE WEERGAVE PROCES

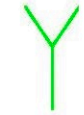
Vergunningaanvraag WABO

TIETJERKSTERADEEL–900

Datum : 25–04–2012	Tek. nr. : EP201204212226004
Laatste wijziging : 07-04-2020	Bijlage : 1 Appendix 1

FORMAAT A4





Legenda

Proces Gas

Overigen

Omschrijving	Gewijzigd
UPDATE NA SLOOP	16–05–2012
VOOR VERGUNNING AANVRAAG	07-04-2020

VERMILION ENERGY

VERMILION ENERGY

SCHEMATISCHE WEERGAVE PROCES

LOCATIE SUAWOUDE–2

Schaal 1 : –

Tek. nr. : EP201204203256004

Bijlage : 1

FORMAAT A4

13 Putverbuizingen en perforaties

De tabellen in deze bijlage geven een overzicht van de putverbuizingen van en perforaties in de geboorde putten in dit winningsplan. Deze tabellen zijn nog niet te maken voor nog te boren putten; de verbuizing en perforaties worden aangepast op het uiteindelijk boortraject en de resultaten van de boring.

De verbuizing kan tijdens de productie periode van een put aangepast worden. Dit kan zijn omdat er een onderdeel van de verbuizing vervangen moet worden of omdat er een nieuwe verbuizing wordt geïnstalleerd om de productie te optimaliseren.

Soms worden bepaalde intervallen opnieuw geperforeerd of extra perforaties gedaan in intervallen die voorheen nog niet waren geperforeerd om de productie te optimaliseren.

De gegevens in deze tabellen kunnen dus veranderen in de tijd.

Put	SUW-02	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	7” casing 4½” production liner	5.74 2858.55	2904.01 3157.01
Productie tubing	5” tubing	5.23	2755.55
Velocity string	Geen		
Perforaties		Interval [m RKB] 2229.0 – 2238.0 2928.0 – 2934.0 2937.0 – 2947.0 2950.0 – 2960.0 2962.5 – 2975.0 2978.5 – 2981.5 2982.5 – 2984.5 2991.0 – 2997.0	

Put	SUW-03	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	9⅝” casing 7” intermediate liner 3½” production liner	9.7 1968.54 3106.6	2024.06 3161.01 4343.31
Productie tubing	3½” tubing	9.49	3107.74
Velocity string	Geen		
Perforaties		Interval [m RKB] 3078.7 – 3079.2 4148.0 – 4154.0 4170.0 – 4181.0	

Put	TID-101	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	7” casing	5.27	2619.01
Productie tubing	5” tubing	4.49	2406.33
Velocity string	2⅜” coiled tubing	105.85	2386
Perforaties		Interval [m RKB] 2410.0 – 2411.5 2412.5 – 2420.0 2433.0 – 2444.0 2445.0 – 2456.0 2461.0 – 2472.0	

Put	TID-102	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	7" casing	6.39	2808.01
Productie tubing	5" tubing	5.72	2595.42
Velocity string	Geen		
Perforaties		Interval [m RKB] 2600.0 – 2603.0 2623.0 – 2627.0 2630.5 – 2680.5	

Put	TID-103	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	7" casing	6.55	2801.51
Productie tubing	5" tubing	5.88	2573.73
Velocity string	2⅜" coiled tubing	101.11	2541.45
Perforaties		Interval [m RKB] 2587.0 – 2596.0 2599.0 – 2627.0 2630.0 – 2639.0 2645.5 – 2649.5 2653.0 – 2708.0 2712.0 – 2715.0	

Put	TID-104	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	7" casing	6.5	2708.01
Productie tubing	5" tubing	5.83	2506.42
Velocity string	Geen		
Perforaties		Interval [m RKB] 2520.0 – 2521.5 2540.0 – 2542.0 2550.0 – 2553.5 2557.5 – 2605.5	

Put	TID-105	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	9⅝" casing 7" intermediate liner 4½" production liner	7.6 2698.82 2810.58	2741.45 2870.51 2964.51
Productie tubing	5" tubing	6.41	2650.05
Velocity string	Geen		
Perforaties		Interval [m RKB] 2704.2 – 2706.7 2821.0 – 2841.0 2862.0 – 2870.0 2872.0 – 2893.0 2902.0 – 2925.0	

Put	TID-201	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	7" casing	6.71	2661.01
Productie tubing	4½" tubing	6.61	2423.03
Velocity string	Geen		
Perforaties		Interval [m RKB] 2430.0 – 2437.1 2458.0 – 2462.5 2464.6 – 2476.0	

Put	TID-202	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	7” casing 4½” production liner	6.51 2639.15	2679.01 2839.51
Productie tubing	5” tubing	6.14	2567.28
Velocity string	Geen		
Perforaties		Interval [m RKB] 2686.0 – 2687.0 2695.5 – 2697.5 2700.0 – 2701.5 2715.5 – 2717.0 2727.0 – 2731.5 2735.5 – 2739.6 2741.6 – 2743.6 2744.5 – 2748.5	

Put	TID-301	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	7” casing	6.37	2671.01
Productie tubing	5” tubing	5.98	2442.55
Velocity string	Geen		
Perforaties		Interval [m RKB] 2443.5 – 2446.0 2455.5 – 2457.0 2485.0 – 2489.0 2492.0 – 2570.0	

Put	TID-302	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	7” casing	6.27	2763.01
Productie tubing	5” tubing	5.6	2623.77
Velocity string	Geen		
Perforaties		Interval [m RKB] 2668.0 – 2670.0 2673.0 – 2716.0	

Put	TID-303	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	7” casing 4½” production liner	6.54 2577.5	2640.01 2779.51
Productie tubing	5” tubing	5.86	2541.8
Velocity string	Geen		
Perforaties		Interval [m RKB] 1992.3 – 1994.0 1998.5 – 2005.0 2006.0 – 2009.5 2012.0 – 2013.6 2016.0 – 2018.0 2021.8 – 2023.3 2024.8 – 2030.0 2650.0 – 2662.3 2663.2 – 2673.0 2728.0 – 2731.0 2733.5 – 2735.5 2769.0 – 2778.5	

Put	TID-304	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	7” casing 4½” production liner	5.69 2476.18	2515.01 2744.01
Productie tubing	5” tubing	5.32	2423.21
Velocity string	2⅜” coiled tubing	104.1	2524.51
Perforaties		Interval [m RKB] 2523.5 – 2525.5 2532.5 – 2536.5 2541.5 – 2543.5 2561.0 – 2565.0 2568.3 – 2569.3 2571.0 – 2577.0 2580.2 – 2582.8 2589.0 – 2593.0 2595.9 – 2597.7 2598.9 – 2613.0	

Put	TID-305	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	7” casing	5.68	2195.5
Productie tubing	3½” tubing	5.13	1991.48
Velocity string	2” coiled tubing	15.69	2029.53
Perforaties		Interval [m RKB] 2026.0 – 2031.6 2033.5 – 2035.0 2036.0 – 2060.0 2062.0 – 2073.0	

Put	TID-306	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	7” casing	5.7	1971.93
Productie tubing	3½” tubing	5.15	1875.22
Velocity string	2” coiled tubing	25.71	1900.59
Perforaties		Interval [m RKB] 1900.0 – 1905.1 1906.5 – 1913.0 1913.5 – 1918.8 1920.0 – 1927.5 1929.5 – 1934.5	

Put	TID-401	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	7⅝” casing	5.83	2298
Productie tubing	3½” tubing	5.36	2093.18
Velocity string	2” coiled tubing	112.14	2120.32
Perforaties		Interval [m RKB] 2131.0 – 2159.0	

Put	TID-402	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	7⅝" casing	5.76	2134.17
Productie tubing	3½" tubing	5.09	2006.25
Velocity string	2" coiled tubing	125.77	2044.47
Perforaties		Interval [m RKB] 2044.5 – 2048.0 2049.5 – 2055.5 2056.0 – 2062.0 2062.2 – 2063.6 2064.0 – 2064.9 2065.7 – 2067.5	

Put	TID-403	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	9⅝" casing 7" production liner	6.9 2064.59	2114.59 2240
Productie tubing	3½" tubing	5.37	2037.46
Velocity string	2⅜" coiled tubing	1988.33	2145.13
Perforaties		Interval [m RKB] 2132.0 – 2144.8	

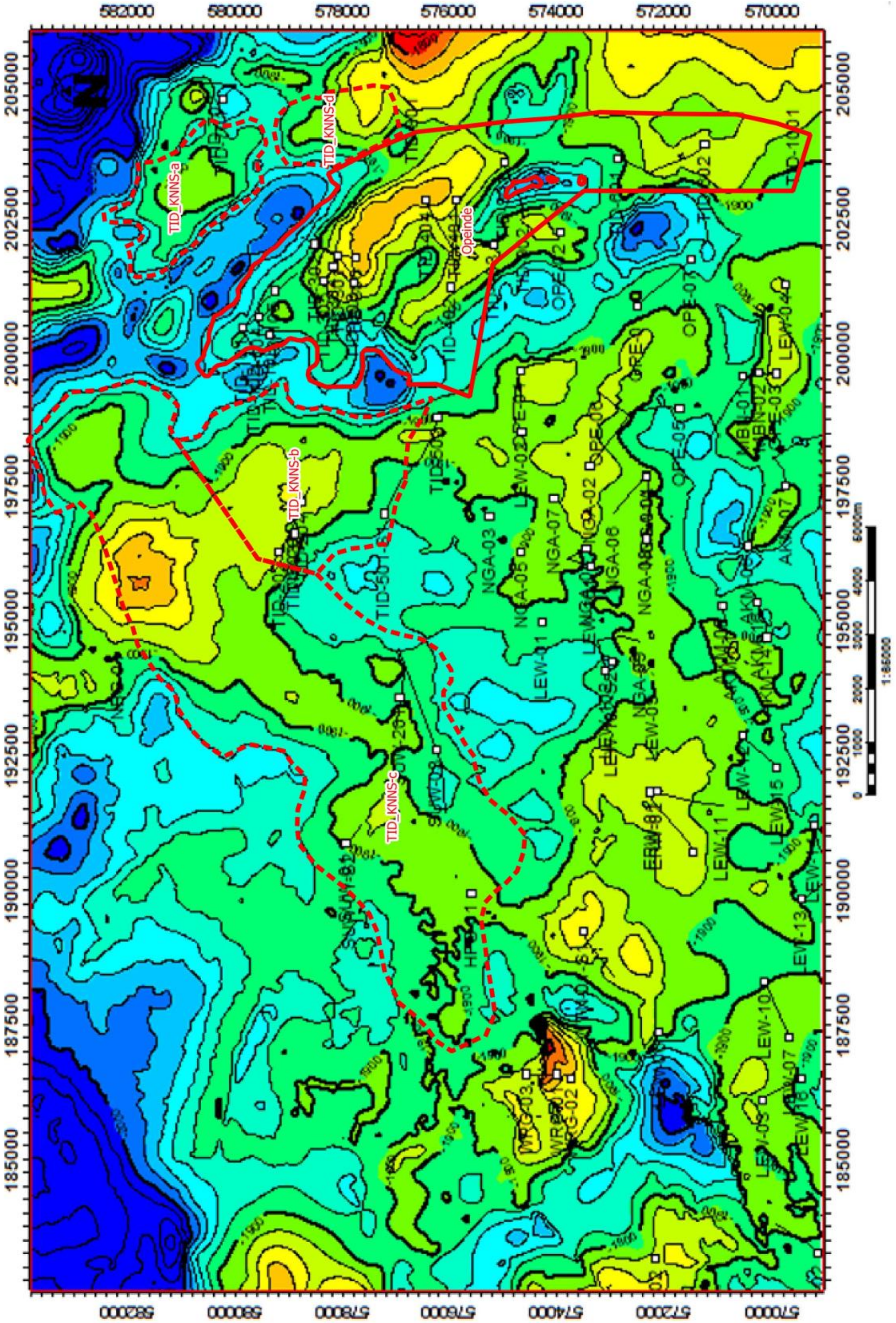
Put	TID-404	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	9⅝" casing 7" production liner	7.47 2103.15	2150.76 2282.5
Productie tubing	3½" tubing	6.34	2104.82
Velocity string	2" coiled tubing	119.44	2188.51
Perforaties		Interval [m RKB] 2190.0 – 2222.0	

Put	TID-601	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	7" casing	5.6	2210
Productie tubing	3½" tubing	5.23	2055.72
Velocity string	Geen		
Perforaties		Interval [m RKB] 2095.0 – 2104.5	

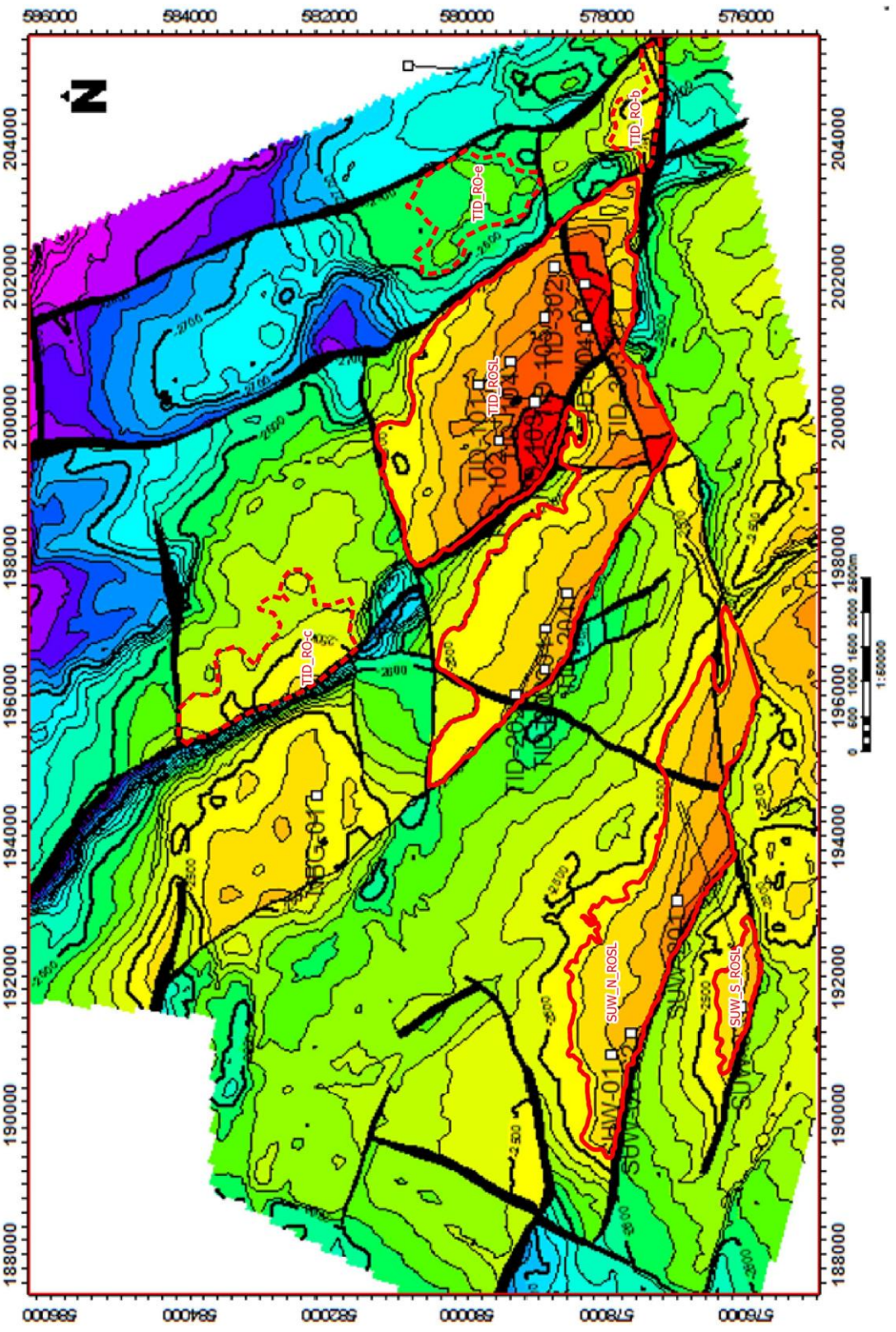
Put	TID-602	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	9⅝" casing 7" production liner	6.86 2241.85	2294.31 2442.5
Productie tubing	5" tubing	5.3	2204.79
Velocity string	Geen		
Perforaties		Interval [m RKB] 2299.0 – 2331.0	

Put	TID-901	Van [m RKB]	Tot [m RKB]
Productie casing / liner	9⅝" casing 7" production liner	6.83 1819.08	1867 1988
Productie tubing	3½" tubing	5.77	1824.41
Velocity string	Geen		
Perforaties		Interval [m RKB] 1875.0 – 1899.0	

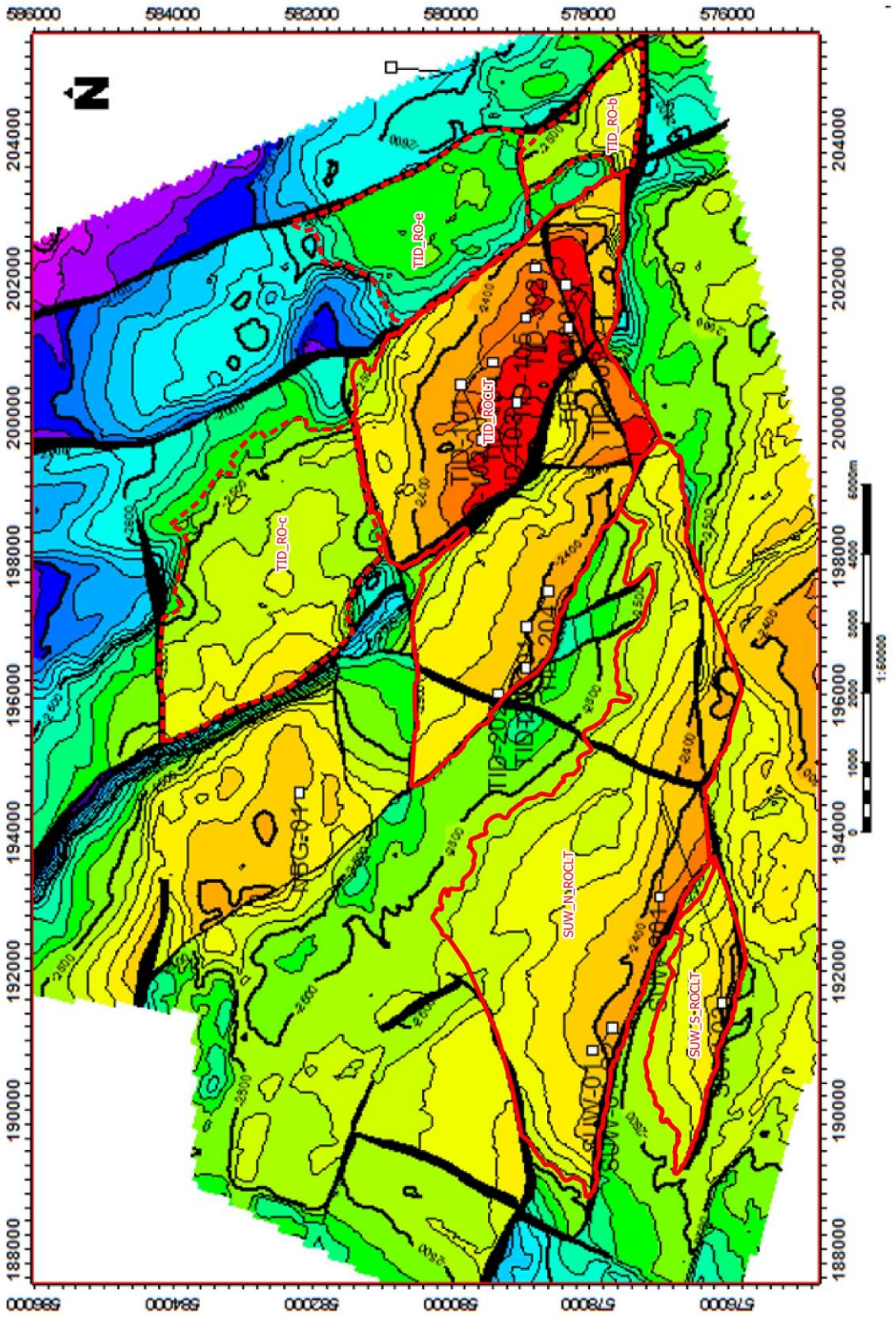
14 Bijlage: Geologische kaarten



Figuur 14-1: Kaart van diepte van de top van de Vlieland zandsteen met bestaande putten, en contouren gebruikt voor de bodemdalingsberekening en SRA. In rood zijn de geschatte begrenzingen van de voorkomens ingetekend: het Tietjerksteradeel-Vlieland voorkomen is stratigrafisch begrensd in het zuiden en oosten ("pinch-out"), en begrensd door een gas-water-contact in het noorden en westen. De andere deelvoorkomens worden ook zowel stratigrafisch, als door een gas-water-contact begrensd.



Figuur 14-2: Kaart van diepte van de top van de Rotliegend Slochteren zandsteen met bestaande putten en contouren op basis van het gas-water contact. In rood zijn de geschatte begrenzingen van het voorkomen ingetekend.



Figuur 14-3: Kaart van diepte van de top van de Rotliegend Ten Boer zandsteen met bestaande putten en contouren op basis van het gas-water contact.

15 Bijlage: Risico-Inventarisatie Fracken

Fracken van de toekomstige putten in de Vlieland en Ten Boer formaties is mogelijk nodig; veel van de bestaande putten in de Vlieland formatie in dit gebied zijn in het verleden gefrackt (zie Figuur 15-1 en Tabel 15-1). In deze bijlage worden de hieraan gerelateerde activiteiten in detail beschreven.

15.1 Samenvatting

Bij fracken wordt vloeistof onder hoge druk via de perforaties in de put in het gesteente gebracht. Door de hoge druk ontstaan op gecontroleerde wijze plaatselijk kleine scheuren in het gashoudende gesteente op ongeveer 2000 meter diepte.

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

Daarnaast worden berekeningen en analyses uitgevoerd om zeker te stellen dat de bodemlagen in staat zijn tijdelijk hoge druk op te vangen.

Hieronder wordt uitgelegd hoe fracken werkt. Deze algemene risico-inventarisatie wordt voor de te fracken put specifiek gemaakt in een werkprogramma. Dit werkprogramma dient te worden beoordeeld door SodM, alvorens daadwerkelijk met een frack gestart mag worden.

15.2 Inleiding

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

Bij fracken wordt vloeistof onder hoge druk via de put in het gesteente gebracht. Deze pomp-operatie duurt ongeveer één uur voor één frack. Door de hoge druk ontstaan op gecontroleerde wijze plaatselijk kleine scheuren in het gashoudende gesteente, op een diepte van ongeveer 2000 meter. Bij één frack-behandeling wordt ongeveer 150 m^3 water gebruikt. Aan het water worden hulpstoffen en keramische korrels toegevoegd. De kleine keramiekkorrels, ook wel *proppant* genoemd, blijven als opvulmiddel in het gesteente achter. Zij houden de gecreëerde scheuren open, zodat het gas gemakkelijker naar de put kan stromen. Meer dan de helft van de vloeistof wordt weer teruggewonnen en gaat na gebruik naar een erkende be-/verwerkingsinstallatie. Dit is het einde van de frack-operatie. Het gas kan nu via de kleine scheuren die gevuld zijn met proppant geproduceerd worden.

Staatstoezicht op de Mijnen heeft in 2016 een inventarisatie uitgevoerd naar de toepassing van fracken, de mogelijke consequenties en de beoordeling daarvan (brief aan de minister van Economische Zaken d.d. 29 februari 2016, kenmerk 16031641). In deze brief worden de volgende potentiële risico’s geïdentificeerd:

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

Voordat wordt overgegaan tot fracken van een put, zal een model gemaakt worden van de specifieke put en de specifieke zone in het gasvoorkomen.

Deze bijlage beschrijft dit fracking-model, dat wordt gebruikt om een frack veilig te ontwerpen en gaat in op de manier waarop bovengenoemde risico’s beheerst worden.

NOGEPA heeft de “Fact sheet: fracking nader toegelicht” opgesteld in 2013 [Ref. 25]. Deze fact sheet geeft een overzicht van een frack-operatie, de vloeistoffen die gebruikt worden bij een frack-operatie, de risicobeheersmaatregelen tijdens een frack-operatie en een overzicht van de wet- en regelgeving die van toepassing is op een frack-operatie. Er wordt verwezen naar deze fact sheet voor additionele informatie.

In 2018 heeft TNO-AGE in opdracht van SodM onderzocht of conventionele frack-operaties die in Nederland op het vaste land zijn uitgevoerd mogelijk hebben geleid tot risico voor mens en milieu [Ref. 27]. Het onderzoek is een verdieping van de inventarisatie die SodM eerder heeft uitgevoerd (SodM, 2016). De algemene conclusies zijn: *“TNO onderschrijft, in algemene zin, de bevindingen van SodM zoals gepubliceerd als resultaat van haar inventarisatie (SodM, 2016). Er zijn geen aanwijzingen gevonden dat fracking nadelige effecten voor mens en milieu heeft veroorzaakt binnen de vijf door SodM aangewezen potentiële risico-elementen. Deze conclusie berust op de aan TNO ter beschikking staande gegevens en gegevensbronnen, met elk hun eigen volledigheid en informatiewaarde.”*

15.3 Fracking-model

In het geomechanische fracking-model worden de aanwezige gesteenten en hun eigenschappen gemodelleerd. Het model voorspelt hoe de scheurtjes ontstaan ten gevolge van het pompen van de vloeistof en keramiekkorrels in het gasvoorkomen. VEN gebruikt de software GOHFER om een frack te modelleren.

Het model wordt gemaakt met behulp van de beschikbare putmetingen, ook wel logs genoemd. Dit model wordt aangevuld met kernmetingen indien beschikbaar (de oorspronkelijke boorkern, die dus precies laat zien welke gesteenten in het gehele boortraject aanwezig zijn, wordt altijd bewaard). Indien niet alle gegevens beschikbaar zijn, worden ook gegevens van omliggende putten gebruikt om de aanwezige gesteenten en hun eigenschappen te kunnen modelleren.

Vervolgens wordt het precieze dieptetraject, het interval, voor fracking gekozen. Ook wordt een perforatie strategie geselecteerd, d.w.z. waar precies in het boorgat gaatjes worden geschoten en waar de vloeistof en keramische korrels dus de scheurtjes gaan vormen. Vervolgens wordt een fracking-schema opgezet. Dit schema geeft aan welke stoffen in welke hoeveelheden in welk interval gepompt worden.

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

1. Het bewaren van een veilige afstand van de maximale frack-lengte tot een bestaande breuk in het veld. VEN hanteert hiervoor een afstand van minimaal 25 meter. Deze afstand wordt opgeteld bij de onzekerheid in de locatie van de breuk.
2. Dat de fracking-drukken binnen de maximale toelaatbare drukken vallen.
3. Het verkrijgen van een optimale productie na fracking.

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

15.4 Seismisch risico

Zoals hierboven genoemd heeft SodM in 2016 in opdracht van het ministerie van Economische Zaken een inventarisatie gemaakt van 219 frack operaties die zijn uitgevoerd in Nederland, zie het rapport “Resultaten inventarisatie fracking, de toepassing van fracking, de mogelijke consequenties en de beoordeling daarvan, februari 2016”. De conclusie van dit rapport [Ref. 26] is:

“SodM is tot de slotsom gekomen dat er bij al deze frack operaties zich voor zover bekend geen nadelige consequenties voor mens en milieu hebben voorgedaan. SodM is van mening dat de

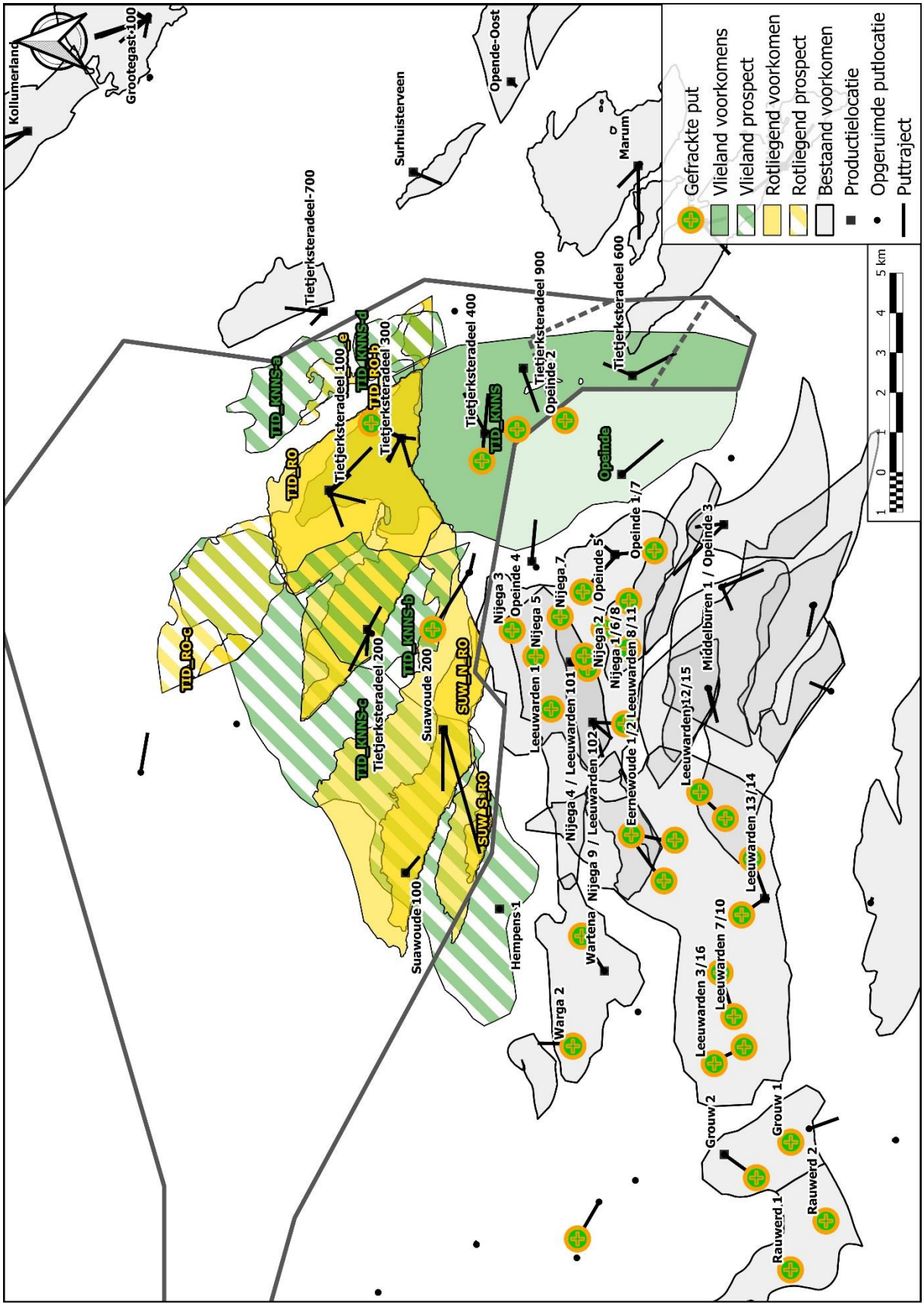
toepassing van fracking ten behoeve van conventionele gaswinning op een verantwoorde manier plaats kan vinden. Het wettelijke regiem, het toezicht daarop en de betrachte beheersmaatregelen door de mijnondernemingen zijn volgens de huidige inzichten solide en afdoende."

In Tabel 15-1 is een lijst met putten opgenomen die in het verleden gefrackt zijn in en rondom de omgeving van de winningsvergunning Tietjerk II. Figuur 15-1 is een kaart waarop deze putten zijn aangegeven. TNO heeft in 2018 een onderzoek gedaan naar de effecten van fracken voor mens natuur en milieu [Ref 27] van historische frack operaties in Nederland, waaronder de frack operaties in putten in Tabel 15-1. Uit dit onderzoek van TNO blijkt dat er geen nadelige gevolgen zijn geweest van deze frack operaties.

De SodM studie [Ref 26] en TNO studie [Ref 27] hebben geconcludeerd dat er bij de frack operaties die zijn uitgevoerd in Nederland geen voelbare bevingen zijn gedetecteerd. Het risico op een geïnduceerde beving als gevolg van een frack wordt daarom als zeer laag ingeschat.

Tabel 15-1: Gefrackte putten in en rondom de winningsvergunning Tietjerk II.

Put	Datum Frack
ERW-01	September 1969 en december 1979
FRA-01	Januari 1997
GRW-01	Mei 1990 en januari 1997
GRW-02	Augustus 1990
LEW-01	Augustus 1968, april 1980 en mei 1991
LEW-03	Maart 1969 en mei 1990
LEW-07	December 1987
LEW-08-S1	Juli 1991
LEW-10	Augustus 1990
LEW-11-S1	Maart 1989
LEW12	Mei 1991
LEW-13	Mei 1990
LEW-14	Mei 1990
LEW-15	September 1989
LEW-16	Mei 1991
LEW-101	Juni 1992
NGA-01A	Juni 1992
NGA-02-S2	September 1989
NGA-03	Mei 1991
NGA-04	November 1978 en maart 1989
NGA-05	September 1989
NGA-06	Augustus 1990
NGA-07	November 1978 en juni 1992
NGA-08	Juni 1992
NGA-09	Februari 1989
OPE-02	Augustus 1990
OPE-05	November 2004 en september 1989
RWD-01	Mei 1991
RWD-02	Augustus 1989
TID-302	December 1997
TID-402	Januari 1984
TID-403	Februari 1982 en December 1983
TID-501-S1	Januari 1980
WRG-02	December 19679 en mei 1991
WTN-01-S1	Mei 1985 en maart 1997



Figuur 15-1: Kaart met putten die in het verleden zijn gefrackt in en rondom de Tietjerk II winningsvergunning.

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

Om het risico daarop te mitigeren, is met behulp van seismisch onderzoek van de diepe ondergrond op het niveau van het gasvoorkomen de aanwezigheid van breuken nagegaan. In het frack ontwerp wordt gezorgd dat de frack op voldoende afstand van de breuk blijft. Vermilion hanteert hierbij een afstand van minimaal 25 meter + de onzekerheid in de locatie van de breuk.

Situatie voor toekomstige boringen

Deze analyse, de afstand van een put tot aan een breuk, kan nog niet gedaan worden voor een eventuele te boren nieuwe put of aftakking(en) van een bestaande put. Deze analyse zal dan onderdeel zijn van het werkprogramma voor fracken wanneer de plannen voor fracken van die nieuwe put of aftakking(en) van een bestaande put concreet zijn geworden; dit werkprogramma wordt ingediend bij, en gecontroleerd door SodM vóór de uitvoering van de werkzaamheden.

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

Water gebruik

Het volume van de vloeistof dat gepompt wordt in een conventionele frack is ±150 m^3.

Zoals opgemerkt in het rapport van Witteveen en Bos uit 2013 [Ref. 28] is het gemiddelde watergebruik voor het fracken van een schaliegasput 18.500 m^3. Het rapport Schaliegas & Drinkwater: Betrouwbaarheid van KWR Watercycle Research Institute uit 2015 [Ref. 29], heeft het over een volume van 20.000 m^3 voor het fracken van een schaliegasput. Het watervolume dat nodig is voor het fracken in een conventionele gasput zoals deze, is vele malen kleiner dan het volume water dat gebruikt wordt voor het fracken van een schaliegasput. Hierdoor is ook het seismisch risico bij een conventionele frack vele malen kleiner dan bij fracken van een schaliegasput.

Monitoring

Fracken brengt dus een zeker seismisch risico met zich mee, maar op basis van historische data in Nederland, en de eigenschappen van de Vleiland zandsteen in dit gebied in het bijzonder, wordt dit risico zeer laag ingeschat.

Het seismisch risico zal worden uitgewerkt in het werkprogramma. In dit werkprogramma zullen tevens, op basis van de risicoanalyse, risicobeheersmaatregelen besproken worden voor de specifieke operatie. Een risicobeheersmaatregel kan bijvoorbeeld zijn het tijdelijk plaatsen van één of meerdere zeer gevoelige seismometers om eventuele grondbewegingen ten gevolge van de frack-operatie te identificeren. Hierdoor kan de frack-operatie vertraagd of zelfs gestopt worden zodra een grenswaarde van grondversnelling overschreden wordt. Het werkprogramma gaat nader in op deze details die locatie-specifiek zijn.

15.5 Integriteit van de afsluitende lagen

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

Hoofdstuk 4 geeft een beschrijving van de ondergrond van het reservoir waarin ook wordt ingegaan op de afsluitende laag direct boven het gasvoorkomen. Deze laag is zeer consistent in het gebied rond de Tietjerksteradeel en Suawoude voorkomens.

De groei van een frack in het zandsteen (het gasvoorkomen) naar boven wordt belemmerd doordat de mechanische parameters van de afsluitende laag verschillen van die van het gasvoorkomen. De mechanische parameters van de afsluitende laag zijn gebaseerd op boorgatmetingen zoals eerder besproken. Het fracking-schema kan worden aangepast in het model om te zorgen dat de scheur beperkt blijft tot het producerende gasvoorkomen en niet door de afsluitende laag gaat.

De mechanische parameters van de afsluitende laag verhinderen scheurgroei naar boven. Daar bovenop komt het feit dat boven de Vlieland en Ten Boer zandstenen zandsteen zich honderden meters ondoordringbare lagen bevinden die een scheurgroei en daardoor lekkage naar de grondwaterlaag en de oppervlakte voorkomen.

15.6 Geochemische interacties

Er moet voorkomen worden dat door de vloeistoffen die worden gebruikt tijdens het fracken geochemische reacties optreden, zoals oplossing van het reservoirgesteente.

De fracking-vloeistof bestaat uit water en '*gellants*' (stoffen die water viskeuzer maken). Deze vloeistof zorgt ervoor dat de keramiekkorrels naar de scheurtjes worden getransporteerd. Een '*breaker*' (een stof die gellants afbreekt na een bepaalde tijd) is toegevoegd om de viscositeit van de fracking-vloeistof te verlagen, zodat deze terug geproduceerd kan worden. Deze vloeistofsystemen worden vaker gebruikt voor fracken en reageren niet met het zandsteen gasvoorkomen of met de omliggende lagen.

15.7 Integriteit van de put

Voor een algemene beschrijving van een gasproductieput wordt verwezen naar Paragraaf 3.1.

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

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

15.7.1 Controles/ werkzaamheden voor aanvang fracken

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

1. Een druktest van de productie-stijgbuis (tubing) vindt te allen tijde plaats na het installeren van een productie-stijgbuis. De productie-stijgbuis zal opnieuw een druktest ondergaan vlak voor aanvang van het fracken.

2. Een druktest van de A-annulus vindt plaats vlak na het completeren van de put. De A-annulus zal opnieuw een druktest ondergaan vlak voor aanvang van de fracking-werkzaamheden.

3. Er zal een Cement Bond Log, CBL, worden genomen om de kwaliteit van het cement en de binding met de mantelbuizen en liner te verifiëren. Deze CBL zal worden geanalyseerd om te verzekeren dat de cementkwaliteit en binding met de mantelbuis en liner voldoende is voor het fracken. Indien de kwaliteit van het cement en/of de binding tussen het cement en de casing en liner onvoldoende

is, zal een plan opgesteld worden om de cementkwaliteit en de binding te verbeteren voordat het fracken plaatsvindt.

4. De druk op de A-annulus zal worden opgevoerd voor aanvang van de operatie. Continue monitoring en registratie van de druk op de A-annulus zal plaatsvinden in de controleruimte van de operatie. Een overdrukventiel wordt geïnstalleerd om overdruk van de A-annulus te voorkomen.

5. Een overdrukventiel zal worden geïnstalleerd op de leidingen van de pomp naar de put om te voorkomen dat de pompapparatuur onder overdruk komt te staan. Het pomp-materieel heeft tevens elektronische uitschakelsystemen om het pompen te stoppen zodra deze boven de drukgrenswaarde komt.

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

15.7.2 Controles na fracken

De volgende controles zullen plaatsvinden na afloop van het fracken:

1. De A-annulus druk zal worden gemonitord tijdens het fracken, tijdens het terug-produceren van de vloeistoffen tijdens de productiefase. Elke onverwachte drukvariatie zal worden onderzocht om corrigerende maatregelen te nemen.

2. Vele veiligheidssystemen worden gebruikt om een overdruksituatie te voorkomen. Mocht er zich toch een overdruksituatie voordoen, dan wordt deze onderzocht om de uitwerking op de put vast te stellen.

15.8 Blootstelling gevaarlijke stoffen

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

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

De exacte hulpstoffen en recepten worden tijdens het detailontwerp pas bepaald. De hulpstoffen die in fracking-activiteiten worden gebruikt moeten voldoen aan de voorwaarden die in REACH [Ref. 30] of andere relevante wet- en regelgeving worden gesteld.

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

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

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

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

- De gecementeerde verbuizing en productie-stijgbuis in de put voorkomen dat de fracking-vloeistoffen (evenals de productievloeistoffen) in contact komen met het grondwater rond de put.

- De mijnbouwlocatie is voorzien van een vloeistofkerende vloer om bodemverontreiniging bij eventuele lekkages te voorkomen. Verder is de mijnbouwlocatie omsloten door een gesloten vloeistof opvang systeem om te voorkomen dat er productie- of fracking-vloeistoffen in contact komen met het grondwater via lekkage aan de oppervlakte.
- De integriteit van de leidingen wordt gecontroleerd door druktesten van de leidingen die worden gebruikt voor de productie en fracking om ervoor te zorgen dat er geen lekkages zijn in deze leidingen.

Daarnaast is er een actief oppervlakte/grondwater monitoring programma. Deze maatregelen zorgen ervoor dat het risico op grond- en/of drinkwatervervuiling met productie- of fracking-vloeistoffen uiterst gering is en dat dit risico beheerst kan worden.

16 Bijlage: Analyse en Berekening Bodemdaling Meetplan Tietjerk

De winningsvergunning Tietjerksteradeel II is in 2018 door Vermilion overgenomen van de NAM. De bodemdaling is tot 2018 gemonitord in opdracht van de NAM. In 2018 heeft Vermilion een waterpassing uitgevoerd over winningsvergunning Tietjerksteradeel II.

Voor de bodemdalingsanalyse in dit winningsplan is gebruik gemaakt van de NAP-database van Rijkswaterstaat (Ref. 19) en de waterpasmeting uitgevoerd in 2018 in opdracht van Vermilion (Ref. 17). De Rijkswaterstaat database bevat ook de resultaten van de bodemdalingsmetingen van het meetplan Noord-Nederland (Ref. 18) die zijn uitgevoerd in opdracht van de NAM, en waarbinnen de voorkomens Tietjerksteradeel en Suawoude vallen.

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

16.1 Bodemdalingsmodel & behandeling onzekerheden

Het bodemdalingsmodel wordt zowel gebruikt om de historische (gemeten) bodemdaling te reproduceren met de modelberekening als de toekomstige bodemdaling te voorspellen. Het model wordt gekalibreerd aan de hand van de gemeten historische bodemdaling, wat bijdraagt in de betrouwbaarheid van de voorspelde bodemdaling.

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

$$dh = C_m * h * dp$$

Hierin is h de (depleterende) hoogte en C_m de compactie-coëfficiënt van het gesteente.

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

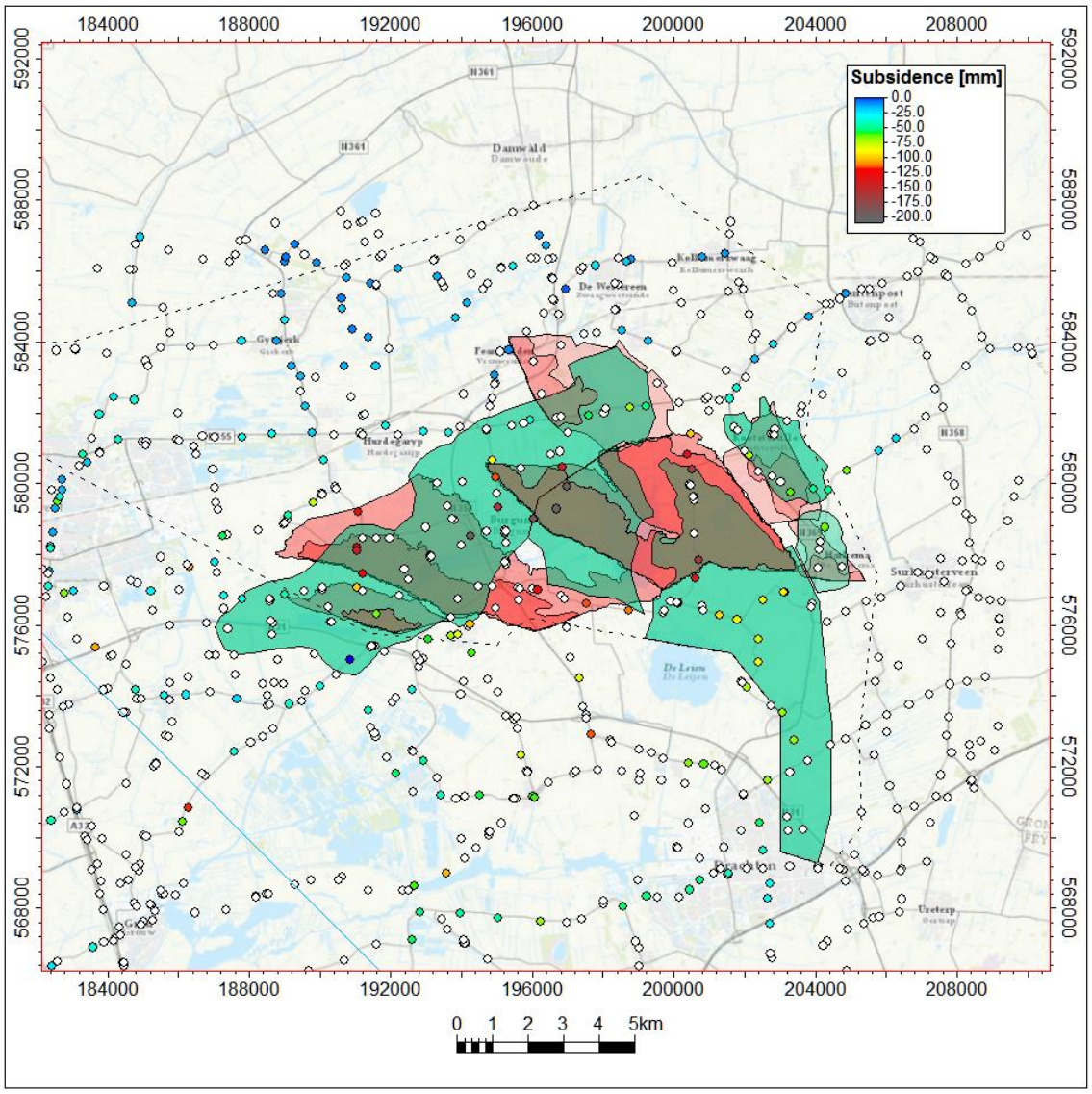
De bodemdaling ijlt over het algemeen na bij de drukdaling. Dit wordt gemodelleerd door middel van een zogenaamde 'eerste orde' (of 'time decay') correctie. Een analyse van NAM (Ref.12) laat een vertraging (τ) van ongeveer 3 jaar zien. Dat is in overeenstemming met de ervaringen van Vermilion. Bij de voorkomens in dit winningsplan wordt echter een afwijkende (grotere) vertraging waargenomen (Ref. 14). Deze grotere vertraging is in de voorspellingen meegenomen, ook met een onzekerheidsmarge.

Voor elke hierboven genoemde invoer-parameter is de onzekerheid gerepresenteerd door 2-3 waarden mee te nemen, voor elk van de deelvoorkomens (Tabel 16-3 tot Tabel 16-18). Bij de bepaling van de mogelijke waarden zijn eerdere ervaringen in analoge Vermilion voorkomens gebruikt, en ook gerapporteerde NAM waarden (Ref. 12). De bodemdaling is vervolgens voor alle parametercombinaties uitgerekend, en aan alle combinatie-realisaties is een kans toegekend conform de kansen in de tabellen. Het resultaat is een cumulatieve kansverdeling van de bodemdaling. Typisch zal, zoals al eerder besproken, van deze verdeling de zogenaamde *P10* waarde gebruikt worden. Dat is de waarde die met een 90% zekerheid niet overschreden wordt.

Bij de kalibratie worden de mogelijke dalingscurves getoetst aan de metingen, waarbij de dalingscurves een lager gewicht krijgen naarmate ze meer afwijken van de metingen (en omgedraaid). Het uiteindelijke resultaat is de bodemdaling als functie van de tijd, gekalibreerd aan de gemeten bodemdaling, zoals weergegeven in Figuur 16-4, en doorgezet naar de toekomst als in Figuur 16-6.

16.2 Analyse bodemdalingsmetingen

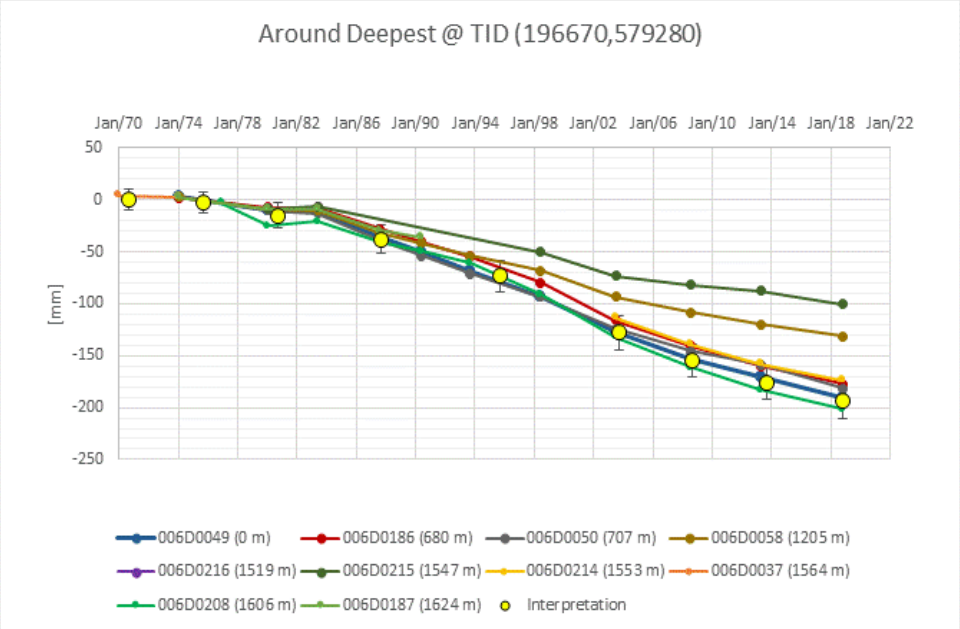
De voorkomens in dit winningsplan vallen onder het meetplan Noord-Nederland van de NAM en vanaf 2018 onder het meetplan Leeuwarden-Oost/Oosterend. Bodemdalingsmetingen volgens het meetplan Noord-Nederland zijn voor het laatst uitgevoerd in de periode 2013-2014 (Ref. 18). Bodemdalingsmetingen volgens het meetplan Leeuwarden-Oost/Oosterend zijn voor het laatst uitgevoerd in 2018 (Ref. 17). De start van de productie is 1974 voor TID, 1984 voor SUW, maar in de buurvoorkomens LEW-NGA begon de productie al in 1970. De gemeten daling sinds de start van productie is weergegeven in Figuur 16-1. Hier is te zien dat de daling het grootst is boven de deelvoorkomens Suawoude-Noord-Rotliegend en Tietjerksteradeel-Rotliegend.



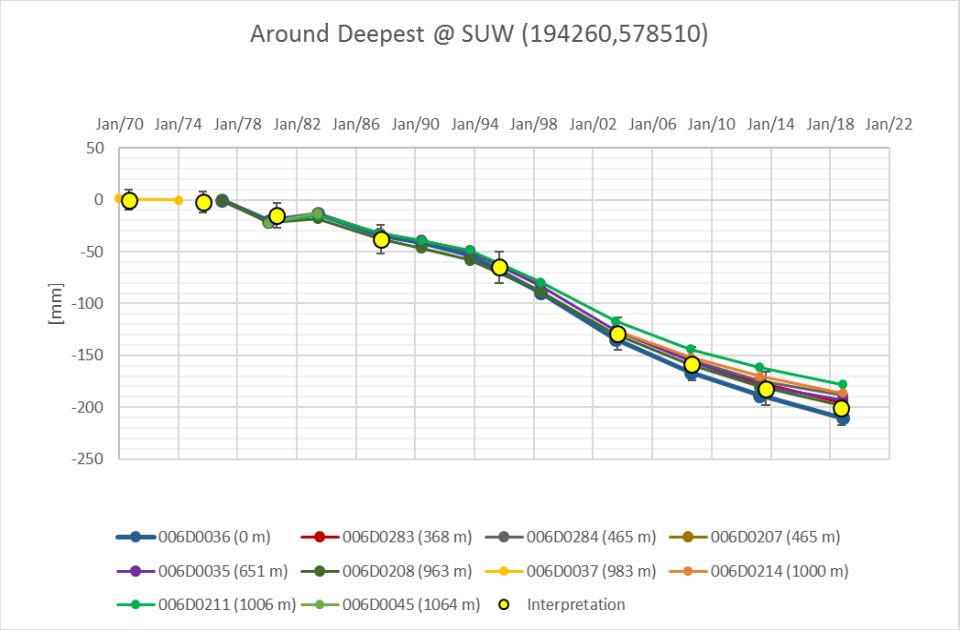
Figuur 16-1: Vermilion Leeuwarden-Oost meetnet rond de voorkomens TID-SUW. Bij gekleurde punten geven peilmerkdaling 1970 - 2018 in millimeters (Vermilion, ref. 16). Als bij een peilmerk niet over de hele periode bodemdaling is gemeten (dat geldt voor de meerderheid; ref. 16), is het punt op deze kaart in wit aangegeven. Op die punten is over het algemeen wel bodemdalingsdata over een deelperiode beschikbaar, en die is ook gebruikt bij de kalibratie. Rijkswaterstaat doet ook bodemdalingsmetingen, in een groter gebied, voor het laatst in 2018 (zie ref. 16, 19).

De bodemdaling is naar verwachting het grootst midden boven een voorkomen. Figuur 16-2 geeft de gemeten daling weer van enkele peilmerken die het dichtst bij het diepste punt van de Tietjerksteradeel bodemdalingskom liggen. De gemeten bodemdaling rond het diepste punt van de Suawoude bodemdalingskom is weergegeven in Figuur 16-3.

De interpretatie van de data op deze twee locaties is gebruikt voor de kalibratie van het bodemdalingsmodel.



Figuur 16-2: Gemeten daling van peilmerken rond het diepste punt van de bodemdalingskom van Tietjerksteradeel (dit is inclusief autonome daling). De punten met een lagere daling liggen in de flank van de dalingskom.



Figuur 16-3: Gemeten daling van peilmerken rond het diepste punt van de bodemdalingskom van Suawoude (dit is inclusief autonome daling).

De onzekerheidsmarge van de gemeten bodemdaling in dit gebied is relatief groot. Dit komt doordat voor een deel van het gebied de coherentie tussen nabijgelegen peilmerken beperkt is, wat suggereert dat er ook andere mechanismes werken. Daarnaast zijn er, mede door de leeftijd van de voorkomens, weinig (stabiele) peilmerken die de hele (of een groot deel van de) productiegeschiedenis bestrijken, en is de peilmerkdichtheid laag door bovengrondse randvoorwaarden (bijv. natuurgebieden). Ook was in het begin van de winning (jaren 70 en 80) de meetpraktijk niet conform de geodetische richtlijn van tegenwoordig. Tenslotte overlappen de dalingskommen van de (deel)voorkomens elkaar in dit gebied.

Een ander gevolg van de overlap tussen de dalingskommen is dat, omdat winningen niet tegelijk begonnen, de tijdafhankelijkheid (tau) in de samengestelde kom niet eenduidig te bepalen is.

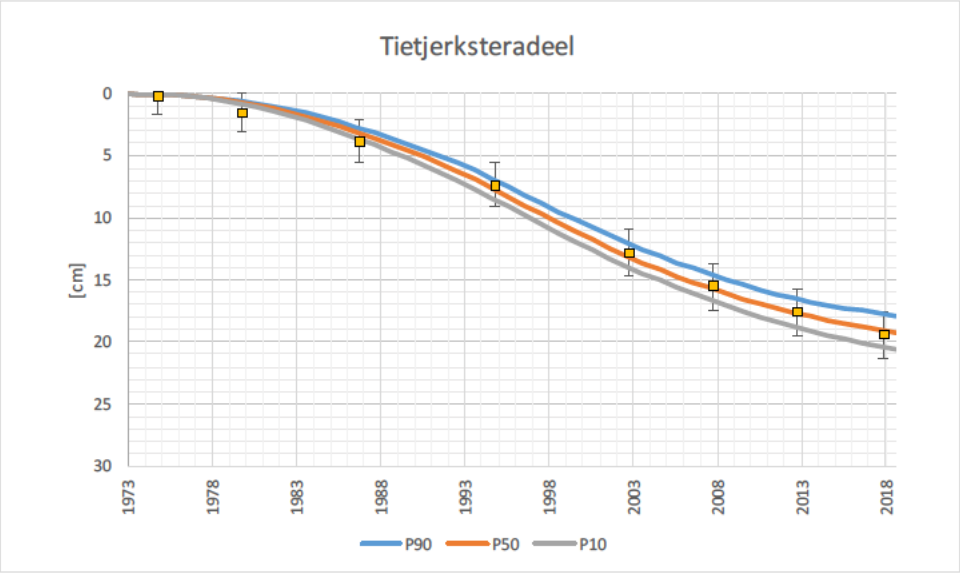
16.3 Resultaten modelberekening bodemdaling

16.3.1 Historische bodemdaling

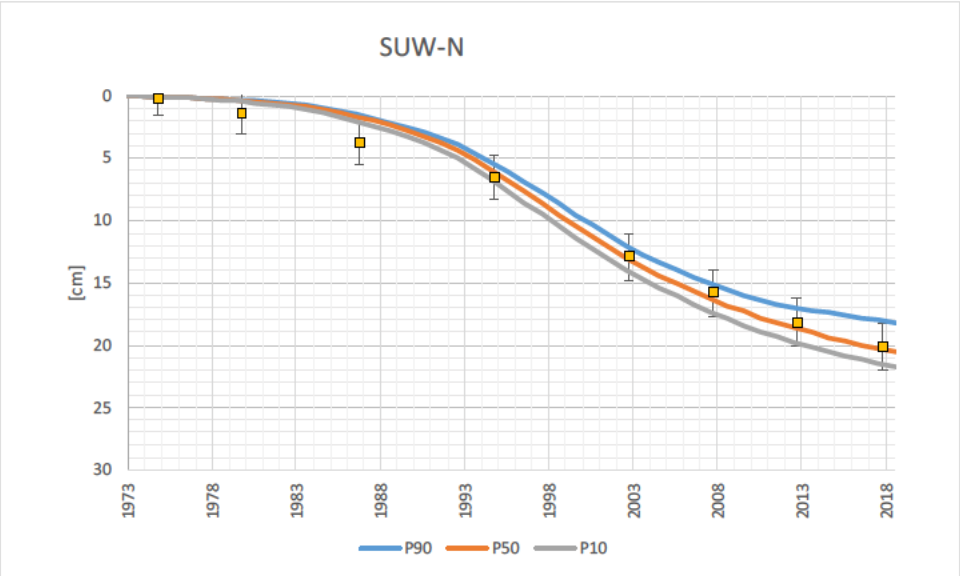
De bodemdaling is voor het laatst gemeten in 2018. De eerste meting in het meetregister is gedaan in 1970 (ref. 17). De bodemdaling op 1-1-2020 is geschat met behulp van het bodemdalingsmodel, gekalibreerd aan die metingen. Dit is geïllustreerd in Figuur 16-4 voor de bodemdaling op het diepste punt van de kom boven voorkomen Tietjerksteradeel-Rotliegend. Slechts een minderheid van de peilmerken was al aanwezig in 1970, en is gemeten tot aan 2018. Daarom is in de onderliggende model-kalibratie voor ieder peilmerk de model-bodemdaling vergeleken over de periode waarover die daling bij dat peilmerk is gemeten.

Op basis hiervan is de geschatte bodemdaling 20 cm tot 1-1-2020. Hetzelfde is gedaan rondom het diepste punt van de kom boven Suawoude-Noord, waar de geschatte bodemdaling 20 cm is (Figuur 16-5). Dit is inclusief de autonome daling. De autonome daling is ongeveer 0,3 mm/jaar in dit gebied (ref. 16). Over 45 jaar (van 1973 tot en met 2018) is dit 45 x 0,3 = 13,5 mm of 1,35 cm.

De resulterende kaart van de historische bodemdaling op 1-1-2020 is weergegeven in Figuur 6-3. Dit is de bodemdaling gecorrigeerd voor autonome daling, i.e. alleen door gaswinning.



Figuur 16-4: Illustratie van de kalibratie van het model aan de gemeten bodemdaling met onzekerheidsmarge, op het diepste punt van de bodemdalingskom boven het deelvoorkomen Tietjerksteradeel-Rotliegend. De berekening is inclusief autonome daling.



Figuur 16-5: Illustratie van de kalibratie van het model aan de gemeten bodemdaling met onzekerheidsmarge, op het diepste punt van de bodemdalingskom boven het deelvoorkomen Suawoude-Noord-Rotliegend. De berekening is inclusief autonome daling.

16.3.2 Toekomstige bodemdaling

Een deel van de toekomstige verwachte bodemdaling wordt veroorzaakt door de gaswinning die in het verleden heeft plaatsgevonden (naijl-daling). Deze daling bedraagt ongeveer 5 cm in het diepste punt.

Het grootste gedeelte van de toekomstige bodemdaling wordt veroorzaakt door gaswinning uit breukblokken die in het verleden nog niet zijn aangeboord. Hierin wordt onderscheid gemaakt tussen blokken die door productie uit aangrenzende blokken waarschijnlijk reeds in druk verlaagd zijn (TID-RO-a, -b en SUW-N-RO-a) en blokken die nog niet of nauwelijks in druk verlaagd zijn (TID-RO-c/e). In de Vlieland formatie zijn de deelvoorkomens TID-KNNS-a, -c en -d naar verwachting nog niet of nauwelijks gedepleteerd.

De gebruikte contouren voor de bodemdalingsberekeningen zijn weergegeven in Figuur 16-8; binnen deze contouren vindt de drukdaling plaats en daardoor de bodemdaling. Voor de Rotliegend zijn de contouren van de breukblokken gebruikt, omdat deze in zijn geheel kunnen depleteren bij gasproductie. Voor de TID-RO-c en TID-RO-e blokken is in de bodemdalingsberekening ook nog rekening gehouden met de mogelijkheid dat een groter gedeelte van de watervoerende laag in aangrenzende blokken (TID-RO-c-extended, TID-West Aquifer, TID-East Aquifer) depleteert door connectie met de gasvoerende blokken.

Vermilion zal de depletie beperken in de Slochteren zandsteen tot een reservoir druk van 140 bar, bij winning uit de nieuwe blokken waarin nog geen gas aangetoond is. Deze nieuwe blokken zijn TID-RO-c en TID-RO-e, zie Figuur 2-2. Indien gas gevonden wordt in deze blokken en na evaluatie blijkt dat de reservoir druk verder zou kunnen worden verlaagd, dan zal Vermilion een nieuw winningsplan moeten indienen en ter goedkeuring voorleggen om een reservoir druk in de Slochteren zandsteen onder 140 bar te kunnen realiseren. Verder is in voorspelling aangenomen dat de aangrenzende breukblokken (TID-RO-c-extended, TID-West Aquifer, TID-East Aquifer) gedeeltelijk depleteren tot een druk van 170 bar door gas productie uit de prospects TID-RO-c en TID-RO-e.

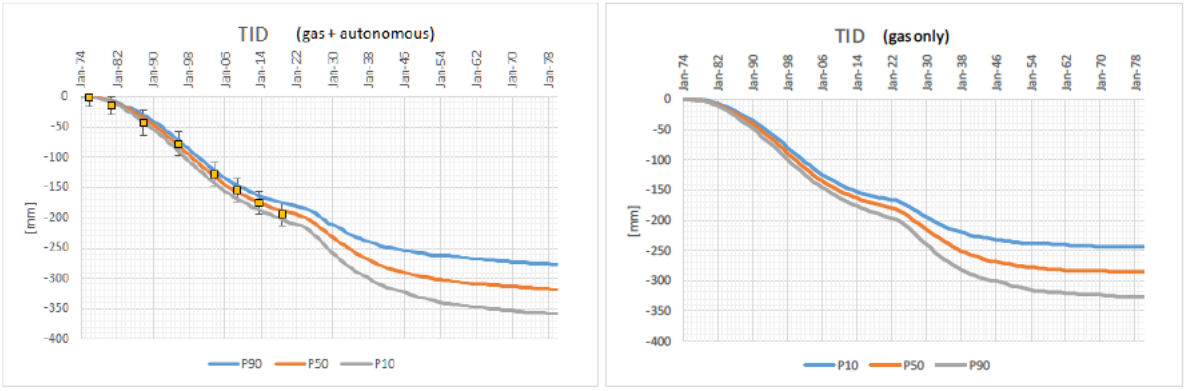
Voor de Vlieland deelvoorkomens zijn de gas-water-contact contouren gebruikt, vanwege de geringe dikte en slechtere reservoir-kwaliteit van deze formatie. Het westelijke gedeelte is hierbij verder opgedeeld in TID-KNNS-b en -c, vanwege een verwachte lagere kwaliteit van het -c gedeelte.

Tabel 16-1 is een overzicht van de historische bodemdaling, nog verwachte bodemdaling zonder verdere ontwikkelingen en de bodemdaling met verdere ontwikkelingen. In Tabel 16-2 is een parameter set gegeven die gebruikt kan worden om de toekomstige bodemdaling zonder verdere ontwikkelingen voor de verschillende deelvoorkomens te berekenen. Deze dataset is niet uniek; er zijn meerdere mogelijkheden van parameter combinaties die tot hetzelfde resultaat leiden.

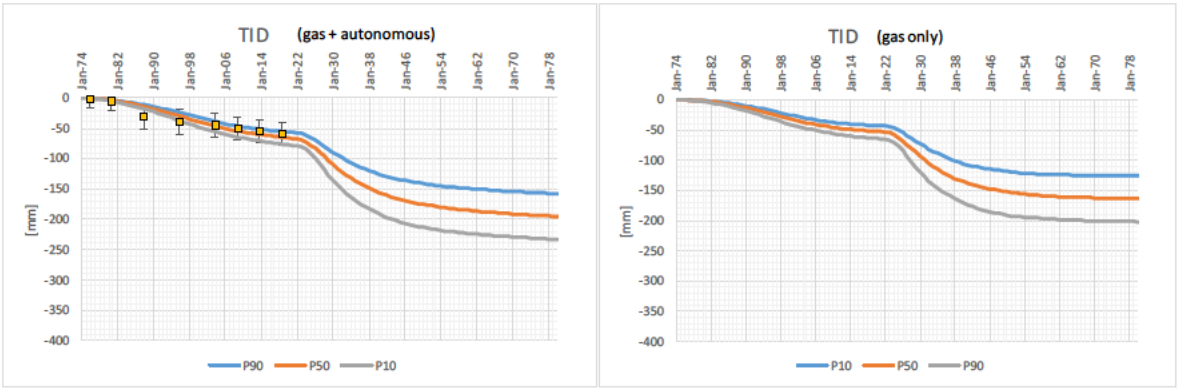
Voor alle deelvoorkomens is apart een modelberekening uitgevoerd om de verwachte uiteindelijke bodemdaling te berekenen. De gebruikte bodemdalings-parameters zijn gegeven in Tabel 16-3 tot Tabel 16-18. Voor de bodemdalingsberekeningen zijn de Ten Boer formatie en Slochteren formatie samengevoegd om het aantal verschillende contouren en modellen te beperken. De netto dikte van de Ten Boer zanden is opgeteld bij de netto dikte van de Slochteren zandsteen. Dit is in de tabellen aangegeven met de opmerking “ROSL + ROCLT”. Er is een test berekening gedaan voor TID-RO-c waarbij de bodemdalingskom voor ROSL en ROCLT apart is berekend en het de reservoir einddruk voor ROCLT is verlaagd van 140 bar tot 25 bar. Het verschil is minder dan 0,5 cm voor de P10 berekening en dus verwaarloosbaar voor deze situatie.

Voor elk deelvoorkomen (zie Figuur 16-8) zijn zo op basis van de (waar mogelijk) gecalibreerde modellen schattingen gemaakt van huidige en toekomstige gas-bodemdaling zoals weergegeven in Tabel 16-1. Gecombineerd geven deze de toekomstige verwachte gas-bodemdaling (P10) zoals weergegeven in Figuur 6-4. Samen met de reeds opgetreden bodemdaling resulteert dit in de uiteindelijke gas-bodemdaling, te zien in Figuur 6-5. De toekomstige daling door alleen de (deel)voorkomens in dit winningsplan is te zien in Figuur 16-9.

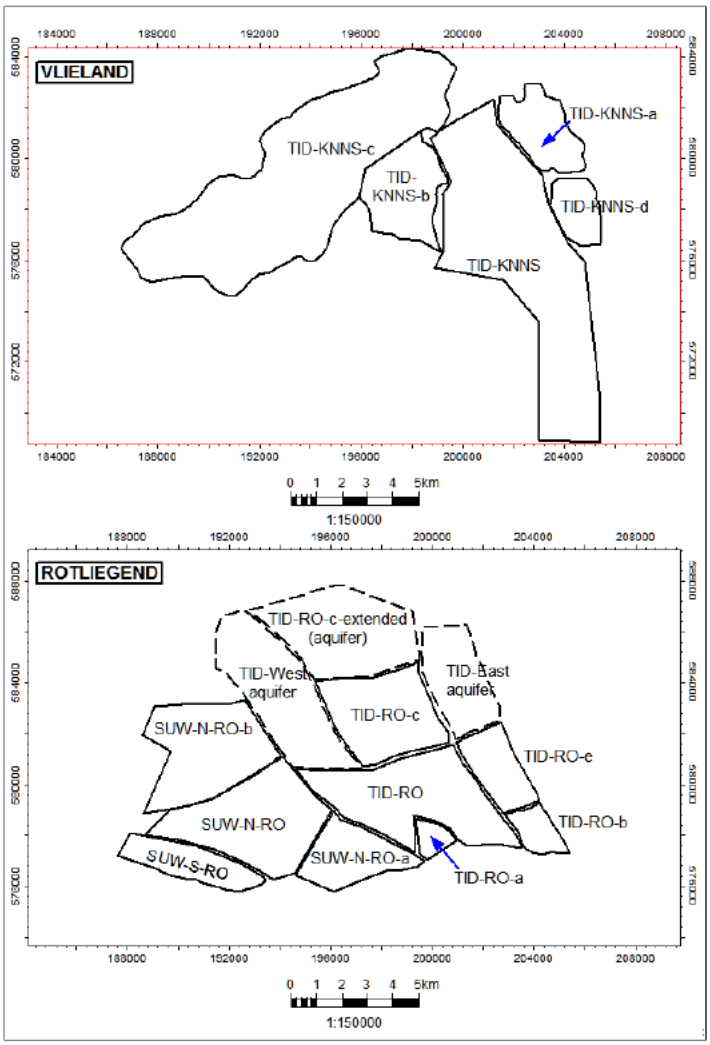
Het diepste punt van de uiteindelijke dalingskom ligt boven het TID-RO blok (zie Figuur 6-5). Als we ons beperken tot de toekomstige daling, dan ligt het diepste punt van die toekomstige bodemdaling naar verwachting boven het TID-RO-c blok en is 18 cm, zie Figuur 16-9. De historische daling op deze locatie is voornamelijk veroorzaakt door productie uit het TID-RO blok en bedroeg tot ongeveer 6 cm op 1-1-2020 (aan de zuidrand van de TID-RO-c kom).



Figuur 16-6: Geschat tijdsverloop van de bodemdaling op het diepste punt van de gecombineerde kom (boven TID-RO, zie Figuur 6-5). Links is inclusief autonome daling, rechts alleen gasdaling. De daling op dit punt is een samenstelling van de historische daling uit TID-RO en TID-KNNS, met daling uit de mogelijke nieuwe blokken TID-KNNS-b, c en TID-RO-c. Deze curves gaan uit van start van de nieuwe winningen als in dit winningsplan besproken. Als die boringen op een ander tijdstip plaatsvinden heeft dat een corresponderende invloed op deze curves. De drie curves geven een schatting van de onzekerheid in de voorspelling. Zie tekst par. 16.1 voor nadere uitleg.



Figuur 16-7: Geschat tijdsverloop van de bodemdaling boven TID-RO-c (zie Figuur 6-4). Links is inclusief autonome daling, rechts alleen gasdaling. De daling op dit punt is een samenstelling van de historische daling uit TID-RO en TID-KNNS, maar heeft vooral ook daling uit de mogelijke nieuwe blokken TID-KNNS-b, c en TID-RO-c. Merk op dat met name de historische daling verloopt van noord naar zuid (Figuur 6-3). De tijdsafhankelijkheid zal dus van plaats tot plaats verschillen. Deze curves gaan uit van start van de nieuwe winningen als in dit winningsplan besproken. Als die boringen op een ander tijdstip plaatsvinden heeft dat een corresponderende invloed op deze curves. De drie curves geven een schatting van de onzekerheid in de voorspelling. Zie tekst par. 16.1 voor nadere uitleg.



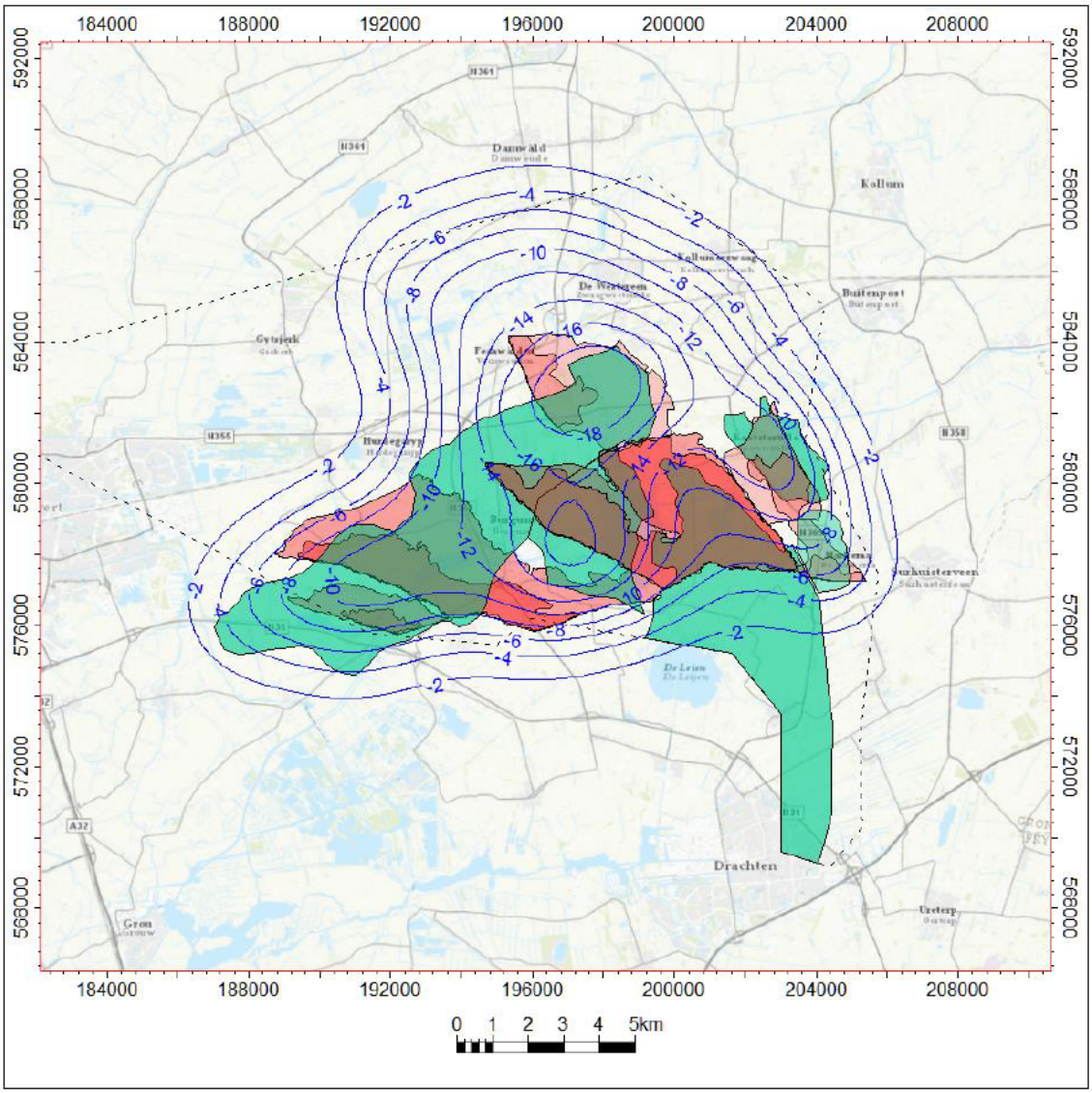
Figuur 16-8: Contouren van de depletiegebieden van de deelvoorkomens gebruikt voor de bodemdalingsberekeningen. Voor de Rotliegend deelvoorkomens zijn de gehele breukblokken weergegeven, met een aantal mogelijk verbonden blokken (gestippeld). Voor de Vlieland is een uitbreiding geschat o.b.v. regionale data (ref. 16).

Tabel 16-1: Diepste punt bodemdalingskom (P10) per deelvoorkomen gebruikt voor bodemdalings-kaarten [cm].

Daling in diepste punt van de bodemdalingskom per blok in cm (exclusief autonome daling)	Historisch	Uiteindelijk (zonder verdere ontwikkeling)	Uiteindelijk (met verdere ontwikkeling)	Opmerking
TID-RO	14	18	18	Gekalibreerd aan metingen
TID-RO-a	1	1	5	O.b.v. metingen reeds deels gedepleteerd. P10 ROSL+ROCLT
TID-RO-b	2	3	4	O.b.v. metingen reeds deels gedepleteerd. P10 ROSL+ROCLT
TID-RO-c	-	-	11	P10 ROSL+ROCLT
TID-RO-c-Extended	-	-	10	Blok ten westen van TID-RO kan deels depleteren wanneer in contact met blokken gevuld met gas.
TID-RO-e	-	-	7	P10 ROSL+ROCLT
TID-RO-West	-	-	9	Blok ten westen van TID-RO kan deels depleteren wanneer in contact met blokken gevuld met gas.
TID-RO-East	-	-	7	Blok ten westen van TID-RO kan deels depleteren wanneer in contact met blokken gevuld met gas.
TID-KNNS	5	6	7	Gekalibreerd aan metingen
TID-KNNS-a	-	-	5	P10
TID-KNNS-b	1	1	6	O.b.v. metingen reeds deels gedepleteerd. P10
TID-KNNS-c	-	-	7	P10
TID-KNNS-d	-	-	3	P10
SUW-N-RO	16	19	19	Gekalibreerd aan metingen
SUW-N-RO-a	6	8	15	O.b.v. metingen reeds deels gedepleteerd.
SUW-S-RO	3	3	6	Gekalibreerd aan metingen + P10.

Tabel 16-2: Parameter set voor bodemdalingskommen die overeenkomen met historische bodemdaling zoals beschreven in Tabel 16-1.

	Unit	TID-RO	TID-RO-a	TID-RO-b	SUW-N-RO
Uiteindelijke daling diepste punt	[cm]	18	1	3	19
Depleted area		TID-RO block	TID-RO-a block only	Entire block	Entire fault block
Virgin Pressure	[bar]	284	284	284	284
Abandonment Pressure	[bar]	20	200	140	10
Poisson's Ratio	[-]	0.25	0.25	0.25	0.25
Depth of the Formation	[m]	2500	2500	2500	2500
Oedometric Compressibility	[1/bar]	6.0E-6	6.0E-6	8.0E-6	6.0E-6
Depleting height	[m]	162	149	135	162
Rigid Basement Factor	[-]	1.01	1.05	1.1	1.05
	Unit	**SUW-N-RO-a**	**SUW-S-RO**	**TID-KNNS**	**TID-KNNS-b**
Uiteindelijke daling diepste punt	[cm]	8	3	6	1
Depleted area		Entire block	Entire block	Gas area + aquifer	Gas area
Virgin Pressure	[bar]	284	284	220	220
Abandonment Pressure	[bar]	20	160	20	50
Poisson's Ratio	[-]	0.25	0.25	0.25	0.25
Depth of the Formation	[m]	2500	2500	1920	1900
Oedometric Compressibility	[1/bar]	4.0E-6	6.0E-6	15E-6	9E-6
Depleting height	[m]	162	135	21	12
Rigid Basement Factor	[-]	1.05	1.1	1.2	1.25



Figuur 16-9: Toekomstige verwachte samengestelde gasbodemdaling (P10, vanaf 1-1-2020), in centimeters, op basis van modelberekening, uitsluitend door de (deel)voorkomens in dit winningsplan.

Tabel 16-3: Input bodemdalingsberekening voor TID-RO.

		Values				Realization Probabilities			
Name	**Symbol**	**L**	**M**	**H**	**Unit**	**L**	**M**	**H**	**Comment**
Depleted area	A	TID-RO block				100%			Excludes TID-RO-a and TID-RO-b
Virgin Pressure	P_v	284			[bar]	100%			Low uncertainty
Abandonment Pressure	P_a	10	15	20	[bar]	30%	40%	30%	Field is at low p
Poisson's Ratio	ν	0.25			[-]	100%			There is uncertainty, but it has low impact
Depth of the Formation	z	2500			[m]	100%			Uncertainty low compared to depth
Oedometric Compressibility	C_m	4.0E-6	6.0E-6	8.0E-6	[1/bar]	30%	40%	30%	Range e.g. from NAM report (2015)
Depleting height	h	135	149	162	[m]	30%	40%	30%	ROSL + ROCLT
Rigid Basement Factor	RB	1.01	1.05	1.1	[-]	30%	40%	30%	Some uncertainty (impact is limited)
Tau	τ	5	10	15	[y]	30%	40%	30%	Anomalously long delays in TID

Tabel 16-4: Input bodemdalingsberekening voor TID-RO-a. Merk op dat de TID-RO contour in het vorige winningsplan (Ref. 14) een combinatie is van wat hier TID-RO, TID-RO-a en TID-RO-b genoemd wordt. TID-RO-a is dus een onderdeel van de TID-RO uit het vorige winningsplan.

		Values				Realization Probabilities			
Name	**Symbol**	**L**	**M**	**H**	**Unit**	**L**	**M**	**H**	**Comment**
Depleted area	A	TID-RO-a block only				100%			
Virgin Pressure	P_v	284			[bar]	100%			Low uncertainty, this is not the current state.
Abandonment Pressure	P_a	10	15	20	[bar]	30%	40%	30%	Low end pressure likely
Poisson's Ratio	ν	0.25			[-]	100%			There is uncertainty, but it has low impact
Depth of the Formation	z	2500			[m]	100%			Uncertainty low compared to depth
Oedometric Compressibility	C_m	4.0E-6	6E-6	8E-6	[1/bar]	30%	40%	30%	Range e.g. from NAM report (2015)
Depleting height	h	135	149	162	[m]	30%	40%	30%	ROSL + ROCLT
Rigid Basement Factor	RB	1.01	1.05	1.1	[-]	30%	40%	30%	Some uncertainty (impact is limited)

Tabel 16-5: Input bodemdalingsberekening voor TID-RO-b. Merk op dat de TID-RO contour in het vorige winningsplan (Ref. 14) een combinatie is van wat hier TID-RO, TID-RO-a en TID-RO-b genoemd wordt. TID-RO-b is dus een onderdeel van de TID-RO uit het vorige winningsplan

		Values				Realization Probabilities			
Name	**Symbol**	**L**	**M**	**H**	**Unit**	**L**	**M**	**H**	**Comment**
Depleted area	A	Entire block				100%			
Virgin Pressure	P_v	284			[bar]	100%			Low uncertainty. This is not the current state.
Abandonment Pressure	P_a	140			[bar]	100%			Aquifer [low GRV_gas/GRV_water ratio expected]
Poisson's Ratio	ν	0.25			[-]	100%			There is uncertainty, but it has low impact
Depth of the Formation	z	2500			[m]	100%			Uncertainty low compared to depth
Oedometric Compressibility	C_m	4.0E-6	6.0E-6	8.0E-6	[1/bar]	30%	40%	30%	Range e.g. from NAM report (2015)
Depleting height	h	135	149	162	[m]	30%	40%	30%	ROSL + ROCLT
Rigid Basement Factor	RB	1.01	1.05	1.1	[-]	30%	40%	30%	Some uncertainty (impact is limited)

Tabel 16-6: Input bodemdalingsberekening voor TID-RO-c.

		Values				Realization Probabilities			
Name	**Symbol**	**L**	**M**	**H**	**Unit**	**L**	**M**	**H**	**Comment**
Depleted area	A	Entire block				100%			
Virgin Pressure	P_v	284			[bar]	100%			Low uncertainty
Abandonment Pressure	P_a	140			[bar]	100%			Limit pressure depletion to 140 bar in this winningsplan.
Poisson's Ratio	ν	0.25			[-]	100%			There is uncertainty, but it has low impact
Depth of the Formation	z	2500			[m]	100%			Uncertainty low compared to depth
Oedometric Compressibility	C_m	4.0E-6	6.0E-6	8.0E-6	[1/bar]	30%	40%	30%	Range e.g. from NAM report (2015)
Depleting height	h	135	149	162	[m]	30%	40%	30%	ROSL + ROCLT
Rigid Basement Factor	RB	1.01	1.05	1.1	[-]	30%	40%	30%	Some uncertainty (impact is limited)

Tabel 16-7: Input bodemdalingsberekening voor TID-RO-c-extended (aquifer blok ten noorden van TID-RO-c).

		Values				Realization Probabilities			
Name	**Symbol**	**L**	**M**	**H**	**Unit**	**L**	**M**	**H**	**Comment**
Depleted area	A	Entire block				100%			
Virgin Pressure	P_v	284			[bar]	100%			Low uncertainty
Abandonment Pressure	P_a	170			[bar]	100%			Some depletion ROSL possible due to production from offset prospects.
Poisson's Ratio	ν	0.25			[-]	100%			There is uncertainty, but it has low impact
Depth of the Formation	z	2500			[m]	100%			Uncertainty low compared to depth
Oedometric Compressibility	C_m	4.0E-6	6.0E-6	8.0E-6	[1/bar]	30%	40%	30%	Range e.g. from NAM report (2015)
Depleting height	h	135	149	162	[m]	30%	40%	30%	ROSL + ROCLT
Rigid Basement Factor	RB	1.01	1.05	1.1	[-]	30%	40%	30%	Some uncertainty (impact is limited)

Tabel 16-8: Input bodemdalingsberekening voor TID-RO-e.

		Values				Realization Probabilities			
Name	**Symbol**	**L**	**M**	**H**	**Unit**	**L**	**M**	**H**	**Comment**
Depleted area	A	Entire block				100%			
Virgin Pressure	P_v	284			[bar]	100%			Low uncertainty
Abandonment Pressure	P_a	140			[bar]	100%			Limit pressure depletion to 140 bar in this winningsplan.
Poisson's Ratio	ν	0.25			[-]	100%			There is uncertainty, but it has low impact
Depth of the Formation	z	2500			[m]	100%			Uncertainty low compared to depth
Oedometric Compressibility	C_m	4.0E-6	6.0E-6	8.0E-6	[1/bar]	30%	40%	30%	Range e.g. from NAM report (2015)
Depleting height	h	135	149	162	[m]	30%	40%	30%	ROSL + ROCLT
Rigid Basement Factor	RB	1.01	1.05	1.1	[-]	30%	40%	30%	Some uncertainty (impact is limited)

Tabel 16-9: Input bodemdalingsberekening voor TID-RO-West (aquifer blok ten westen van TID-RO).

		Values				Realization Probabilities			
Name	**Symbol**	**L**	**M**	**H**	**Unit**	**L**	**M**	**H**	**Comment**
Depleted area	A	Entire block				100%			
Virgin Pressure	P_v	284			[bar]	100%			Low uncertainty
Abandonment Pressure	P_a	170			[bar]	100%			Some depletion ROSL possible due to production from offset prospects.
Poisson's Ratio	ν	0.25			[-]	100%			There is uncertainty, but it has low impact
Depth of the Formation	z	2500			[m]	100%			Uncertainty low compared to depth
Oedometric Compressibility	C_m	4.0E-6	6.0E-6	8.0E-6	[1/bar]	30%	40%	30%	Range e.g. from NAM report (2015)
Depleting height	h	135	149	162	[m]	30%	40%	30%	ROSL + ROCLT
Rigid Basement Factor	RB	1.01	1.05	1.1	[-]	30%	40%	30%	Some uncertainty (impact is limited)

Tabel 16-10: Input bodemdalingsberekening voor TID-RO-East (aquifer blok ten oosten van TID-RO).

		Values				Realization Probabilities			
Name	**Symbol**	**L**	**M**	**H**	**Unit**	**L**	**M**	**H**	**Comment**
Depleted area	A	Entire block				100%			
Virgin Pressure	P_v	284			[bar]	100%			Low uncertainty
Abandonment Pressure	P_a	170			[bar]	100%			Some depletion ROSL possible due to production from offset prospects.
Poisson's Ratio	ν	0.25			[-]	100%			There is uncertainty, but it has low impact
Depth of the Formation	z	2500			[m]	100%			Uncertainty low compared to depth
Oedometric Compressibility	C_m	4.0E-6	6.0E-6	8.0E-6	[1/bar]	30%	40%	30%	Range e.g. from NAM report (2015)
Depleting height	h	135	149	162	[m]	30%	40%	30%	ROSL + ROCLT
Rigid Basement Factor	RB	1.01	1.05	1.1	[-]	30%	40%	30%	Some uncertainty (impact is limited)

Tabel 16-11: Input bodemdalingsberekening voor TID-KNNS.

		Values				Realization Probabilities			
Name	**Symbol**	**L**	**M**	**H**	**Unit**	**L**	**M**	**H**	**Comment**
Depleted area	A	Extended gas area				100%			Partially surrounded by other pools
Virgin Pressure	P_v	220			[bar]	100%			Low uncertainty
Abandonment Pressure	P_a	10	15	20	[bar]	30%	40%	30%	Field is at low p
Poisson's Ratio	ν	0.25			[-]	100%			There is uncertainty, but it has low impact
Depth of the Formation	z	1920			[m]	100%			Uncertainty low compared to depth
Oedometric Compressibility	C_m	9.0E-6	1.5E-5	2.3E-5	[1/bar]	30%	40%	30%	Range e.g. from NAM report (2015)
Depleting height	h	14	21	27	[m]	30%	40%	30%	
Rigid Basement Factor	RB	1.05	1.2	1.25	[-]	30%	40%	30%	Some uncertainty (impact is limited)
Tau	τ	5	10	15	[y]	30%	40%	30%	Anomalously long delays in TID

Tabel 16-12: Input bodemdalingsberekening voor TID-KNNS-a.

		Values				Realization Probabilities			
Name	**Symbol**	**L**	**M**	**H**	**Unit**	**L**	**M**	**H**	**Comment**
Depleted area	A	Extended gas area				100%			Other pools to S and W
Virgin Pressure	P_v	220			[bar]	100%			Low uncertainty
Abandonment Pressure	P_a	10	25	50	[bar]	30%	40%	30%	Low end pressure likely
Poisson's Ratio	ν	0.25			[-]	100%			There is uncertainty, but it has low impact
Depth of the Formation	z	1900			[m]	100%			Uncertainty low compared to depth
Oedometric Compressibility	C_m	9.0E-6	1.5E-5	2.3E-5	[1/bar]	30%	40%	30%	Range e.g. from NAM report (2015)
Depleting height	h	5	13	24	[m]	30%	40%	30%	
Rigid Basement Factor	RB	1.05	1.2	1.25	[-]	30%	40%	30%	Some uncertainty (impact is limited)

Tabel 16-13: Input bodemdalingsberekening voor TID-KNNS-b.

		Values				Realization Probabilities			
Name	**Symbol**	**L**	**M**	**H**	**Unit**	**L**	**M**	**H**	**Comment**
Depleted area	A	Gas area				100%			Surrounded by other pools
Virgin Pressure	P_v	220			[bar]	100%			Low uncertainty
Abandonment Pressure	P_a	10	25	50	[bar]	30%	40%	30%	Low end pressure likely
Poisson's Ratio	ν	0.25			[-]	100%			There is uncertainty, but it has low impact
Depth of the Formation	z	1900			[m]	100%			Uncertainty low compared to depth
Oedometric Compressibility	C_m	9.0E-6	1.5E-5	2.3E-5	[1/bar]	30%	40%	30%	Range e.g. from NAM report (2015)
Depleting height	h	12	19	26	[m]	30%	40%	30%	
Rigid Basement Factor	RB	1.05	1.2	1.25	[-]	30%	40%	30%	Some uncertainty (impact is limited)

Tabel 16-14: Input bodemdalingsberekening voor TID-KNNS-c.

		Values				Realization Probabilities			
Name	**Symbol**	**L**	**M**	**H**	**Unit**	**L**	**M**	**H**	**Comment**
Depleted area	A	Extended gas area				100%			Low quality reservoir limits depletion/drainage area
Virgin Pressure	P_v	220			[bar]	100%			Low uncertainty
Abandonment Pressure	P_a	10	25	50	[bar]	30%	40%	30%	Low end pressure likely
Poisson's Ratio	ν	0.25			[-]	100%			There is uncertainty, but it has low impact
Depth of the Formation	z	1900			[m]	100%			Uncertainty low compared to depth
Oedometric Compressibility	C_m	9.0E-6	1.5E-5	2.3E-5	[1/bar]	30%	40%	30%	Range e.g. from NAM report (2015)
Depleting height	h	6	12	21	[m]	30%	40%	30%	
Rigid Basement Factor	RB	1.05	1.2	1.25	[-]	30%	40%	30%	Some uncertainty (impact is limited)

Tabel 16-15: Input bodemdalingsberekening voor TID-KNNS-d.

		Values				Realization Probabilities			
Name	**Symbol**	**L**	**M**	**H**	**Unit**	**L**	**M**	**H**	**Comment**
Depleted area	A	Extended gas area				100%			Low quality reservoir limits depletion/drainage area
Virgin Pressure	P_v	220			[bar]	100%			Low uncertainty
Abandonment Pressure	P_a	10	25	50	[bar]	30%	40%	30%	Low end pressure likely
Poisson's Ratio	ν	0.25			[-]	100%			There is uncertainty, but it has low impact
Depth of the Formation	z	1900			[m]	100%			Uncertainty low compared to depth
Oedometric Compressibility	C_m	9.0E-6	1.5E-5	2.3E-5	[1/bar]	30%	40%	30%	Range e.g. from NAM report (2015)
Depleting height	h	6	12	21	[m]	30%	40%	30%	
Rigid Basement Factor	RB	1.05	1.2	1.25	[-]	30%	40%	30%	Some uncertainty (impact is limited)

Tabel 16-16: Input bodemdalingsberekening voor SUW-N-RO.

		Values				Realization Probabilities			
Name	**Symbol**	**L**	**M**	**H**	**Unit**	**L**	**M**	**H**	**Comment**
Depleted area	A	Entire fault block				100%			Based on measurements use slightly smaller block
Virgin Pressure	P_v	284			[bar]	100%			Low uncertainty
Abandonment Pressure	P_a	10	15	20	[bar]	30%	40%	30%	Field is at low p
Poisson's Ratio	ν	0.25			[-]	100%			There is uncertainty, but it has low impact
Depth of the Formation	z	2500			[m]	100%			Uncertainty low compared to depth
Oedometric Compressibility	C_m	4.0E-6	6.0E-6	8.0E-6	[1/bar]	30%	40%	30%	Range e.g. from NAM report (2015)
Depleting height	h	135	149	162	[m]	30%	40%	30%	ROSL + ROCLT
Rigid Basement Factor	RB	1.01	1.05	1.1	[-]	30%	40%	30%	Some uncertainty (impact is limited)
Tau	τ	5	10	15	[y]	30%	40%	30%	Anomalously long delays in TID

Tabel 16-17: Input bodemdalingsberekening voor SUW-N-RO-a.

		Values				Realization Probabilities			
Name	**Symbol**	**L**	**M**	**H**	**Unit**	**L**	**M**	**H**	**Comment**
Depleted area	A	Entire block				100%			
Virgin Pressure	P_v	284			[bar]	100%			Low uncertainty
Abandonment Pressure	P_a	10	20	50	[bar]	30%	40%	30%	Low end pressure likely
Poisson's Ratio	ν	0.25			[-]	100%			There is uncertainty, but it has low impact
Depth of the Formation	z	2500			[m]	100%			Uncertainty low compared to depth
Oedometric Compressibility	C_m	4.0E-6	6.0E-6	8.0E-6	[1/bar]	30%	40%	30%	Range e.g. from NAM report (2015)
Depleting height	h	135	149	162	[m]	30%	40%	30%	ROSL + ROCLT
Rigid Basement Factor	RB	1.01	1.05	1.1	[-]	30%	40%	30%	Some uncertainty (impact is limited)

Tabel 16-18: Input bodemdalingsberekening voor SUW-S-RO.

		Values				Realization Probabilities			
Name	**Symbol**	**L**	**M**	**H**	**Unit**	**L**	**M**	**H**	**Comment**
Depleted area	A	Entire block				100%			
Virgin Pressure	P_v	284			[bar]	100%			Low uncertainty
Abandonment Pressure	P_a	10	60	100	[bar]	30%	40%	30%	Low end pressure likely
Poisson's Ratio	ν	0.25			[-]	100%			There is uncertainty, but it has low impact
Depth of the Formation	z	2500			[m]	100%			Uncertainty low compared to depth
Oedometric Compressibility	C_m	4.0E-6	6.0E-6	8.0E-6	[1/bar]	30%	40%	30%	Range e.g. from NAM report (2015)
Depleting height	h	135	149	162	[m]	30%	40%	30%	ROSL + ROCLT
Rigid Basement Factor	RB	1.01	1.05	1.1	[-]	30%	40%	30%	Some uncertainty (impact is limited)

17 Bijlage: Seismische Risico Analyse: Details en Achtergronden

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

17.1 Algemeen kader voor Seismische Risico Analyse

Het kader en de hier beschreven methodiek is beschreven in: *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 (SodM) [Ref. 5].

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

Niveau 1: Screening Potentieel
In deze stap wordt het potentiele vermogen van het gasvoorkomen 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 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 er aanvullende berekeningen worden uitgevoerd om de sterkte van een potentiële geïnduceerde beving te kunnen bepalen. Als de sterkte (seismisch moment, M) van een potentiële geïnduceerde beving boven de 2.5 ligt, dan zal de risico analyse verder worden uitgebreid met de risico matrix (niveau 2).

Niveau 2: Risico Matrix
In deze stap wordt op basis van een risicomatrix-benadering het risico ten gevolge van geïnduceerde aardbevingen verder gekwalificeerd.

De inschattingen van het risiconiveau (I, II, III) bepaalt of er aanvullende monitoringsverplichtingen of maatregelen moeten worden genomen met betrekking tot de productie uit het voorkomen.

Niveau 3: Kwantitatieve Risico Analyse
Er zal een aanvullende kwantitatieve risicoanalyse worden uitgevoerd in het geval dat een voorkomen op basis van de risicomatrix als categorie III wordt gekwalificeerd.

17.2 Seismische Risico Analyse voor de voorkomens in dit winningsplan

17.2.1 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:

$$B = \frac{Fault\_surface^{3/2}}{gross\_rock\_volume} = \frac{l_b^{3/2} \cdot h^{3/2}}{A \cdot h} = \frac{l_b^{3/2} \cdot \sqrt{h}}{A}$$

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-klassen worden hieronder weergegeven (met P_h de kans op beven van het voorkomen) voor voorkomens die in het verleden nog niet gebeefd hebben. Voor voorkomens die in het verleden reeds gebeefd hebben bepaald de maximale sterkte van de beving of een Niveau-2 analyse nodig is.

Tabel 17-1: DHAIS kans-classificatie (TNO, Ref. 3 en 4) voor voorkomens die in het verleden nog niet gebeefd hebben. De kans betreft bevingen met een magnitude M>1.5.

$\Delta P/P_{ini} \geq 28\%$	B > 0,86 en E ≥ 1,34: P_h = 0.42 ± 0.08
	B > 0,86 en 1,01 ≤ E ≤ 1,33: P_h = 0.19 ± 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 reeds behaalde of verwachte drukval in alle deelvoorkomens van dit winningsplan is groter dan 28%, waardoor in alle gevallen de B- en E-factoren zijn berekend.

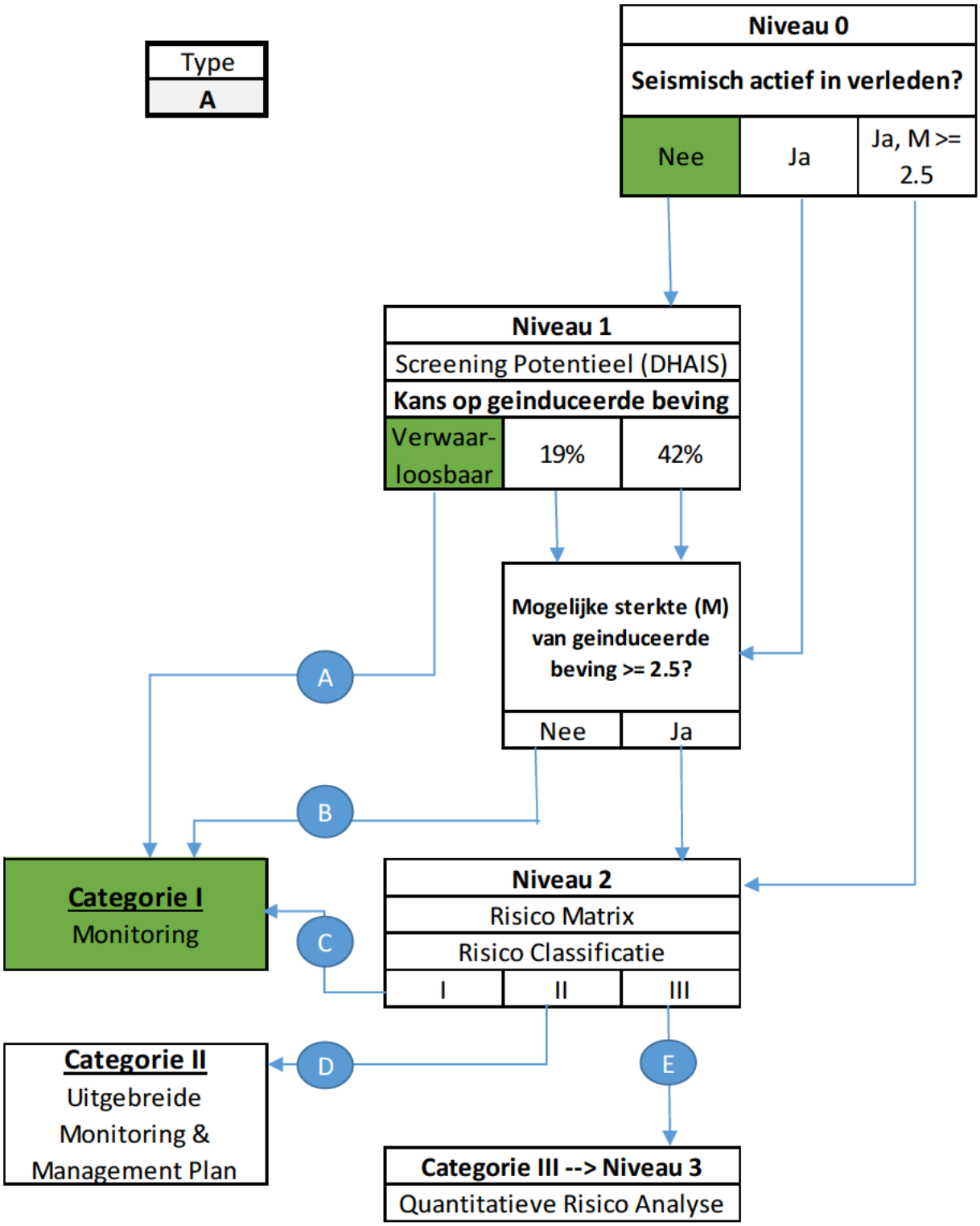
Het resultaat van het doorlopen van de SRA per deelvoorkomen is weergegeven in Tabel 17-2. Alle Ten Boer deelvoorkomens hebben een verwaarloosbare kans op een beving met M>1.5. Dit komt door de beperkte netto dikte van deze lagen, waardoor de B-factor laag is. Hetzelfde geldt voor de Vlieland deelvoorkomens, omdat die een lage E factor hebben (de Vlieland kleisteen is erg slap). De Ten Boer en Vlieland deelvoorkomens vallen dus in Categorie I. Deze conclusie is schematisch weergegeven in Figuur 17-1.

De B-factor van de Rotliegend Slochteren formaties komt in alle gevallen boven de drempelwaarde (0.86) uit. Dit komt doordat deze formaties een grote dikte hebben, en meer breuken. Ook de E factor ligt boven de drempelwaarde. Omdat de maximale sterkte van een geïnduceerde beving boven de M=2.5 uitkomt voor alle Rotliegend Slochteren formaties is in alle ROSL gevallen een Niveau-2 analyse nodig is. De Niveau-2 analyse is beschreven in de volgende paragraaf.

De risico-inschattingen zijn voor de bestaande blokken, die nooit bevingen hebben veroorzaakt, nagenoeg gelijk aan de inschattingen uit eerdere winningsplannen. Voor de nieuwe blokken zijn de risico-inschattingen in lijn met die van de bestaande blokken.

Tabel 17-2: Resulterende categorie per deelvoorkomen. In blauw de deelvoorkomens waarvoor een Niveau-2 analyse vereist is; in groen de deelvoorkomens waarvoor dit niet vereist is volgens de Niveau-1 analyse. Zie Figuur 17-1 voor de verklaring van de "Type" letters.

Formatie	Deelvoorkomen	B factor	E factor	Cat.	Type	Opmerking
Rotliegend	TID-RO (incl. TID-RO-a) ROSL	3.5	1.28	I	C	Niveau-2 analyse resulteert in Cat I
	TID-RO (incl. TID-RO-a) ROCLT	0.82	1.28	I	A	B factor ruim onder drempelwaarde
	TID-RO-b ROSL	1.96	1.28	I	C	Niveau-2 analyse resulteert in Cat I
	TID-RO-b ROCLT	0.54	1.28	I	A	B factor ruim onder drempelwaarde
	TID-RO-c ROSL	1.86	1.28	I	C	Niveau-2 analyse resulteert in Cat I.
	TID-RO-c ROCLT	0.23	1.28	I	A	B factor ruim onder drempelwaarde
	TID-RO-e ROSL	1.58	1.28		C	Niveau-2 analyse resulteert in Cat I.
	TID-RO-e ROCLT	0.34	1.28	I	A	B factor ruim onder drempelwaarde
	SUW-S-ROSL	3.58	1.28	I	C	Niveau-2 analyse resulteert in Cat I.
	SUW-S-ROCLT	0.26	1.28	I	A	B factor ruim onder drempelwaarde
	SUW-N-RO (incl. SUW-N-RO-a) ROSL	3.27	1.28	I	C	Niveau-2 analyse resulteert in Cat I
	SUW-N-RO (incl. SUW-N-RO-a) ROCLT	0.38	1.28	I	A	B factor ruim onder drempelwaarde
Vlieland	TID-KNNS		0.78	I	A	E factor ruim onder drempelwaarde B factor ruim onder drempelwaarde
	TID-KNNS-a		0.78	I	A	E factor ruim onder drempelwaarde B factor ruim onder drempelwaarde
	TID-KNNS-b		0.78	I	A	E factor ruim onder drempelwaarde B factor ruim onder drempelwaarde
	TID-KNNS-c		0.78	I	A	E factor ruim onder drempelwaarde B factor ruim onder drempelwaarde
	TID-KNNS-d		0.78	I	A	E factor ruim onder drempelwaarde B factor ruim onder drempelwaarde



Figuur 17-1: SRA beslisboom toegepast voor Categorie I – type A. Dit betreft de Rotliegend deelvoorkomens waarvoor de B-factor onder de drempelwaarde valt, en de Vlieland deelvoorkomens.

Tabel 17-3: Parameters voor SRA Niveau-1 analyse.

		TID-RO (incl TID-RO-a) ROSL	TID-RO (incl TID-RO-a) ROCLT	TID-RO-b ROSL	TID-RO-b ROCLT	TID-RO-c ROSL	TID-RO-c ROCLT	TID-RO-e ROSL	TID-RO-e ROCLT	SUW-S-ROSL	SUW-S-ROCLT	SUW-N-RO (incl SUW-N-RO-a) ROSL	SUW-N-RO (incl SUW-N-RO-a) ROCLT	TID-KNNS	TID-KNNS-a	TID-KNNS-b	TID-KNNS-c	TID-KNNS-d
Reservoir Zone		RO	RO	RO	RO	RO	RO	RO	RO	RO	RO	RO	RO	KNNS	KNNS	KNNS	KNNS	KNNS
Seal/Overburden		ZEZ1A	ZEZ1A	ZEZ1A	ZEZ1A	ZEZ1A	ZEZ1A	ZEZ1A	ZEZ1A	ZEZ1A	ZEZ1A	ZEZ1A	ZEZ1A	KNNC	KNNC	KNNC	KNNC	KNNC
Depth (GWC)	[mTVDss]	2500	2500	2510	2510	2525	2525	2590	2590	2470	2470	2486	2486	1940	1940	1940	1940	1940
Initial pressure	[bar]	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	219	219	220	220	220
Dp/Pini	[-]	96%	96%	37%	96%	37%	96%	37%	96%	96%	96%	96%	96%	95%	95%	95%	95%	95%
Total Fault Length	[m]	29651	33722	2340	5040	5375	8660	3800	7200	3700	4500	15275	19325	0	0	0	0	0
Longest Fault	[m]	6400	6400	1900	2180	4100	4100	3500	3500	3100	3100	5800	5800	0	0	0	0	0
Area @ GWC	[km2]	17.7	20.8	0.7	1.8	2.6	9.8	1.8	5.0	0.8	3.2	7.0	19.3	40.2	4.6	9.9	39.9	2.55
h gas column	[m]	147	7.5	147	7.5	147	7.5	147	7.5	147	7.5	147	7.5	15	11.05	19	11	11
B factor	**[-]**	3.50	0.82	1.96	0.54	1.86	0.23	1.58	0.34	3.58	0.26	3.27	0.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Data sources E														HPS-01 KNNS	HPS-01 KNNS	HPS-01 KNNS	HPS-01 KNNS	HPS-01 KNNS
														HPS-01 KNNC	HPS-01 KNNC	HPS-01 KNNC	HPS-01 KNNC	HPS-01 KNNC
Overburden, Vp	[m/s]													2805	2805	2805	2805	2805
Overburden, Vs	[m/s]													1676	1676	1676	1676	1676
Overburden, rho	[kg/m3]													2515	2515	2515	2515	2515
Reservoir, Vp	[m/s]													3393	3393	3393	3393	3393
Reservoir, Vs	[m/s]													1851	1851	1851	1851	1851
Reservoir, rho	[kg/m3]													2504	2504	2504	2504	2504
Static E Overburden	[GPa]													10.7	10.7	10.7	10.7	10.7
Static E Reservoir	[GPa]													13.8	13.8	13.8	13.8	13.8
E factor	**[-]**	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
Historic Seismicity?		N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
M_hist		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Num events >1.5		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DHAIS threshold for Mmax calculation exceeded?		Y	N	Y	N	Y	N	Y	N	Y	N	Y	N	N	N	N	N	N
Height longest fault	[m]	147	8	147	8	147	8	147	8	147	8	147	8	15	11	19	11	11
Poisson ratio reservoir	[-]	0.23	0.20	0.23	0.20	0.23	0.20	0.20	0.20	0.23	0.20	0.23	0.20	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
Compaction for Mmax from		Gross elastic log average																
Cm (for Mmax computation)	[1/bar]	3.16E-06	4.93E-06	3.16E-06	4.93E-06	3.16E-06	4.93E-06	4.93E-06	4.93E-06	3.16E-06	4.93E-06	3.16E-06	4.93E-06	5.54E-06	5.54E-06	5.54E-06	5.54E-06	5.54E-06
Height (for compaction)	[m]	150	50	150	50	150	50	150	50	150	50	150	50	15	13	22	22	15
Mmax	*(flt)*	3.87	2.15	3.52	1.84	3.74	2.02	3.70	1.97	3.66	1.94	3.84	2.12	NA	NA	NA	NA	NA
	(comp)	3.62	3.37	2.68	2.66	3.06	3.15	2.98	2.96	2.71	2.83	3.35	3.35	3.07	2.40	2.77	3.18	2.27

De waarden voor de Young's modulus E zijn gecorrigeerd van dynamisch naar statisch.

17.2.2 Gedetailleerde geomechanische analyse

Hoewel de kans dat zich daadwerkelijk een beving van 3,8 zal voordoen heel klein is (veel kleiner dan 19%), heeft Vermilion extra, meer gedetailleerd, onderzoek laten doen naar het seismische risico rond de gasvoorkomens Suawoude en Tietjerksteradeel. Extra onderzoek is op basis van SRA-classificatie niet noodzakelijk; Vermilion doet dit op vrijwillige basis . Deze studie, een geo-mechanische studie, is uitgevoerd door consultants die gespecialiseerd in deze materie en toegevoegd bij dit winningsplan als bijlage (hoofdstuk 19). De conclusies van deze studie zijn kort samengevat:

1. De gasvoorkomens Suawoude en Tietjerksteradeel die zijn gevonden en in productie zijn genomen hebben geen (voelbare) beving veroorzaakt. Dit kan alleen verklaard worden door cohesie op het breukoppervlak.
2. De studie laat zien dat een aardbeving van beperkte magnitude niet uitgesloten kan worden voor de nog aan te boren prospects TID-RO-b en TID-RO-e als volledige depletie zou plaatsvinden, i.e. als gas geproduceerd zou worden totdat de reservoir druk gedaald is tot 10 bar.
3. De studie voorspelt geen aardbeving voor het nog aan te boren prospect TID-RO-c bij volledige depletie, i.e. tot een reservoir druk van 10 bar.

Er zijn aardbevingen geweest rond Ureterp en Marum, zie paragraaf 7.2. Analyse van de reservoir druk van deze velden en het tijdstip van de beving laat zien dat deze bevingen plaatsvonden wanneer de reservoir druk in het veld was afgenomen met meer dan 50% ten opzichte van de start van productie.

Naar aanleiding van de geo-mechanische studie en de observaties van de omliggende velden heeft Vermilion besloten om de depletie van de Slochteren zandsteen reservoirs in de prospects TID-RO-b, TID-RO-c en TID-RO-e te beperken tot 140 bar in dit winningsplan (140 bar is 50% depletie ten opzichte van de voorspelde oorspronkelijke reservoir druk van 284 bar en afgerond naar 140 bar als rond getal).

17.2.3 Niveau 2: Risico Matrix

De Niveau-2 analyse is noodzakelijk voor de deelvoorkomens in de Rotliegend Slochteren (zie Tabel 17-2).

De factoren die voor de Niveau-2 analyse gebruikt worden zijn opgedeeld in de invloedfactoren ondergrond (Tabel 17-4) en de invloedfactoren bovengrond (Tabel 17-5). Per deelvoorkomen is in Tabel 17-6 de score weergegeven. De scores zijn gebaseerd op de data weergegeven in Figuur 17-5 t/m Figuur 17-7.

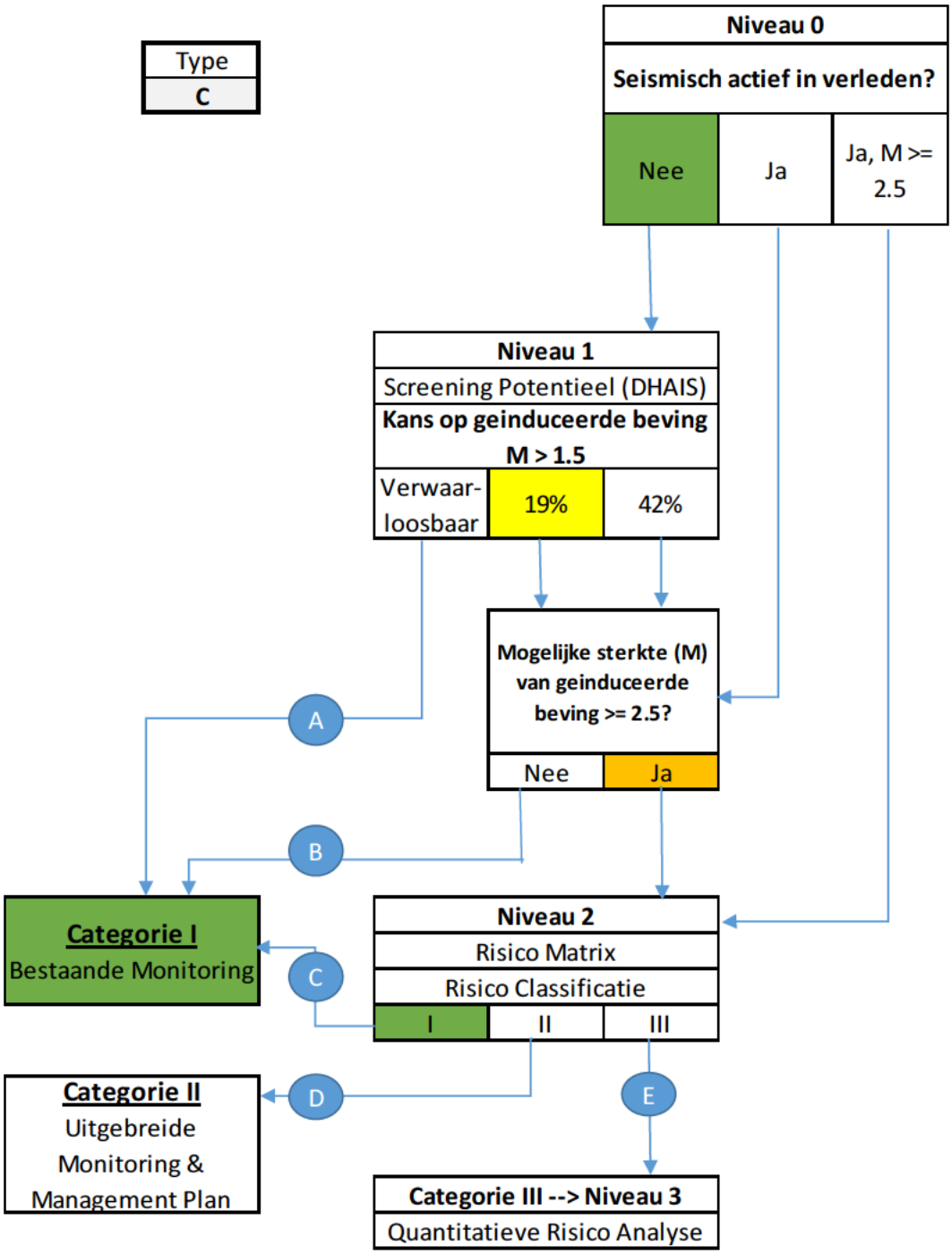
Het resultaat van de Niveau-2 analyse is dat alle deelvoorkomens in Risicocategorie I vallen. Dit is weergegeven in Figuur 17-2 en Figuur 17-3.

Tabel 17-4: Overzicht van de invloedfactoren ondergrond. De ondergrond-score wordt berekend door de individuele scores op te tellen, en het totaal te delen door 14 (de maximale score).

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.

Tabel 17-5: Overzicht van de invloedfactoren bovengrond. De bovengrond-score wordt berekend door de individuele scores op te tellen, en het totaal te delen door 16 (de maximale score).

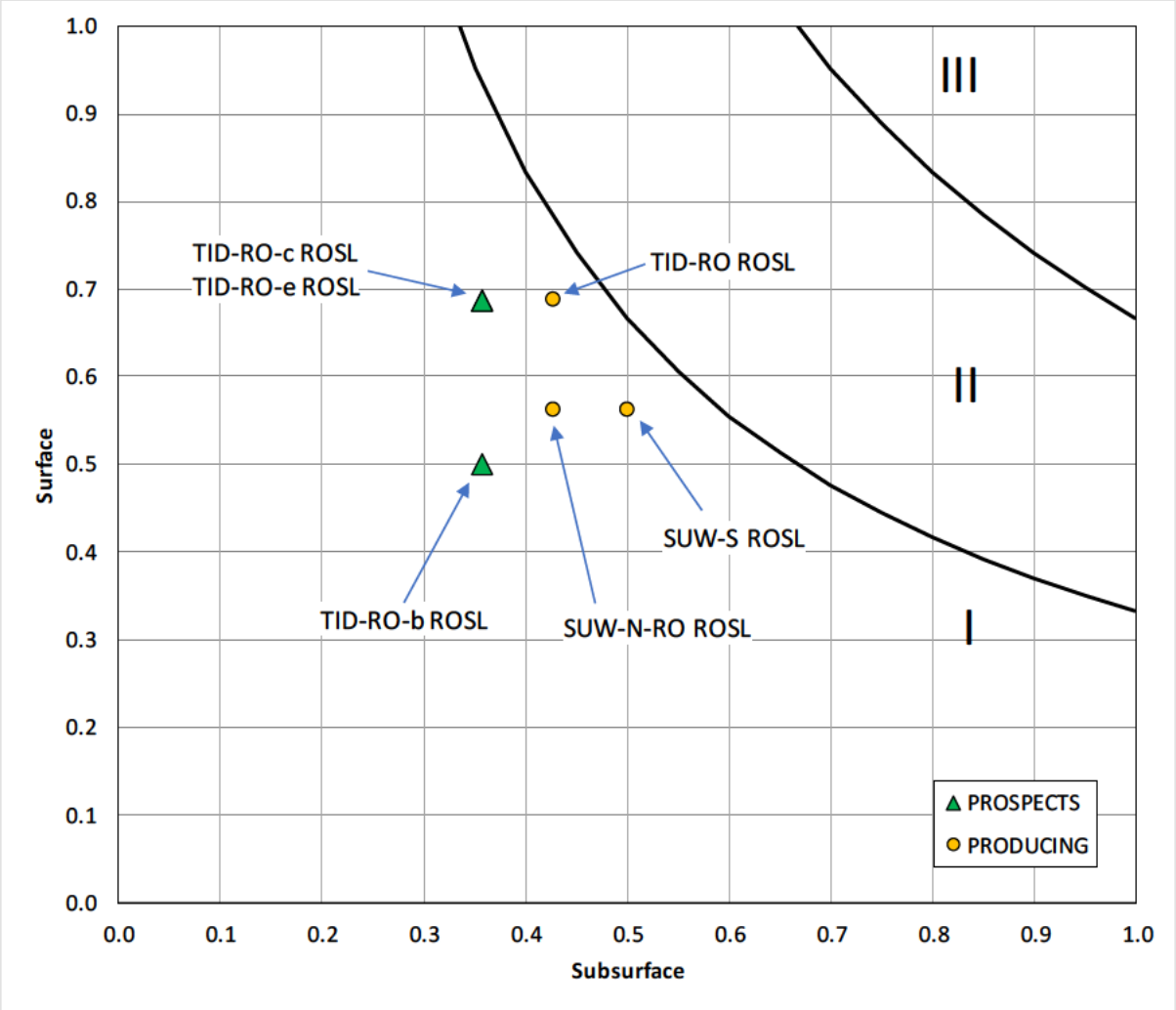
Score	Bevolkings-dichtheid	Industriele inrichtingen	Speciale gebouwen en vitale infrastructuur	Dijken
4	>2500 inwoners/km2	Meerdere direct boven het veld	Meerder ziekenhuizen en/of energievoorzieningen direct boven het veld	Primaire dijken boven het veld
3	1000-2500 en/of 500-1000 met wijken bestaande 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



Figuur 17-2: SRA beslisboom toegepast voor Categorie I – type C. Dit betreft de Rotliegend deelvoorkomens waarvoor de B-factor over de drempelwaarde valt en een Niveau 2 analyse noodzakelijk is. De beslissing bij M is op basis van de standaard SRA analyse. De gedetailleerde geomechanische analyse komt op een lagere score uit (M<2.5)

Tabel 17-6: SRA Niveau-2 score per deelvoorkomen. De score voor M is op basis van de standaard SRA analyse. De gedetailleerde geomechanische analyse komt op een lagere score uit (Tabel 17-7).

	Score invloedfactoren ondergrond					Score invloedfactoren bovengrond					
Voorkomen	DHAIS	M	Ligging	Opslingering	Genormaliseerde totaalscore ondergrond	Bevolkingsdichtheid	Industriële inrichtingen	Speciale gebouwen	Dijken	Genormaliseerde totaalscore bovengrond	Categorie
TID-RO (incl TID-RO-a) ROSL	1	3	2	0	0.43	1	4	3	3	0.69	I
SUW-S-ROSL	1	2	2	2	0 50	1	3	2	3	0.56	I
SUW-N-RO (incl SUW-N-RO-a) ROSL	1	2	2	1	0.43	1	3	2	3	0.56	I
TID-RO-b ROSL	1	2	2	0	0 36	1	3	2	2	0.50	I
TID-RO-c ROSL	1	2	2	0	0 36	1	4	3	3	0.69	I
TID-RO-e ROSL	1	2	2	0	0 36	1	4	3	3	0.69	I



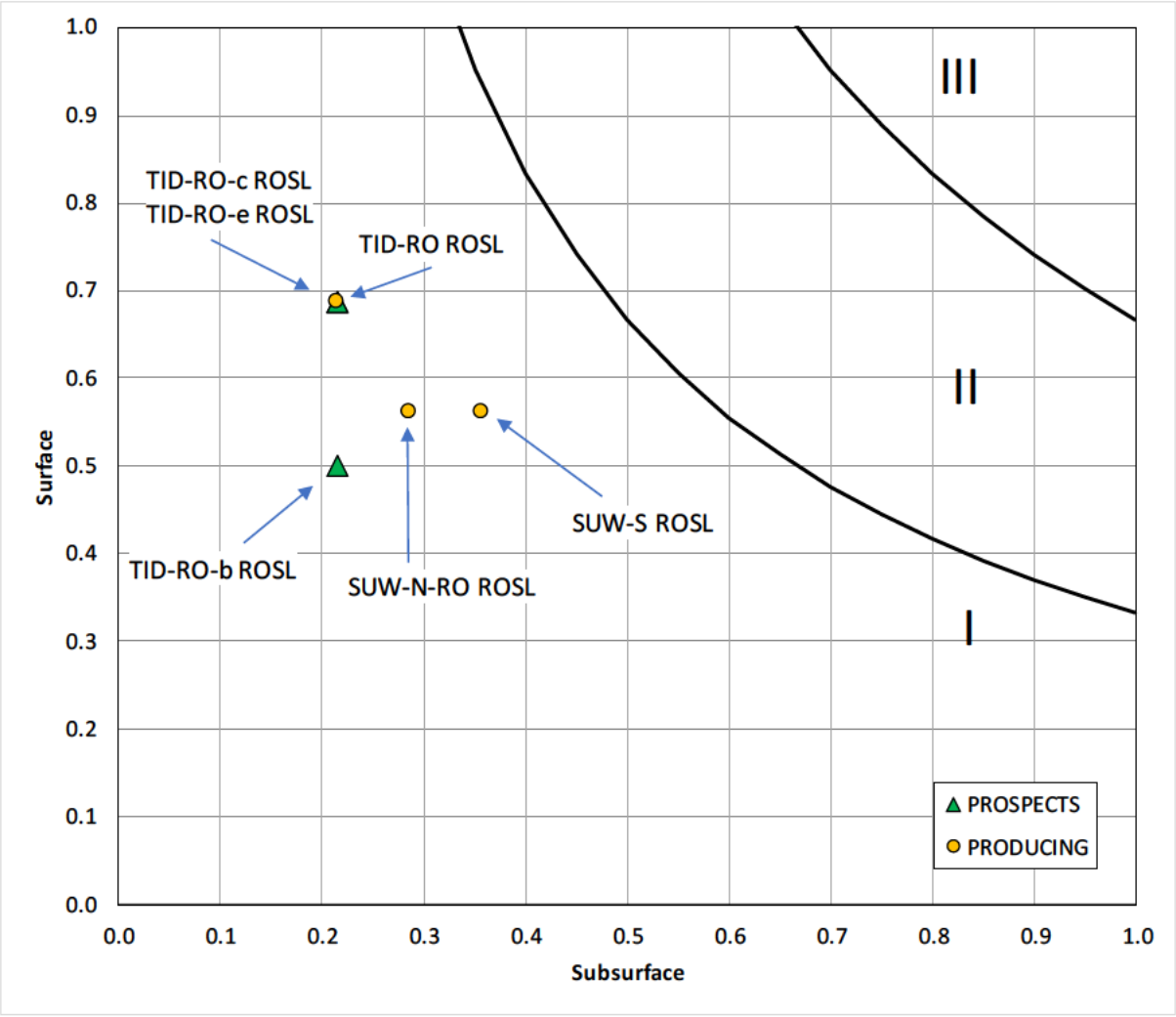
Figuur 17-3: Resultaat van de SRA Niveau-2 analyse: een plot van de invloedfactoren bovengrond versus de invloedfactoren ondergrond geeft aan binnen welke Risicocategorie een deelvoorkomen valt. De ondergrondscore is o.b.v. de standaard SRA analyse. Een meer gedetaillerde analyse komt op een lagere score uit (zie Figuur 17-4).

17.2.4 Niveau 2: Risico Matrix met gebruik van de geo-mechanische studie

Op basis van de boven besproken studie heeft Vermilion de score van de magnitude herzien, zie Tabel 17-7. De geo-mechanische studie is een verbetering van de bestaande methode om de maximale magnitude en de kans op een beving te berekenen. De studie geeft aan dat de kans op een beving kan niet worden uitgesloten; deze blijft dus op 19% staan en de score blijft dus op “1”. De maximale magnitude is < 2.5 op basis van de studie en de door Vermilion te hanteren depletie limiet tot een reservoirdruk van 140 bar. Hierdoor wordt de magnitude score nu “0”. Figuur 17-4 laat grafisch zien wat de impact is van de herziening van de score op basis van de geo-mechanische studie; de afstand tot de Categorie I / Categorie II grenslijn is groter wanneer dit wordt vergeleken met Figuur 17-3.

Tabel 17-7: SRA Niveau-2 score per deelvoorkomen; magnitude score gebaseerd op uitkomst van de geo-mechanische studie.

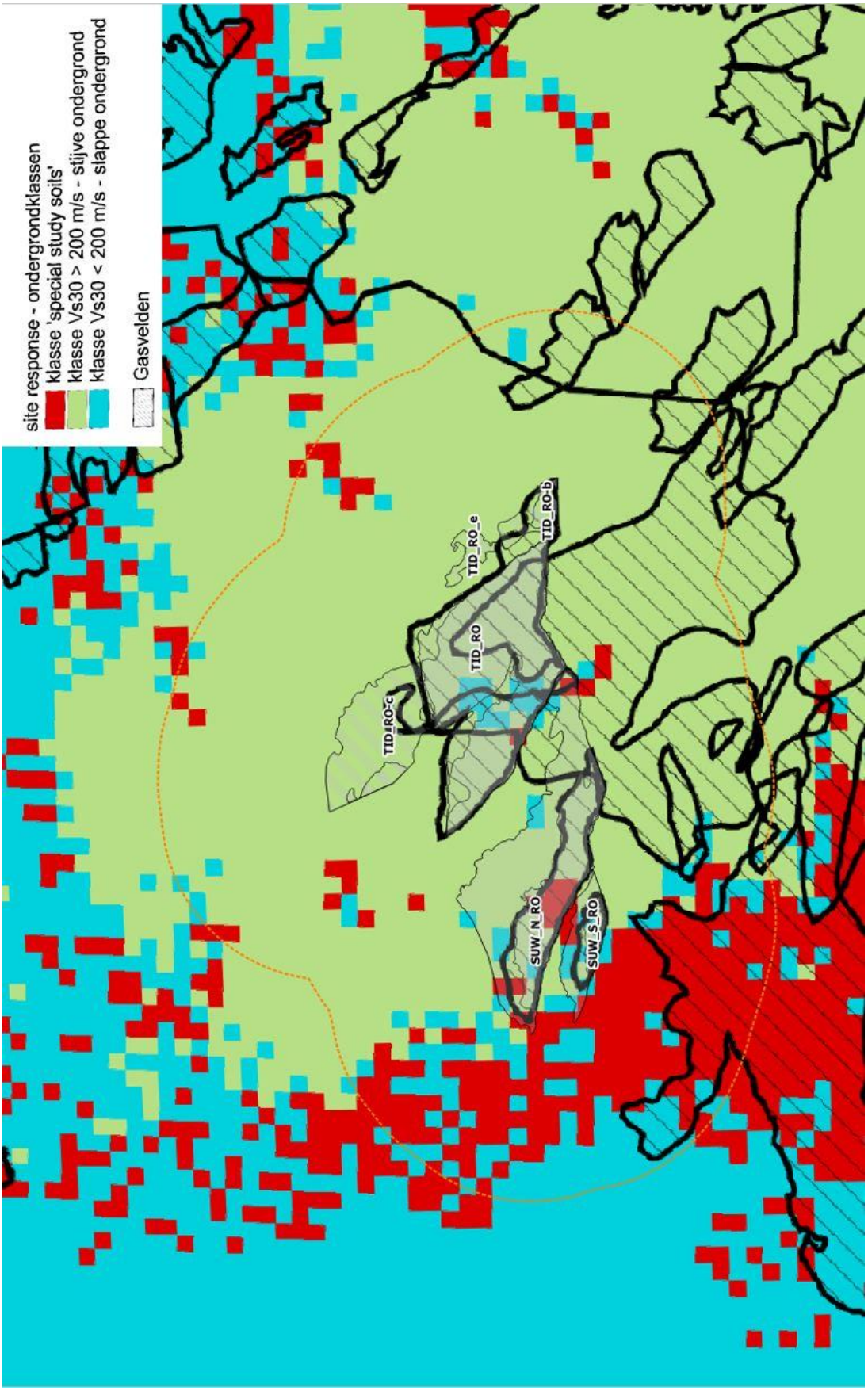
	Score invloedfactoren ondergrond					Score invloedfactoren bovengrond					
Voorkomen	DHAIS	M	Ligging	Opslingering	Genormaliseerde totaalscore ondergrond	Bevolkingsdichtheid	Industriële inrichtingen	Speciale gebouwen	Dijken	Genormaliseerde totaalscore bovengrond	Categorie
TID-RO (incl TID-RO-a) ROSL	1	0	2	0	0 21	1	4	3	3	0.69	I
SUW-S-ROSL	1	0	2	2	0 36	1	3	2	3	0.56	I
SUW-N-RO (incl SUW-N-RO-a) ROSL	1	0	2	1	0 29	1	3	2	3	0.56	I
TID-RO-b ROSL	1	0	2	0	0 21	1	3	2	2	0.50	I
TID-RO-c ROSL	1	0	2	0	0 21	1	4	3	3	0.69	I
TID-RO-e ROSL	1	0	2	0	0 21	1	4	3	3	0.69	I



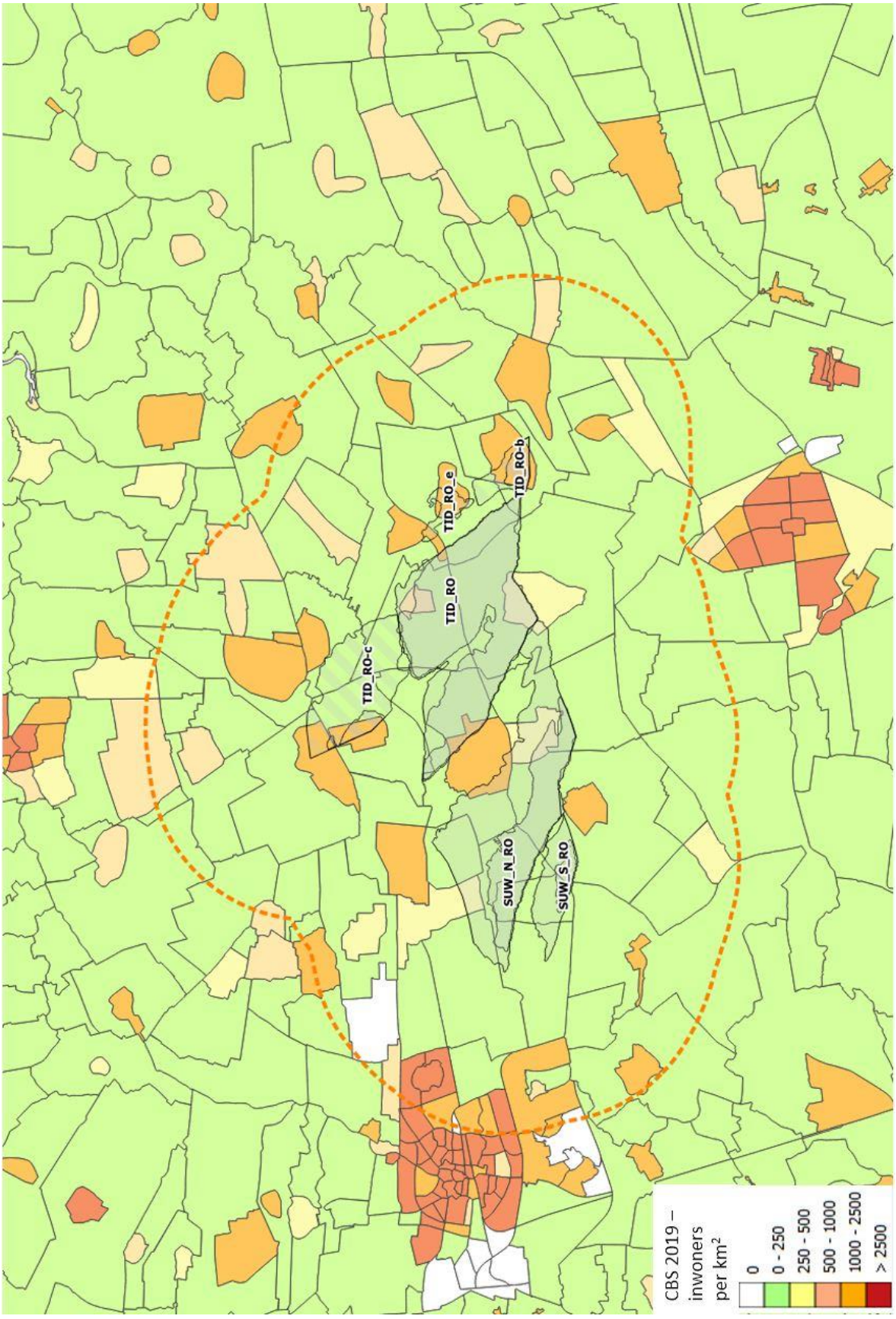
Figuur 17-4: Resultaat van de SRA Niveau-2 analyse met magnitude score gebaseerd op uitkomst van de geo-mechanische studie: een plot van de invloedfactoren bovengrond versus de invloedfactoren ondergrond geeft aan binnen welke Risicocategorie een deelvoorkomen valt.

17.2.5 Kaarten t.b.v. oppervlakte factoren in Niveau 2: Risico Matrix

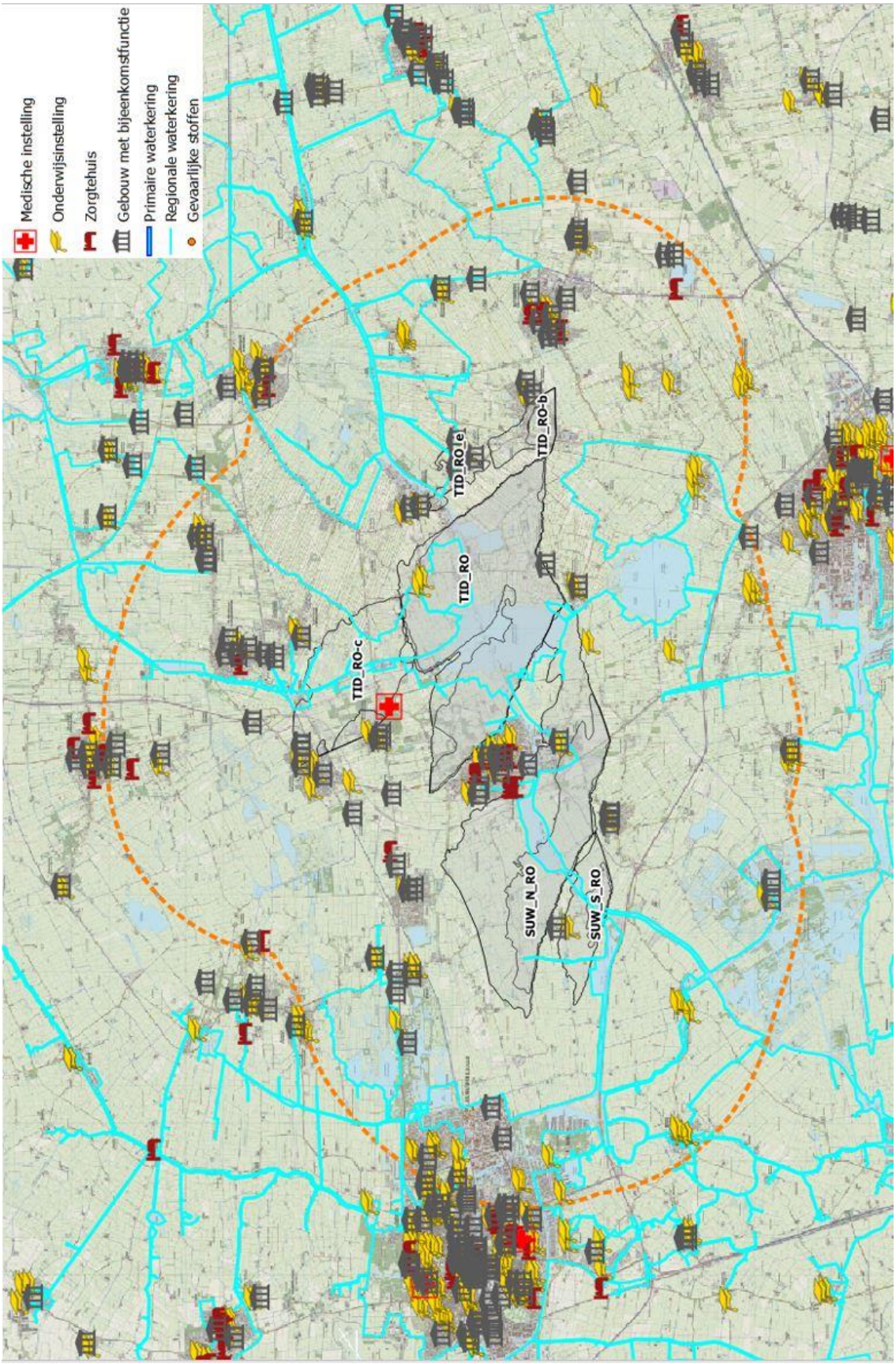
Deze paragraaf heeft de kaarten die gebruikt zijn om de score te bepalen van de oppervlakte factoren. In de kaarten worden alleen de Rotliegend voorkomens getoond omdat die verantwoordelijk zijn voor het seismische risico.



Figuur 17-5: Grondsoorten in de buurt van de Rotliegend deelvoorkomens (bron: TNO NITG 03-186-C). De oranje stippellijnen geven de 5 km zones rondom de deelvoorkomens aan. De zwarte contouren zijn de veldbegrenzingen die in de brongegevens staan.



Figuur 17-6: Bevolkingsdichtheid op buurtniveau rondom de Rotliegend deelvoorkomens (bron: CBS, 2019). De oranje stippellijnen geven de 5 km zones rondom de deelvoorkomens aan.



Figuur 17-7: Overzicht van gevaarlijke stoffen, speciale gebouwen en dijken rondom de Rotliegend deelvoorkomens. De oranje stippellijnen geven de 5 km zones rondom de deelvoorkomens aan (bron: www.risicokaart.nl).

18 Bijlage: Gedetailleerde impactanalyse bodemdaling

Titel: Effectbeoordeling bodemdaling als gevolg van gaswinning Tytsjerksteradiel-Suawoude op de waterhuishouding en natuur

Datum: 19 maart 2020

Door: Royal HaskoningDHV

Projectnummer: BA5753WATNT2003191041

Notitie / Memo

HaskoningDHV Nederland B.V.
Water

Aan: Vermilion: Martijn Vonk, Ferry Nieuwland en Hans Martens
Van: Royal HaskoningDHV
Datum: 28 juli 2020
Kopie:
Ons kenmerk: BA5753WATNT2007281636
Classificatie: Projectgerelateerd

Onderwerp: Effectbeoordeling bodemdaling als gevolg van gaswinning Tytsjerksteradiel-Suawoude op de waterhuishouding en natuur

---

Inleiding

In de gemeente Tytsjerksteradiel liggen meerdere kleine gasvoorkomens waaruit gas wordt gewonnen door Vermilion Energy Netherlands B.V. (Vermilion). Vermilion is voornemens in de gasvoorkomens Tytsjerksteradiel en Suwâld de productieduur te verlengen, en de productiecapaciteit te vergroten, door middel van voortzetting van de huidige productie en het aanboren van nieuwe delen van de voorkomens. De gaswinning tot en met 2050 leidt tot (verdere) bodemdaling en kan mogelijke gevolgen hebben voor de waterhuishouding (grondwater, oppervlaktewater, waterkwaliteit en waterveiligheid) en natuur.

Vermilion heeft berekeningen uitgevoerd voor de bepaling van de nog op te treden bodemdaling. In deze berekeningen zijn álle gasvoorkomens in de omgeving meegenomen, de zogeheten cumulatieve bodemdaling. Tevens zijn aparte berekeningen gemaakt met enkel de bodemdaling die door de gasvoorkomens Tytsjerksteradiel en Suwâld wordt veroorzaakt. De totale cumulatieve bodemdaling (vanaf start tot einde productie uit alle omliggende gasvoorkomens tezamen) is in de bodemdalingskom maximaal 32 cm, waarvan maximaal 19 cm nog optreedt na 2020. Er liggen twee Natura 2000 (N2000) gebieden in de nabijheid van de gasvoorkomens.

1. In het Natura 2000 gebied De Groote Wielen is tot op heden minder dan 1 centimeter bodemdaling opgetreden en wordt na 2020 geen bodemdaling meer voorzien.
2. In het Natura 2000 gebied De Alde Feanen is tot op heden circa 5 cm bodemdaling opgetreden en wordt na 2020 nog een cumulatieve bodemdaling van maximaal 1 tot 3 centimeter verwacht. Vanuit enkel de gasvoorkomens Tytsjerksteradiel en Suwâld is de toekomstige daling minder dan 1 cm.

Vermilion heeft Royal HaskoningDHV gevraagd een beoordeling van de toekomstige effecten van de bodemdaling in de periode 2020 tot 2050 op de waterhuishouding en natuur te geven. De beoordeling van reeds opgetreden effecten in dit gebied vallen buiten de scope van voorliggende memo.

Leeswijzer
De memo begint met een beschrijvingen van het gebied, de inrichting van de waterhuishouding en de resultaten van de bodemdalingsberekeningen. Vervolgens worden effecten van de toekomstige bodemdaling beschreven voor de aspecten landbouw, bebouwing, waterveiligheid en natuur.

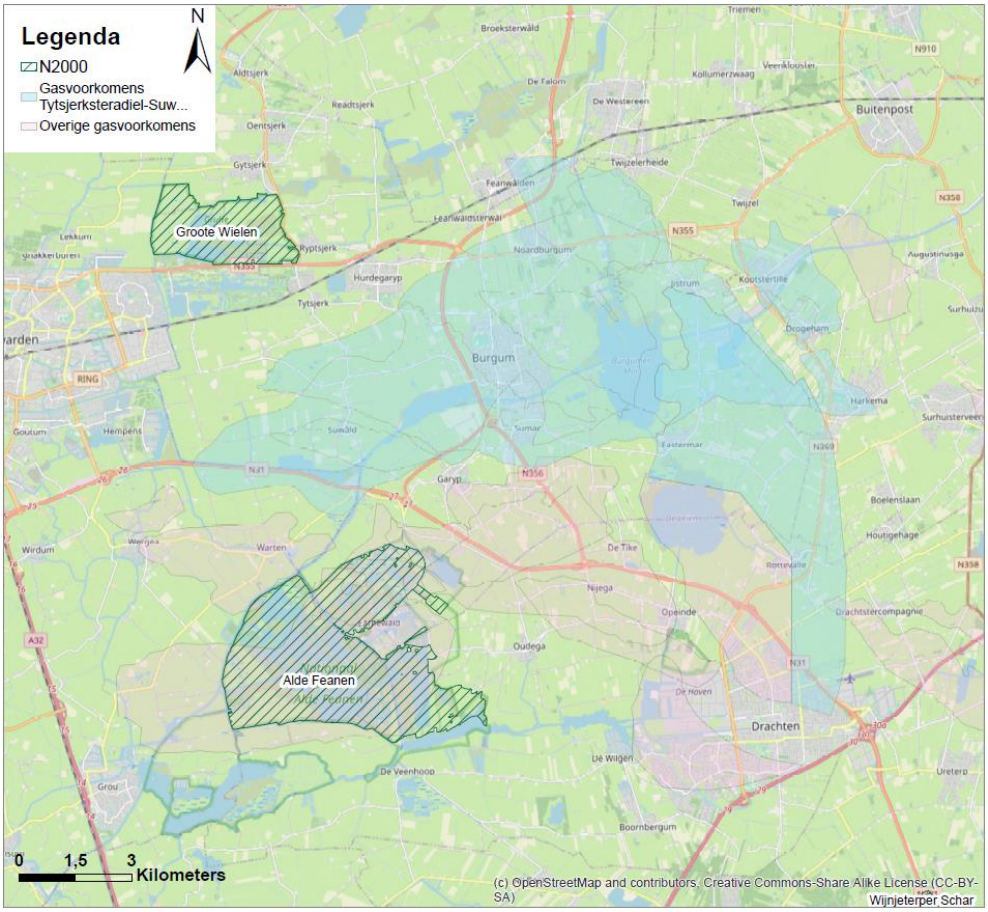
Gebiedsbeschrijving

In het gebied liggen meerdere gasvoorkomens waaronder Tytsjerksteradiel en Suwâld. Het gasvoorkomen Tytsjerksteradiel is opgedeeld in meerdere deelvoorkomens. Deze deelvoorkomens bevinden zich deels in het Rotliegend zandsteen en deels in het Vlieland zandsteen. De deelvoorkomens in het Rotliegend zandsteen zijn onderling als *aquifer* met elkaar verbonden. Ten zuiden en oosten van Tytsjerksteradiel

liggen nog andere gasvoorkomens zoals Nijega en Leeuwarden, waaruit parallel door Vermilion gas wordt gewonnen. De gasvoorkomens Tytsjerksteradiel en Suwâld liggen in de gemeente Tytsjerksteradiel ten oosten van Leeuwarden en ten westen van Drachten en omvat een gebied van circa 20 bij 20 kilometer. Het gebied is ingericht voor de functies landbouw, natuur en bebouwing. Figuur 1 geeft het gebied rondom de gasvoorkomens weer.
Rondom de gasvoorkomens liggen diverse dorpen en steden, waaronder Burgum, Drachten en Leeuwarden.
Daarnaast liggen in het gebied twee Natura 2000 gebieden, te weten:

- De Groote Wielen: De Groote Wielen is een natuurgebied op de grens van pleistocene zandgronden en holoceen veengebied in het oosten en kleigronden in het westen. Het bestaat uit grote plassen en vaarten, rietmoerassen, graslanden en twee eendenkooien en is circa 1.000 hectare groot[1].
- De Alde Feanen: De Alde Feanen is een deels vergraven en ontgonnen laagveengebied met een groot areaal oppervlaktewater[2]. Het Natura 2000 gebied heeft een oppervlakte van circa 2.000 hectare.

De begrenzing van voornoemde natuurgebieden in het gebied is weergegeven in Figuur 1. Te zien is dat het Natura 2000 gebied De Groote Wielen ten westen van de gasvoorkomens Tytsjerksteradiel en Suwâld ligt en het Natura 2000 gebied De Alde Feanen boven overige gasvoorkomens.



Figuur 1 Het gebied met de gasvoorkomens en de Natura2000 gebieden

[1] https://www.natura2000.nl/gebieden/friesland/groote-wielen

[2] *https://www.natura2000.nl/gebieden/friesland/alde-feanen*

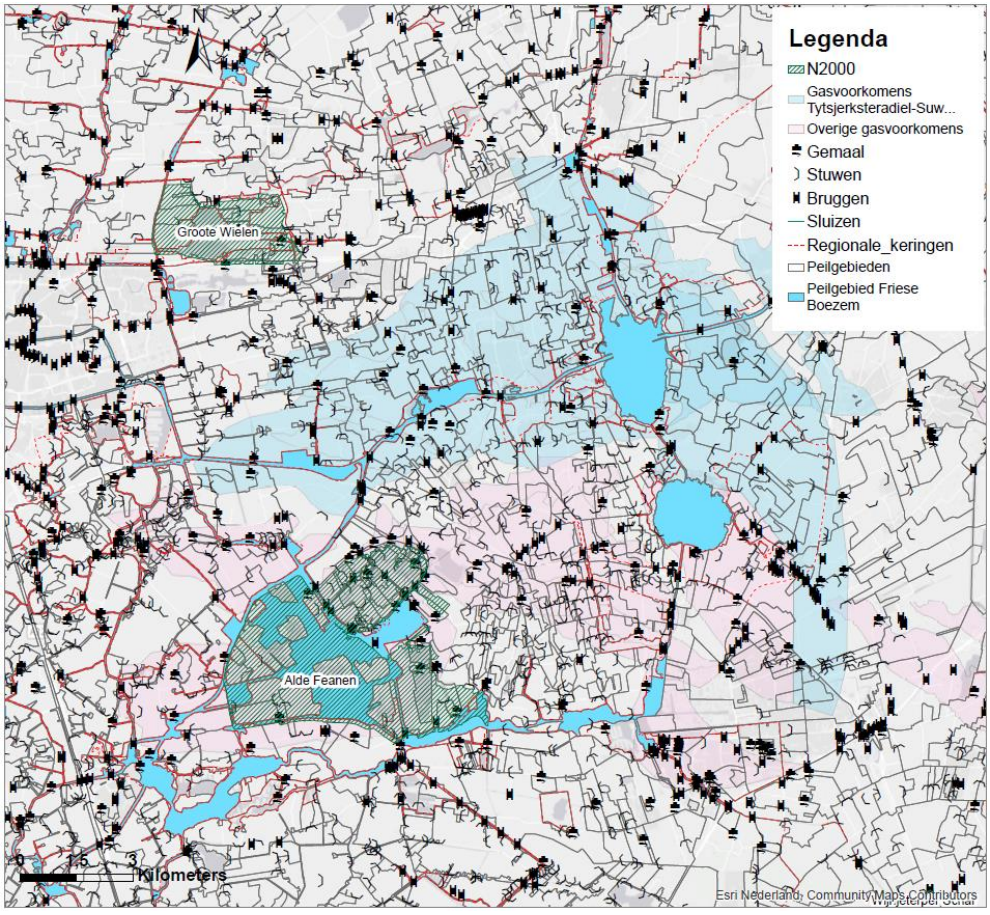
Waterhuishouding

Watersysteem

De kaart in Figuur 2 geeft het watersysteem in de omgeving weer. Het is een gereguleerd systeem wat betekent dat de waterpeilen in de diverse hoofd- en schouwwatergangen worden geregeld via diverse kunstwerken (stuwen en gemalen). Er worden verschillende waterpeilen beheerd, afhankelijk van de functie. In het gehele gebied liggen meer dan 1.000 kleine peilgebieden. Er is één groot aaneengesloten peilgebied genaamd de Friese Boezem waar een vast peil wordt beheerd van -0,52 m NAP (blauw in Figuur 2).

Waterkeringen

Er liggen diverse keringen in de directe nabijheid van de gasvoorkomens (rood weergegeven in Figuur 2). In totaal gaat om het circa 25 kilometer regionale kering, veelal langs de Friese Boezem.



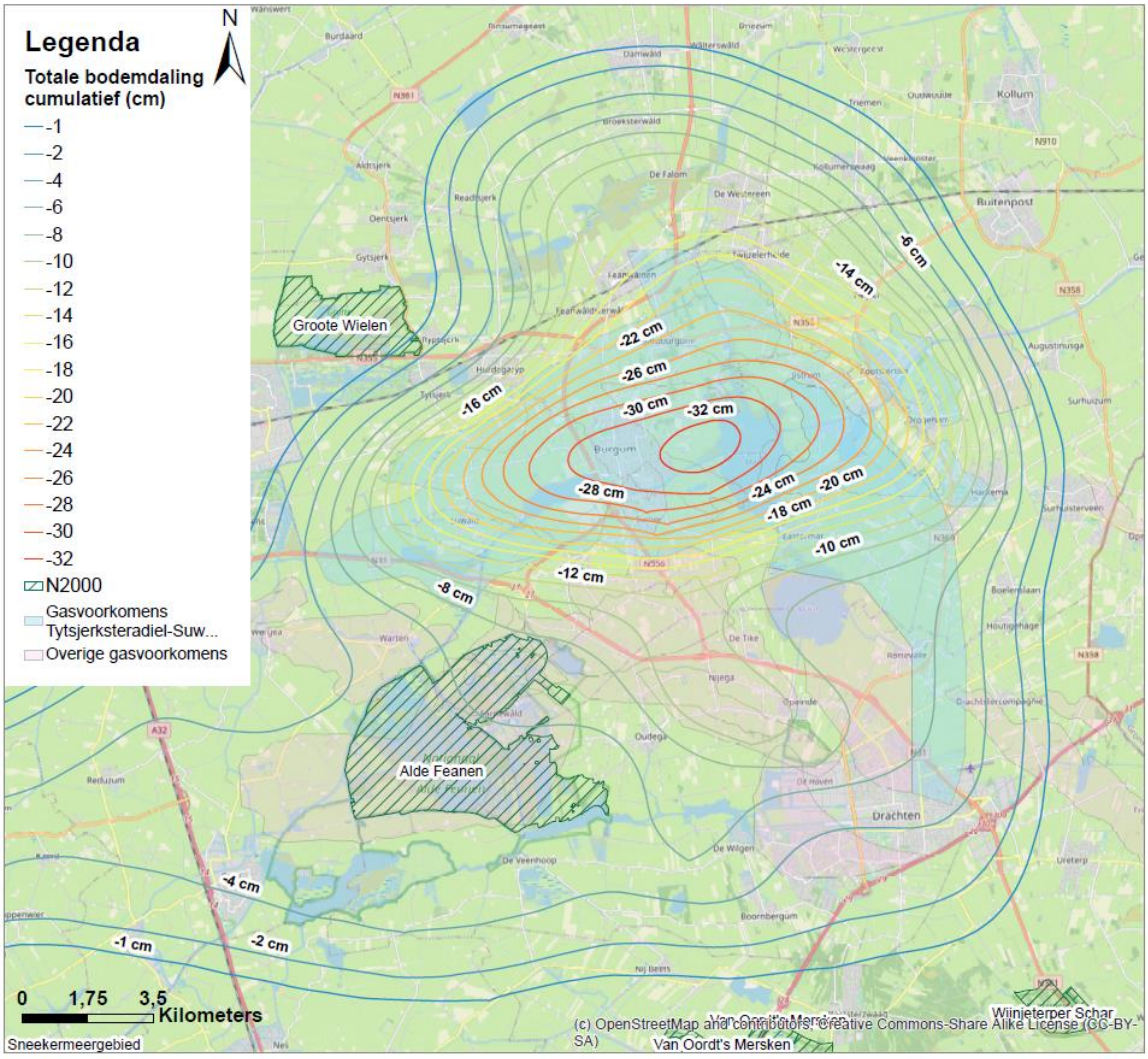
Figuur 2 Kaart watersysteem (Bron Wetterskip Fryslân)

Bodemdaling

Toekomstige en reeds opgetreden bodemdaling

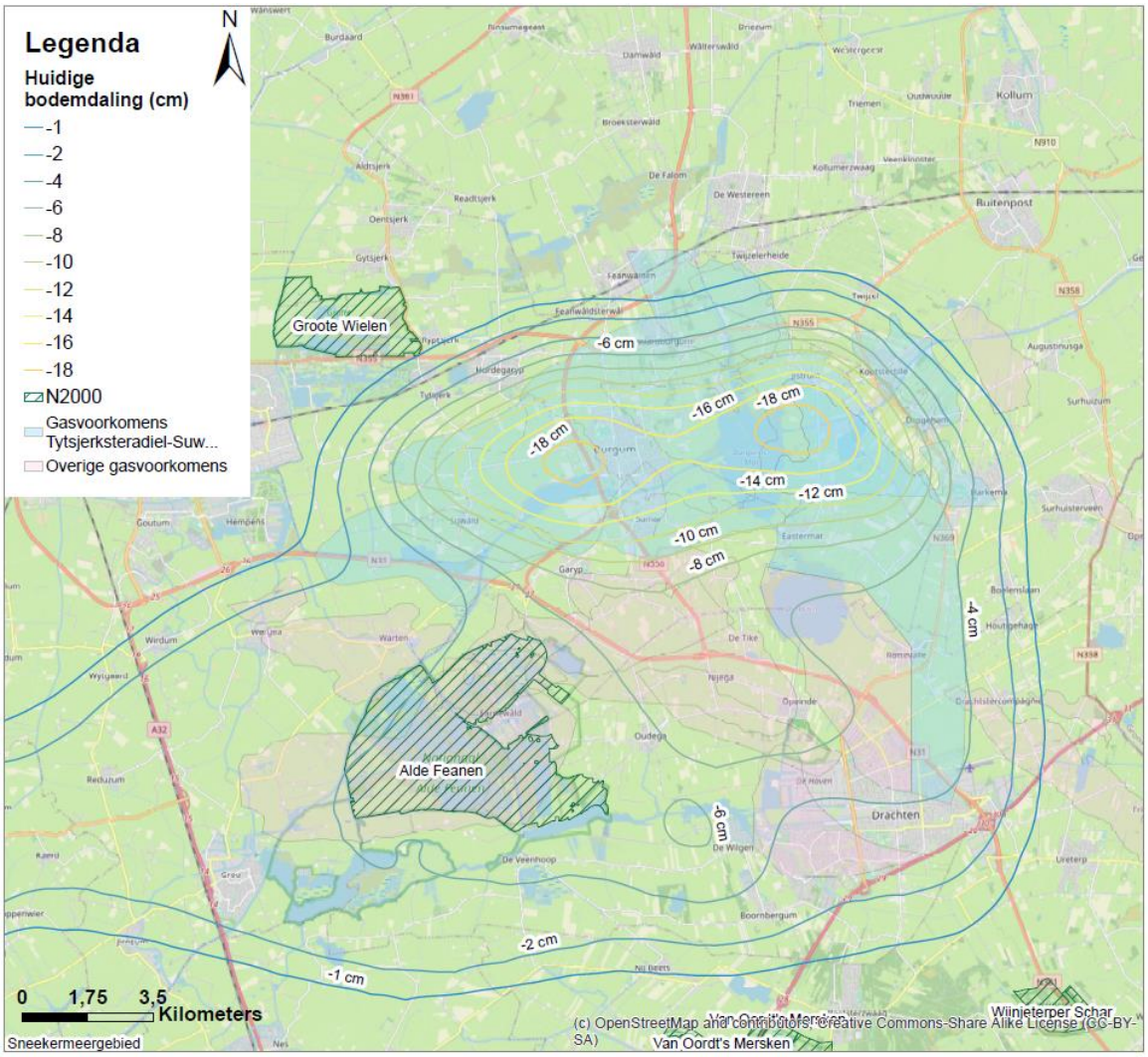
In de gemeente Tytsjerksteradiel liggen meerdere gasvoorkomens. De totale bodemdaling vanaf start tot einde productie uit de verschillende gasvoorkomens (te weten Tytsjerksteradiel, Suwâld en zuidelijker gelegen velden) tezamen is cumulatief berekend. De totale bodemdaling voor de omgeving Tytsjerksteradiel is te zien in Figuur 3. Te zien is dat gaswinning uit alle voorkomens bodemdaling veroorzaakt in het hele gebied. De figuur laat zien dat de totale bodemdaling bij einde productie voor de omgeving van de gasvoorkomens 1 tot 32 cm bedraagt.

- Het diepste punt van de bodemdalingskom ligt ten noordwesten van het Burgumermeer.
- Ter plaatse van het Natura 2000 gebied De Groote Wielen treedt 1 tot maximaal 2 cm bodemdaling op.
- Ter plaatse van het Natura 2000 gebied De Alde Feanen treedt 5 tot maximaal circa 8 cm bodemdaling op.



Figuur 3 Cumulatieve bodemdaling totaal in cm bij einde productie

In de bodem van de gemeente Tytsjerksteradiel en omgeving wordt sinds 1974 gewonnen. Een deel van de uiteindelijke bodemdaling zoals te zien in Figuur 3 is daardoor reeds opgetreden. De bodemdaling in het gebied wordt gemonitord d.m.v. een meetplan. De bodemdalingsmetingen zoals gedaan in 2018 zijn verwerkt in onderstaand het bodemdalingsmodel. Tot op heden is in omgeving Tytsjerksteradiel een totale bodemdaling gemeten van maximaal 18 cm (zie Figuur 4).

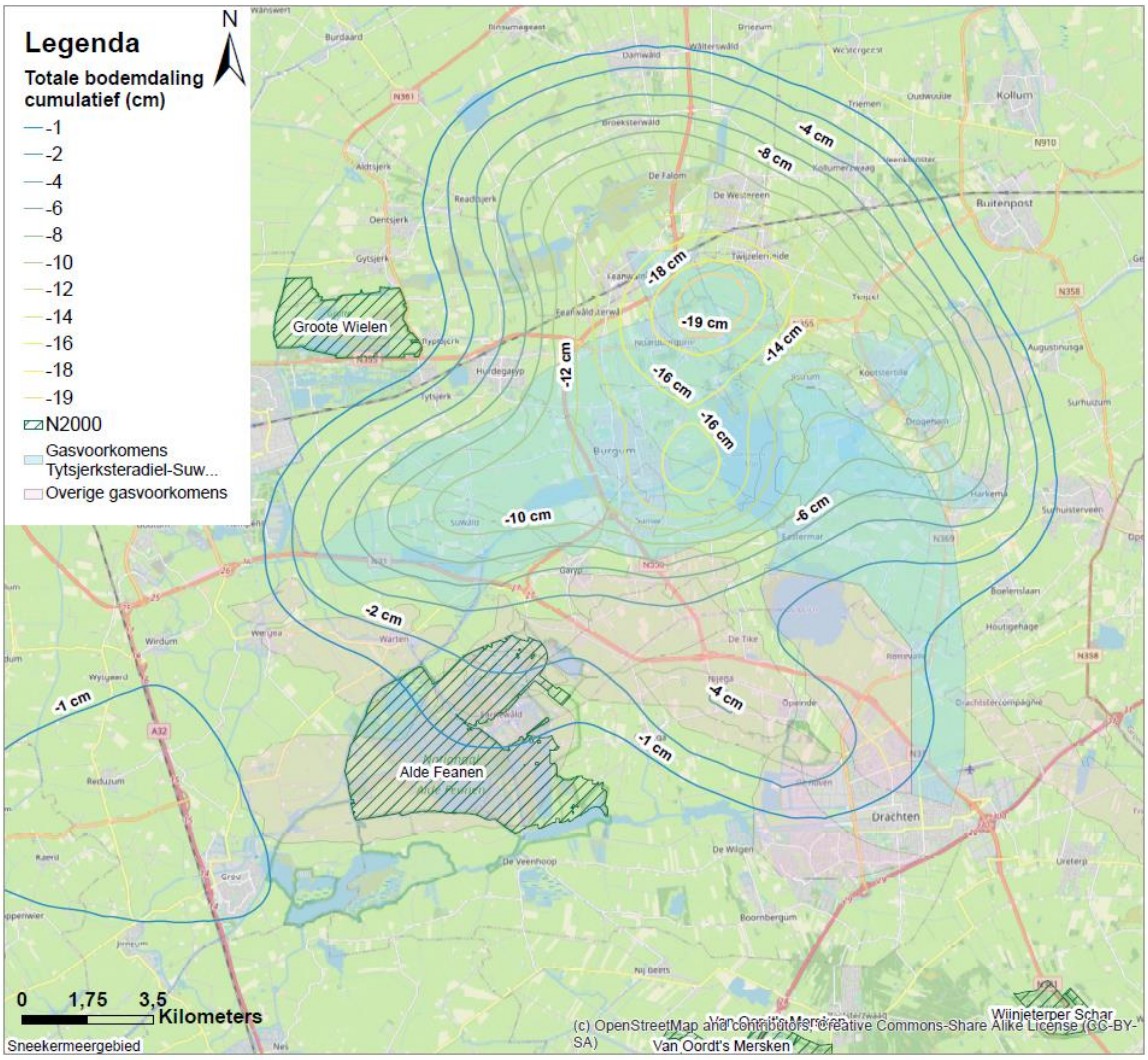


Figuur 4 Reeds opgetreden bodemdaling in cm (cumulatief)

In de periode van 2020 tot einde gaswinning (2050) wordt volgens de bodemdalingsprognose nog een cumulatieve bodemdaling als gevolg van gaswinning verwacht, zoals te zien in Figuur 5. De totale bodemdaling vanaf 2020 tot einde productie voor de omgeving van de gasvoorkomens (cumulatief) bedraagt 1 tot 19 cm. Meer specifiek:

- De toekomstige daling ligt met name boven het TID-RO-c deelvoorkomen ten zuidoosten van Veenwouden / ten noorden van het Burgumermeer en boven het Suwâld voorkomen.
- Ter plaatse van het Natura 2000 gebied De Groote Wielen wordt geen toekomstige bodemdaling meer verwacht.
- Ter plaatse van het Natura 2000 gebied De Alde Feanen treedt in het noordoosten van het natuurgebied naar verwachting nog 3 cm nog bodemdaling op. In het zuiden van het natuurgebied wordt geen toekomstige bodemdaling meer verwacht.
- Op de gronden in gebruik als landbouw treedt een bodemdaling van nog 1 tot 19 cm tot en met einde gaswinning op. In onderstaande figuur is te zien dat op de landbouwpercelen rondom het Burgumermeer (nabij de plaatsen Veenwouden, Burgum, De Westereen, Klootstertille) nog 10 tot 19 cm bodemdaling op zal treden. Ten zuiden van Kootstertille treedt nog maximaal 10 cm bodemdaling op. Op de landbouwpercelen rondom Hurdegaryp treedt maximaal nog 6 cm bodemdaling op.

- Voor de bebouwing van Burgum, Harkema, Surhuisterveen, Kootstertille, Hurdegaryp, Veenwouden en De Westereen geldt een toekomstige bodemdaling van nog 1 tot 15 cm tot einde gaswinning.
- Binnen het gebied met bodemdaling liggen tevens regionale keringen langs de Friese boezem, diverse gemalen en bruggen.



Figuur 5 Toekomstige bodemdaling in cm vanaf 2020 tot einde productie (alle gasvoorkomens cumulatief)

Effecten toekomstige bodemdaling

De prognose van de bodemdalingscontouren van gasvoorkomens Tytsjerksteradiel en Suwâld omvatten een gebied van 20 bij 20 km. Binnen de bodemdalingscontouren bevinden zich natuur, landbouwgronden en bebouwing. De bebouwing van Burgum, Harkema, Surhuisterveen, Kootstertille, Hurdegaryp, Veenwouden en De Westereen vallen (gedeeltelijk) binnen de bodemdalingscontour. Het Natura 2000 gebied De Alde Feanen valt binnen de contour. Het Natura 2000 gebied De Groote Wielen valt buiten de contour van de nog te verwachten bodemdaling.

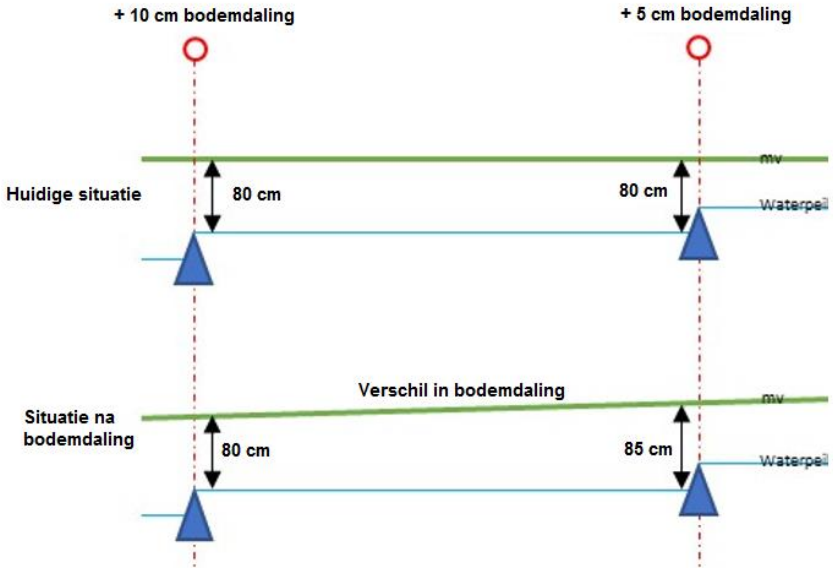
De volgende paragrafen beschrijven de effecten als gevolg van de toekomstige bodemdaling vanaf heden tot einde gaswinning (2050), zoals weergegeven in Figuur 5, op de huidige waterhuishouding en natuurwaarden.

Beoordelingsmethodiek

Drooglegging is het verschil tussen het waterpeil en het maaiveld. In principe leidt bodemdaling als gevolg van gaswinning niet direct tot een afname van de drooglegging. Immers het peil regulerende kunstwerk daalt gelijkmatig met het maaiveld, waardoor het verschil tussen peil en maaiveld ongewijzigd blijft. Op het moment dat er sprake is van een bodemdalingsverschil binnen een peilgebied of een deel van het peilgebied kan er zowel sprake zijn van vernatting als verdroging. Vernatting treedt op als het peilregulerend kunstwerk binnen het peilvak minder zakt dan een deel van het maaiveld binnen het peilgebied. Voor verdroging geldt het omgekeerde. Deze situaties doen zich veelal voor bij peilgebieden van een aanmerkelijke omvang en/of steile bodemdalingscontouren (>5 cm binnen één peilgebied).

Kader toelichting verdroging/vernatting als gevolg van bodemdaling

In onderstaand figuur wordt het effect van een verschil in bodemdaling binnen een peilgebied gevisualiseerd. Bovenaan wordt de huidige situatie weergegeven met een drooglegging (de afstand tussen het maaiveld en het waterpeil) van 80 cm (indicatie). Door ongelijkmatige bodemdaling, onderste plaatje, verandert de drooglegging in een deel van het peilvak. De linker stuw en het maaiveld zakken gezamenlijk 10 cm, hierdoor blijft op dit punt de drooglegging hetzelfde. Aan de rechterkant zakken de stuw en het maaiveld slechts 5 cm, daardoor wordt de drooglegging daar 85 cm (5 cm verschildaling). Aangezien het waterpeil in het gehele peilvak gelijk blijft, treedt er aan de rechterkant verdroging op.



In deze notitie is als uitgangspunt gehanteerd dat er sprake is van negatieve effecten op de waterhuishouding in het bebouwd- en landbouwgebied bij een bodemdalingsverschil binnen een peilvak van 5 cm of meer of een afname van de drooglegging van meer dan 5 cm. Dit uitgangspunt is overgenomen van de methodiek schadebepaling die de Commissie Bodemdaling Aardgaswinning Fryslân hanteert (zie literatuurlijst). De effectbeoordeling op het Natura 2000-gebieden wordt gedaan op basis van beschikbare informatie over de instandhoudingsdoelstellingen en op basis van expert judgement.

Effect op landbouw, bebouwing en waterveiligheid

In gebieden waar bodemdaling optreedt kan de vermindering van drooglegging in (delen van) peilvakken gevolgen hebben voor de landbouw, bebouwing of waterveiligheid. In de landbouwgebieden speelt

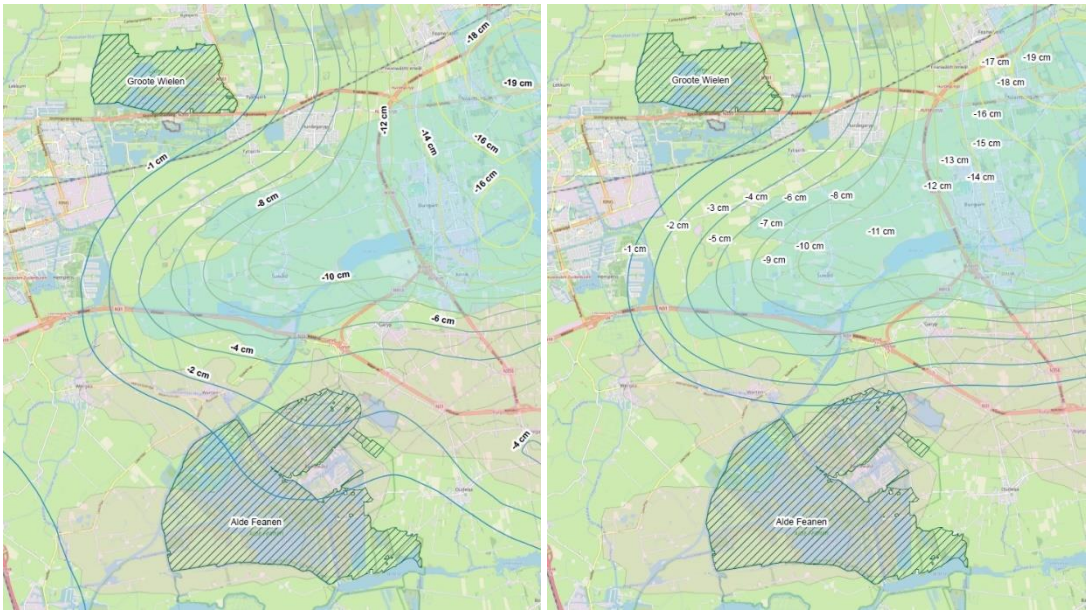
vernatting van percelen door verminderde drooglegging. In bebouwd gebied heeft een verandering van drooglegging mogelijke gevolgen door zetting van de ondergrond ten opzichte van de fundering, ongelijkmatige zetting op gebouwniveau of verandering van verhang van riolering. Tevens kunnen de (kerende) hoogte van keringen (dijken), de opvoerhoogte van gemalen en de doorvaarhoogte van vaste bruggen verminderen. Tot slot leidt een relatieve stijging van het grondwaterpeil tot een afname in de capaciteit van de grondwaterberging.

In zowel het landbouw- als het bebouwde gebied wordt een bodemdaling voorzien van maximaal 19 cm. In het hele gebied liggen meer dan 1.000 peilvakken, waarvan in circa 50 peilvakken in de toekomst een bodemdaling optreedt van meer dan 5 cm of een bodemdalingsverschil van meer dan 5 cm.
In de afgelopen jaren zijn in dit gebied diverse gedetailleerde onderzoeken uitgevoerd en maatregelen geformuleerd om effecten van bodemdaling door gaswinning te compenseren. Tevens zijn door Wetterskip Fryslân maatregelen uitgevoerd in het watersysteem (o.a. aanpassing gemalen) en aan de riolering in het bebouwd gebied rond Burgum[3]. De geprognotiseerde bodemdaling is o.a. door het aanboren van nieuwe delen van de voorkomens groter dan waarvan is uitgegaan bij het nemen van de maatregelen.

Op basis van de berekende toekomstige bodemdaling zijn er naar verwachting aanvullende maatregelen benodigd. Een eerste stap is om een nadere analyse uit te voeren naar de verwachtte bodemdaling en de uitgangspunten van de reeds uitgevoerde onderzoeken. In afstemming met Wetterskip Fryslân zal moeten worden bepaald welke aanvullende maatregelen benodigd zijn, of dat (lokaal) reeds uitgevoerde maatregelen voldoende zijn om de effecten van de nog toekomstige bodemdaling als gevolg van de gaswinning ter plaatse van het landbouwgebied en de bebouwing te compenseren.

Effectbeoordeling Natura 2000-gebieden De Groote Wielen en De Alde Feanen
De Wet Natuurbescherming beschrijft dat beschermde en aangewezen natuurwaarden niet nadelig mogen worden beïnvloed. Indien nadelige effecten niet op voorhand kunnen worden uitgesloten, moeten deze effecten nader worden onderzocht. In eerder genoemde onderzoeken en maatregelen studies is het aspect natuur niet apart beoordeeld. In de onderstaande alinea zal het effect van vernatting en/of verdroging als gevolg van gaswinning worden beoordeeld. Effecten op de beschermde natuurwaarden als gevolg van de in dit winningsplan voorgenomen bovengrondse activiteiten zijn beschouwd in het vergunningentraject en worden in deze beoordeling buiten beschouwing gelaten. Figuur 6 laat de toekomstige bodemdaling zien van alle gasvelden tezamen (linker kaart) en toekomstige bodemdaling door enkel de gasvoorkomens Tytsjerksteradiel en Suwâld (rechter kaart).

3 http://www.bodemdalingfryslan.nl/gerealiseerde-projecten/



Figuur 6 Toekomstige bodemdaling alle gasvelden tezamen (links) en toekomstige bodemdaling door enkel gasvoorkomens Tytsjerksteradiel en Suwâld (rechts)

De Groote Wielen

De Groote Wielen is van oorsprong een laagveengebied in de overgangszone van klei- en zandgronden. Het Natura 2000-gebied bestaat uit een aantal grote plassen, omringende zomerpolders, winterpolders en boezemlanden. De Groote Wielen is een aangewezen leefgebied voor diverse (broed)vogels en niet-vogelsoorten: de bittervoorn, de meervleermuis en de noordse woelmuis (Provincie Fryslân, 2013).

Zoals te zien in beide kaarten (Figuur 6) wordt zowel vanuit de gasvoorkomens Tytsjerksteradiel en Suwâld als de overige voorkomens geen toekomstige bodemdaling meer voorzien in het Natura 2000 gebied De Groote Wielen. Er zijn geen toekomstige negatieve effecten te verwachten als gevolg van de gaswinning.

De Alde Feanen

De Alde Feanen is een deels vergraven en ontgonnen laagveengebied met een groot areaal oppervlaktewater. Zoals te zien in Figuur 6 laat zowel de kaart met toekomstige bodemdaling vanuit alle gasvelden tezamen (linker kaart) als de kaart met toekomstige bodemdaling door enkel gasvoorkomens Tytsjerksteradiel en Suwâld (rechter kaart) een bodemdaling zien in het Natura 2000 gebied. Dit betekent dat de gaswinning vanuit de Tytsjerksteradiel en Suwâld gasvoorkomens bijdraagt aan de bodemdaling in het Natura 2000 gebied De Alde Feanen.

Zoals te zien in bovenstaande linker kaart (Figuur 6) wordt vanuit alle gasvoorkomens tezamen in het noordoosten van het Natura 2000 gebied De Alde Feanen een toekomstige bodemdaling voorzien maximaal 3 cm. De bodemdaling wordt voornamelijk veroorzaakt door gaswinning uit overige gasvoorkomens, te weten het Leeuwarden en Nijega gasvoorkomen. De effecten hiervan zijn reeds beoordeeld in het winningsplan Leeuwarden en Nijega en daarom niet (opnieuw) beschouwd.

Daarnaast wordt, zoals te zien in bovenstaande rechter kaart (Figuur 6), vanuit de gasvoorkomens Tytsjerksteradiel en Suwâld op een klein gebied in het noordoosten van het Natura 2000 gebied De Alde Feanen een toekomstige bodemdaling voorzien van maximaal 1 cm. Het bodemdalingsverschil per peilvak is minder dan 1 cm. Deze beperkte bodemdaling over een tijdspanne van ruim 25 jaar zal niet van wezenlijke invloed zijn op de waterhuishouding in het Natura 2000 gebied. Er zijn geen negatieve effecten te verwachten als gevolg van de toekomstige gaswinning in gasvoorkomens Tytsjerksteradiel en Suwâld.

Literatuurlijst

- Oriënterend onderzoek naar de gevolgen van bodemdaling door aardgaswinning op de waterhuishouding in Friesland, Ingenieursbureau voor Cultuurtechniek v.o.f. (IVC), RAP\960709.wp1\b, 18 juli 1996, Deventer.
- Watersysteemkaarten (divers). Wetterskip Fryslân (2018).
- http://www.bodemdalingfryslan.nl/gerealiseerde-projecten/
- https://www.natura2000.nl/gebieden/friesland/groote-wielen
- https://www.natura2000.nl/gebieden/friesland/alde-feanen

19 Bijlage: Geomechanical Modelling Study of Fault Stability in Tietjerksteradeel

Studie uitgevoerd door externe consultants gespecialiseerd in geo-mechanische modellering.

Titel: Geomechanical Modelling Study of Fault Stability in Tietjerksteradeel

Uitgevoerd door Cas Berentsen en Hans de Pater, Fenix Consulting Delft, Netherlands

Datum Jan 2020

Geomechanical Modelling Study of Fault Stability in Tietjerksteradeel

Final Report

Prepared by

Cas Berentsen and Hans de Pater

Date
Feb 2020

Geomechanical Modelling Study of Fault Stability in Tietjerksteradeel

Final Report

Date
Feb 2020

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

A Geomechanical study was performed for Vermilion to investigate fault criticality for two new prospects in Tietjerksteradeel (TID-North and TID-East) in comparison to historical production in TID (TID-Hist) and in Ureterp (URE) located to the south-east of TID. Historical production in TID reduced the pressure from a virgin 284bar down to the current pressure of 17bar, in Ureterp from 281bar to an estimated 42bar.

Around Ureterp two seismic tremors of magnitude M_w=1 (in 1999) and magnitude M_w=1.8 (in 2003) occurred that are linked to gas production in Ureterp. Relatively strong seismicity induced by compaction by gas production in the Netherlands is clustered in the Groningen/East-Drenthe area (south-)east of the Hantum fault zone and around the Bergermeer area, while other areas do not show significant seismicity at all. These active clusters coincide with areas that show strong regional faulting. Although similar fault stresses are involved, induced seismicity in the Friesland sector is very rare and only of small magnitude. Combined with the observation that first seismicity in the seismic prone areas is often significant, the occurrence or absence of seismicity will be linked here to the fault strength in terms of fault cohesion.

Cross sections for the historical and future blocks were determined through the most likely critical locations in TID and URE. These were based on the fault offset, ratio in formation stiffness juxtaposed to a fault and fault dip.

The models were populated with geomechanical parameters obtained from TID well logs and the TNO database, similar to the Middelburen study. The Young's modulus in the Rotliegend was reduced by 50% to cover the higher end of the uncertainty range within the compaction modulus that was obtained from a match of the subsidence. The lower end of the compaction modulus was covered in the sensitivities. At virgin conditions salt was initialized with isotropic stress, the anhydrite layers with a horizontal over vertical stress ratio of 0.8 and all other formations with a (minimum) horizontal stress gradient of 15.7kPa/m. The initial stress in TID-East follows directly from historical TID production. For TID-North two initial states were used; the virgin state and a state that accounts for the approximate stress reduction by historical production. This resulted in a modest stress reduction of 0.2kPa/m in the Rotliegend formation and significant 2.1kPa/m in the overlaying stiff Anhydrite formation. Virgin fluid pressure was assumed to be hydrostatic.

Fault criticality is investigated by Mohr Coulomb shear failure analysis. A fault becomes critically stressed if the shear stress minus the cohesion exceeds the friction coefficient times the effective normal stress (being the normal stress minus the fault pressure). Because the true fault pressure is unknown, but essential to fault criticality, the average pressure (base case), the minimum pressure and the (hypothetical) maximum fault pressure were considered. The latter would require a fully impermeable fault zone, as even the pressure in a fault zone with a permeability of a few nanoDarcy will quickly be depleted.

Without cohesion all blocks have faults that become critically stressed at historical pressure levels for a default friction coefficient of f=0.6. At maximum historical depletion the midfield fault would require a friction coefficient exceeding one to stay below the limit of non-felt seismicity. TID-North is much less critical than TID-Hist because the block does not have a midfield fault. Criticality in Ureterp falls in between criticality by TID-North and TID-Hist. Despite similar principal stresses along the faults, TID-East gets slightly more critical than TID-Hist because of its steeper fault dip. Stress rotation during depletion reduces the effective dip, i.e. angle between the minimum principal stress and fault plane by about 15°, causing the steeper east fault to become slightly more critical. Sensitivity to the dip angle shows that the midfield fault would become more critical than the east fault if the fault dips would be the same (either 70° or 75°) because it deviates less from the most critical dip that is 78° for the midfield and 82° for the east fault.

Because the faults do get critically stressed but no seismicity was detected in TID-Hist and the occurrence of seismicity in the Friesland platform is very rare and only of modest magnitude, cohesion in TID-Hist was assumed such that all faults stay below the (historical detection) limit of non-felt seismicity of M_w=1.5 for a default friction coefficient of f=0.6. This resulted in a cohesion of 127bar for the base case that uses the average fault pressure. For the same settings TID-East predict a maximum magnitude of M_w=1.6 and a

depletion limit of 85% (42bar reservoir pressure). TID-North does not predict any seismic risk up to the same depletion limit of 94% as TID-Hist.

A sensitivity analysis was performed to physical parameters (Ten Boer contribution via NTG of 0.35 and 1, average, minimum and maximum fault pressure, fault dip, reduction of the minimum horizontal stress by 1kPa/m, doubling of the Young's modulus to cover the lower end of the uncertainty range in the compaction modulus and for TID-North the initial condition) as well as calibration parameters (friction coefficient of 0.7 instead of 0.6, and the estimated criticality at end of historical production in the range M_w=1.5-2.5 and the aspect ratio of the most critical patch of 1 vs. 10). For each sensitivity the required cohesion was recalibrated for TID-Hist at maximum historical depletion, resulting in cohesion values varying in the range of [47,147]bar. The lower limit of 47bar is obtained for the minimum fault pressure and the upper limit of 147bar for the reduction of the minimum horizontal stress. Including Ten Boer production gives a broader but flatter distribution of critical stress along the fault for which the peak criticality around the (Slochteren) scissor point is reduced but elevated elsewhere, requiring lower cohesion. All these values are well below the cohesion measured for competent sandstone.

For the sensitivities for which history was calibrated on M_w=1.5 the east fault predicts seismicity in the range of M_w=[1.5-1.9] when the sensitivity of the fault dip for the east fault is restricted to the same changes in the dip as for the midfield fault. The depletion limit at which M_w=1.5 is reached varies in between [76-94]% (17bar to 67bar reservoir pressure). Calibrating history on higher levels of criticality (i.e. M_w=2-2.5) at maximum depletion predicts the same seismicity for the east fault at maximum depletion. For calibration on M_w=2 the depletion limit of M_w=1.5 is reached at 62% for depletion (108bar reservoir pressure), for M_w=2.3 at 47% depletion (150bar reservoir pressure) and for M_w=2.5 at 38% depletion (175bar reservoir pressure). For the northern prospect, none of the sensitivities performed predict any seismicity in excess of M_w=1.5 at maximum depletion, even when the history is calibrated on M_w=2.5.

For each sensitivity the cohesion for the new prospects was determined in the same way as for historical production. For TID-East the required cohesion varies in the range of [57-155]bar. For each sensitivity the cohesion deviates less than 9% from the value for TID-Hist, with the exception of the minimum fault pressure for which the deviation is 20% but for which the required cohesion is significantly smaller compared to the other sensitivities. The cohesion required for the Northern prospect is much smaller at 70% the values required for historical production. Ureterp was calibrated on the strongest seismic event of M_w=1.8 in 2003 at 67bar reservoir pressure. For a fair comparison, Ureterp was calibrated as well on M_w=1.5 at its lowest estimated pressure of 42bar. For both cases the required cohesion is smaller than for TID-Hist.

In conclusion, the stress analysis does not provide a clear reason why seismicity occurred in Ureterp as its faults get less critical than TID-Hist. Moreover, the analysis shows that seismicity of modest magnitude cannot be excluded in the new prospects as the faults do get critically stressed at historical levels of depletion and the east fault turns out slightly more critical when compared to the historical midfield fault. However, seismicity for the faults in the northern block seems not very likely as its faults become significantly less critical when compared to historical production. Moreover, this should be put in perspective that the Friesland platform falls outside the seismic prone clusters around Groningen-Drente and Bergermeer and that in the Friesland area only seismicity has been observed that barely exceeded the limit of non-felt seismicity despite high levels of depletion.

Conclusions

Main conclusions

- Regional fault strength provides a physical mechanism to explain the absence of strong induced seismicity in the seismic low active areas (West-Netherland basin and the Friesland Platform) and the occurrence of significant induced seismicity in the seismic active areas (clustered around Bergermeer and Groningen/East-Drenthe) for similar fault stresses in both areas.
    - Considering the large number of fields involved it is unlikely that the regional differences in seismic activity result from chance

- Although faults in Ureterp get sufficiently critical to explain the detected seismicity in its vicinity, it cannot be ruled out that these tremors were caused by TID because its faults get more critically stressed and the location uncertainty is large.
- All blocks analysed in TID have faults that do get critically stressed at historical levels of depletion without cohesion. As such it cannot be ruled out that moderate seismicity will occur during production from the new prospects. However, this should be put in perspective that seismicity in the Friesland platform as a whole has been very rare and has barely exceeded the level of non-felt seismicity.
    - Compared to historical production, east block production gets slightly more critical because of its steeper east fault. North block production gets significantly less critical because it only has bounding faults.
    - It does not seem likely that production from the north block will induce seismicity exceeding the limit of non-felt seismicity
- Assuming that cohesion required for historical production is representative for the region, evaluation of the new prospects against historical production shows:
    - For a depletion limit of 62% (108bar reservoir pressure) the eastern block stays below M_w=1.5 for all sensitivities including history calibrated on M_w=2
        - A depletion limit of 49% (146bar reservoir pressure) results in case the east fault would be systematically steeper and the midfield fault systematically less steep
        - A depletion limit of 47% (reservoir pressure of 150bar) is obtained when history is calibrated on M_w=2.3 and a depletion limit of 38% (reservoir pressure of 175bar) for history calibrated on M_w=2.5.
    - At maximum historical depletion of 94% the northern prospect stayed below M_w=1.5 for all sensitivities including history calibrated on M_w=2.5

Conclusion related to historical production in Tietjerksteradeel (TID-Hist)

- During historical production Tietjerksteradeel (TID-Hist) becomes critical. For a friction coefficient of f=0.6 and assuming a critical fault aspect ratio of 10, a cohesion of 127bar is required to stay below the limit of non-felt seismicity of M_w=1.5 at maximum historical depletion.
- For the sensitivities, the required cohesion varies in the range [47-147]bar, with 47bar for the minimum fault pressure and 147bar for a reduction in the minimum horizontal stress.

Conclusion related to future production from the eastern prospect (TID-East)

- During production from the east block the east fault F2 gets slightly more critical when compared to the midfield fault F4 during historical production. This is caused by a steeper fault dip of the east fault, such that stress rotation during depletion rotates the effective fault dip towards the most critical value of 60°
- For all sensitivities for which cohesion is calibrated on M_w=1.5 the predicted seismicity varies in the range of M_w=[1.5-1.9] when the sensitivity to dip is restricted to equal ranges for the midfield and east fault. The depletion limit of the eastern prospect for which the east fault F2 reaches the limit of non-felt seismicity (M_w=1.5) varies in between [76-94]% equivalent to a reservoir pressure of [17-67]bar.
    - Sensitivity to the dip is similar for the midfield fault F4 and the east fault F2. However, in case the midfield fault dip would be over predicted and the east fault dip under predicted (or vice versa) the seismicity range broadens to M_w=[<0-2.2] and depletion limit to [49-94]%.
- Calibrating history on seismicity in the range M_w=1.5-2.5 at maximum depletion predicts a similar seismic magnitude for the east fault at maximum depletion.
    - The depletion limit at which M_w=1.5 is reached decreases rapidly as function of calibrated seismic magnitude. This is 62% (108bar reservoir pressure) for history calibrated on M_w=2, 47% (150bar reservoir pressure) for M_w=2.3 and 38% (175bar reservoir pressure) for M_w=2.5
- Calibrating the cohesion on the absence of felt seismicity on maximum historical production gives cohesion values in the range [57-155]bar that differ only by [0.98-1.09] compared with the one needed for historical production, except for the minimum fault pressure that gives a 20% higher value although its absolute level is with 57bar the lowest of all.

Conclusion for the sensitivities for northern prospect (TID-North)

- Production from the northern prospect predicts significantly lower levels of criticality when compared to historical production, because it does not have a midfield fault with a throw equal to the reservoir thickness. For all sensitivities, seismicity remains below M_w=1 at the level of maximum historical depletion.
- Calibrating the cohesion on the absence of seismicity at the 94% depletion gives cohesion values in the range [4-44]bar. The ratio relative to historical production varies in the range [0.04-0.67].

Conclusions with respect to Ureterp production (URE)

- The observed seismic events might be induced by Ureterp, since the faults get sufficiently critical. However, it is uncertain that the seismicity originated from Ureterp, since location uncertainty is large and the faults get less critical than TID-HIST
- Criticality of Ureterp falls roughly in between the criticality of TID-North and TID-Hist,
  - Therefore, cohesion calibrated on the maximum seismic event of M_w=1.8 at 67 bar reservoir pressure are much lower than the cohesion required for historical TID.
  - For comparison with TID, cohesion was calibrated on the absence of felt seismicity at the lowest historical pressure of 41bar. This gives values up to 70% of the cohesion required for TID-Hist.

Contents

EXECUTIVE SUMMARY ..... **III**
Contents vii
List of Figures ix
List of Tables xv
Nomenclature xvii
1 INTRODUCTION **1**
2 HISTORICAL DATA **4**
Pressure data 4
Data on Seismicity 6
Subsidence Data 7
3 FAULT STABILITY CRITERION AND SUBSIDENCE **9**
Mohr Coulomb failure criterion, fault shear area and seismic moment 9
Elastic modelling of subsidence 11
4 GEOMECHANICAL MODEL CONSTRUCTION **11**
Cross section selection 11
Model Discretization 16
Model input data 17
Calibration/Sensitivity of the input parameters using a modified Van Opstal-Geertsma model 17
Stress Data 20
Initialization and calibration procedure 20
Work flow for seismicity determination 22
5 SIMULATION RESULTS FOR TID PRODUCTION **25**
Modelled reservoir pressure for TID production 25
Initialization of TID-Hist 25
Initial shear stress ratio's 28
Critical fault behaviour for historical TID production (TID-Hist) 30
Critical fault behaviour for the Eastern Prospect (TID-East) 34
Critical fault behaviour for the Northern Prospect (TID-North) 40
Comparison of Most critical faults during historical and future TID production 44
Conclusions for TID production 44
6 SENSITIVITIES **45**
Sensitivities for historical production 45
Sensitivities for production from the East block 47
Sensitivities for production from the North block 55
7 SIMULATION RESULTS FOR URETERP PRODUCTION **57**
Pressure interaction with Marum 57

Initial stress ratio's 58
Critical fault behaviour without cohesion 58
Behaviour for cohesion calibrated on the observed seismicity 59
Conclusion with respect to Ureterp production: 61
8 DISCUSSION 62
Summary 65
References 66
APPENDIX I: DETERMINATION OF FAULT SHEAR AND NORMAL STRESSES 68
APPENDIX II: MODEL INITIALIZATION 69
Initial situation in TID-East 69
Initialization of TID-North 71
Initialization of Ureterp 75
APPENDIX III: APPROXIMATE STRESS REQUIRED FOR A STABLE MIDFIELD FAULT DURING HISTORICAL PRODUCTION 81
APPENDIX IV: BEHAVIOUR OF THE EAST FAULT COMPARED TO THE MIDFIELD FAULT AT THE EXACT LOCATION OF THE HISTORICAL SCISSORS POINT 82

List of Figures

Figure 1: Gas fields Tietjerksteradeel and Suawoude and the future prospects 1

Figure 2: Seismic events near Ureterp and regional faults. TID blocks (TID-RO and TID-RO-b) are outlined in black, Ureterp in Red 2

Figure 3: For a given normal and shear stress on the failure envelop one can determine a high friction coefficient without cohesion or a lower friction coefficient with cohesion. The location on the Mohr circle is determined by the effective fault dip ($\theta_{eff,dip}$) , being the angle between the fault and the minimum horizontal stress. For low levels of depletion this is usually close to the actual fault dip (θ_{dip}), but at higher depletion levels the principal stress directions may have rotated over a considerable angle. Note that the failure envelop is a function of the effective fault dip.....3

Figure 4: Correlation between seismic moment Magnitude and fault slip area diameter (being the square root of the area) determined from the Bergemeer field (Fenix, 2018) 4

Figure 5: Pressure evolution in Tietjerksteradeel during historical production. (Data by Vermillion).....5

Figure 6: (Left) Pressures in Suawoude North SUW 1(B) and SUW2 and South SUW-3 (data by Vermilion) (Right) Pressures in Ureterp and Marum (data by the NAM). URE-1 concerns the production in Uterterp north and URE-2 the production in Ureterp South 5

Figure 7: Pressures in other Rotliegend fields in the vicinity of Tietjerksteradeel (Data by the NAM).....5

Figure 8: Compaction induced seismicity in excess of M_w=2 in the Netherlands is clustered around Groningen-Drenthe in the North East and around Bergermeer in the North West. (Figure by De Pater et al. 2020).....7

Figure 9: Measured subsidence (in cm) till 2008 relative to 1974 (NAM data, NLOG 2012).....8

Figure 10: Subsidence Forecast (in cm) for 2050 starting from 1974 (NAM data, NLOG 2012) 8

Figure 11: Impact of Kelvin Voigt time delay of 11.5y on the subsidence. The pressure data used follows the main trend in Figure 5 from 284bar down to a pressure of 17bar. The elastic data (blue line) is proportional to the pressure data. 9

Figure 12: Top view of top Slochteren and the fault maps. For this study relevant faults are labelled. The magenta line shows the location of the cross section for the historical TID model. TID-X is not produced and its pressure unknown. Pressure in SUW-N-a is highly uncertain.....11

Figure 13: Dip distribution along the historical midfield fault with (Left) Location of the scissors point and (right) location of the new location that has a larger fault dip 12

Figure 14: Fault dip distribution along the historical midfield (F4) and the east fault (F2) 12

Figure 15: Likely most critical location for production from the historical TID blocks (TID-Hist) and the Eastern prospect (TID-East). SUW.....13

Figure 16: Cross-Section for TID-Hist and TID-East with the geological formation within the Comsol model. The white contour indicates the location of the historical Slochteren reservoirs. In the Ureterp and TID-North models, formations top Zechstein Z3T and upper anhydrite formation Z3A are lumped. 13

Figure 17: Likely most critical location for production from the Northern Prospect.....14

Figure 18: (Left) top view of Northern Cross-Section (right) Approximate location of the cross section on a map 15

Figure 19: (left) Cross Section of Ureterp and Marum in the winningsplan of 2012 (right) average thickness of the formations for the Ureterp derived from the winningsplan and NLOG data.....15

Figure 20: Cross section through Ureterp where the fault offset is maximal at west fault.....15

Figure 21: Cross Section in Northern part of the Ureterp field where Ureterp shares a fault with the Marum field 16

Figure 22: Simulation grid used for the modelling of historical production (TID-Hist). The Slochteren formation of TID-Hist is indicated by the white contour.....16

Figure 23: Gridding along the midfield fault F4 for modelling of historical production. Relevant fault are discretized very finely. The Slochteren formation of TID-Hist is indicated by the white contour 17

Figure 24: Subsidence bowl by the modified Van Opstal-Geertsma (1974) model for the base case with an NTG of 0.35. The actual shape of the TID-Hist reservoir (as shown by the contour) is used in the compaction calculation. The reservoir is subdivided in small volumes. The response shown follows by superposition of the response to each volume element. In the implementation the model is discretized along the principal reservoir axes and rotated back to the Cartesian grid. 19

Figure 25: Virgin vertical stress and vertical stress gradient.....26

Figure 26: Virgin horizontal stress and horizontal stress gradient 26

Figure 27: Virgin horizontal over vertical stress ratio and virgin shear stress over vertical stress ratio 26

Figure 28: Virgin von Mises stresses for TID-Hist 27

Figure 29: Virgin minimum and maximum principal stress gradients 27

Figure 30: Magnitude and gradient of pressure, horizontal and vertical stress profile at virgin conditions and maximum historical depletion. The profiles are determined along the line indicated in Figure 31.....28

Figure 31: Profile line through western block of TID-Hist at horizontal location x=2620m 28

Figure 32: Initial shear stress ratio's for zero cohesion for the three faults in TID-Hist, the most critical fault (F2) for TID-East and the most critical fault (F1) in TID-North starting from virgin conditions (Virg) and starting from the reduced stress state that account for the historical production (Hist) and the East block starts with critical stress due to depletion of the Western compartment. The green lines indicate the lowest and highest depth of the Slochteren formation at both sides of the fault. The ratio is based on the average fault pressure. Rapid changes in the ratios (see arrows) indicate domain transitions. These are numerical artefacts as each interface induces a singularity because of the discontinuous properties. 29

Figure 33: Evolution of the shear stress ratio around the mid-field fault (F4) as function of reservoir depletion during historical TID production. 30

Figure 34: Evolution of the critical shear stress ratio along the midfield fault F4 (MD15-4) during historical production in the absence of cohesion. (Left) using the average fault pressure, (middle) using the minimum fault pressure and (right) using the maximum fault pressure. 31

Figure 35: Evolution of the critical shear stress ratio along the East bounding fault F2 during historical production in the absence of cohesion. (Left) using the average fault pressure, (middle) using the minimum fault pressure and (right) using the maximum fault pressure. 31

Figure 36: Critical shear stress ratio at maximum historical depletion of 94% (p_{res}=17bar) for (left) the midfield fault and (right) the east bounding fault 31

Figure 37: Required cohesion as function of reservoir pressure calibrated on a M_w=1.5 event for (left) the average fault pressure, (middle) the minimum fault pressure and (right) the maximum fault pressure. It assumed that the fault has a friction coefficient of f=0.6 and the critical area of the critical patch is $A_c=10H_c^2$. Seismic moment magnitude is linked to critical area via the Bergermeer correlation shown in Figure 4. 32

Figure 38: Critical stress ratio during historical TID production along the midfield fault (F4) calibrated on the absence of seismicity for a friction coefficient of f=0.6. Behaviour for (Right) the average fault pressure for a cohesion of 127bar (Middle) the minimum fault pressure for a cohesion of 47 bar and (right) the maximum fault pressure for a cohesion of 143bar. 32

Figure 39: Location of the points used in Mohr-Coulomb diagram 33

Figure 40: Impact of cohesion on the Mohr-Coulomb diagram; The critical shear stress vs the effective normal stress ($\sigma_n - p_f$) when using the average fault pressure. (Left) in the absence of cohesion (Right) for a cohesion of 127bar 33

Figure 41: Seismic moment magnitude for the midfield fault of TID-Hist (Left) in the absence of cohesion (Right) for a cohesion of 127bar for various choices of the friction coefficient. The dashed line indicates the 30% production limit. The seismic moment is determined from the BGM correlation (Figure 4). The unknown critical fault length is assumed to be a factor 10 times larger than the critical fault height. 33

Figure 42: Evolution of the criticality for fault F2 during production from the Eastern prospect using (Left) the average fault pressure for a cohesion of 101bar (middle) the minimum fault pressure for a cohesion of 21 bar and (right) the maximum fault pressure for a cohesion of 119bar 34

Figure 43: Seismic moment magnitude resulting from production from TID-East for (left) average fault pressure for a cohesion of 127bar, (middle) minimum fault pressure for a cohesion of 47bar and (right) maximum fault pressure for a cohesion of 143bar. 35

Figure 44: Required cohesion for the F2 fault east of TID-East to stay below a M_w=1.5 magnitude for the (left) average fault pressure (middle) minimum fault pressure and (right) maximum fault pressure 35

Figure 45: Evolution of the principal stress gradients along (left) the midfield fault F4 and (right) the east fault F2. 36

Figure 46: Effective fault dip of the historical midfield fault (left) virgin situation (right) depleted situation. The effective dip is the dip of the fault relative to the minimum principal stress direction 37

Figure 47: Effective fault dip of the east fault (left) virgin situation (right) depleted situation. The effective dip is the dip of the fault relative to the minimum principal stress direction 37

Figure 48: Evolution of the effective fault dip along (left) the historical midfield and (right) the east fault. The effective dip is the dip of the fault relative to the minimum principal stress direction. An effective dip angle larger than 90° means that the shear stress has swapped sign. 37

Figure 49: Sensitivity of the critical shear stress ratio to fault dip for (left) historical midfield fault F4 and (right) east fault F2. Top row shows the critical fault behaviour for a fault dip of 76°, bottom row shows behaviour for a fault dip of 70°. Results are shown for a cohesion of 127bar. 38

Figure 50: (Left) Predicted seismicity for the historical midfield fault for a dip angle of 75° and a cohesion of 127bar using the average fault pressure. (Right) predicted seismicity for the east fault for a dip of 70°. The vertical dashed line indicates 30% depletion. 38

Figure 51: Cohesion as function of dip angle and the critical dip for 28% 56% and at 94% depletion using the average fault pressure calibrated on M_w=1.5 for a friction coefficient of f=0.6 and a critical patch aspect ratio of 10. (Left) Midfield fault F4 during historical production (Middle) East fault during historical production and (Right) East fault F2 during production from the East block. The purple line shows the evolution of the critical dip, the dashed line the actual fault dip. 39

Figure 52: Critical dip and cohesion as function of average reservoir pressure for (left) F4 fault during historical production, (middle) F2 fault during historical production and (right) F2 fault during production from the east block. The critical dip is the dip for which the size of the critically stressed fault patch becomes maximized. Consequently, the required cohesion gets maximized. Criticality is based on the average fault pressure and the cohesion is calibrated on a M_w=1.5 event for a critical patch with aspect ratio 10. 39

Figure 53: Location of horizontal stress profiles shown in Figure 58 41

Figure 54: Stress profiles: Minimum horizontal stress gradient at virgin conditions ("1974") and at the end of historical production for a reservoir pressure of 17bar ("2001"). (Left) +/-200m West of the west bounding fault (F12) of TID-Hist and (Right) +/-200m east of the east bounding fault (F2) of TID-Hist 41

Figure 55: Critical stress ratio for the West bounding fault during production from the Northern block when starting from virgin condition (left) ratio for the average fault pressure and 127bar cohesion (middle) ratio for the minimum fault pressure an 47bar cohesion (right) ratio for the maximum fault pressure and 143bar cohesion 42

Figure 56: Critical stress ratio for the West bounding fault (F1) during production from the Northern block when accounting for the approximate stress reduction resulting from historical production (left) ratio for the average fault pressure and 127bar cohesion (middle) ratio for the minimum fault pressure an 47bar cohesion (right) ratio for the maximum fault pressure and 143bar cohesion 42

Figure 57: Critical stress ratio for the East bounding fault (F2) during production from the Northern block when accounting for the approximate stress reduction resulting from historical production (left) ratio for the average fault pressure and 127bar cohesion (middle) ratio for the minimum fault pressure an 47bar cohesion (right) ratio for the maximum fault pressure and 143bar cohesion 43

Figure 58: Comparison of the most critical faults during Historical production (H) and for the Northern (N) and Eastern (E) prospects. (Left) for the average fault pressure and a cohesion of 127bar, (middle) for the minimum fault pressure and a cohesion of 47bar and (right) for the maximum fault pressure and a cohesion of 143bar. Production in the Northern block accounted for the reduced stress state resulting from historical production.....44

Figure 59: Evolution of the seismicity as function of the reservoir pressure for each sensitivity 46

Figure 60: (Left) The cohesion was for all sensitivities calibrated on M_w=1.5 except for the case calibrated on M_w=2 and M_w=2.5. (Right) Required cohesion. 46

Figure 61: Impact of Ten Boer production on the shear stress ratio along the midfield fault during historical production. (Left) Production from Slochteren only (middle) Ten Boer NTG of 35% (right) Ten Boer NTG of 100%. No cohesion is applied 47

Figure 62: (Left) Predicited seismicity of all sensitivities excluding dip (Right) Predicted seismicity with respect to dip sensitivitiy 48

Figure 63: Predicted seismicity for all sensitivities during east block production (Left) At 18bar reservoir pressure or 94% depletion (Right) At 124bar reservoir pressure or 56% depletion 49

Figure 64: (Left) Production limit and (right) depletion limit for all sensitivities for M_w=1.5 50

Figure 65: (Left) Production limit and (right) depletion limit for all sensitivities for M_w=1 50

Figure 66: (Left) Cohesion required for the sensitivities for production from the East block (Right) Ratio of cohesion for East block production over the cohesion for historical production. Sensitivity to the dip is restricted to equal changes. 52

Figure 67: Cohesion as function of dip angle and critical dip for (Left) the midfield fault F4 during historical production and (Middle) the east fault F2 during production from the east block. The (Right) figure shows the sensitivity of the required cohesion to the dip [-7.5, +7.5] for the midfield fault and east fault at maximum depletion. Cohesion is calibrated on M_w=1.5. The east fault reaches the critical dip of 82° for an increase of the dip with 6°. 53

Figure 68: Critical shear stress ratio for a dip that is reduced by 7.5^o for a cohesion of 90bar calibrated on M_w=1.5 at maximum depletion during historical production (Left) Midfield fault during historical production. (Right) East fault during production from the east block. 53

Figure 69: Critical shear stress ratio for a cohesion of 142bar calibrated on M_w=1.5 at maximum depletion during historical production for a dip that is increased by 8° (Left) Midfield fault during historical

production for a dip increase of 7.5°. (Right) East fault during production from the east block for a dip increased by 6° for which the east fault reaches the critical dip (@ M_w=1.5) 54

Figure 70: Predicted seismicity for the sensitivities for the west bounding fault F1 of the Northern block using the historical required cohesion listed in Table 20 for each sensitivity. All predicted seismicity is truncated at M_w=0 from below.....55

Figure 71: (Left) Cohesion required for the sensitivities for production from the North block (Right) Ratio of cohesion for North block production over the cohesion for historical production. Sensitivity to the dip is restricted to equal changes. The ratios exclude the sensitivities for which two parameters are varied at the same time 56

Figure 72: Comparison of the required cohesion at maximum depletion as function of the dip angle between the west bounding fault F1 of the Northern block (North4) and the historical midfield fault F1 (Hist.).....57

Figure 73: Pressure in the two Ureterp wells and in the Marum 1 well. In the simulation model the depletion is modelled as truncated straight lines. For comparison with TID Ureterp was also modelled down to a (hypothetical) pressure level of 17bar (Data points by the NAM).....58

Figure 74: Virgin stress ratio's for zero cohesion for the midfield fault in TID-Hist, the west fault (F1) for TID-North, the East fault of the northern Cross-section in Ureterp adjacent to Marum and the West bounding fault of The Southern cross-section in Ureterp. The green lines indicate the lowest and highest depth of the Slochteren formation at both sides of the fault. The ratio is based on the average fault pressure.....58

Figure 75: Comparison of the critical stress ratio based on the average fault pressure for the most critical faults during (left) historical Ureterp production (middle) historical production in TID and (right) future production in the Northern Prospect starting from virgin conditions. Note that the magenta lines are taken at different levels of depletion.....59

Figure 76: Seismic moment magnitude for the most critical faults for Ureterp and TID-Hist and TID-North using the average fault pressure in the absence of cohesion. The friction coefficient of f=0.77 was calibrated on a cumulative seismic moment of M_w=1.8 at 67bar reservoir pressure. 59

Figure 77: Required cohesion as function reservoir pressure for a seismic moment of M_w=1.8 during Ureterp production. (Left) east fault in the northern cross-section using the average fault pressure, (middle) east fault in the southern cross section for the minimum fault pressure and (right) east fault in the northern cross section for the maximum fault pressure.....60

Figure 78: Evolution of the seismicity as function of the reservoir pressure for a cohesion fitted on a cumulative seismic moment of M_w=1.8 at a reservoir pressure of 67bar. (Left) for the average fault pressure, (middle) for the minimum fault pressure and (right) for the maximum fault pressure. The left and right figures are for the east fault in the northern cross section, the middle figure is for the eastern fault in the southern cross-section.....60

Figure 79: Evolution of seismicity for all Ureterp faults (left) for the average fault pressure for 32bar cohesion, (middle) the minimum fault pressure for 14bar cohesion and (right) the maximum fault pressure for 54bar cohesion. 61

Figure 80: Pressure situation and the horizontal over vertical stress situation at the start of production in TID-East 69

Figure 81: Horizontal stress and gradient at the end of historical production and the start of production in TID-East.....69

Figure 82: Vertical stress and gradient at the end of historical production and the start of production in TID-East 70

Figure 83: Horizontal stress gradient and horizontal over vertical stress ratio around the F2 fault at the start of production in TID-East.....70

Figure 84: Pressure and minimum and maximum stress profiles. (Left) magnitude (Right) gradients. Determined at the location shows in Figure 85 70
Figure 85: Location of the stress profiles in Figure 84 71
Figure 86: Virgin vertical stress and gradient. TID-North 71
Figure 87: Virgin horizontal stress and gradient. TID-North 71
Figure 88: Virgin horizontal over vertical stress ratio and shear stress over vertical stress ratio. TID-North 72
Figure 89: Virgin Von Mises Stresses in TID-North 72
Figure 90: Vertical profiles of the pressure, horizontal stress and vertical stress and their gradients at virgin conditions and at maximum historical depletion. 72
Figure 91: Location for stress profiles in TID-North 73
Figure 92: Initial vertical stress and gradient for TID-North when accounting for historical depletion 73
Figure 93: Initial horizontal stress and gradient for TID-North when accounting for historical depletion 74
Figure 94: Initial horizontal over vertical stress ratio and shear stress over vertical stress ratio. TID-North when accounting for historical depletion 74
Figure 95: Initial Von Msies stresses in TID-North when accounting for historical depletion 74
Figure 96: Vertical profiles of the pressure, horizontal stress and vertical stress and their gradients at initial conditions and at maximum historical depletion. TID-North when accounting for historical depletion. 75
Figure 97: Initial vertical stress and gradient. Ureterp North 76
Figure 98: Initial horizontal stress and gradient. Ureterp North 76
Figure 99: Initial horizontal over vertical stress ratio and initial shear stress over vertical stress ratio 76
Figure 100: Initial Von Mises stresses. Ureterp North 77
Figure 101: Vertical profiles of the pressure, horizontal stress and vertical stress and their gradients at virgin conditions and at maximum historical depletion. Ureterp North 77
Figure 102: Location for stress profiles (Figure 101) in Ureterp North 77
Figure 103: Initial vertical stress and gradient in Ureterp South 78
Figure 104: Initial horizontal stress and gradient in Ureterp South 78
Figure 105: Initial horizontal over vertical stress ration and initial shear stress over vertical stress ratio 79
Figure 106: Initial Von Mises stresses. Ureterp South 79
Figure 107: Vertical profiles of the pressure, horizontal stress and vertical stress and their gradients at virgin conditions and at maximum historical depletion. Ureterp South 79
Figure 108: Location for stress profile (Figure 107) for the Southern Ureterp Cross Section 80
Figure 109: Approximate increment required for the effective stress (gradient) to get the fault stable for a friction coefficient of f=0.6 and zero cohesion. The effective dip is 55° 81
Figure 110: Likely most critical location for production from the historical TID blocks (TID-Hist) and the Eastern prospect (TID-East) 82

Figure 111: Critical fault behaviour for the average fault pressure for a cohesion of 101bar for (left) the midfield fault during historical production and (right) the East fault during production from the east block.....83

Figure 112: Evolution of the principal stress gradients along (left) the midfield fault and right the east fault. 84

Figure 113: Effective fault dip of the historical midfield fault (left) virgin situation (right) depleted situation. The effective dip is the dip of the fault relative to the minimum principal stress direction 84

Figure 114: Effective fault dip of the east fault (left) virgin situation (right) depleted situation. The effective dip is the dip of the fault relative to the minimum principal stress direction.....84

Figure 115: Evolution of the effective fault dip along (left) the historical midfield and (right) the east fault. The effective dip is the dip of the fault relative to the minimum principal stress direction. An effective dip angle larger than 90° means that the shear stress has swapped sign. 85

Figure 116: Sensitivity of the critical shear stress ratio to fault dip for (left) historical midfield fault F4 and (right) east fault F2 using the average fault pressure. Top row shows the critical fault behaviour for a fault dip of 60°, bottom row shows behaviour for a fault dip of 75°. Results are shown for a cohesion of 91bar. 85

Figure 117: Predicted seismicity for the historical midfield fault for a dip angle of 75° and a cohesion of 91bar using the average fault pressure. 86

Figure 118: Cohesion as function of dip angle and the critical dip for 28% 56% and at 94% depletion using the average fault pressure. (Left) Midfield fault F4 during historical production (Middle) East fault during historical production and (Right) East fault F2 during production from the East block. The purple line shows the evolution the critical dip. 86

Figure 119: Critical dip and cohesion as function of average reservoir pressure for (left) F4 fault during historical production, (middle) F2 fault during historical production and (right) F2 fault during production from the east block. The critical dip is the dip for which the size of the critically stressed fault patch becomes maximized. Consequently, the required cohesion gets maximized. Criticality is based on the average fault pressure and the cohesion is calibrated on a M_w=1.5 event for a critical patch with aspect ratio 10. 87

List of Tables

Table 1: Approximate compaction moment ($M_c \approx 2G\Delta V_{res} \approx 2Gc_m V_{res}\Delta p$), reservoir volume V_{res}, compaction coefficient (c_m), shear modulus (G), initial reservoir pressure and pressure drop (Δp). Data is extracted from NLOG winnings plannen and the Bergermeer study (Fenix, 2018).....6

Table 2: Formation properties. Young's Modulus (E), Poisson ratio (ν) and Biot coefficient. 17

Table 3: Fitting of a modified Van Opstal-Geertsma model (1974) to the subsidence bowl. The maximum subsidence (dh) and the subsidence over unilateral compaction ratio (dh/dhRes) are the calibration targets (in blue), while the Young's modulus (E) and the rigid base depth (in red) serve as calibration parameters. Sensitivities concern the maximum subsidence (15cm+/-20%), the subsidence over compaction ratio (0.46, 0.54 and 0.67) and the Biot Coefficient (1 vs 0.8). The reservoir height equals $H_{res} = H_{SL} + NTG \times H_{TB}$ for a Slochteren height H_{SL} of 138m and Ten boer height H_{TB} of 57m. For each sensitivity the NTG of the Ten Boer is varied between 0, 0.35 and 1. The depth variation over the reservoir is ignored. The unilateral compaction height reads $c_m H_{res}\Delta p$ 19

Table 4 Modelled GWC and fitted overburden fluid density 21

Table 5: Sensitivity Matrix. Physical parameters that are varied are the NTG in the Ten Boer, the minimum horizontal stress (G_{min}), the Young's modulus and the initial state for TID-North production. Sensitivity

to the calibration parameters are the seismic moment magnitude and the aspect ratio of the most critical patch. 24

Table 6: Initial and depletion pressure and pressure datum depth 25

Table 7: Formation average vertical and horizontal stress gradients, Von Mises stresses and the horizontal over vertical stress ratio. For TID-Hist at virgin conditions. 27

Table 8: Cohesion values required for historical production such that each fault reaches M_w=1.5 at maximum historical production (p_{res}=17bar, 94% depletion) for a friction coefficient of f=0.6 33

Table 9: Cohesion values required for the midfield fault F3 and the west bounding fault F12 of TID-Hist in the absence of production and for the maximum estimated depletion in SUW-RO-N-a. Cohesion values are reported for the average, minimum and maximum fault pressure for Slochtern production and a Ten Boer NTG of 0, 35% and 100%. 34

Table 10: Cohesion values required for production from the Eastern prospect (TID-East) such that each fault reaches M_w=1.5 at maximum simulated depletion (p_{res}=17bar, 94% depletion) for a friction coefficient of f=0.6 35

Table 11: Comparison of required cohesion values between TID-East and TID-Hist. 36

Table 12: Cohesion required for the critical dip calibrated on a M_w=1.5 event for a critical patch with aspect ratio 10 and fault friction coefficient of 0.6 compared to cohesion for the original fault dip 39

Table 13: Minimum horizontal stress gradient at virgin condition and the approximate stress reduction resulting from historical TID production. 41

Table 14: Cohesion values required for production from the North prospect (TID-North) such that each fault reaches M_w=1.5 at maximum simulated depletion (p_{res}=17bar, 94% depletion) for a friction coefficient of f=0.6. (Left) Values starting from virgin condition (Right) Values starting from a situation that accounts for approximate stress change resulting from historical production. 43

Table 15: (Left) Ratio of cohesion for the North block when starting from reduced stress state over cohesion when starting from virgin conditions (Right) Ratio of cohesion for Northern block when starting from the reduced stress state over the cohesion required for historical production. All cohesion is calibrated on M_w=1.5. 43

Table 16: Cohesion values required for the sensitivities to historical production 47

Table 17: Predicted seismicity for the east fault production for each sensitivity (rounded to the nearest number). (Left) At 18bar reservoir pressure or 94% depletion (Right) At 124bar reservoir pressure or 56% depletion. M_w=0.0 means no seismicity. 49

Table 18: Production limits (in bar) and depletion limits (in %) for all sensitivities when M_w=1 snd M_w=1.5 are reached. The extremes to variation in the dip angle are shaded grey (where the dip of one fault would be underpredicted and of the other fault overpredicted). Equal changes to the fault dip are shaded green 51

Table 19: Cohesion values required for the sensitivities to historical production, production from the east block and the East over Hist cohesion ratio 52

Table 20: Cohesion values required for the sensitivities for historical production, production from the northern block and the northern over historical cohesion ratios 56

Table 21: Cohesion required for Ureterp calibrated on a seismic moment of Mw=1.8 at a reservoir pressure of 67bar. 60

Table 22: Cohesion required for all simulated faults in Ureterp calibrated on the limit of non-felt seismicity of Mw=1.5 at (left) the lowest historical reservoir pressure of 41bar and (right) a hypothetical reservoir pressure of 17bar 61

Table 23: Max cohesion required for Ureterp and TID-Hist and the cohesion ratio calibrated on the limit of non-felt seismicity of Mw=1.5 at (left) the lowest historical reservoir pressure of 41bar and (right) a

hypothetical reservoir pressure of 17bar. The Cohesion mentioned is for the case with the high Young's modulus in the Rotliegend. 61

Table 24: Formation average vertical and horizontal stress gradients, Von Mises stresses and the horizontal over vertical stress ratio. For TID-North at virgin conditions. 73

Table 25: Formation average vertical and horizontal stress gradients, Von Mises stresses and the horizontal over vertical stress ratio. For TID-North with reduced minimum horizontal stresses that accounts for the approximate stress reduction resulting from TID-Hist production 75

Table 26: Formation average vertical and horizontal stress gradients, Von Mises stresses and the horizontal over vertical stress ratio. Ureterp northern cross section 78

Table 27: Formation average vertical and horizontal stress gradients, Von Mises stresses and the horizontal over vertical stress ratio. Ureterp southern cross section 80

Table 28: Cohesion required for the critical dip calibrated on a M_w=1.5 event for a critical patch with aspect ratio 10 and fault friction coefficient of 0.6 compared to cohesion for the original fault dip...87

Nomenclature

Units: SI (m= metre, s= second, Pa=Pascal); Dimensions: m=mass, L=length, t=time

Variable		Description	SI Units	Dimensions
A_p	:	Poroelastic coefficient	[-]	(-)
A	:	Area	[m^2]	(L^2)
A_c	:	Critically stressed area	[m^2]	(L^2)
c	:	cohesion	[MPa]	(m/Lt^2)
c_g	:	grain compressibility	[1/MPa]	(Lt^2/m)
c_r	:	rock compressibility	[1/MPa]	(Lt^2/m)
c_m	:	compaction coefficient	[1/MPa]	(Lt^2/m)
E	:	Young's modulus	[GPa]	(m/Lt^2)
f	:	friction coefficient	[-]	(-)
G, G_{EL}	:	Shear modulus	[GPa]	(m/Lt^2)
G_∞	:	Relaxed shear modulus at infinite time	[GPa]	(m/Lt^2)
H	:	Height	[m]	(L)
H_c	:	Critically stress fault height	[m]	(L)
K	:	Bulk modulus	[GPa]	(m/Lt^2)
K_h	:	horizontal stress ratio	[-]	(-)
L_c	:	Critically stress fault length	[m]	(L)
M_0	:	seismic moment	[N m]	(mL^2/t^2)
M_c	:	compaction moment	[N m]	(mL^2/t^2)
M_w	:	moment magnitude	[-]	(-)
p	:	pressure	[MPa]	(m/Lt^2)
t	:	time	[s]	(t)
u,v,w	:	Cartesian displacement components	[m]	(L)
$\boldsymbol{u}$	:	displacement vector	[m]	(L)
u_{dip}	:	displacement in dip direction	[m]	(L)
u_{strike}	:	displacement in strike direction	[m]	(L)
V_{res}	:	reservoir volume	[m^3]	(L^3)
α_B	:	Biot coefficient	[-]	(-)
ε	:	strain	[-]	(-)
ε_T	:	volumetric strain	[-]	(-)
ν	:	Poisson's ratio	[-]	(-)
ϕ	:	porosity	[-]	(-)
η	:	viscosity	[Pa s]	(m/L t)
σ_d	:	deviatoric stress	[MPa]	(m/Lt^2)
$\sigma_{h,max}$	:	maximum horizontal stress	[MPa]	(m/Lt^2)

$\sigma_{h,min}$	:	minimum horizontal stress	[MPa]	(m/Lt^2)
σ_z σ_v	:	vertical stress	[MPa]	(m/Lt^2)
σ_n	:	normal stress on fault plane	[MPa]	(m/Lt^2)
τ	:	Fault shear stress	[MPa]	(m/Lt^2)
τ_{xy}	:	Cartesion shear stress	[MPa]	(m/Lt^2)

Conversion Factors:

1 inch	=	0.0254	m	= 25.4 mm
1 ft	=	0.3048	m	
1 cP	=	0.001	Pa s	
1 lbf s ft^{-2}	=	47.88	Pa s	
1 gallon	=	3.7853	l	
1 barrel	=	158.987	l	=0.158987 m^3
1 bbl/min	=	0.00265	m^3 s^{-1}	
1 mD	=	9.9E-16	m^2	
1 m	=	39.3701	inch	= 3.2808 ft
1 Pa s	=	1000	cP	= 0.0209 lbf s ft^{-2}
1 kg	=	2.2046	lb	
1 l	=	0.2642	gallon	
1 m^3	=	6.2898	bbl	
1 m^3 s^{-1}	=	377.39	bbl/min	

BHP: Bottom Hole pressure

1 Introduction

Vermilion is planning development of two boundary blocks with Ten Boer and Slochteren sands in the Tietjerksteradeel (TID) field in Friesland, see Figure 1. Most blocks with Slochteren sands in this formation have nearly been depleted by NAM who owned the concession previously. During historical production, pressure in the Slochteren formation has decreased from an initial pressure of 284 in 1974 down to a pressure of 17 bar in 2012. In contrast to many other Friesland fields there is no significant aquifer support and the pressure remains low.

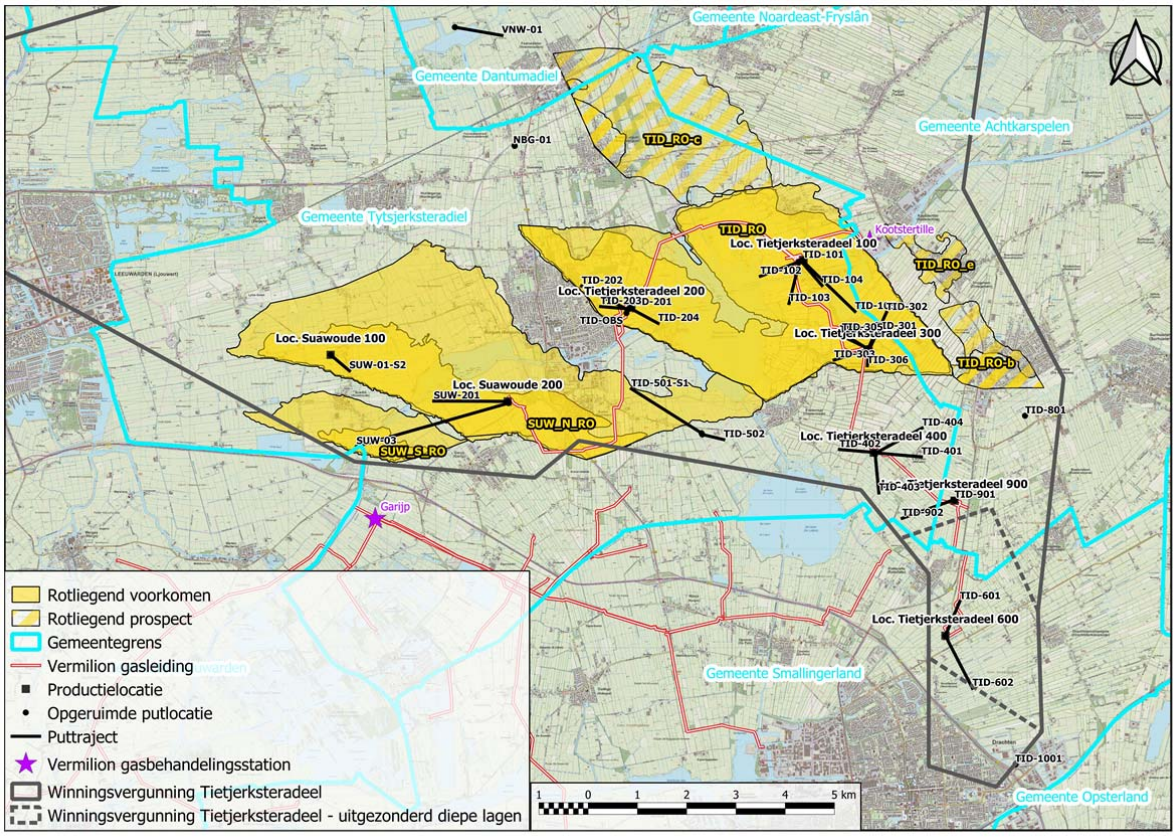


Figure 1: Gas fields Tietjerksteradeel and Suawoude and the future prospects

During its historical production a seismic event of M_w=1.0 occurred in 1999 and magnitude M_w=1.8 occurred in 2003 in between TID and Ureterp (URE) (see Figure 2). Although these events are assigned to the production in the URE field, TID falls within the location uncertainty. So, one of the objectives will be to investigate whether fault behaviour in Ureterp is significantly different from fault behaviour in TID during past production.

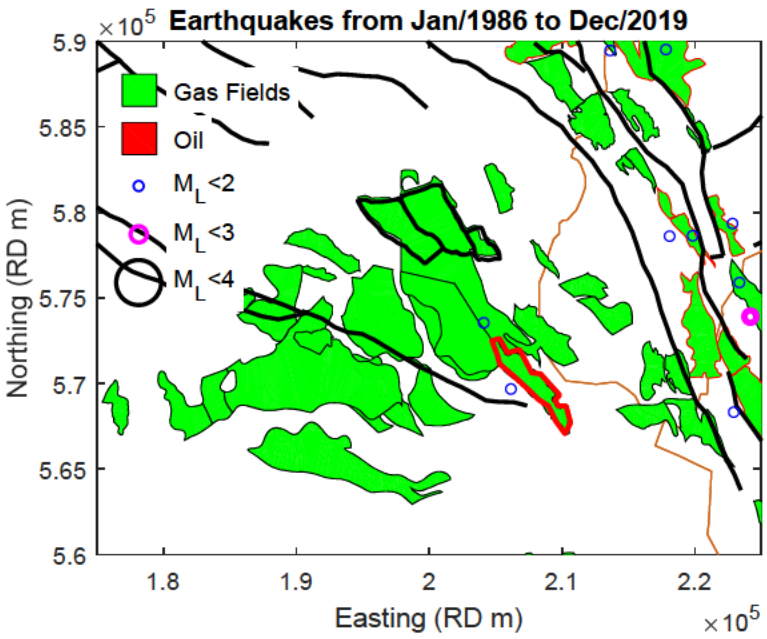


Figure 2: Seismic events near Ureterp and regional faults. TID blocks (TID-RO and TID-RO-b) are outlined in black, Ureterp in Red

Gas production induced seismicity in the Netherlands appears to be clustered around Groningen-Drenthe area and in the North West of The Netherlands around Bergermeer (see Figure 8). Seismicity in the Friesland sector is very rare and only of very modest magnitude, despite strong stress concentrations on faults that would be sufficient to trigger seismicity in the seismic prone areas. In this study, the absence or presence of seismicity will be analysed in terms of fault strength by means of fault cohesion.

As part of the development plan for the boundary blocks Vermilion requires a seismic risk analysis. The risk will be investigated by means of relevant 2D cross sections of the virgin boundary blocks and compared with cross sections of the depleted blocks. The primary objective is to investigate fault criticality of the new prospects relative to historical production

For the historical production in TID a 2D model will be constructed at the location that is expected to be most critical. Such a location is based on fault offset, thickness of producing layers and the overlaying anhydrite layer. The fault offset is causing the largest stress near the so-called scissor point where the top of the producing block at one side of the fault is juxtaposed to the bottom of a producing block at the opposite fault side.

The model will be populated with uniform formation properties obtained from well data and the TNO database, similar to the Middelburen study. However, the Young's modulus in the Rotliegend formation will be obtained from the observed subsidence that yielded the compaction modulus . Because horizontal stress data is lacking, the model will be populated with the same virgin stresses as used in the Middelburen study that are assumed to be similar on a regional scale. The fault behaviour during historical TID production will be calibrated on the absence of felt seismicity in TID. Using the same geomechanical and fault parameters as for TID-Hist the critical behaviour in the new prospects will be compared to historical behaviour. For this 2D models will again be constructed at locations where seismic risk is deemed highest.

For the seismic events in the vicinity of Ureterp, it will be assumed that the seismicity originated from the most likely fault in Ureterp during historical production. A 2D model will be initialized using the same virgin stresses and geomechanical parameters as for the historical TID model. However, the fault parameters

will be calibrated on the observed seismicity. The results will be compared against historical and future production in TID.

Fault criticality is analysed by means of Mohr-coulomb shear failure including fault cohesion.. Figure 3 shows that the failure envelop may mathematically be determined by either using a high friction coefficient without cohesion or a low friction coefficient with cohesion. Physically, however, very high friction coefficients are uncommon if not absent for sedimentary rock, while high fault cohesions (that stays well below the limit of competent rock) have been measured on core samples.

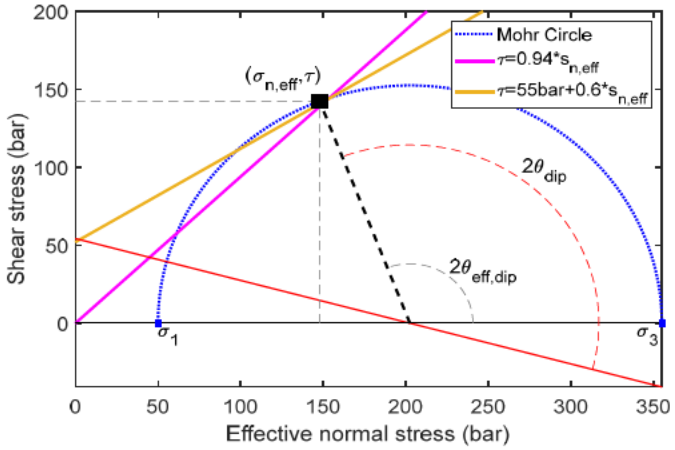


Figure 3: For a given normal and shear stress on the failure envelop one can determine a high friction coefficient without cohesion or a lower friction coefficient with cohesion. The location on the Mohr circle is determined by the effective fault dip ($\theta_{eff,dip}$) , being the angle between the fault and the minimum horizontal stress. For low levels of depletion this is usually close to the actual fault dip (θ_{dip}), but at higher depletion levels the principal stress directions may have rotated over a considerable angle. Note that the failure envelop is a function of the effective fault dip.

To correlate seismic moment magnitude to slip area the Bergermeer correlation, shown in Figure 4 will be used. For the missing dimension in 2D models it is assumed that critical fault patches have a fixed length to height aspect ratio of 10.

The calibration of the faults will be done by means of fault cohesion for a default friction coefficient of f=0.6. In case seismicity has occurred in a field it is possible to calibrate the cohesion on the cumulative seismic moment. In case the fault has not produced any seismicity the fault cohesion will be calibrated on the limit of non-felt seismicity (i.e. M_w=1.5), which serves as a lower bound for the cohesion.

For the new TID prospects the sensitivity of the fault criticality was studied to variations in physical parameters and to variations in calibration parameters. Physical parameters that were varied are the fault pressure, the Young's modulus, the minimum horizontal virgin stress, the dip angle, the contribution of production from the Ten Boer formation and for the northern bock the initial stress state. Calibration parameters that were varied are the friction coefficient, the aspect ratio of a critical fault patch and the level of historical criticality that is reached will be analysed. For each sensitivity the production limit was determined for which seismicity remains below M_w=1.5. For Ureterp only the variation in the fault pressure is analysed.

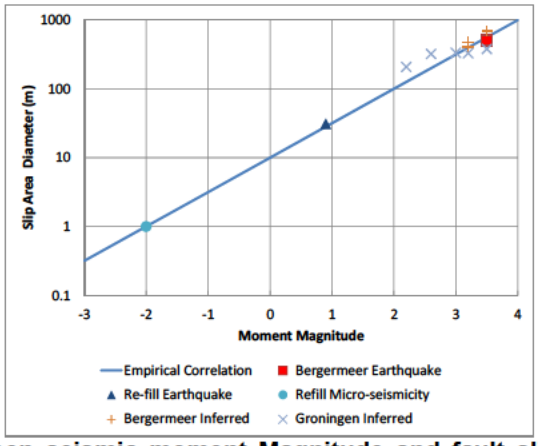


Figure 4: Correlation between seismic moment Magnitude and fault slip area diameter (being the square root of the area) determined from the Bergemeer field (Fenix, 2018)

This report is organized as follows

- Section 2 discusses the available field pressure data of TID and the surrounding fields. The seismic data is described and correlated to the presence of regional faults. The observed and modelled subsidence is described.
- Section 3 goes into the physical mathematical model of fault stability.
- Section 4 deals with the model construction: The selection of the cross-sections at locations that are deemed most critical, the model input parameters and the model initialization. In addition it describes the workflow that is followed
- Section 5 describes the results for historical production in TID and the calibration of the fault cohesion on the absence of felt seismicity. For the fitted cohesion criticality for the future blocks TID-North and TID-East are determined and compared to historical behaviour
- Section 6 discusses the results of the sensitivity analysis for the TID blocks to variations of the physical and calibration parameters. Both the expected seismicity and the production limits are compared.
- Section 7 describes the results for Ureterp production and the calibration of the fault cohesion on the cumulative seismic moment assigned to Ureterp production. Fault criticality is compared to the TID blocks.
- This report finishes with a discussion section in which an overview of the modelling results is summarized and the choice for the cohesion approach is motivated in detail.

2 Historical data

Pressure data

Pressure data in TID-RO

Production in historical TID RO started in 1974 at a virgin reservoir pressure of 284bar. In 2012 the pressure was reduced to 17bar. This amounts to a pressure reduction of 267bar. The pressure fall off is quite uniform in the field. The outliers of which the pressure lags the main trend are possibly linked to the Ten Boer formation of which the contribution (NTG) is uncertain. The impact of the Ten Boer production on the seismic risk will be treated as a sensitivity by means of the NTG.

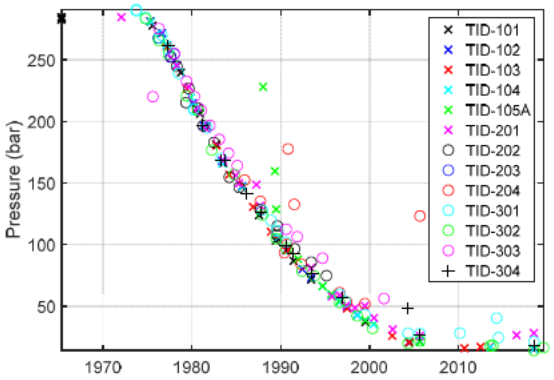


Figure 5: Pressure evolution in Tietjerksteradeel during historical production. (Data by Vermillion)

Pressure data in the neighbouring fields

In the Friesland sector multiple fields have been developed and depleted since the 1970's and 1980's. Figure 6 and Figure 7 show the pressure data by the NAM and Vermillion of fields in the neighbourhood of TID. TID, Suawoude and Ureterp are nearly pressure depleted, while Marum shows clear signs of aquifer support. The impact of Suawoude on TID fault criticality will only be investigated as a sensitivity, because the current pressure in the Suawoude block SUW-N-a adjacent to the historical TID block (Figure 12) is uncertain. Ureterp and Marum are adjacent fields (Figure 18), because they share a fault the pressure history of Ureterp and Marum will both be used. Unfortunately pressures of multiple sidetracks are lumped in the names indicated. For this study the URE-1 curve will be most representative (see Geomechanical Model Construction).

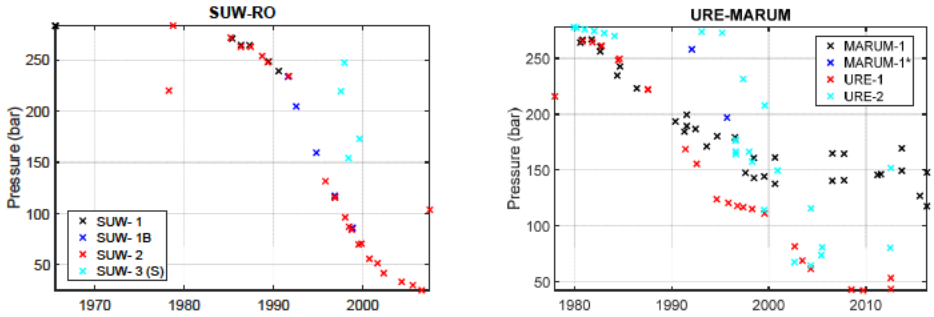


Figure 6: (Left) Pressures in Suawoude North SUW 1(B) and SUW2 and South SUW-3 (data by Vermilion) (Right) Pressures in Ureterp and Marum (data by the NAM). URE-1 concerns the production in Uterterp north and URE-2 the production in Ureterp South

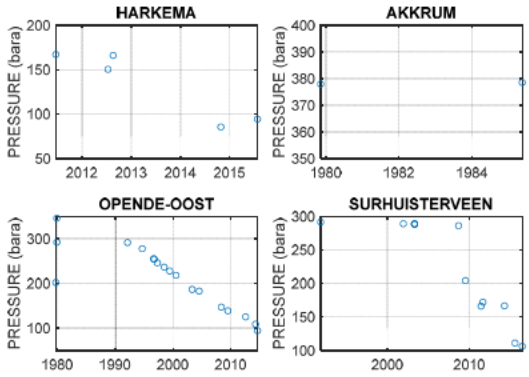


Figure 7: Pressures in other Rotliegend fields in the vicinity of Tietjerksteradeel (Data by the NAM)

Data on Seismicity

In the north of the Netherlands natural earthquakes are very rare and the consensus is that reservoir faults are initially stable, but that gas-production may induce seismicity by differential compaction. No induced seismicity has been observed for gas fields up to 28% pressure depletion (TNO 2012), which indicates that the initial fault stress is far from criticality.

During its historical production a seismic event of M_w=1.0 occurred in 1999 and magnitude M_w=1.8 occurred in 2003 in between TID and Ureterp (URE) (see Figure 2). Although these events are assigned to the production in URE, TID falls within the location uncertainty. More to the south-east of TID 4 tremors have been assigned to production in Appelscha.

Significant seismicity induced by gas production in The Netherlands in excess of M_w=2 is clustered around two regions: 1) Groningen/East-Drenthe area roughly located east/south-east of the Hantum fault zone and 2) Bergermeer (Figure 8). Both areas shows strong regional faulting of which the faults extend to younger strata. Fields in regions with less height continuity of regional faulting show much less seismicity which is also of lower magnitude. This could be a spurious correlation, but faults are essential for compaction induced seismicity. Moreover, similar levels of fault stress concentrations expected in the seismic inactive regions do result in seismicity in the seismic prone clusters (see Table 1). This suggests that the occurrence of seismicity is primarily related to the characteristics of the fault, while the compaction energy only serves as the driving mechanism (De Pater et al. 2020).

The tremors in Appelscha took place in the vicinity of these regional faults. Ureterp and the Southern seismic event are located relatively close to a regional fault, although that fault does not extent younger strata. TID is located significantly further away from regional faults (see Figure 2). This might be an indication that seismicity in Ureterp is also related to regional faulting, but the Northern seismic event is located significantly further away.

A second observation is that first induced seismicity in seismic active regions appears to be relatively strong. Bergermeer produced a magnitude M_w=3 without prior seismicity of smaller magnitude (Fenix, 2018). This suggests that the fault must have had a considerable initial resistance to slippage, because otherwise smaller tremors should have been observed given the seismic energy involved.

As such, in this study the presence or absence of seismicity will be explained in terms of fault strength or cohesion.

Table 1: Approximate compaction moment ($M_c \approx 2G\Delta V_{res} \approx 2Gc_m V_{res}\Delta p$), reservoir volume V_{res}, compaction coefficient (c_m), shear modulus (G), initial reservoir pressure and pressure drop (Δp). Data is extracted from NLOG winnings plannen and the Bergermeer study (Fenix, 2018).

	V_{res}	Initial pressure	Δp	c_m	G	M_c	M_w
	(x1e9 m3)	(bar)	(bar)	1/bar	GPa	x1e15 N*m	(-)
TID RO	2.5	284	-267	0.62	9.2	-75	n/a
Harkema	0.2	295	-165	0.64	9.2	-3	n/a
Suawoude	0.8	283	-253	0.6	9.2	-23	n/a
Ureterp	1.0	281	-254	0.65	9.2	-32	1, 1.8
Marum	0.6	281	-201	0.45	9.2	-10	n/a
Surhuisterveen	0.1	292	-243	0.61	9.2	-2	n/a
Opende-Oost	0.3	292	-281	0.71	9.2	-10	n/a
Bergermeer	3.6	228	-213	0.5	8	-61	3,3,3.5,3.5

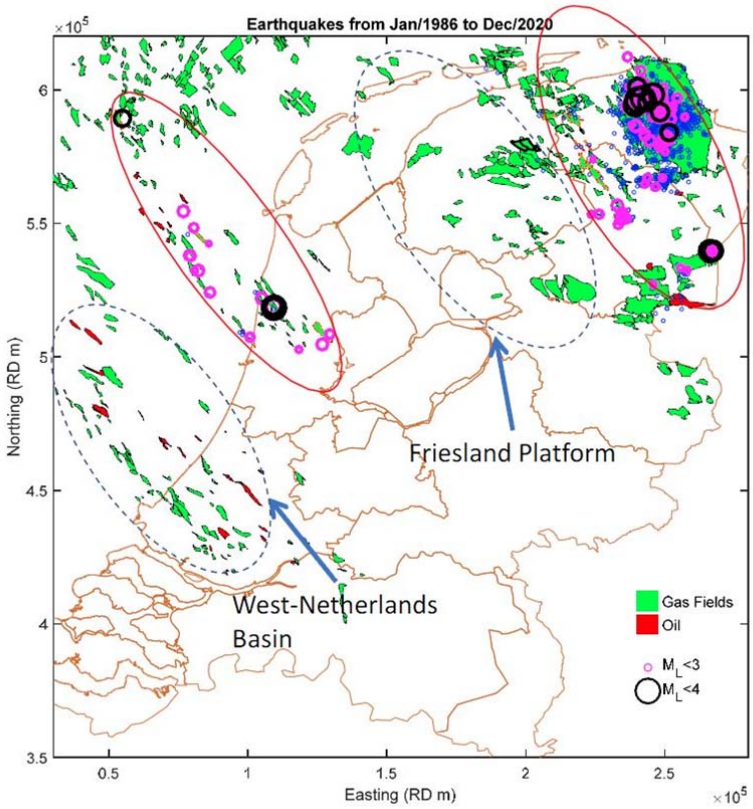


Figure 8: Compaction induced seismicity in excess of M_w=2 in the Netherlands is clustered around Groningen-Drenthe in the North East and around Bergermeer in the North West. (Figure by De Pater et al. 2020)

Subsidence Data

Figure 9 and Figure 10 show the cumulative subsidence from TID Vlieland, TID RO and Suawoude (NLOG 2012-2018). The combined bowl was modelled by Vermilion and NAM by convolution of a Van Opstal-Geertsma model (1973, 1974) with a time delay model per field. The subsidence bowl shows a considerable time delay with respect to the pressure change. The observed time delay may be caused by several processes (relaxation of stress arching of the overlying layer(s), salt creep, pressure diffusion within the reservoir (e.g. TID-SUW) or adjacent water-bearing zones and creep within the reservoir itself) or a combination of both. Moreover, because the Vlieland (of variable thickness) and the Rotliegend zones overly, and have been produced in parallel (so have very similar pressure histories), the relative contributions are hard to distinguish. Finally, the Suawoude and Tietjerksteradeel bowls do overlap.

Therefore a significant uncertainty remains on the compaction of the Rotliegend reservoir, even though the overall subsidence signal is fairly unambiguous due to its magnitude. Because the bulk of the production (and pressure depletion) is many years in the past, even for relatively long Kelvin-Voigt time delays, a relatively low percentage of the subsidence remains (as demonstrated in Figure 11). Taking all these uncertainties into account, Vermilion (2019) estimates a final subsidence of 15 cm +/- 20% for the Tietjerksteradeel Rotliegend.

Since the focus of this study is on seismic risk of fault slip that is related to the local stress change on faults, the compaction behavior is approximated by using compaction coefficients that represent the total subsidence after relaxation. This does not capture the time delay, but it does capture the maximum amplitude.

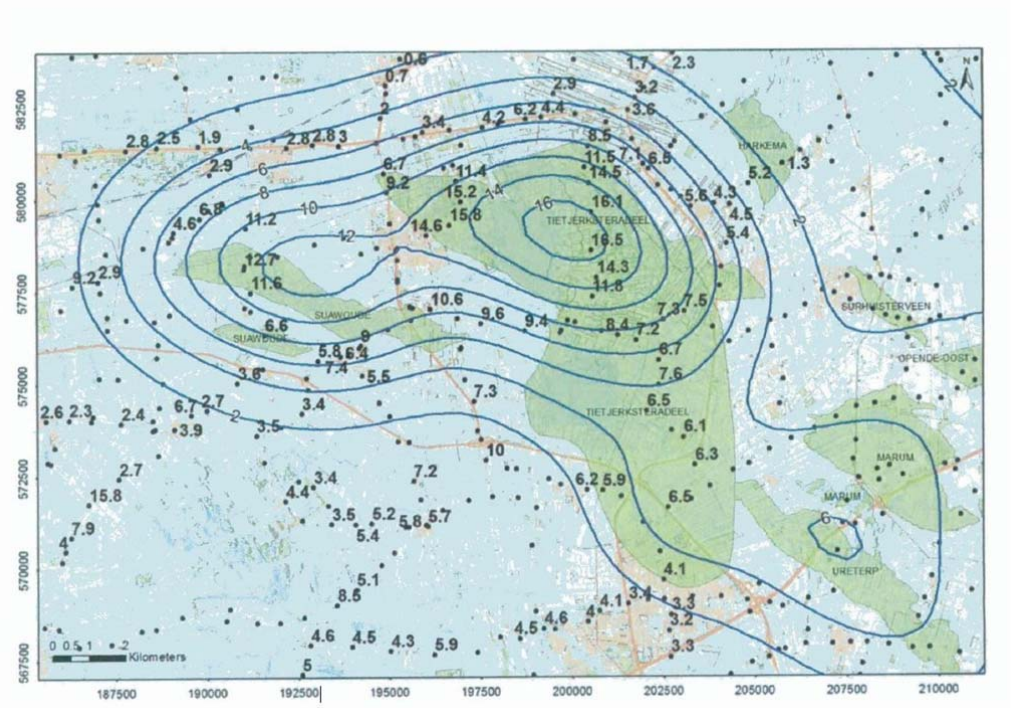


Figure 9: Measured subsidence (in cm) till 2008 relative to 1974 (NAM data, NLOG 2012)

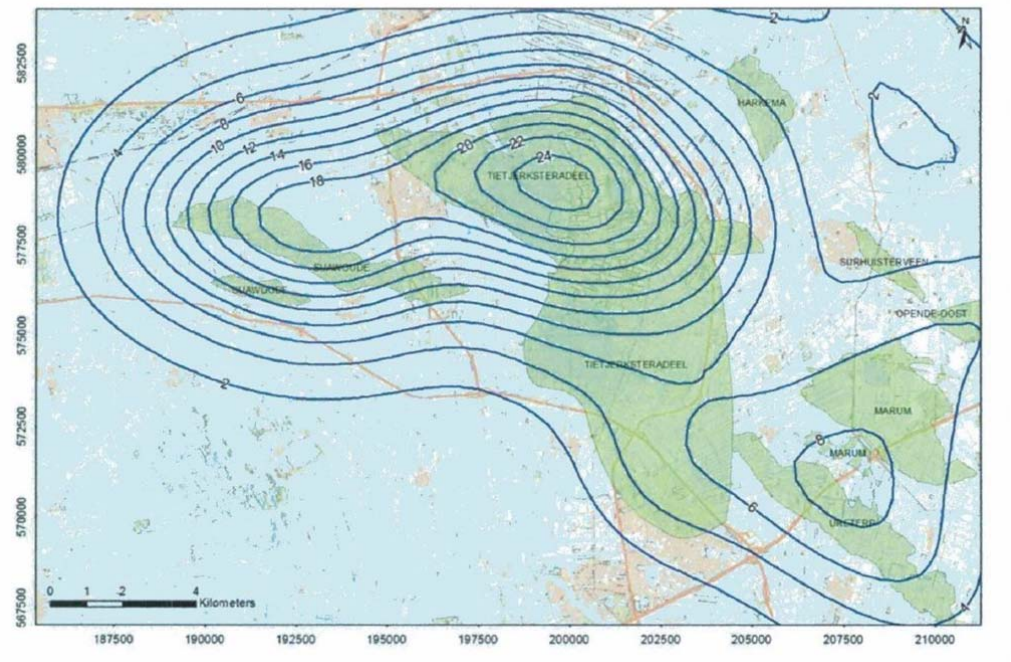


Figure 10: Subsidence Forecast (in cm) for 2050 starting from 1974 (NAM data, NLOG 2012)

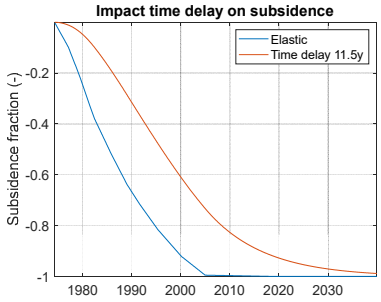


Figure 11: Impact of Kelvin Voigt time delay of 11.5y on the subsidence. The pressure data used follows the main trend in Figure 5 from 284bar down to a pressure of 17bar. The elastic data (blue line) is proportional to the pressure data.

3 Fault Stability Criterion and Subsidence

Fault stability is analysed by means of the Mohr Coulomb failure criterion. Subsidence is modelled elastically.

Mohr Coulomb failure criterion, fault shear area and seismic moment

Fault stability is evaluated by means of the Mohr-Coulomb shear failure criterion. The critical stress ratio R_c is defined as the ratio of the net shear stress magnitude (τ_{net}) over the effective normal stress, being the normal stress (σ_n) minus the fault pressure (p_f):

$$R_c = \frac{\tau_{net}}{\sigma_n - p_f} \tag{1}$$

The net shear stress is the shear stress (τ) minus the fault cohesion (c):

$$\tau_{net} = \max\left(0, |\tau| - c\right) \tag{2}$$

A fault will get critically stressed if the critical stress ratio exceeds the fault friction coefficient f:

$$R_c > f \text{ or equivalently } \tau > c + f \bullet \left(\sigma_n - p_f\right) \tag{3}$$

In case the fault pressure lags the reservoir pressure the minimum horizontal stress might turn tensile (i.e. $\sigma_1 < p_f$) and micro cracks will open up in the rock. However, in order for a crack to stay open the fluid pressure needs to balance the (minimum) stress at the rock face. As this situation is most likely to happen in tight rock adjacent to the reservoir, the fault pressure in the MC criterion will be bounded from above by the minimum horizontal stress:

$$p_f = \min\left(\sigma_1, p_{fault}\right) \tag{4}$$

Derivation of the shear and normal stress is given in Appendix I.

The critically stressed shear area (A_c) is the largest contiguous fault patch where the fault friction coefficient is exceeded. For two-dimensional simulations the shear area follows from the critically stressed fault height (H_c) which is the largest contiguous patch that exceeds the friction coefficient. This is multiplied by an unknown critical fault length (L_c). It is assumed that the critical fault length scales proportionally to the critical fault height as ($L_c = N \bullet H_c$), in which a conservative aspect ratio of (N=)10 is assumed for the size of the critically stressed patch. An aspect ratio of one will be studied as sensitivity. Calibration will happen by determining the fault cohesion for a fixed friction coefficient of f=0.6.

Under the assumption that the fault slip area equals the critically stressed shear area, the Seismic moment magnitude can be correlated to the fault slip area, (Figure 4). An Earthquake of magnitude 1.5 corresponds to a critically stressed area of about 3100m^2.

From (3) it follows that a fault may get critically stressed because of an increase in shear stress τ, an increase in fault pore pressure (p) or a reduction in normal stress, σ_n. Lowering the reservoir pressure by Δp gives a stress reduction in the reservoir via the poro-elastic coupling of approximately:

$$\Delta\sigma = A_p \Delta p, \qquad A_p = \frac{1-2\nu}{1-\nu}\alpha_B < 1 \tag{5}$$

(Here A_p is the poro-elastic coefficient, ν the Poisson ratio and α_B the Biot coefficient. Eq. 5 is valid for one-dimensional compaction)

Pressure depletion in the reservoir will result in an increase of the effective normal stress at the reservoir side, with the tendency to stabilize the fault. However, the stress reduction in the reservoir also results in a stress reduction in the non-reservoir rock on the other side of the fault. The pressure at the non-reservoir side will remain (nearly) constant for fully sealing fault and for permeable faults will decrease less in comparison to the reservoir side. As a consequence the effective normal stress will generally decrease at the non-reservoir side.

Another effect is that reservoir compaction induces shear stress on the faults. At a fault face, an increase in shear stress and a decrease in effective normal stress will both have a destabilizing effect. The induced shear stresses results in a rotation of the principal stress components, which especially for a scissor point fault configuration may significantly alter the effective dip (being the angle between the fault plane and the minimum principal stress direction) over time.

In the centre of a reservoir compartment, the increase in shear stress will be smaller than the increase in effective normal stress at the reservoir side such that the reservoir will stabilize when the reservoir pressure is reduced. Both the disturbance in shear stress and effective normal stress in non-reservoir rock usually fall of rapidly with distance from the fault. However, the extent will generally be larger for a larger ratio of the Young's modulus between the non-reservoir and reservoir.

The fault pressure and its precise relation with the reservoir and non-reservoir pressure is a major unknown. As a consequence, the fault pressure will be treated as sensitivity. The three fault pressures that are considered are the average, minimum and maximum fault pressure and are defined as:

$$\begin{aligned} p_{f,avg} &= 0.5\left(p_{f,east} + p_{f,west}\right) \\ p_{f,\min} &= \min\left(p_{f,east}, p_{f,west}\right) \\ p_{f,\max} &= \begin{cases} \max(p_{f,east}, p_{f,west}), & sand\ /\ non-sand \\ p_{f,avg}, & sand\ /\ sand \end{cases} \end{aligned} \tag{6}$$

The default approach, that is also adopted here, is to take the fault pressure as the average of pressure at both sides of the fault (usually the reservoir pressure at the reservoir side and virgin pressure at the non-reservoir side juxtaposed to the reservoir). Although the average pressure makes sense at geological time scales, it is conservative at the time scale of the reservoir production process. In case the opposite "sealing" side has a much lower permeability it can be shown that for reasonable depletion rates even for a thin fault zone of say 0.1m with a permeability of a few nanoDarcy and a fault damage zone with a width in the order of 10m and permeability in the microDarcy range, the fault pressure will quickly adjust to the reservoir pressure. However, in the unlikely case that the fault is (and remains) entirely impermeable, or if the pressure depletion rate is fast compared to the pressure adjustment in the fault the fault pressure may also lag the reservoir pressure and stay closer to the virgin pressure.

A second problem arises that the virgin pressure at the non-reservoir side of the fault is generally unknown. Although changes in the effective normal stress are insensitive to the (nearly) constant non-reservoir pressure, the initial shear stress ratio depends on it. The common approach is to assume hydrostatic pressure equilibrium at virgin conditions. This gives the same response as assuming virgin fluid pressure at the fault face at the non-reservoir side. This assumption is supported by the absence of naturally critically stressed faults, which constrains the magnitude of the initial non-reservoir pressure.

Elastic modelling of subsidence

In case the surface heave responds elastic with respect to a change in pressure the compaction coefficient gives the vertical reservoir strain for a given fluid pressure drop:

$$c_m = \frac{\alpha_B}{E}\frac{(1-2\nu)(1+\nu)}{1-\nu} = \frac{A_p}{2G} \tag{7}$$

Where the shear modulus is given by:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \tag{8}$$

This relation is strictly only valid for a 1D compaction model, i.e. a pancake reservoir that is large compared with depth. As the focus of this study is on seismic risk, the observed time delay was not accounted for in the current study. However, the Young's modulus was varied such that it covers the uncertainty range in the expected maximum subsidence of 15cm +/- 20% and the uncertainty range in reported compaction moduli (c_m) of [0.4, 0.8]x10^{-5} 1/bar (Vermilion, 2019).

4 Geomechanical Model Construction

This section first describes the selection of the various cross sections for the historical TID model, the future prospects and Ureterp. Subsequently, the discretization methodology is explained. After the Model inputs are described the initialization and calibration procedures are discussed. In particular attention is paid to the calibration procedure for fault cohesion. The section ends with the description of the workflow for seismicity determination.

Cross section selection

Figure 12 shows the depth map of top Slochteren with the TID faults and the blocks that are relevant for this study, under the assumption that the minimum horizontal stress direction is SW-NE.

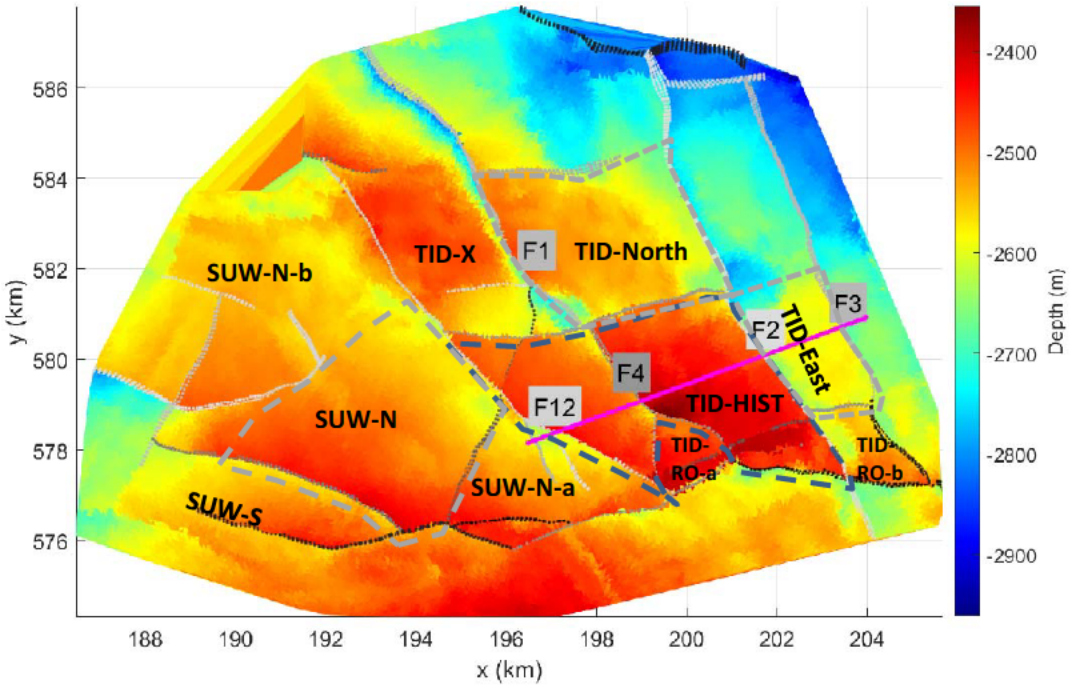


Figure 12: Top view of top Slochteren and the fault maps. For this study relevant faults are labelled. The magenta line shows the location of the cross section for the historical TID model. TID-X is not produced and its pressure unknown. Pressure in SUW-N-a is highly uncertain.

Cross-section for the historical TID model (TID-Hist)

Horizons for the Zechstein and Rotliegend and Faults were exported from a Petrel model provided by Vermilion. For TID-Hist various cross sections were determined along the historical midfield fault F4. Initially a cross section was selected for which the historical midfield fault forms a so-called scissor point; a point where the top of the ROSL at one side of the fault is precisely juxtaposed to the bottom of the ROSL at the other side of the fault. A scissor point is commonly the most critical location because the stress disturbance (rotation) from compaction of the depleting blocks at the opposite sides of the fault add up. The F4 scissor point coincided with a fault dip of 60° which gives high initial shear stresses. However, it appeared that stress rotation by depletion reduces the effective dip by about 15° from an initial 60° to just 45°, causing that the scissor point cross-section is not the likely most critical location at the end of depletion (see Appendix IV).

As such a cross cection was chosen a few hundreds of meters to the south that is still close to the scissor point but of which the initial dip is with 70° much larger (see Figure 13). The larger dip is also closer to the average dip of the midfield fault (Figure 14) and as such more representative. Figure 15 shows the resulting cross section along the historical field that is likely to get most critical.

A striking feature of the cross section is the strong heterogeneity of the Zechstein formation. The heavy Z3A formation will give rise to a disturbance of the virgin stress around the midfield fault. Initially the Z3A and Z3T were combined. However, separation of these domains appeared to have little impact on the critical fault behaviour.

The overburden was constructed from NLOG data. The horizons of the Vlieland (KN) and Texel formations were constructed by shifting the Top Zechstein using the average thickness of the Texel (90m) and Vlieland formation (110m). The Ommeland formation was truncated at a depth of 1000m.

Figure 15 shows that there may be a considerable mismatch between the actual local fault dip and the dip resulting from the interaction of the 3D fault with the intersection plane at the height of the ROSL. In the computation model the faults are approximated as straight lines in which the original fault dip is preserved.

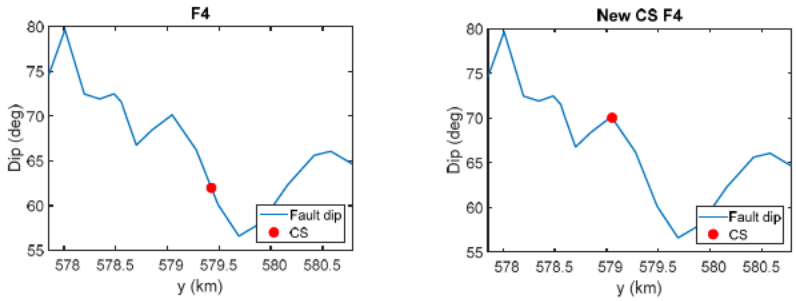


Figure 13: Dip distribution along the historical midfield fault with (Left) Location of the scissors point and (right) location of the new location that has a larger fault dip

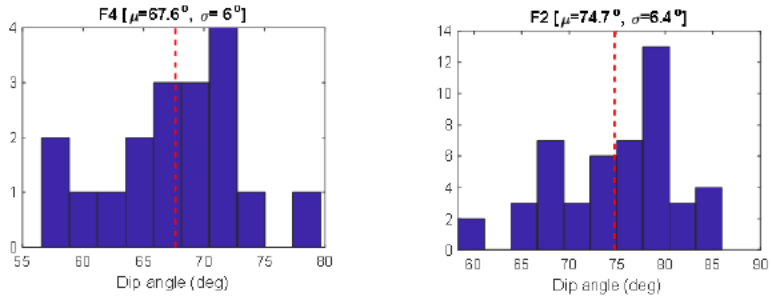


Figure 14: Fault dip distribution along the historical midfield (F4) and the east fault (F2)

Cross-section for TID-East

The scissor point for the Eastern prospect happens to be in the same cross section as for TID-Hist. When the block located east of fault F-2 starts production, the historical block west of the fault is already at maximum depletion. The dip angle of the F-2 fault is 76° which gives low initial critical stress ratio, but turns out to be more risk prone than the midfield fault of TID-Hist during depletion because of stress rotation.

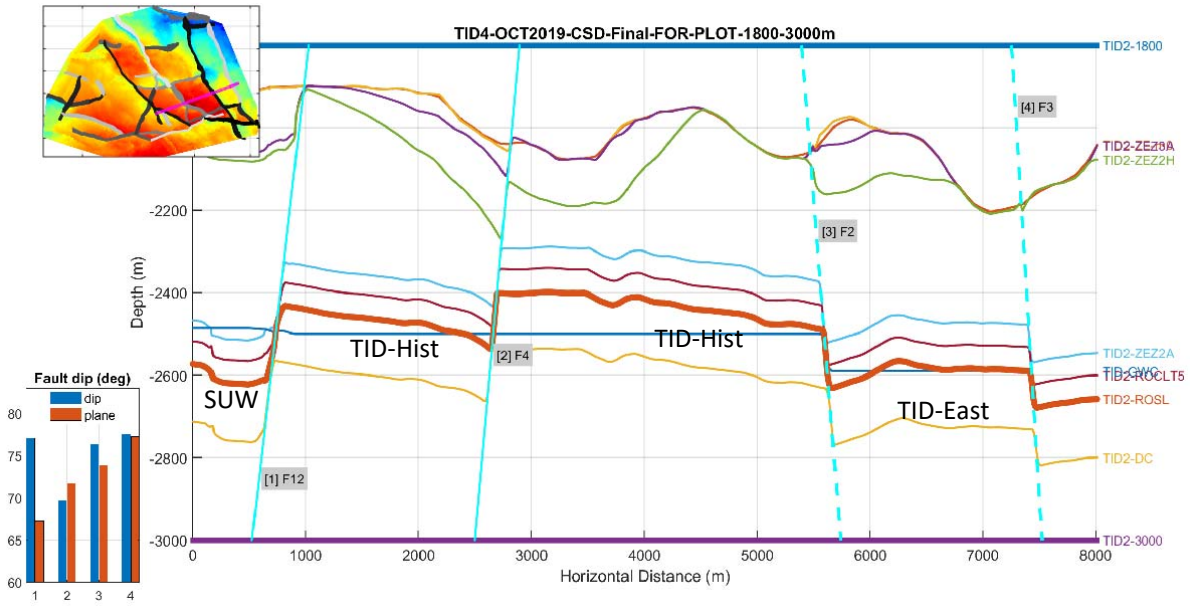


Figure 15: Likely most critical location for production from the historical TID blocks (TID-Hist) and the Eastern prospect (TID-East). SUW

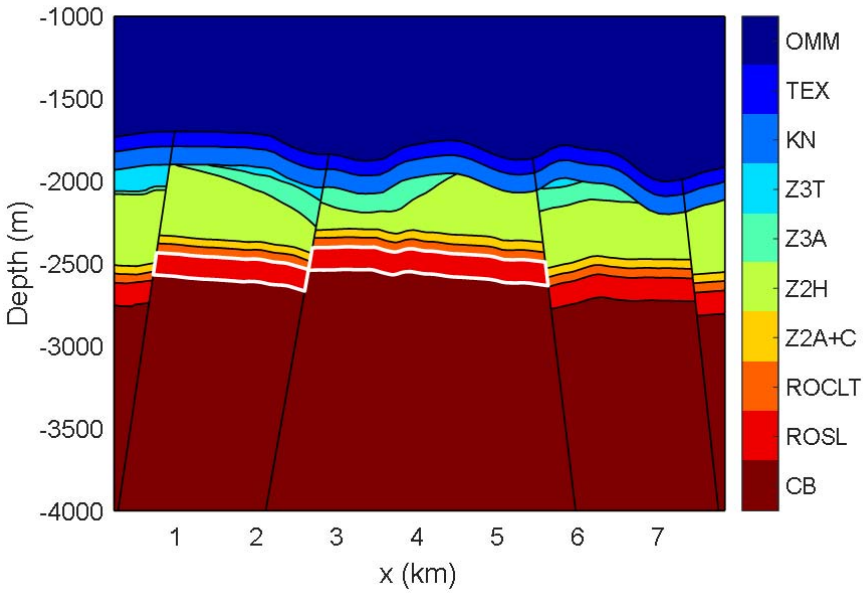


Figure 16: Cross-Section for TID-Hist and TID-East with the geological formation within the Comsol model. The white contour indicates the location of the historical Slochteren reservoirs. In the Ureterp and TID-North models, formations top Zechstein Z3T and upper anhydrite formation Z3A are lumped.

Cross-section for TID-North

As the most critical spot for the Northern prospect, the corss-section shown in Figure 17 was selected. In this the fault (F-1) offset west of the block is with 125m maximized and the producing block is juxtaposed to the stiff anhydrite (Z2A) formation. The fault in the East (F-2) also shows a considerable offset. Interaction between TID-North and TID-East was not considered for this northern block. However, the interaction between TID-Hist and TID-East will get more critical because of the larger offset and for ROSL production it concerns a scissors point configuration. For the Northern cross section the formation Z3T is disregarded and considered as part of the Z3A anhydrite formation.

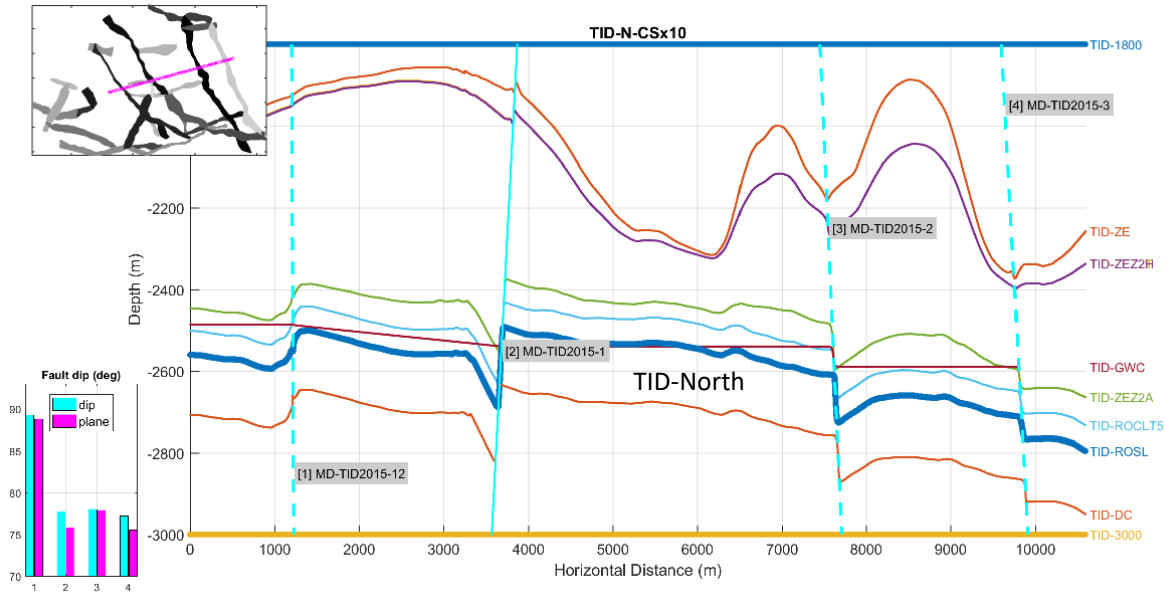


Figure 17: Likely most critical location for production from the Northern Prospect

Model construction for Ureterp

For Ureterp, located south east of TID, only top Slochteren and the western bounding fault were available in a Petrel deck. The average thicknesses for the other formations were determined from the NLOG data. Horizons were determined assuming constant formation thicknesses. The Recovery Plans (NLOG 2012, 2018) mention a formation thickness of 125 respectively 95m for the height of the Gas zone (Figure 19). This points at production from the Slochteren formation only. A striking feature of the Ureterp field is the thick salt (Z2H) formation of about 420m thickness. The thickness of the underlying Anhydrite formation that separates the salt from the Rotliegend is fairly uniform. Similar to TID-North top Zechstein and the upper Anhydrite formation, are combined as a single formation.

For the most critical spot, two locations were candidates. A cross section was selected in the central section of the Ureterp field. At this – hereafter called – southern cross section the western bounding fault has the maximum offset, but the offset of the midfield fault is limited (Figure 20). After analysis of the TID blocks, a second cross section was selected in the north in which Ureterp is located next to the (also produced) Marum field with maximum offset between the two fields. This second cross section is referred to as the northern cross section (Figure 21).

Because only the data of the western bounding fault was available, the dip of the other faults had to be assumed. A dip of 70° was assumed for these faults.

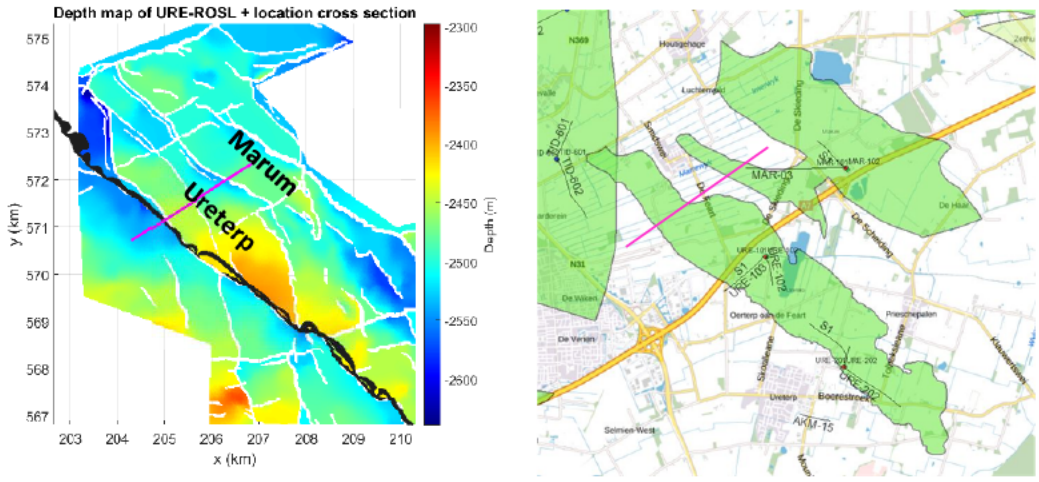
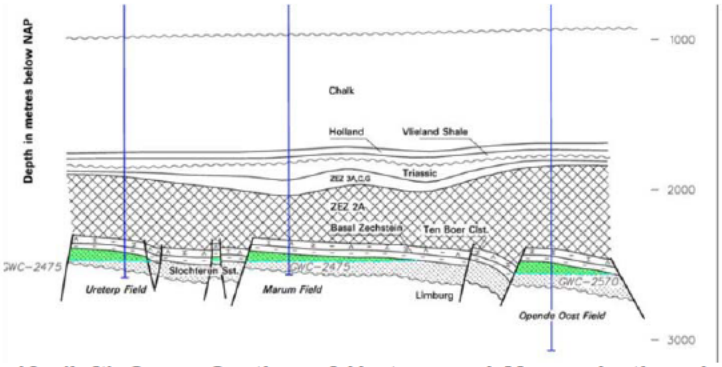


Figure 18: (Left) top view of Northern Cross-Section (right) Approximate location of the cross section on a map



	Thickness	Depth
OMM	768	973
HOL	49	1741
TEX + TRIAS	72	1790
Z3A	30	1862
Z2H	420	1892
Z1a	47	2312
TB	43	2359
ROSL	125	2402
CB	1473	2527
BOT		4000

Figure 19: (left) Cross Section of Ureterp and Marum in the winningsplan of 2012 (right) average thickness of the formations for the Ureterp derived from the winningsplan and NLOG data

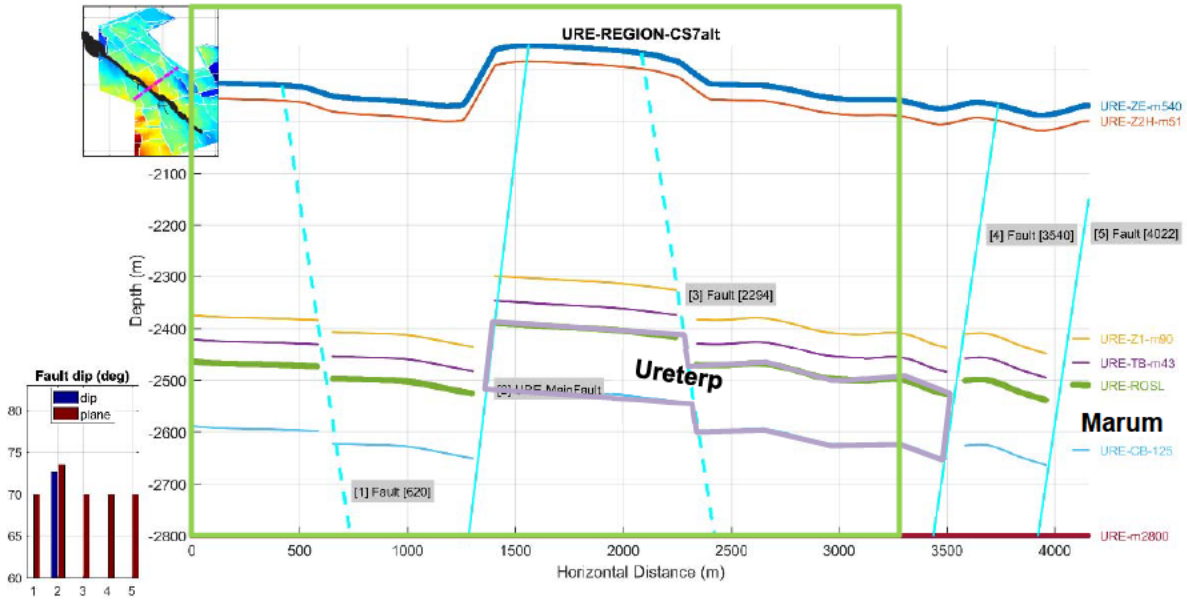


Figure 20: Cross section through Ureterp where the fault offset is maximal at west fault.

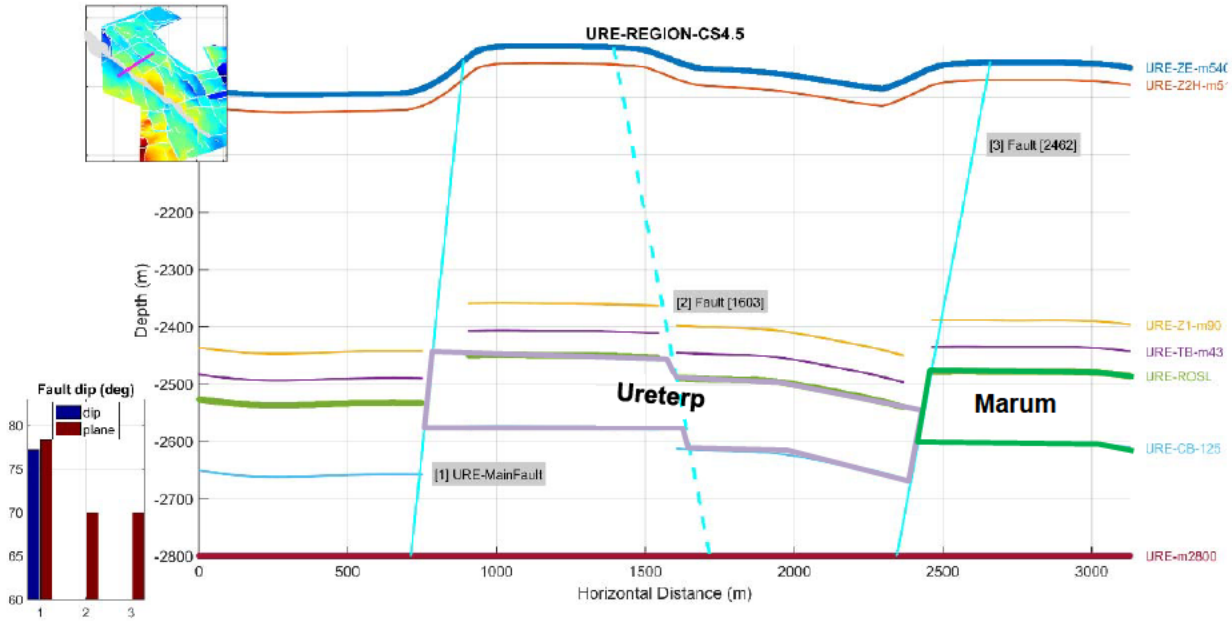


Figure 21: Cross Section in Northern part of the Ureterp field where Ureterp shares a fault with the Marum field

Model Discretization

The relevant faults under consideration were discretized with a maximum edge length varying in between 0.5m and 2m from about 125m above the top of the ROCLT down to 125m below the base of Slochteren. The Rotliegend formations are discretized with a maximum element size of 25m. Away from the relevant fault sections the element size coarsens with a growth factor in between 1.2 and 1.4. Figure 22 shows the grid for TID-Hist, Figure 23 zooms in around the reservoir.

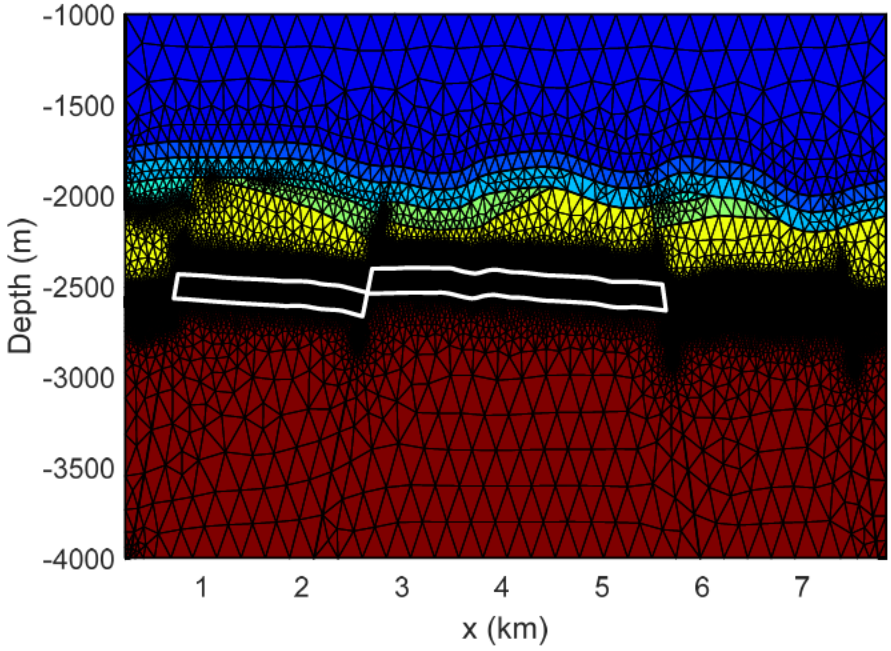


Figure 22: Simulation grid used for the modelling of historical production (TID-Hist). The Slochteren formation of TID-Hist is indicated by the white contour

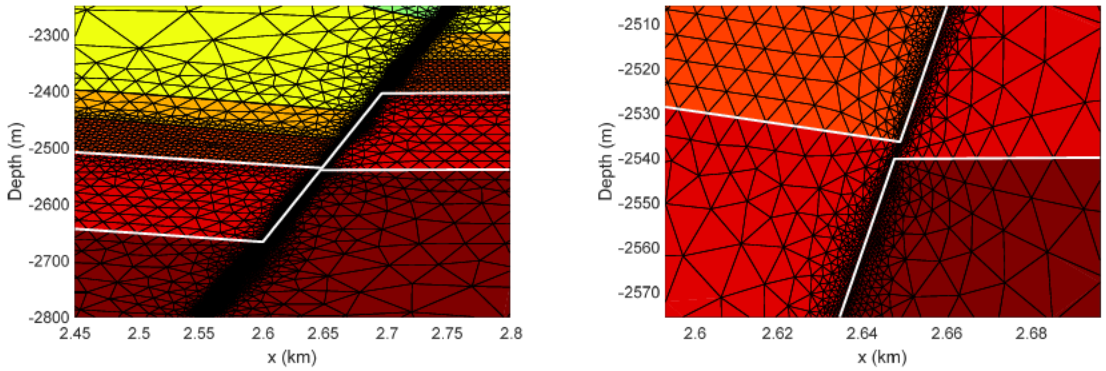


Figure 23: Gridding along the midfield fault F4 for modelling of historical production. Relevant fault are discretized very finely. The Slochteren formation of TID-Hist is indicated by the white contour

Model input data

Geomechanical parameters (Young's modulus, Poisson ratio and density) for the Zechstein and the Rotliegend were derived from Dipole Sonic logs (from well TID-702). For the formations not covered by the logs, TNO data was used, see Table 2 (TNO, 2008). The reported compaction coefficients for TID-RO are in the range of [0.4, 0.8] 1/bar (Vermillion, 2018). Because this study aims at finding the worst case scenario, the Biot coefficient was set to 1 in all layers to maximize the stress change for a given pressure drop and the base case Young's modulus in the Rotliegend formation was reduced by 50%. These settings resulted in a compaction coefficient of 0.8×10^{-5} 1/bar which covers the higher end of the reported uncertainty range for the compaction coefficient. The lower end will be covered by a sensitivity using the original Young's modulus. All other settings are identical to the ones used in the Middelburen (2019) study.

Table 2: Formation properties. Young's Modulus (E), Poisson ratio (ν) and Biot coefficient.

	rho	E	nu	Biot	Source
	(kg/m3)	(GPa)	(-)	(-)	
KXOMM	2300	10	0.17	1	TNO
TEX	2300	6	0.3	1	TNO
KN	2400	16	0.2	1	TNO
Z3T	2301	31	0.25	1	TID-702. Combination of Anhydrite and Halite Predominantly Halite. Taken from Z2A and Z2H
Z3A	2940	49	0.26	1	From 2A
2H	2108	26	0.25	1	TID-702
Z2A	2921	49.6	0.26	1	TID-702. Comb Z2C, Z2A and Z1. Predominantly Anhydrite
TB	2597	24.8	0.25	1	TID-702
SL	2394	23.1	0.19	1	TID-702
CB	2600	30	0.25	1	TNO

Calibration/Sensitivity of the input parameters using a modified Van Opstal-Geertsma model

The subsidence bowl above TID-RO is caused by compaction in various fields. Vermilion modelled this combined bowl by convolution of a Van Opstal-Geertsma model with a time delay model per field. The contribution by TID-RO is uncertain. This uncertainty stems mainly from interaction of the subsidence bowl with other fields, uncertainty about the Ten Boer contribution (NTG), uncertainty within the fit itself and from the observed time delay in the subsidence.

Vermilion (NLOG 2018 TID, Vermilion 2018) reported an estimated final subsidence of 20cm+/-2.5cm by TID-VL and TID-RO, of which about 15cm+/-20% can be contributed to Rotliegend production. The compaction coefficients for TID-RO are reported in the range [0.4-0.8] x 10^{-5} 1/bar (Vermilion, 2018). A compaction coefficient of 6.5x10^{-6}1/bar results in a 1D reservoir compaction ($c_m H_{res} \Delta p$) of 28cm for a 267bar pressure drop and an effective Rotliegend reservoir height of 160m (138m Slochteren + 57m Ten Boer at an NTG of 0.35). For an estimated subsidence of 15cm this gives a ratio between the (maximum) subsidence and 1D compaction of 0.54.

To verify the range of input parameters used in this study and in particular the Young's modulus, a modified Van Opstal-Geertsma model (1973, 1974) is used that allows for Poisson ratio's different from 0.25. The model is fitted on the final estimated subsidence and the ratio between the final estimated subsidence and the unilateral compaction height. In this model the reservoir geometry is discretized in small volumes and the (discretized) surface response follows via linear superposition of the response each reservoir cell to the surface points. The variation of the reservoir geometry over the depth is ignored. The fit parameters are the Young's modulus and the rigid base depth (or reflector depth) at which the vertical displacement remains zero. For a given set of input parameters and fixed reservoir geometry, the rigid base depth in the model fixates the ratio of the maximum subsidence to the unilateral compaction height (and the shape of the subsidence bowl) while the Young's modulus is fitted to the maximum subsidence.

As base case the modified Van Opstal-Geertsma prediction is fitted on the reported subsidence estimate of 15cm and subsidence over compaction ratio of 0.54 for a Biot of coefficient of 1. Because of the uncertainty in the subsidence and the subsidence bowl, the maximum subsidence fit is varied by [-20%, +20%] and the subsidence over unilateral compaction ratio is varied in the range [0.46, 0.67]. For each case the uncertain NTG of the Ten Boer is varied between 0, 0.35 and 1, while an NTG of 1 is assigned to Slochteren. As final sensitivity the Biot coefficient is varied from 1 to 0.8.

Figure 24 shows the resulting subsidence bowl for the base case fit with NTG=0.35. For each case, the fitted Young's modulus scales with Ten Boer NTG, such that H_{res}/E is constant in order to arrive at the same subsidence. As a consequence, the compaction coefficient scales inversely proportional to NTG of the Ten Boer. The fitted Young's moduli (Table 3) vary in the range [9.9-21]GPa for a Biot coefficient of one which results in compaction moduli in the [0.4-0.9] x 10^{-5} 1/bar which is sufficiently close to the compaction moduli reported by both the NAM and Vermilion. A Biot coefficient of 0.8 even gives Young's modulus as low as 9.5GPa. In case the rigid base reflector of zero displacement is located at a shallower depth, a larger part of the compaction gives subsidence which requires higher Young's modulus (and consequently lower compaction modulus) and vice versa.

In conclusion, the range of compaction modulus found for the sensitivities to the heave and the rigid base depth are in close agreement with the range of compaction moduli reported by Vermilion. In the seismic risk analysis that follows both ends of the range of compaction moduli [0.4-0.8]x10^{-5} 1/bar will be considered in the sensitivity analysis. The case with the higher compaction modulus (lower Young's modulus) will serve as base case as it gives the highest contrast in formation properties with the surroundings and as consequence will likely pose the highest seismic threat.

Table 3: Fitting of a modified Van Opstal-Geertsma model (1974) to the subsidence bowl. The maximum subsidence (dh) and the subsidence over unilateral compaction ratio (dh/dhRes) are the calibration targets (in blue), while the Young's modulus (E) and the rigid base depth (in red) serve as calibration parameters. Sensitivities concern the maximum subsidence (15cm+/-20%), the subsidence over compaction ratio (0.46, 0.54 and 0.67) and the Biot Coefficient (1 vs 0.8). The reservoir height equals $H_{res} = H_{SL} + NTG \times H_{TB}$ for a Slochteren height H_{SL} of 138m and Ten boer height H_{TB} of 57m. For each sensitivity the NTG of the Ten Boer is varied between 0, 0.35 and 1. The depth variation over the reservoir is ignored. The unilateral compaction height reads $c_m H_{res} \Delta p$.

Case	NTG Ten Boer	Hres 138+NTG*57	Pr	Biot	Rigid Base Depth	E	Cm	unilateral compaction (dhRes)	Subsidence (dh)	Subsidence over compaction ratio (dh/dhRes)
	(-)	(m)	(-)	(-)	(m)	(Gpa)	x1.0e-5 1/ba	(mm)	(mm)	(-)
Base Case	0	138	0.19	1	-3250	11.8	0.8	284	153	0.54
	0 35	158	0.19	1	-3250	13.5	0.7	284	153	0.54
	1	195	0.19	1	-3250	16.7	0.5	284	153	0.54
122mm subsidence	0	138	0.19	1	-3250	14.7	0.62	228	**122**	0.54
	0 35	158	0.19	1	-3250	16.9	0.54	228	**122**	0.54
	1	195	0.19	1	-3250	20.9	0.44	227	**122**	0.54
184mm subsidence	0	138	0.19	1	-3250	9 8	0.9	341	**184**	0.54
	0 35	158	0.19	1	-3250	11.3	0.8	341	**184**	0.54
	1	195	0.19	1	-3250	13.9	0.7	341	**184**	0.54
Biot = 0.8	0	138	0.19	**0.8**	-3250	9.4	0.77	284	153	0.54
	0 35	158	0.19	**0.8**	-3250	10.8	0.67	284	153	0.54
	1	195	0.19	**0.8**	-3250	13.3	0.55	284	153	0.54
high subsidence over	0	138	0.19	1	-2650	14.8	0.6	227	153	**0.67**
compaction ratio	0 35	158	0.19	1	-2650	16.9	0.5	227	153	**0.67**
of 0.67	1	195	0.19	1	-2650	20.8	0.4	228	153	**0.67**
Low subsidence over	0	138	0.19	1	-4000	10.0	0.91	335	153	**0.46**
compaction ratio	0 35	158	0.19	1	-4000	11.5	0.79	334	153	**0.46**
of 0.46	1	195	0.19	1	-4000	14.2	0.64	333	153	**0.46**

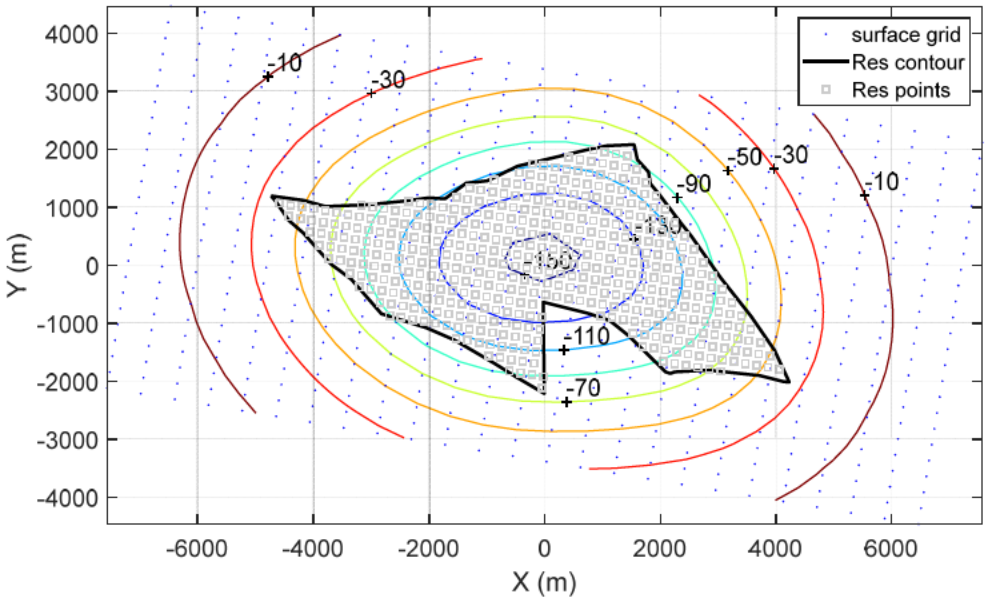


Figure 24: Subsidence bowl by the modified Van Opstal-Geertsma (1974) model for the base case with an NTG of 0.35. The actual shape of the TID-Hist reservoir (as shown by the contour) is used in the compaction calculation. The reservoir is subdivided in small volumes. The response shown follows by superposition of the response to each volume element. In the implementation the model is discretized along the principal reservoir axes and rotated back to the Cartesian grid.

Stress Data

Vertical stress is obtained from the density log. Horizontal stress was inferred from LOT pressures. It is assumed that the minimum horizontal stress is oriented South-West to North-East, perpendicular to the main fault trends in agreement with regional stress orientation.

Initialization and calibration procedure

The virgin stress distribution is the result of tectonic, creep, depositional and erosional processes over geological time scales. Modelling of these processes to obtain the initial stress is not feasible because of the lack of data and the complexity of tectonic history. Instead, the geology is taken as given and the initial stresses are calibrated on the available data.
For the initialization and calibration the following procedure is followed:

1. Calibration virgin fluid pressure
2. Calibration of stress
    a. Vertical Stress Initialization
    b. Horizontal Stress Initialization
    c. Absence of critically stressed fault at 30% Slochteren depletion

Calibration of Fluid Pressure

Fluid properties were assumed to be the same as in Middelburen (2019). The small deviation in the virgin hydrostatic pressure that results from this is negligible compared to the pressure drops that are applied.

Calibration of the fluid pressure in TID Hist
The virgin reservoir fluid pressure is assumed to be hydrostatic with a fluid density taken from Middelburen of 169.95kg/m3 above the gas water contact (GWC) of -2500m and a density 1075kg/m3 below the GWC. Pressure at the GWC is taken at 284bar. Capillary pressures are ignored. The pressure of the non-reservoir fluid (outside the Ten Boer and Slochteren reservoirs) is assumed to be in equilibrium with the reservoir fluid pressure under virgin conditions and remains constant. Although the choice of the non-reservoir fluid pressure does not affect stress changes in time, it does affect the initial value for the effective stress and as a consequence the initial shear ratio. However, it is also known that the faults have not been seismically active which provides upper bounds for the initial non-reservoir fluid pressure. A hydrostatic equilibrium pressure falls within these bounds
The virgin fluid pressure in the non-reservoir rock is obtained in two steps. In the unforced first step hydrostatic fluid pressure is calculated in the entire domain with the reservoir fluid density taken from the reservoir model and the non-reservoir fluid density used as matching parameter. The best fit between non-reservoir and reservoir pressure is obtained for a non-reservoir fluid density of 1183kg/m3. In this step the reservoir pressure is not imposed but follows from equilibrium.
In the enforced second step the actual virgin fluid pressure in the reservoir is projected on the model both as initial condition and as boundary conditions imposed on the reservoir boundaries, while the non-reservoir fluid density is set equal to the matched density from step 1. The non-reservoir fluid pressure follows now from equilibrium with the reservoir fluid pressure.

Calibration of the fluid pressure in TID East and North and Ureterp
The initial fluid pressure in TID-East is taken from initialization of the fluid pressure of TID-North. No adjustments were made for the differences in the GWC. The maximum deviation that will result from this is 8bar, which is negligible compared to the 267bar pressure drop of TID-Hist.
The pressure initialization in TID-North and Ureterp were done similarly as TID-Hist, but with adjustment of the GWC and the required fluid density of the overburden (see Table 4). The pressure was taken as 281bar at a GWC of 2540m.

Table 4 Modelled GWC and fitted overburden fluid density

	GWC	rhof
	(m)	(kg/m3)
TID-Hist	2500	1183
TID-North	2540	1151
URE	2475	1176

Virgin stress initialization

Boundary conditions

The bottom, left and right boundary are no displacement boundaries. The top boundary is a load boundary condition of 21.7MPa taken from the Middelburen study at the same depth.

Initialization of the virgin stress state

Virgin stresses are initialized with identical values as for the Middelburen study (2019). The stress initialization follows a three steps approach.

1. Vertical stress initialization.
    - Load step by formation densities with reduction of the Shear moduli in the entire model to 0.001% of its elastic value to get a vertical stress distribution that increases uniformly with depth while Von Mises stresses are minimized
2. Horizontal Stress initialization.
    - Initial horizontal stress is obtained by multiplying vertical stress resulting from step 1 with horizontal over vertical stress multipliers that vary per domain.
    - Reduction of the shear Moduli to prevent excessive initial critical stress ratios below the salt while minimizing Von Mises stresses in the Salt formation.
        i. Shear moduli in the Rotliegend (Ten Boer and Slochteren) as well as the Anhydrite layer below the Salt are reduced to 10%
        ii. Shear modulus in the Salt is reduced by 50%
3. Elastic equilibrium step with original Young's modulus and Poisson ratio to guarantee equilibrium conditions

In the second step the horizontal over vertical stress multipliers are applied. The required reduction in the Shear moduli during this step was identical as for the Middelburen study. In the third step the solution is equilibrated. In the second and third step shear stresses partially return, because of the heterogeneity in the stress multipliers in combination with the heterogeneity in material properties.

Calibration targets for the initialization/depletion stresses are

- Isotropic stresses in Salt layer with minimized Von Mises stresses
- A horizontal over vertical stress ratio of 0.8 in the stiff Anhydrite layers just below and just above the Salt.
- Minimum horizontal stress target of 15.7kPa/m for all other domains identical to Middelburen. This boils down to a horizontal over vertical stress ratio of 0.7

The shear and normal stresses on the fault are mainly controlled by the minimum horizontal stress and vertical stress, which roughly coincide with the x and z direction of the grid. This makes the model fairly insensitive to the choice of the maximum horizontal stress which mostly coincides with the grid y-direction.

Initialization stress state for TID-East

The initial stress in TID-East follows directly from TID-Hist production because they are located on the same cross section.

Initialization of the stress state for TID-North

To obtain the actual initial stress reduction in TID-North resulting from TID-Hist production a 3D simulation would be required. Hence, the initial stress in TID-North is unknown and two initial stress states are

considered: 1) the virgin state and 2) a (conservative) initial state that accounts in an approximate sense for stress change by TID-Hist depletion. In the latter the reduced minimum stress at about 200m away from the bounding faults is used as initial condition for the northern block. This is conservative as the cross section under consideration is located more than 200m away from TID-Hist and located north of TID-Hist in the direction of the maximum horizontal stress. Because of the latter and the heterogeneity involved (clamping by stiffer anhydrite formation) the stress reduction in the Rotliegend formation by TID-Hist is likely to have a bigger impact on the maximum horizontal stress than on the minimum horizontal in TID-North.
The initialization procedure that is followed is identical to the initialization of the virgin stress state but with reduced stress gradients.

Calibration procedure for fault cohesion

It is assumed that the seismicity in the vicinity of Ureterp can be attributed to Ureterp production and no felt seismicity has been observed for TID-Hist. This will be used in the determination of the fault cohesion. For a critically stressed patch it is assumed that ratio of critical fault length over critical fault height is at most 10, so that the critically stressed area reads $A_c = 10L_c^2$ in the worst case. The chosen aspect ratio is conservative. A critically stressed area is linked to the seismic moment magnitude via the correlation, shown in Figure 4.

Calibration of cohesion in TID-His in the absence of seismicity
For each (relevant) fault of TID-Hist the fault cohesion is calibrated such that for a friction coefficient of f=0.6, the seismicity remains the detection threshold (i.e. M_w=1.5) at maximum depletion, being the detection limit prior to the installation of the regional seismic network. Currently, the detection threshold in Friesland is about M_w=1. This corresponds to a critical fault height of 18m. The maximum value of these cohesions is used to predict the seismicity for the new prospects. It is assumed that at the regional scale considered the average fault behaviour and the physical changes that have taken place over geological times scale are fairly constant and uniform. Hence it is assumed that the fault strength or fault cohesion is a regional property. Because criticality is very sensitive to the fault pressure and the actual fault pressure is unknown, a separate cohesion value will be determined for the average fault pressure, the minimum fault pressure and the maximum fault pressure.

Calibration of cohesion in Ureterp on historical seismicity
Although the location is uncertain, the two seismic events originated from different locations. As such the cohesion in Ureterp is calibrated on the maximum of the two seismic events in Ureterp, being the M_w=1.8 magnitude in 2003. The event of M_w=1.0 serves as verification. For the assumed worst case aspect ratio for the critical patch this results in a critical fault height of 25m (Figure 4).

Work flow for seismicity determination

TID-Hist and Ureterp are calibrated at the same virgin stress conditions. The initial stress in TID-East follows directly from TID-Hist as it located on the same cross section. For TID-North two initial stress states are considered; 1) the virgin stress state and the stress state that accounts for the approximate stress reduction by TID-Hist production (see above). It is assumed that no pressure communication has taken place between TID-Hist and the new prospects.

The geomechanical response is assumed to be elastic for which only the spatial pressure distribution matters. Because production in Marum and Ureterp overlap in time, their pressure levels relative to each other are preserved. For the other fields the pressure is simply modelled as a straight line from the virgin pressure to the depletion pressure. When the new TID blocks come online TID-Hist is at its minimum pressure. For historical production the impact of pressure reduction in the adjacent Suawoude block is investigated on the criticality of the midfield fault in the historical block.

Cohesion for TID-Hist will be calibrated on the absence of detected seismicity for a default friction coefficient of f=0.6 (see previous subsection), by determining the cohesion on the limit of non-felt seismicity, i.e. M_w=1.5, at maximum depletion. Using this cohesions, the critical stress ratio and the seismic

moment of the new prospects are compared to historical behaviour. In addition the cohesion required for the absence of felt seismicity is determined for the new prospect and compared against the calibrated values.

The cohesion in Ureterp is calibrated on the cumulative seismic moment of M_w=1.8 at 67bar reservoir pressure. Fault criticality and cohesion of Ureterp is compared to historical production in TID and to the new prospects. For a fair reference to TID, Ureterp cohesion is also determined on the absence of felt seismicity at its lowest recorded reservoir pressure.

Base Case settings
Because this study aims at finding the worst case scenario, the base case uses the reduced Young's modulus which covers the higher end of the observed compaction modulus. The base case considers production from Slochteren only, as the contribution by the Ten Boer is uncertain.

Sensitivities
Table 5 summarizes the sensitivities that are performed for TID-Hist, TID-North and TID-East. The study distinguishes between sensitivities to the physical parameters and sensitivities to the calibration parameters. The variation in physical parameters that is studied are:

- Choice of fault pressure with sensitivities average pressure (base case and default approach), virgin pressure (worst case) and depleted or reservoir pressure (best case).
- Impact of minimum horizontal stress.
    - Besides the base case stress of 15.7kPa/m a reduced minimum horizontal stress of 14.7kPa/m is considered.
- Uncertainty in the Ten Boer depletion
    - The NTG of the Ten Boer is set to 0% (Base Case), 35% and 100%. NTG is modelled as a multiplication factor to the pressure. NTG of Slochteren is always 100%.
- Uncertainty in the compaction modulus or Young's modulus
    - The base case settings cover the higher end compaction modulus ($8x10^{-5}$ 1/bar) using a reduced Young's modulus of 11.6GPa. The lower end of the compaction modulus ($4x10^{-5}$ 1/bar) is covered by a Young's modulus of 23.1 GPa.
- Uncertainty in the dip angle
    - The dip angle is varied over a range [-7.5, +7.5]^o. The dip angles used in this range are those at which the required cohesion takes its maximum and minimum
- The initial stress state for the Northern block is uncertain
    - For the base case the virgin stress state is taken. As variation a stress state is used that accounts for the approximate stress reduction resulting from historical production.

For the Northern prospect two additional sensitivities were performed with the higher Young's modulus and compared to historical production. The minimum fault pressure and the impact of the stress reduction.

The calibration process itself introduces uncertainty, because the level of criticality at the end of the historical production is unknown as well as the shape of the most critically stressed patch. These uncertainties are tackled as follows:

- The cohesion resulting from historical production is determined for a seismic moment magnitude of M_w=1.5 (base case), M_w=2.0 and M_w=2.5. This corresponds to a criticality stresses area of 3100m^2, 10000m^2 and 31000m^2 respectively.
- The aspect ratio of the largest critically stressed patch, being the critical fault length over the critical fault height, is unknown
    - The base case assumes a worst case aspect ratio of 10. As variation an aspect ratio of 1 is considered. For a criticality stressed area of 3100m^2 (eq to M_w=1.5) this gives a critical fault height of 18m and 56m., respectively.
- The friction coefficient is varied between f=0.6 (base case) and f=0.7

For each sensitivity the cohesion is determined for historical production such that all faults stays below the appropriate level of seismicity (either M_w=1.5, 2 or 2.5) at maximum historical depletion. This cohesion is used to predict the seismic risk in the new prospect.

Table 5: Sensitivity Matrix. Physical parameters that are varied are the NTG in the Ten Boer, the minimum horizontal stress (G_{min}), the Young's modulus and the initial state for TID-North production. Sensitivity to the calibration parameters are the seismic moment magnitude and the aspect ratio of the most critical patch.

	Physical Parameters					Calibration parameters			Initial Stress	
	NTG-TB	Gmin	E	Dip variation	Fault Pressure	Mw	Aspect ratio	Friction Coefficient	State	Type
	%	(kPa/m)	(Gpa)	(deg)		(-)	(-)	(-)	(-)	
Base	**0**	**15.7**	**11.6**	**0**	**avg**	**1.5**	**10**	**0.6**	**Virgin**	R-init
NTG Ten Boer 35%	35									New-Sim
NTG Ten Boer 100%	100									New-Sim
Low Gmin		14.7								Re-initialize
High E			23.1							Re-initialize
Reduced dip				-7.5						Post
Increased dip				7.5						Post
minimum fault pressure					min					Post
maximum fault pressure					max					Post
History calibrated on Mw=2						2				Post
History calibrated on Mw=2.5						2.5				Post
Aspect ratio							1			Post
Friction Coefficient								0.7		Post
Initial stress state									Reduced by Hist	Re-initialize
Initial stress state + High E			23.1						Reduced by Hist	Re-initialize
High E + min fault pressure			23.1		min					Post

Comparison between Ureterp and TID

The behaviour of Ureterp was compared to TID using the higher Young's modulus. For Ureterp only the sensitivity to the fault pressure was performed.

5 Simulation results for TID production

After discussing the modelled pressure ranges, the result of initialization of TID-Hist is described. The model initialization of the other fields is described in Appendix II and is consistent with the TID-Hist initialization. After comparison of the initial shear stress ratio for the most relevant faults, the evolution of the critical fault behaviour is described for TID-Hist. The impact of Suawoude production on fault criticality is studied as sensitivity. This is followed by the analysis of the critical fault behaviour in the future prospects (TID-East and TID-North) and a comparison of the behaviour of the most critical fault for each field. The section ends with the conclusion.

Modelled reservoir pressure for TID production

Since the geomechanical simulation assumes a fully elastic response only the absolute pressure level and the spatial pressure distribution are of importance; the rate of depletion has no effect on the stress. Hence, production in TID is modelled as a straight line from the initial virgin reservoir pressure down to the maximum depletion pressure. Pressure variation within the reservoir is assumed to be hydrostatic. Table 6 lists the pressures used.

Table 6: Initial and depletion pressure and pressure datum depth

	Datum depth	Initial Pressure	Depletion pressure
	(m)	(bar)	(bar)
TID-Hist	2500	284	17
TID-East	2500	285	18
TID-North	2540	284	17

Initialization of TID-Hist

Figure 25 shows the virgin vertical stress and stress gradient. The heavy Z3A Anhydrite formation (Figure 16) is clearly reflected in higher vertical stress gradient below this formation.
The horizontal stress (Figure 26) shows large differences because of the large variations of horizontal stress that are forced. In the Rotliegend and Carboniferous, horizontal stress gradients are mostly in between 15.5-16.0kPa/m, corresponding to horizontal over vertical stress ratio of around 0.7 (Figure 27). The salt is close to a stress ratio of 1 and the anhydrite close to 0.8.
Virgin shear over vertical stress ratio max at about 0.07 with the maxima around the Z3A anhydrite salt interface (Figure 27), because of the enforced variation in the horizontal stress. Von Mises stresses generally increase with depth but they are low in the salt by construction (Figure 28). Finally Figure 29 shows the principal stress gradients.
Formation average stress gradients, the horizontal over vertical stress ratio, the Von mises stresses and some standard deviations are listed in Table 7 and meet the calibration targets. The fluctuating thickness of the heavy Z3A formation results in high standard deviations around this formation relative to the average (calibrated) values.
Initial stress profiles through the middle of the west block of TID-Hist show a uniform horizontal stress gradient except for the anhydrite and salt formations.

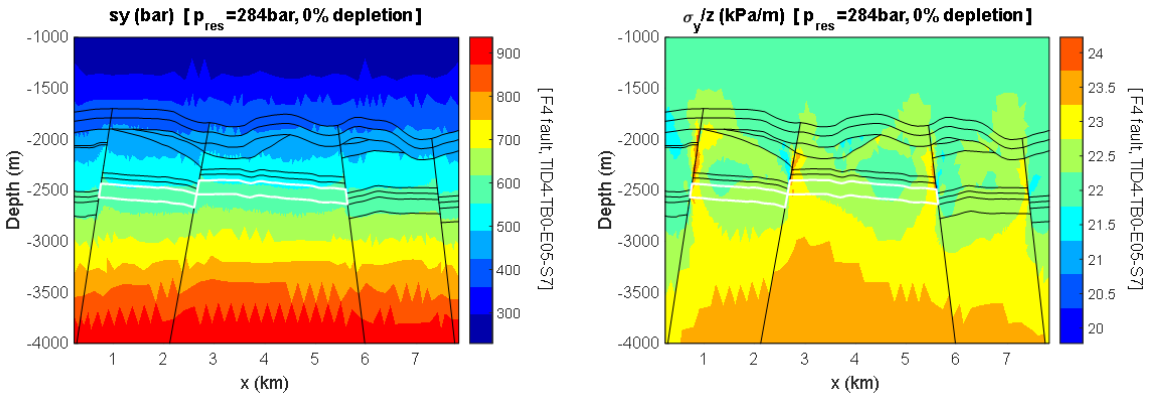


Figure 25: Virgin vertical stress and vertical stress gradient

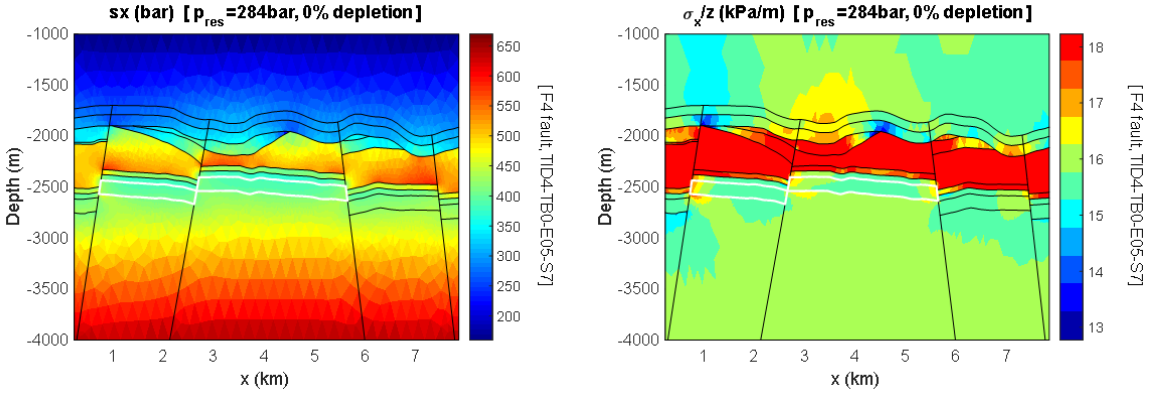


Figure 26: Virgin horizontal stress and horizontal stress gradient

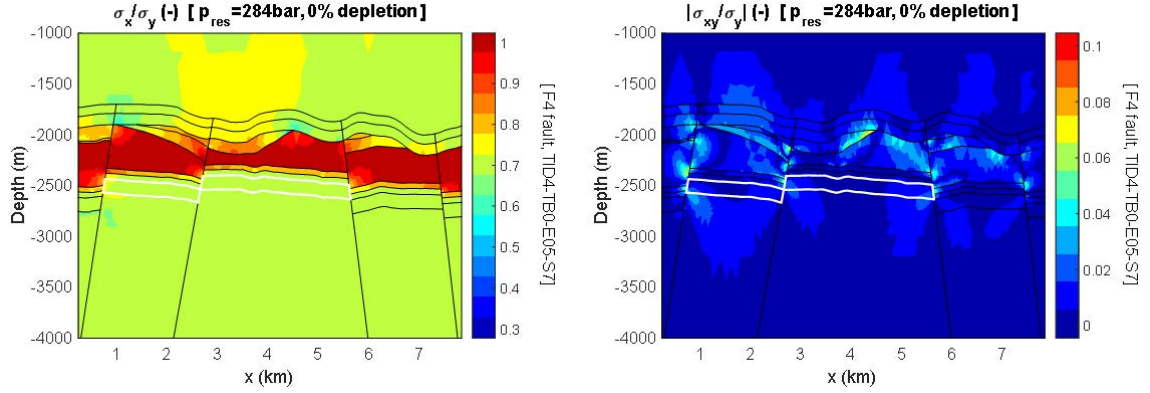


Figure 27: Virgin horizontal over vertical stress ratio and virgin shear stress over vertical stress ratio

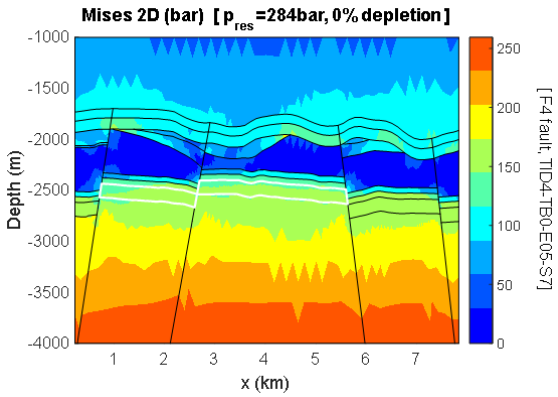


Figure 28: Virgin von Mises stresses for TID-Hist

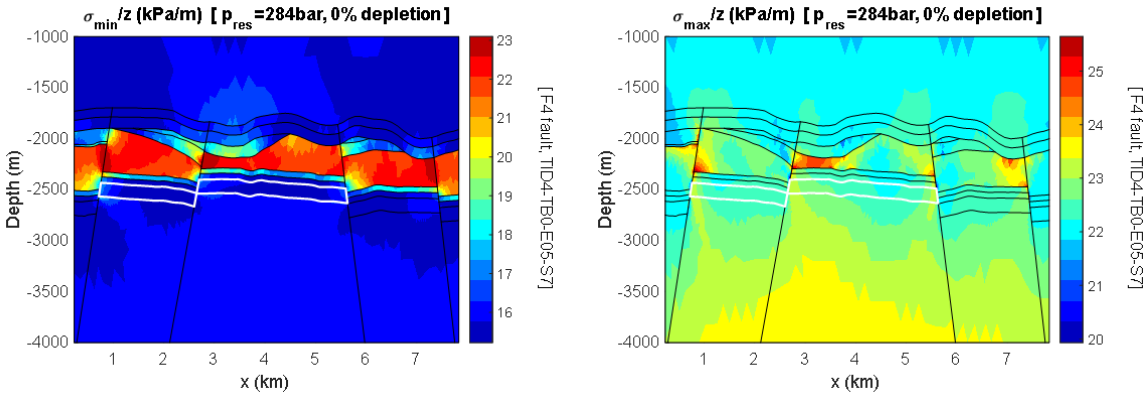


Figure 29: Virgin minimum and maximum principal stress gradients

Table 7: Formation average vertical and horizontal stress gradients, Von Mises stresses and the horizontal over vertical stress ratio. For TID-Hist at virgin conditions.

	G-max	std(G+)	G-min	std(G-)	sy/sx	Mises	std(M)
	(kPa/m)	(kPa/m)	(kPa/m)	(kPa/m)	(-)	(MPa)	(MPa)
KXOMM	22.0	0.2	15.7	0.4	0.71	6.3	1.2
TEX	22.1	0.2	15.7	0.3	0.71	8.4	0.6
KN	22.2	0.2	15.8	0.8	0.71	8.9	1.2
Z3T	22.1	0.5	17.5	0.7	0.79	6.6	0.9
Z3A	22.2	0.4	17.9	1.6	0.81	6.5	2.2
Z2H	22.3	0.4	22.3	1.0	1	1.8	1.2
Z2A	22.3	0.4	17.8	0.8	0.8	7.8	1.1
TB	22.4	0.3	15.7	0.4	0.7	11.7	0.5
SL	22.4	0.3	15.7	0.3	0.7	12.3	0.5
CB	23.1	0.3	15.9	0.2	0.69	16.8	2.5

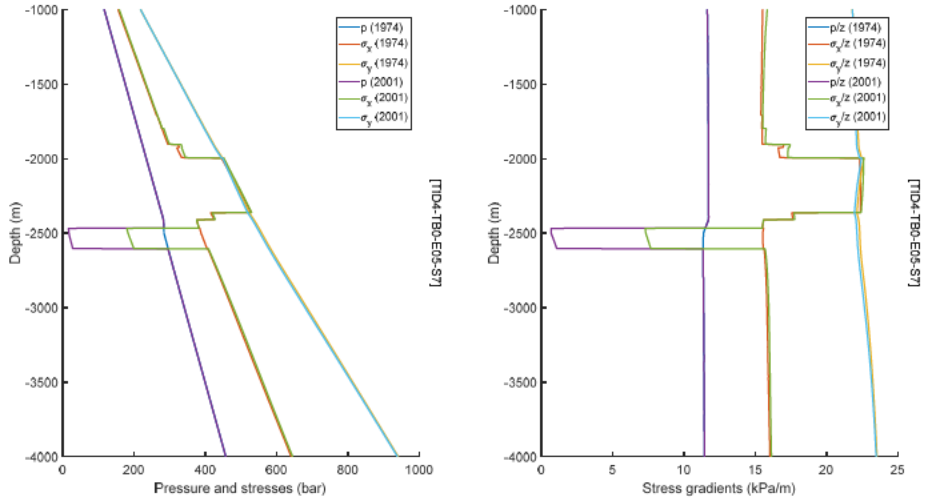


Figure 30: Magnitude and gradient of pressure, horizontal and vertical stress profile at virgin conditions and maximum historical depletion. The profiles are determined along the line indicated in Figure 31.

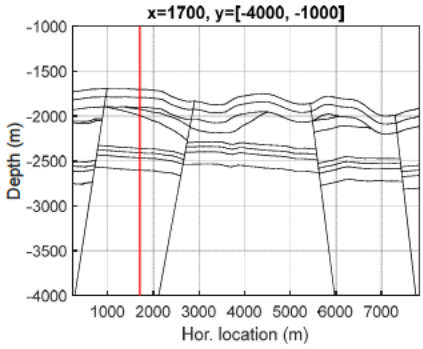


Figure 31: Profile line through western block of TID-Hist at horizontal location x=2620m

Initial shear stress ratio's

Figure 32 shows the initial shear stress ratios of the three faults in TID-Hist, the east bounding fault of the TID-East and the west bounding fault in TID-North. The depth plotted in each figure is limited to 75m above and below the Rotliegend formation. For TID-North the initial situation is shown for virgin conditions and for the state that accounts for the approximate stress reduction.

For the considered faults, the virgin shear stress ratio generally increases with fault dip. The initial shear stress ratio is the highest for fault F4 of TID-Hist that has a dip of 70^0, with ratio's in the range 0.3-0.45. For dip angles in excess of 75° initial stress ratio are in the range [0.3-0.35] (ignoring the numerical spikes). Fault F12 with a dip of 73° forms an exception with initial stress ratio in between [0.2-0.4]. For increasing dip angles, the normal stress gets closer to the horizontal stress, but more importantly, the fault shear stress get closer to the virgin Cartesian shear stress which is generally very small. Accounting for the stress reduction resulting from TID-Hist production gives a critical stress ratio for TID-North that is about 0.1 higher than starting from virgin conditions. The initial shear stress ratio for the east bounding fault of TID-East is much higher, because the historical block located at the west side of the fault has already been depleted by 94%.

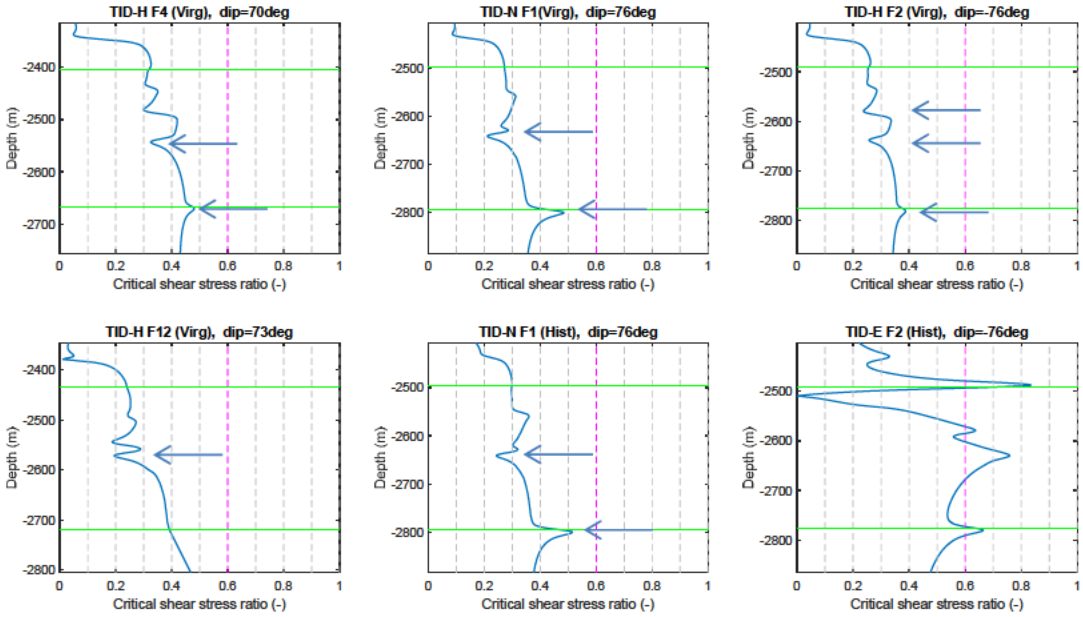


Figure 32: Initial shear stress ratio's for zero cohesion for the three faults in TID-Hist, the most critical fault (F2) for TID-East and the most critical fault (F1) in TID-North starting from virgin conditions (Virg) and starting from the reduced stress state that account for the historical production (Hist) and the East block starts with critical stress due to depletion of the Western compartment. The green lines indicate the lowest and highest depth of the Slochteren formation at both sides of the fault. The ratio is based on the average fault pressure. Rapid changes in the ratios (see arrows) indicate domain transitions. These are numerical artefacts as each interface induces a singularity because of the discontinuous properties.

Critical fault behaviour for historical TID production (TID-Hist)

Figure 33 shows that the criticality around the midfield fault in TID-Hist rapidly increases with increasing depletion. At maximum historical depletion the shear stress ratio exceeds one at the non-reservoir side that is juxtaposed to a reservoir block.

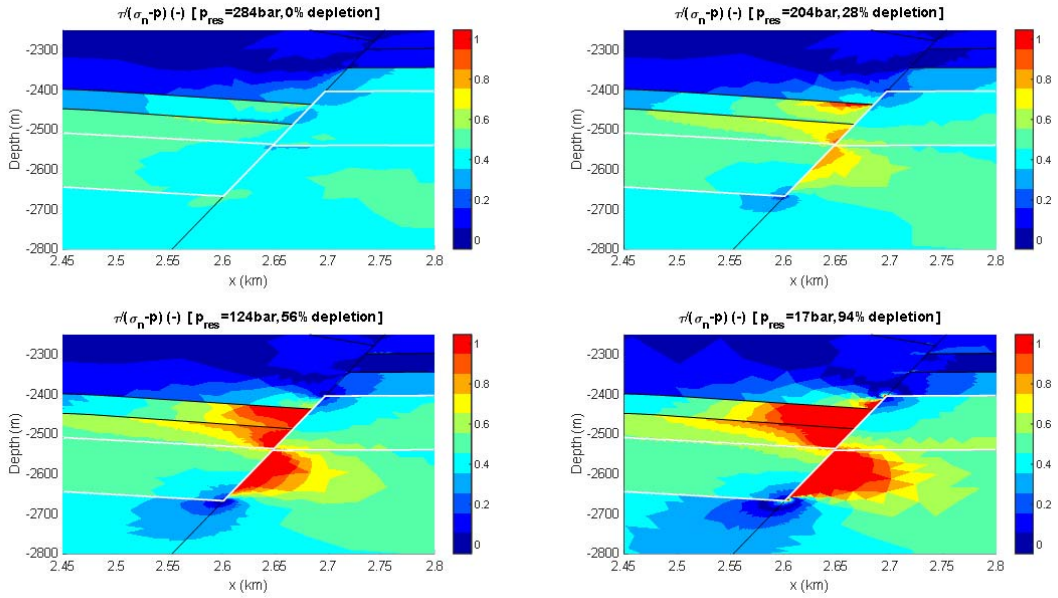


Figure 33: Evolution of the shear stress ratio around the mid-field fault (F4) as function of reservoir depletion during historical TID production.

Focussing on fault criticality, Figure 34 shows the evolution of the critical shear stress ratio in the absence of fault cohesion for the average-, minimum- and maximum fault pressure for the midfield fault (F4) during historical production. The figure shows the ratio at virgin conditions (p_{res}=284bar), 28% depletion (p_{res}=204bar), 56% depletion (p_{res}=124) and at maximum historical depletion of 94% (p_{res}=17bar). Figure 35 shows the same for the East bounding fault (F2).

Both figures show that R_{crit} rapidly increases as function of decreasing reservoir pressure. For the average and maximum fault pressure, criticality along the midfield fault (F4) increases clearly faster than for the east bounding fault F2 because there is a producing block at each sides of the fault that form (nearly) a scissor point (i.e. the bottom of the reservoir at one side of the fault is exactly juxtapose to the top of the reservoir at the other side of the fault). In case the fault pressure follows the minimum pressure a scissor point gives relatively low critical stress ratios because all of the criticality is located along the height of the fault that is in contact with reservoir (Figure 36), for which the minimum fault pressure equals the reservoir pressure and the effective normal stress becomes high. Any remaining criticality results from high shear stresses. In contrast, criticality for the east bounding fault remains relatively high because part of the criticality is located along the fault that is only in contact with non-producing rock below the reservoir and hence not affected by the choice of the fault pressure, because it remains virgin.

In Figure 34 a friction coefficient of 0.6 would have resulted in a critical fault height of 195m using the average fault pressure. Using the minimum fault pressure this would only be 50m and for the maximum fault pressure this would be 285m. However, no seismicity has ever been recorded in TID-Hist. Calibration of the friction coefficient for the average fault pressure on the absence of detected seismicity would result in a friction coefficient of f=0.67 at 28% depletion and f=1.06 at maximum depletion. The latter is not realistic.

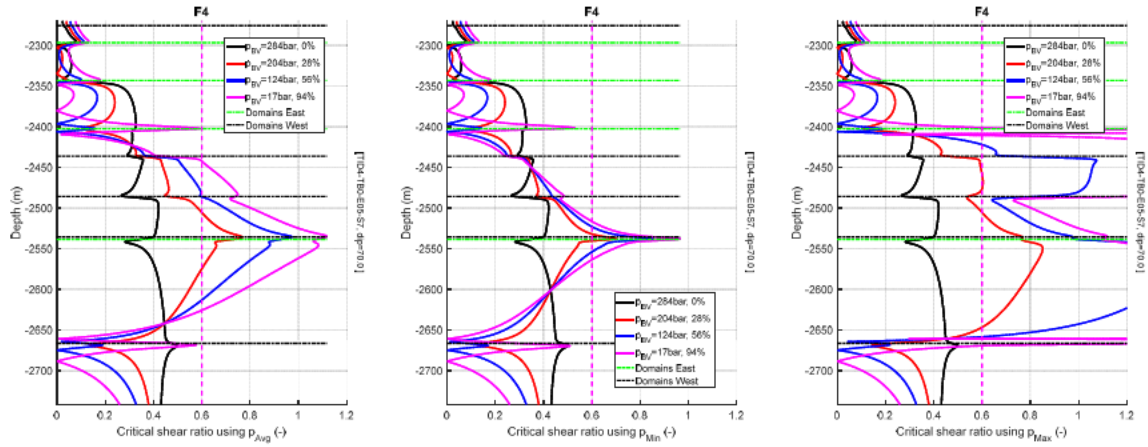


Figure 34: Evolution of the critical shear stress ratio along the midfield fault F4 (MD15-4) during historical production in the absence of cohesion. (Left) using the average fault pressure, (middle) using the minimum fault pressure and (right) using the maximum fault pressure.

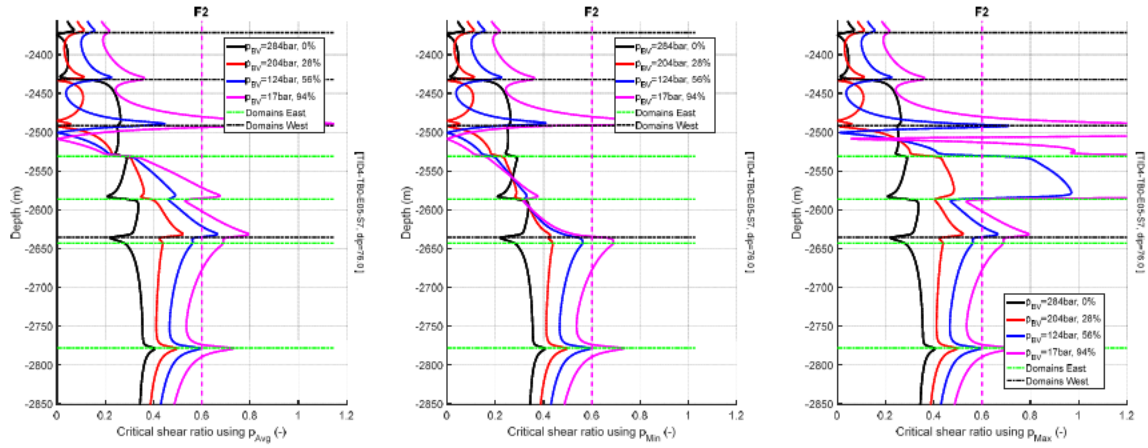


Figure 35: Evolution of the critical shear stress ratio along the East bounding fault F2 during historical production in the absence of cohesion. (Left) using the average fault pressure, (middle) using the minimum fault pressure and (right) using the maximum fault pressure.

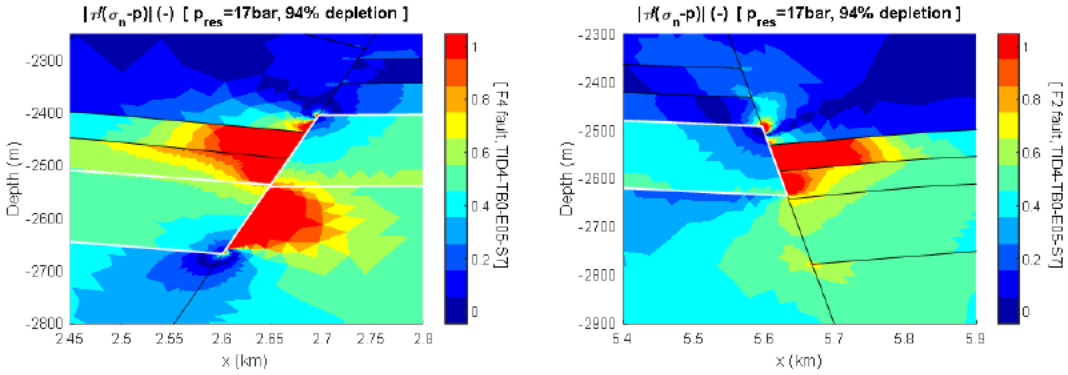


Figure 36: Critical shear stress ratio at maximum historical depletion of 94% (p_{res}=17bar) for (left) the midfield fault and (right) the east bounding fault

Alternatively, fault cohesion can be calibrated on the absence of felt seismicity for a fixed value of the friction coefficient. Cohesion has a physical basis as diagenetic processes may have worked over millions of years strengthening the fault. Figure 37 shows the cohesion that is required for the midfield fault as function of pressure, such that seismicity remains below the limit of for a default friction coefficient of f=0.6 for a given pressure. At maximum depletion, this gives a cohesion of 127bar using the average fault pressure, 47bar for the minimum fault pressure and 143bar for the maximum fault pressure. For these cohesion values, Figure 38 shows the critical shear stress ratio.

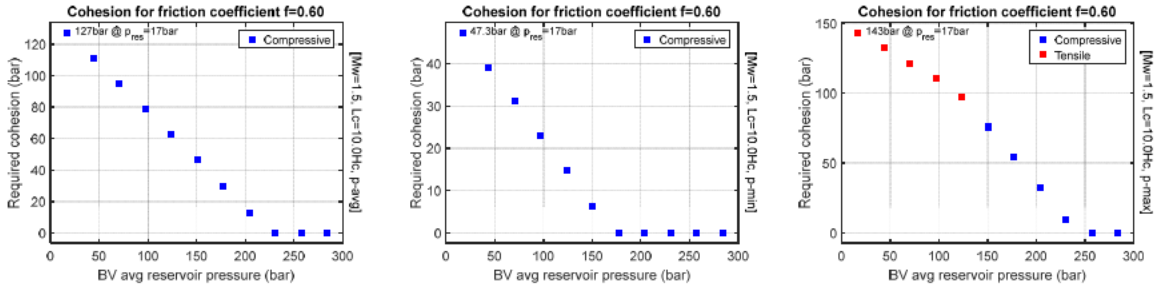


Figure 37: Required cohesion as function of reservoir pressure calibrated on a M_w=1.5 event for (left) the average fault pressure, (middle) the minimum fault pressure and (right) the maximum fault pressure. It assumed that the fault has a friction coefficient of f=0.6 and the critical area of the critical patch is $A_c=10H_c^2$. Seismic moment magnitude is linked to critical area via the Bergermeer correlation shown in Figure 4.

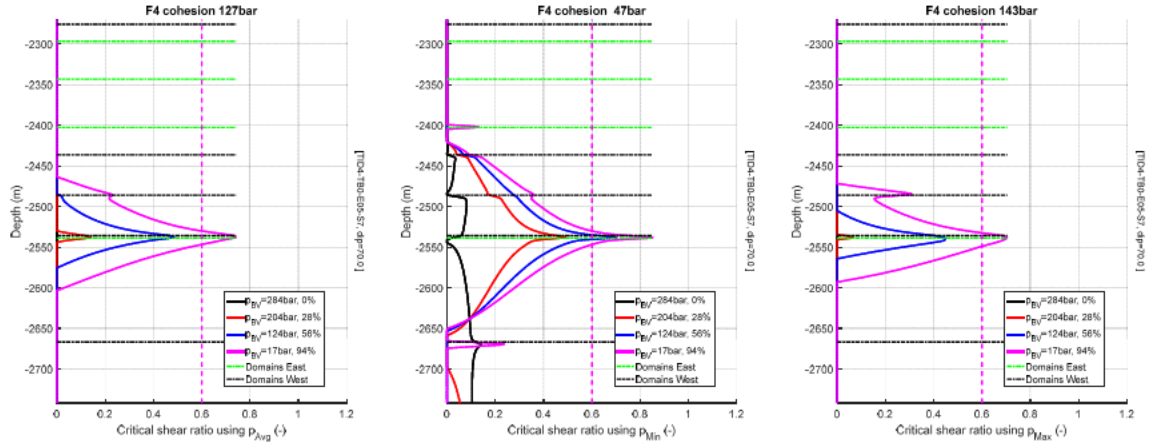


Figure 38: Critical stress ratio during historical TID production along the midfield fault (F4) calibrated on the absence of seismicity for a friction coefficient of f=0.6. Behaviour for (Right) the average fault pressure for a cohesion of 127bar (Middle) the minimum fault pressure for a cohesion of 47 bar and (right) the maximum fault pressure for a cohesion of 143bar.

In the same way cohesion is determined for all (relevant) faults during historical production (Table 8). Even though the fault strength along a single fault will vary at a microscopic level, it is assumed that on an average scale the fault morphology and diagenetic processes do not vary over the extent of the region such that the determined cohesion is a regional property. Hence, for each fault the maximum determined cohesion is assumed to be representative for all faults. All faults remain below the limit of non-felt seismicity for a cohesion of 127bar for the average fault pressure, a cohesion of 47bar for the minimum fault pressure and a cohesion of 143bar for the maximum fault pressure. A cohesion of 143bar is well below the limit of cohesion measured for competent rock.

Table 8: Cohesion values required for historical production such that each fault reaches M_w=1.5 at maximum historical production (p_{res}=17bar, 94% depletion) for a friction coefficient of f=0.6

Fault	pavg	pmin	pmax
	bar	bar	bar
F4	127	47	143
F12	14	3	83
F2	23	10	67
MAX	127	47	143

For 5 points along the midfield fault as shown Figure 39, Figure 40 shows how cohesion shift the failure envelop within the Mohr-Coulomb diagram along the shear stress axis. Figure 41 shows the impact of using a cohesion of 127bar on the seismic moment magnitude. Without cohesion the model would have predicted a maximum seismic moment of M_w=3.6 at maximum historical depletion for a friction coefficient of f=0.6 and a critical fault patch with an aspect ratio of 10.

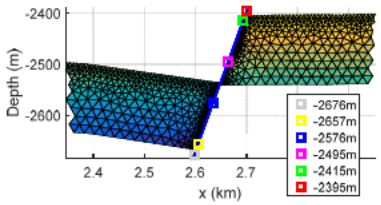


Figure 39: Location of the points used in Mohr-Coulomb diagram

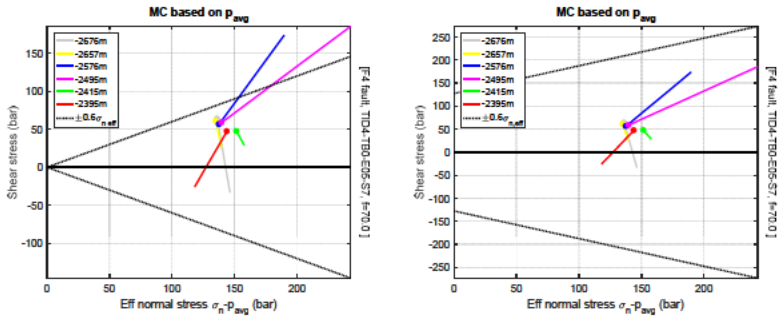


Figure 40: Impact of cohesion on the Mohr-Coulomb diagram; The critical shear stress vs the effective normal stress ($\sigma_n - p_f$) when using the average fault pressure. (Left) in the absence of cohesion (Right) for a cohesion of 127bar

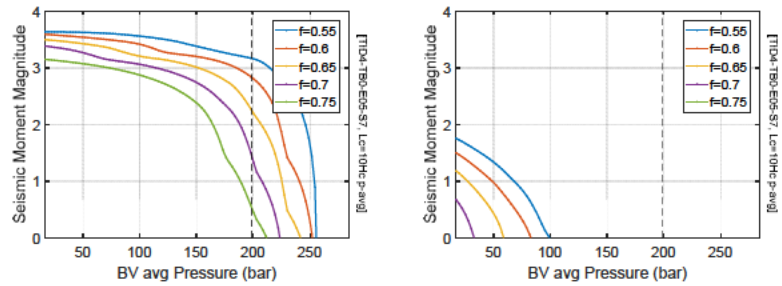


Figure 41: Seismic moment magnitude for the midfield fault of TID-Hist (Left) in the absence of cohesion (Right) for a cohesion of 127bar for various choices of the friction coefficient. The dashed line indicates the 30% production limit. The seismic moment is determined from the BGM correlation (Figure 4). The unknown critical fault length is assumed to be a factor 10 times larger than the critical fault height.

Impact of Suawoude production on maximum historical criticality

The impact of production from Suawoude (Block SUW-N-a west of TID-Hist, Figure 12) on fault criticality in TID-Hist is here investigated as sensitivity. The current pressure in block SUW-RO-N-a of Suawoude is highly uncertain and estimated in the range [80-140]bar, which amounts to [144-204]bar pressure depletion. To verify the impact of SUW production on fault criticality during historical production the required cohesion was determined for F4 and F12 for the maximum estimated depletion in SUW-RO-N-a of 204bar pressure. Table 9 shows that even at maximum estimated SUW-RO-N-a depletion, criticality of the midfield fault is hardly affected and it will remain the most critical fault. The slightly higher criticality for the minimum fault pressure is negligible and is only applicable if the lowest reservoir pressure of 80 bar is actually reached. Hence, because the most critical fault within TID-Hist is hardly affected and because of its uncertainty Suawoude production was ignored in the remainder.

Table 9: Cohesion values required for the midfield fault F3 and the west bounding fault F12 of TID-Hist in the absence of production and for the maximum estimated depletion in SUW-RO-N-a. Cohesion values are reported for the average, minimum and maximum fault pressure for Slochtern production and a Ten Boer NTG of 0, 35% and 100%.

		Slochtern Production Only			TB-NTG 0.35	TB-NTG 1
Fault	SUW Depletion	pavg	pmin	pmax	pavg	pmax
	(bar)	(bar)	(bar)	(bar)	(bar)	(bar)
F4	0	127	47	143	114	87
F4	204	128	48	143	114	88
F12	0	14	3	83	19	28
F12	204	74	51	109	65	66

Critical fault behaviour for the Eastern Prospect (TID-East)

The Eastern prospect is located east of the historical block (see Figure 15). When production starts in TID-East, the east bounding fault for the historical block (F2) becomes a midfield fault. At the location of the cross section, the configuration is very close to a scissors configuration in which the bottom of the depleted historical Slochteren block is (nearly) juxtapose to the top of the Slochteren formation of the Eastern prospect.

Figure 42 shows the evolution of the fault criticality using the cohesion values calibrated on the absence of felt seismicity during historical TID production. For all three fault pressures fault F2 becomes critical over a varying extent and slightly more critical than the historical midfield fault F4. In the following sub section it is shown that the slightly more critical behaviour can be attributed to the combination of fault dip and stress rotation.

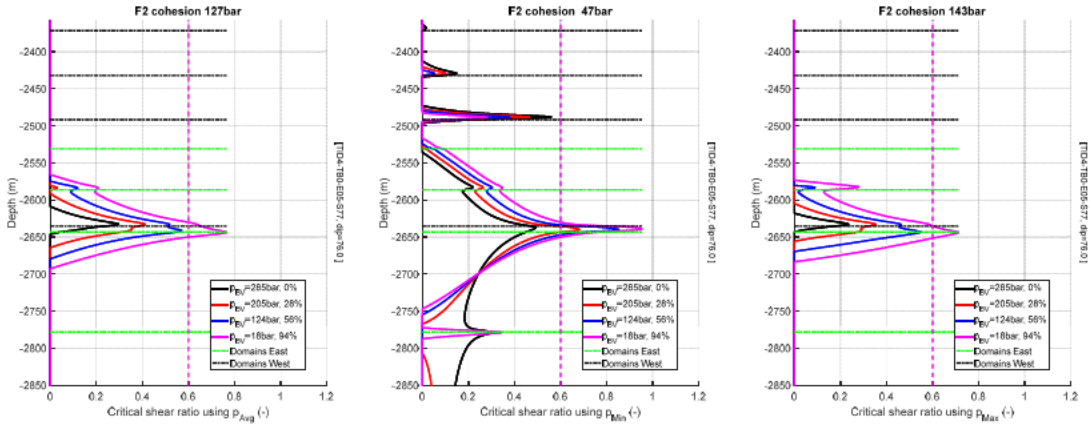


Figure 42: Evolution of the criticality for fault F2 during production from the Eastern prospect using (Left) the average fault pressure for a cohesion of 101bar (middle) the minimum fault pressure for a cohesion of 21 bar and (right) the maximum fault pressure for a cohesion of 119bar

Figure 43 shows the seismicity of fault F2 as function of bulk volume average reservoir pressure of TID-East, for the three fault pressure estimates. The depletion limit is considered as the production for which the predicted seismicity reaches the limit of non-felt seismicity of M_w=1.5. For the average fault pressure and cohesion of 127bar the fault reaches the depletion limit at p_{res}=42bar (85% pressure depletion) and the potential seismicity gradually grows to M_w=1.6 at maximum simulated depletion of 17bar reservoir pressure. For the minimum fault pressure and cohesion of 47bar the fault becomes critical at 230bar. The fault reaches the depletion limit at about 67bar (76% depletion) and the seismicity grows very gradually to a magnitude of M_w=1.7 at 17bar reservoir pressure. For the maximum fault pressure and cohesion of 143bar, the East fault reaches the depletion limit (of M_w=1.5) only at maximum pressure depletion of 17bar (94% pressure depletion).

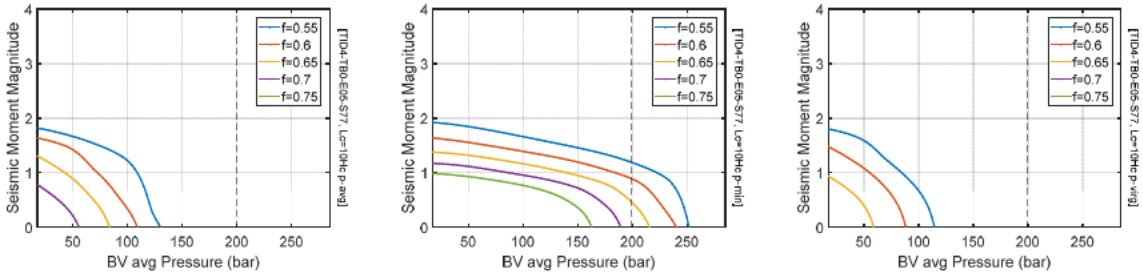


Figure 43: Seismic moment magnitude resulting from production from TID-East for (left) average fault pressure for a cohesion of 127bar, (middle) minimum fault pressure for a cohesion of 47bar and (right) maximum fault pressure for a cohesion of 143bar.

Similar to historical production one can determine the cohesion that would be required for which production from the east block would remain below the limit of non-felt seismicity (see Figure 44). This gives a maximum cohesion of 135bar for the average fault pressure, 57bar for the minimum fault pressure and 144bar for the maximum fault pressure (see Table 10). These values are less than 6% larger for the average and maximum fault pressure (Table 11). The required value for the minimum pressure increases by 20%, but the value of 47bar was low to start with. Finally, Table 10 shows that the increase of criticality of the midfield fault by production from the eastern prospect is negligible (~1%).

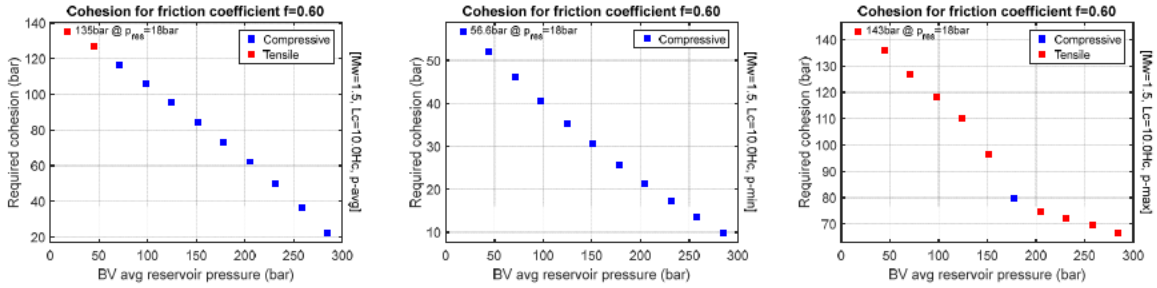


Figure 44: Required cohesion for the F2 fault east of TID-East to stay below a M_w=1.5 magnitude for the (left) average fault pressure (middle) minimum fault pressure and (right) maximum fault pressure

Table 10: Cohesion values required for production from the Eastern prospect (TID-East) such that each fault reaches M_w=1.5 at maximum simulated depletion (p_{res}=17bar, 94% depletion) for a friction coefficient of f=0.6

Fault	pavg	pmin	pmax
	bar	bar	bar
F4	129	48	144
F2	135	57	143
F3	29	14	29
MAX	135	57	144

Table 11: Comparison of required cohesion values between TID-East and TID-Hist.

	pavg	pmin	pmax
	bar	bar	bar
East	135	57	144
Hist	127	47	143
Ratio	1.06	1.20	1.01

Causes for the slightly more critical East fault

The slightly more critical fault behaviour of the east fault results from stress rotation and the fault dip. The principal stress gradients of both faults are very similar both at virgin conditions as well as depleted conditions (Figure 45). These principal stresses do allow for similar levels of criticality, yet fault F2 gets slightly more critical, which can only be attributed to the effective dip being the angle between the fault and the direction of minimum principal stress, which deviates from the horizontal.

At virgin conditions the effective dip of both faults is close to the actual dip of the faults around the scissor point, i.e. 70° for the midfield and 76° for the east fault (see Figure 46-Figure 48), because the virgin minimum principal stress direction is horizontal. This gives a historical F4 fault that is initially more critical than the east fault (F2) as was shown in Figure 32. However, at maximum depletion both faults show a significant reduction of the effective fault dip along the section where the faults get critical. This causes both fault to move away from the most critical envelop (which is about 60° for a friction coefficient of f=0.6), but this effect is more pronounced for the midfield fault when compared to the east fault resulting in slightly higher criticality.

To support this analysis a sensitivity was performed to the fault dip. In this sensitivity the dips of the east and midfield fault are swapped, i.e. the midfield fault gets a dip of 76° and the east fault a dip of 70°. Figure 49 compares the critical shear stress ratio of both faults for a dip of 70° and 76° for the default cohesion of 127bar. It shows that the historical midfield fault F4 gets slightly more critical than the east fault F2 for the same fault dip. For a fault dip of 70° fault F2 predicts a seismic moment of M_w=0.5 and stays well below the limit of non-felt seismicity, while for a fault dip of 76° fault F4 predicts a maximum magnitude of M_w=1.7 at maximum depletion. The reason for this will be studied next.

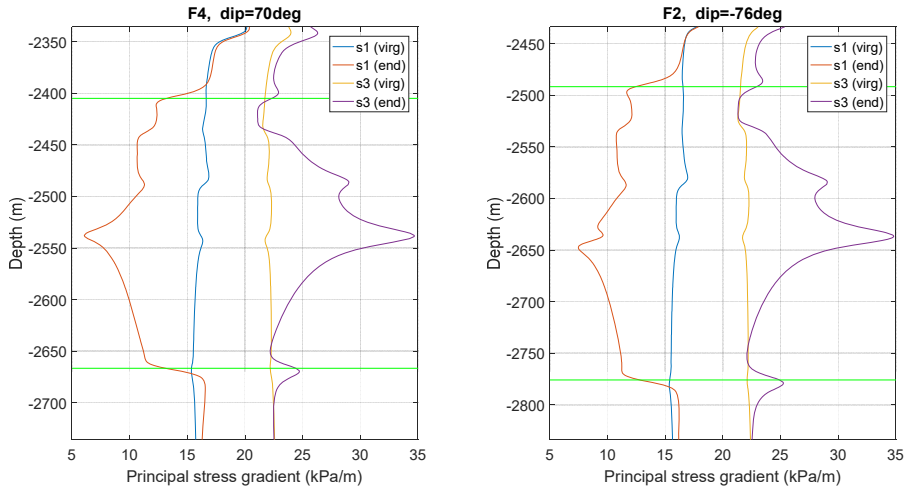


Figure 45: Evolution of the principal stress gradients along (left) the midfield fault F4 and (right) the east fault F2.

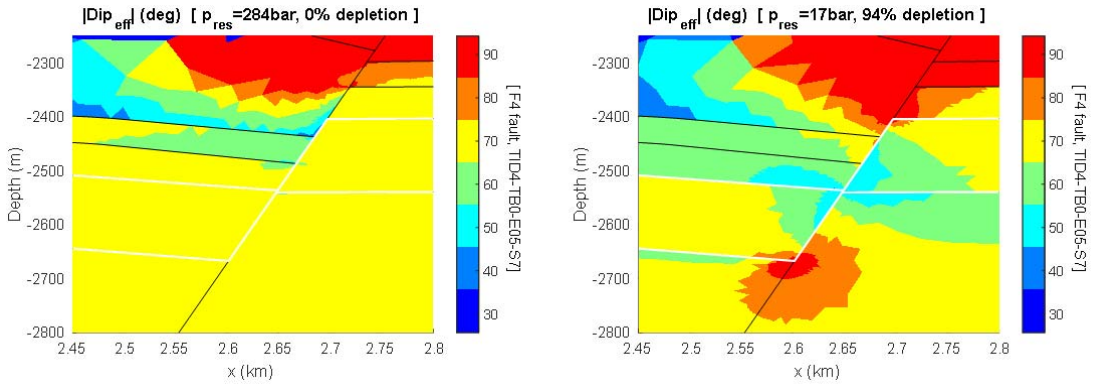


Figure 46: Effective fault dip of the historical midfield fault (left) virgin situation (right) depleted situation. The effective dip is the dip of the fault relative to the minimum principal stress direction

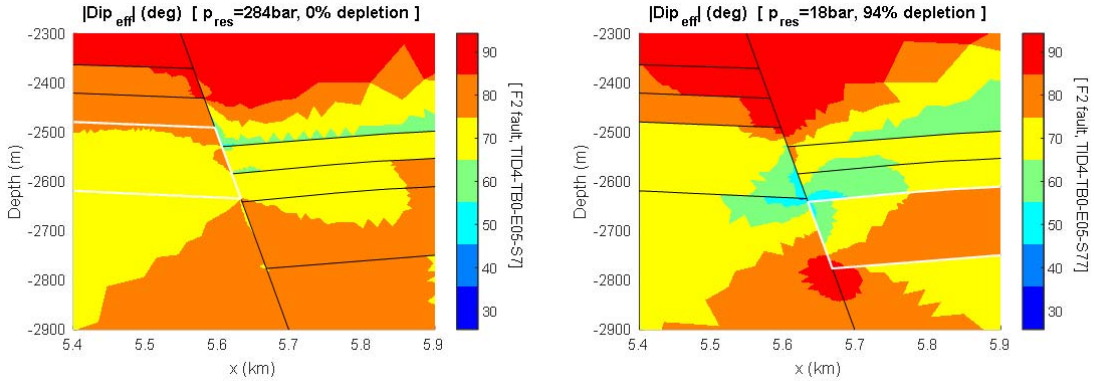


Figure 47: Effective fault dip of the east fault (left) virgin situation (right) depleted situation. The effective dip is the dip of the fault relative to the minimum principal stress direction

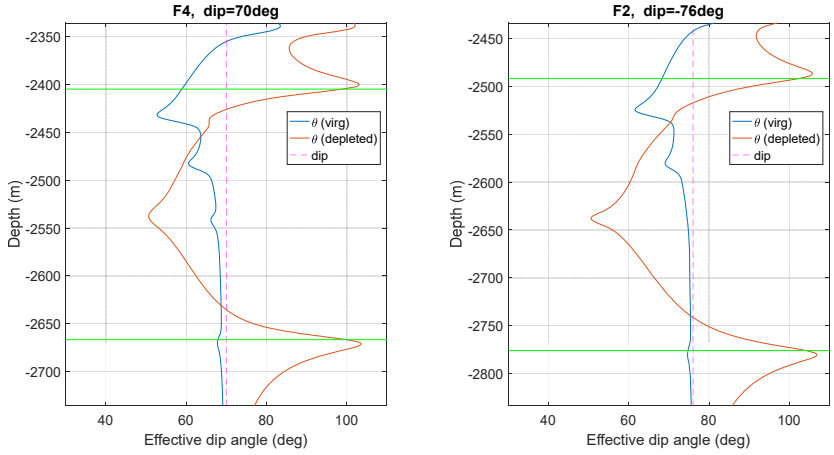


Figure 48: Evolution of the effective fault dip along (left) the historical midfield and (right) the east fault. The effective dip is the dip of the fault relative to the minimum principal stress direction. An effective dip angle larger than 90° means that the shear stress has swapped sign.

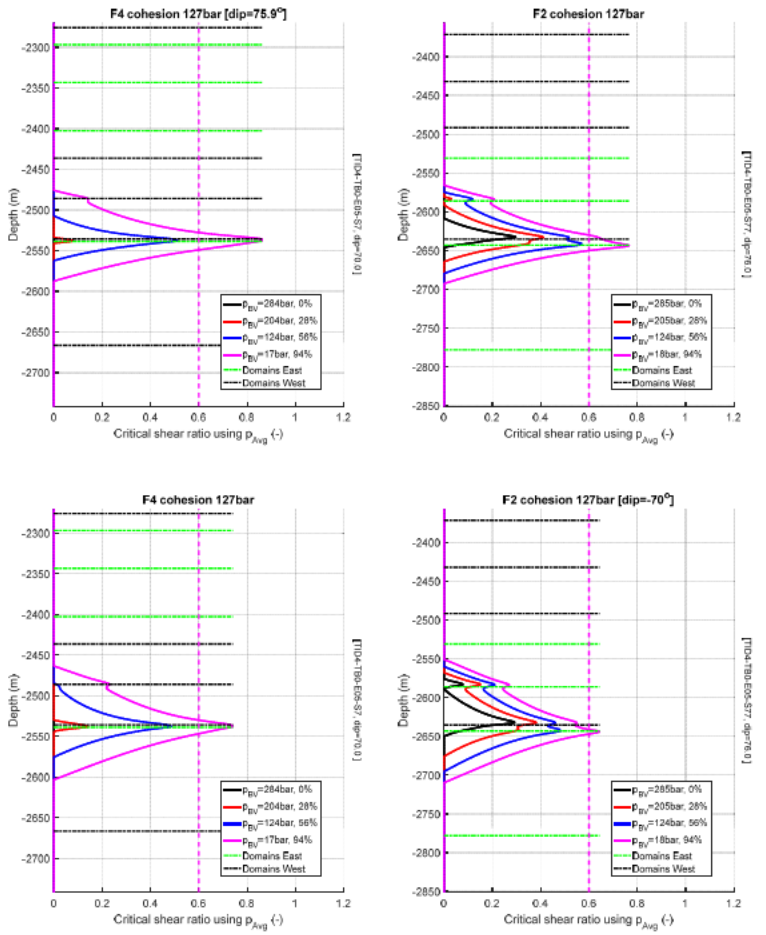


Figure 49: Sensitivity of the critical shear stress ratio to fault dip for (left) historical midfield fault F4 and (right) east fault F2. Top row shows the critical fault behaviour for a fault dip of 76°, bottom row shows behaviour for a fault dip of 70°. Results are shown for a cohesion of 127bar.

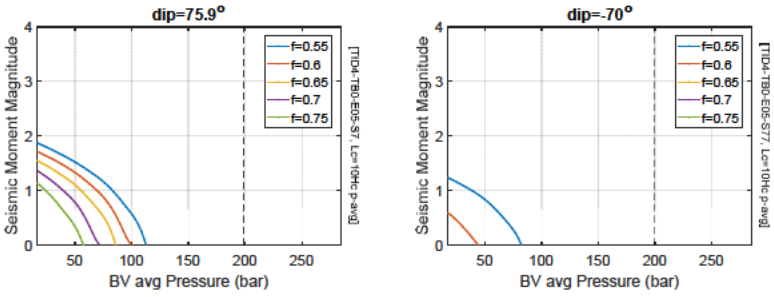


Figure 50: (Left) Predicted seismicity for the historical midfield fault for a dip angle of 75° and a cohesion of 127bar using the average fault pressure. (Right) predicted seismicity for the east fault for a dip of 70°. The vertical dashed line indicates 30% depletion.

To study the impact of dip-angle and stress rotation on fault criticality in more detail, the cohesion was determined for M_w=1.5 as function of the dip angle in between 30 and 90 degrees and as function of reservoir pressure (Figure 51). Figure 51 shows that the required cohesion increases steeply far away from the maximum, but the maximum itself is a fairly flat plateau. This makes criticality for a fault dip close to the critical dip much less sensitive to variations in the dip angle than a fault dip that is much smaller than the critical dip.

The critical dip is defined as the dip for which the fault gets most critical and the required cohesion takes it maximum. Figure 52 shows that both the required cohesion and the critical dip increase with decreasing reservoir pressure. The maximum cohesion of 142bar at maximum depletion is the same for both faults (Table 12), which is in line with the principal stress distribution along both faults.

Figure 51 and Figure 52 show that for both faults the deviation between the critical dip and the actual fault dip increases for both faults, but the deviation is more pronounced for the midfield fault explaining the slightly more critical behaviour for the east fault. For the midfield fault the critical dip maxes at 78° (8° larger than the fault dip) while the critical dip maxes at 82° for the east fault (6° larger than the fault dip). The cohesion for the actual fault dip stays 11% below its maximum for the midfield fault and just 5% for the east fault.

Figure 51 also immediately shows why swapping the dip angles of both faults give more critical behaviour for the midfield fault. A dip of 76° gets the midfield fault very close its critical dip, while a dip of 70° takes the east fault much further away.

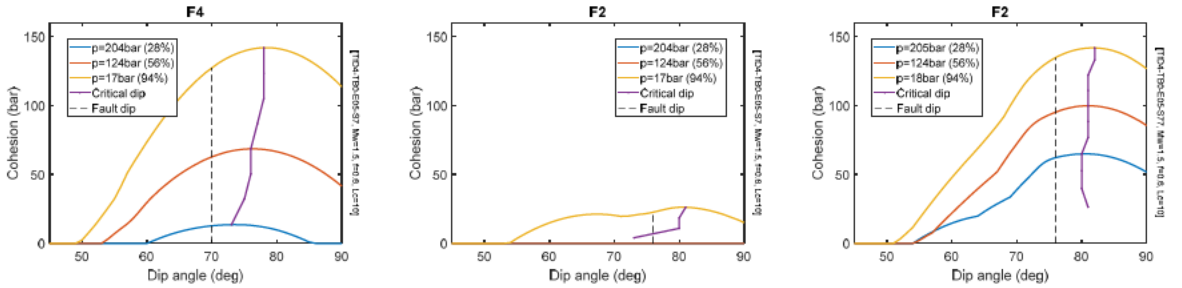


Figure 51: Cohesion as function of dip angle and the critical dip for 28% 56% and at 94% depletion using the average fault pressure calibrated on M_w=1.5 for a friction coefficient of f=0.6 and a critical patch aspect ratio of 10. (Left) Midfield fault F4 during historical production (Middle) East fault during historical production and (Right) East fault F2 during production from the East block. The purple line shows the evolution of the critical dip, the dashed line the actual fault dip.

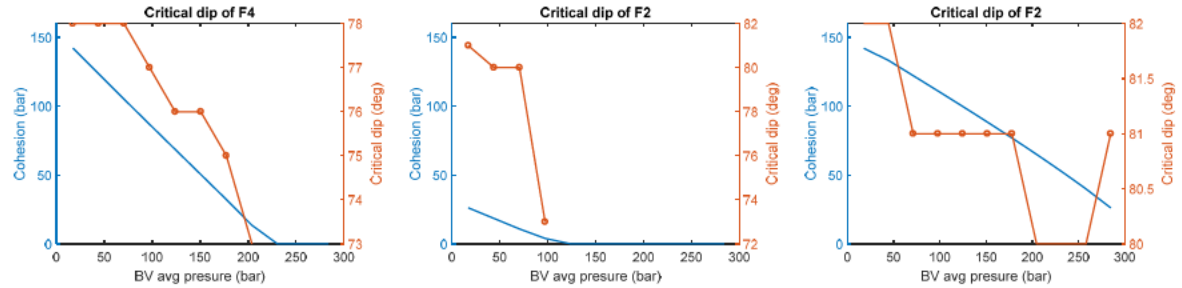


Figure 52: Critical dip and cohesion as function of average reservoir pressure for (left) F4 fault during historical production, (middle) F2 fault during historical production and (right) F2 fault during production from the east block. The critical dip is the dip for which the size of the critically stressed fault patch becomes maximized. Consequently, the required cohesion gets maximized. Criticality is based on the average fault pressure and the cohesion is calibrated on a M_w=1.5 event for a critical patch with aspect ratio 10.

Table 12: Cohesion required for the critical dip calibrated on a M_w=1.5 event for a critical patch with aspect ratio 10 and fault friction coefficient of 0.6 compared to cohesion for the original fault dip

	Critical Dip	Cohesion for critical dip	Cohesion for original dip	Ratio
	(deg)	(bar)	(bar)	(%)
F4	78	142	127	89
F2 (East)	82	142	135	95

Conclusion for the east fault

- Production from the eastern prospect gives a fault that gets slightly more critically stressed than the midfield fault during historical production. For history calibrated on M_w=1.5 at maximum historical depletion, the simulations predict a maximum magnitude of M_w=1.6 for the average fault pressure and minimum fault pressure, while M_w stays just below the limit of non-felt seismicity (M_w=1.5) for the maximum fault pressure.
- The depletion limit at which M_w=1.5 is reached is 85% (p_{res}=42bar) for the average fault pressure and 76% (p_{res}=67bar) for the minimum fault pressure. For the maximum fault pressure the depletion limit equals the historical depletion limit of 94% (p_{res}=17bar).
- Calibrating the cohesion during production from the Eastern prospect on a M_w=1.5 event at maximum depletion gives values that are less than 6% higher for the average and maximum fault pressure when compared to the cohesion required for historical production. The minimum fault pressure requires a 20% higher cohesion, but the value was small to start with in the first place.
- The slightly higher criticality of the east fault is caused by a combination of a steeper fault dip and stress rotation during depletion at nearly identical principal stresses for TID-Hist and TID-East, causing the effective dip for the east fault to shift from an initially more favourable angle (76°) to a more unfavourable angle during depletion (60°). Sensitivity analysis shows that for the same fault dip (70° and 76°) the historical midfield fault will get more critical than the east fault.
    - During depletion the critical dip increases from 73° to 78° for the midfield fault, and from from 73° to 82° for the east fault. For both faults the cohesion maxes at 142bar.

Critical fault behaviour for the Northern Prospect (TID-North)

The Northern block will experience a stress change resulting from historical production. The actual stress disturbance by TID-Hist is a function of the distance from the depleted TID blocks and therefore a three dimensional effect. Since TID-North is located north of TID-Hist shifted along the axis of maximum horizontal stress one has to approximate the stress reduction. For TID North two initial states will be considered, namely the virgin state and an approximate stress state that accounts for historical production.

Approximate stress change by historical production

Figure 54 shows the impact of historical production on the minimum horizontal stress gradient (G_{min}) approximately 200m away of the two bounding faults of TID-Hist. The formation average change in G_{min} along these two profiles is summarized in Table 13.

To account for the approximate stress change by historical production, the minimum horizontal stress in the Northern block is lowered by this average change. This gives a stress reduction of -2.1kPa/m in the Anhydrite formation (Z2A) and -0.2kPa/m in the Ten Boer and Slochteren formation. The reduction in the Ten Boer and Slochteren remain so small because of their low Young's modulus compared to their surroundings.

From a three dimensional geometrical point of view (i.e. the way formations are clamped) production is likely to predominantly affect the maximum horizontal stress. Moreover, the initial stress profile in the middle of the East block hardly shows any stress reduction from historical production (Figure 84 vs. Figure 29). Given the fact that the northern cross section is located far more than 200m away from the historical block, the approximate stress change is likely to be conservative. As such the critical fault behaviour is analysed both for the virgin state and for the state that accounts for the approximate stress reduction.

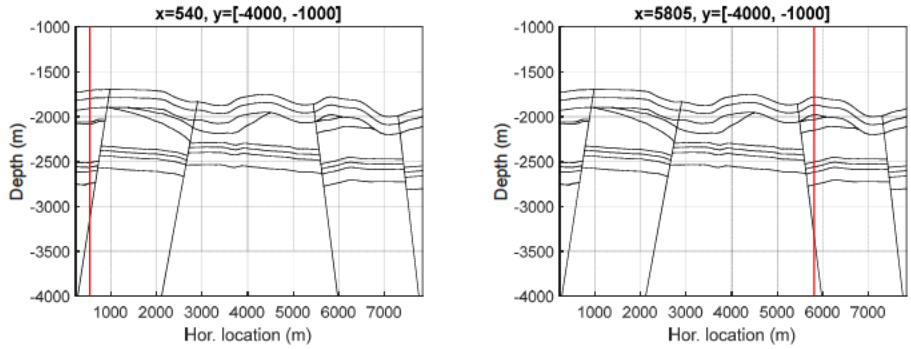


Figure 53: Location of horizontal stress profiles shown in Figure 58

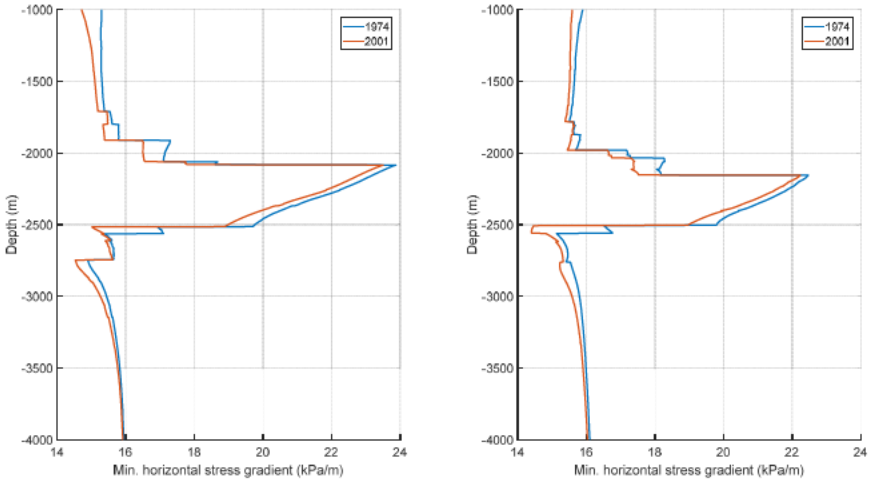


Figure 54: Stress profiles: Minimum horizontal stress gradient at virgin conditions ("1974") and at the end of historical production for a reservoir pressure of 17bar ("2001"). (Left) +/-200m West of the west bounding fault (F12) of TID-Hist and (Right) +/-200m east of the east bounding fault (F2) of TID-Hist

Table 13: Minimum horizontal stress gradient at virgin condition and the approximate stress reduction resulting from historical TID production.

	Virgin	TID-HIST impact	G-min
	(kPa/m)	(kPa/m)	(kPa/m)
KXOMM	15.7	-0.2	15.5
TEX	15.8	0.0	15.8
KN	15.8	-0.2	15.5
Z3A	17.9	-0.8	17.1
Z2H	22.3	-0.5	21.8
Z2A	17.8	-2.1	15.7
TB	15.7	-0.2	15.5
SL	15.7	-0.2	15.5
CB	15.9	-0.1	15.8

Criticality during production from the northern prospect

Figure 55 shows the critical stress ratio along the west-bounding fault (F1) of the Northern prospect when starting from virgin conditions. Figure 56 shows the same when starting from a state that accounts for the approximate stress reduction from TID-Hist production.

For cohesion calibrated on historical production, production from the Northern block does not predict any criticality for any of the three fault pressures. Hence, compared to historical production the Northern prospects does not predict any seismicity in access of M_w=1.5 upto 94% pressure depletion.

The east fault F2 is even less critical than the west bounding fault F1 except for the minimum fault pressure (Figure 57). A thin spike does get critical, but the height over which the fault gets critical (about 3m) does not predict any seismicity in excess of M_w=0.

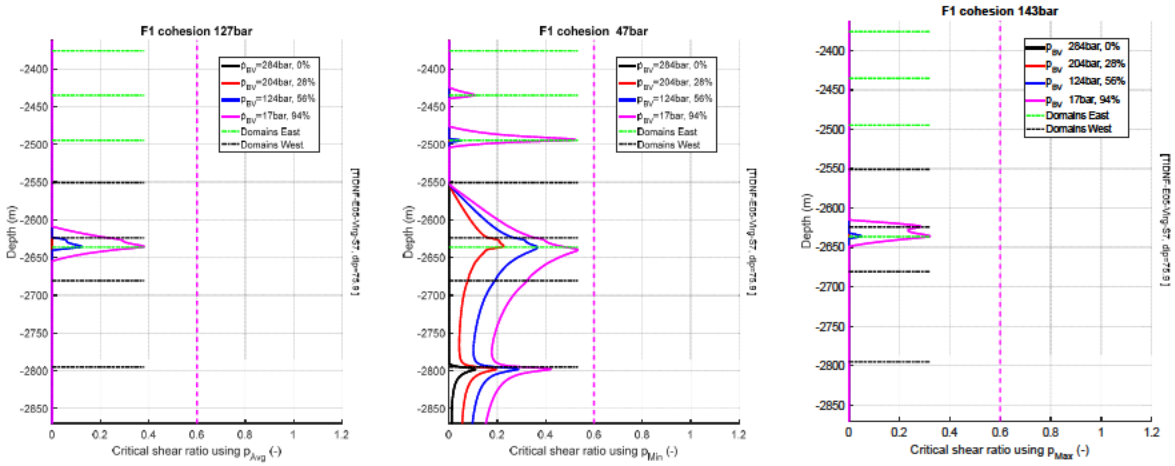


Figure 55: Critical stress ratio for the West bounding fault during production from the Northern block when starting from virgin condition (left) ratio for the average fault pressure and 127bar cohesion (middle) ratio for the minimum fault pressure an 47bar cohesion (right) ratio for the maximum fault pressure and 143bar cohesion

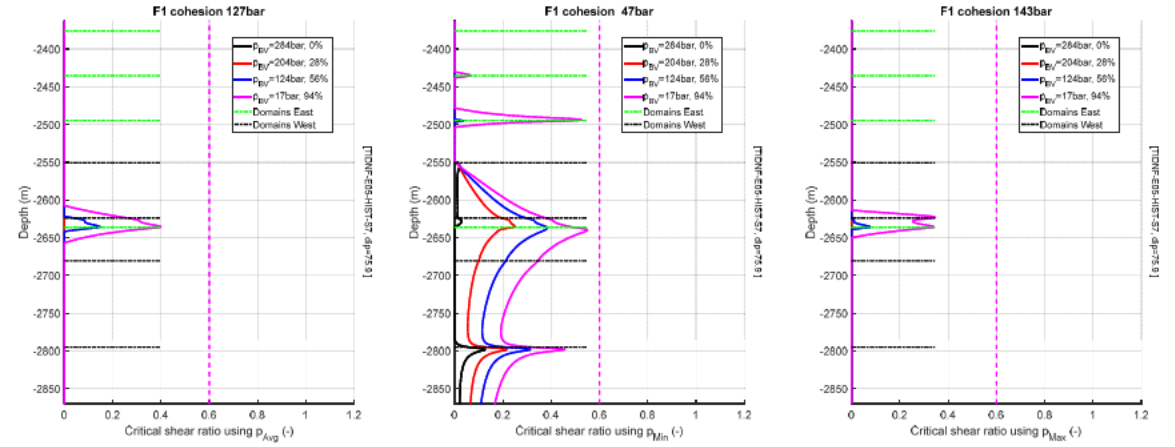


Figure 56: Critical stress ratio for the West bounding fault (F1) during production from the Northern block when accounting for the approximate stress reduction resulting from historical production (left) ratio for the average fault pressure and 127bar cohesion (middle) ratio for the minimum fault pressure an 47bar cohesion (right) ratio for the maximum fault pressure and 143bar cohesion

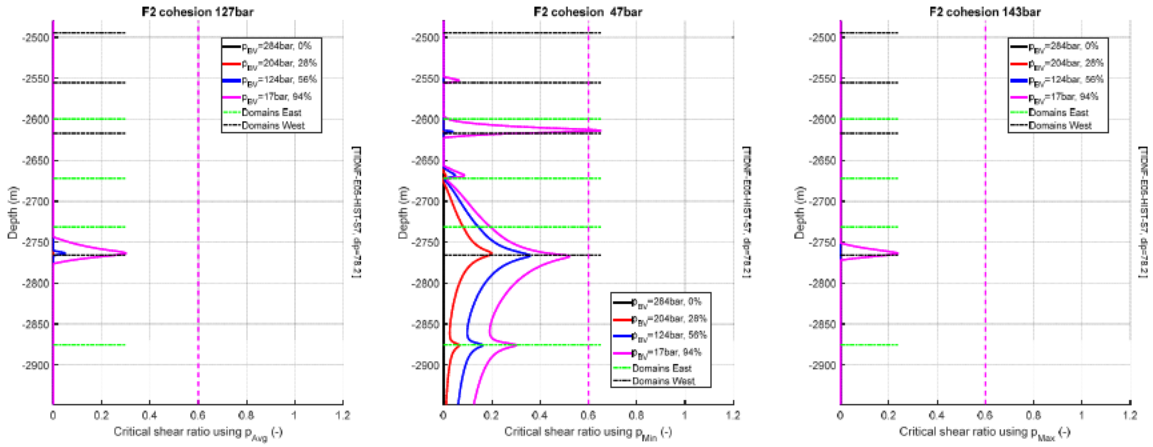


Figure 57: Critical stress ratio for the East bounding fault (F2) during production from the Northern block when accounting for the approximate stress reduction resulting from historical production (left) ratio for the average fault pressure and 127bar cohesion (middle) ratio for the minimum fault pressure an 47bar cohesion (right) ratio for the maximum fault pressure and 143bar cohesion

Determining the cohesion for which the Northern block does remain below M_w=1.5 gives values that are significantly lower than the cohesion required for historical production (Table 14-Table 15). Accounting for the approximate stress reduction resulting from historical production gives a required cohesion for the average fault pressure that is only 30% of the value required for historical production. For the minimum fault pressure this is 39% and for the maximum fault pressure 63%. Accounting for the approximate stress reduction gives cohesion values that are upto 27% higher than starting from virgin conditions.

Table 14: Cohesion values required for production from the North prospect (TID-North) such that each fault reaches M_w=1.5 at maximum simulated depletion (p_{res}=17bar, 94% depletion) for a friction coefficient of f=0.6. (Left) Values starting from virgin condition (Right) Values starting from a situation that accounts for approximate stress change resulting from historical production.

Fault	pavg	pmin	pmax
	bar	bar	bar
F1	30	15	88
F2	20	4	33
MAX	30	15	88

Fault	pavg	pmin	pmax
	bar	bar	bar
F1	38	18	91
F2	24	8	36
MAX	38	18	91

Table 15: (Left) Ratio of cohesion for the North block when starting from reduced stress state over cohesion when starting from virgin conditions (Right) Ratio of cohesion for Northern block when starting from the reduced stress state over the cohesion required for historical production. All cohesion is calibrated on M_w=1.5.

Fault	pavg	pmin	pmax
	bar	bar	bar
Reduced	38	18	91
Virg	30	15	88
Ratio	1.27	1.26	1.04

Fault	pavg	pmin	pmax
	bar	bar	bar
North	38	18	91
Hist	127	47	143
Ratio	0.30	0.39	0.63

In conclusion: production from the northern block is less critical when compared to production from the historical block. The depletion limit for which M_w<1.5 is 17bar (or 94% depletion).

Comparison of Most critical faults during historical and future TID production

Figure 58 compares the most critical fault during historical production (calibrated on M_w=1.5) to the most critical fault during future production. Production from the Northern block does not predict any seismicity at all. Production from the east block predicts modest seismicity, ranging from M_w=1.5 for the maximum fault pressure to M_w=1.7 for the average and minimum fault pressure. However, the onset of predicted seismicity occurs at a higher reservoir pressure when compared to historical production.

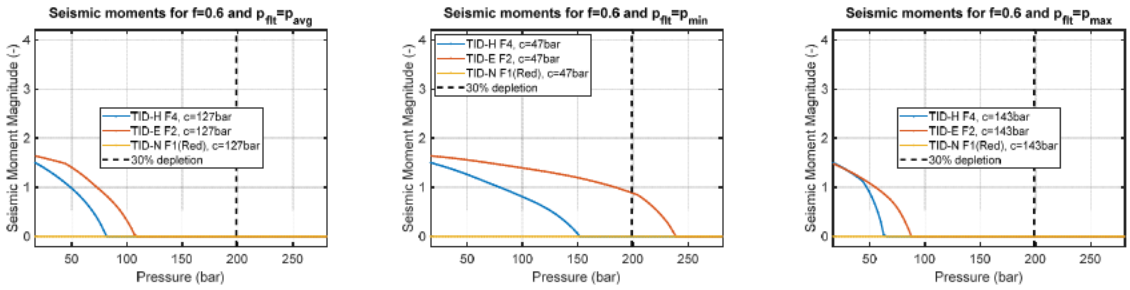


Figure 58: Comparison of the most critical faults during Historical production (H) and for the Northern (N) and Eastern (E) prospects. (Left) for the average fault pressure and a cohesion of 127bar, (middle) for the minimum fault pressure and a cohesion of 47bar and (right) for the maximum fault pressure and a cohesion of 143bar. Production in the Northern block accounted for the reduced stress state resulting from historical production.

Conclusions for TID production

- All blocks analysed in TID have faults that do get critically stressed at historical levels of depletion without cohesion. As such it cannot be ruled out that moderate seismicity will occur during production from the new prospects. However, this should be put in perspective that seismicity in the Friesland platform as a whole has been very rare and has barely exceeded the level of non-felt seismicity. The historical model has been calibrated against the approach that a M_w=1.5 has occurred at maximum depletion.
- During historical production TID-Hist becomes critical without cohesion. For a friction coefficient of f=0.6 a cohesion of 127bar is required for the average fault pressure to reach the limit of non-felt seismicity (M_w=1.5) at maximum depletion. The required cohesion is 143bar for the maximum and 37bar for the minimum fault pressure
- Production from the eastern block gets slightly more critical than historical production. This is caused by a steeper fault dip of the east fault, such that stress rotation during depletion rotates the effective fault dip (the angle between the fault and the minimum principal stress) from a favourable angle of 76° towards the most critical value of 60°.
  - Sensitivity to fault dip in post shows that the midfield fault gets more critical than the east fault when starting from the same dip angle (70° and 76°).
- Production from the northern block is significantly less critical because it only has bounding faults.
- Assuming that cohesion required for historical production is representative for the region, evaluation of the new prospects against historical production shows:
  - Production from the Northern block does not predict any seismicity exceeding M_w=0 when calibrated against historical production.
  - Production from the east block predicts a maximum magnitude of M_w=1.6 for the average pressure and minimum fault pressure, while the maximum fault pressure predicts the same level of seismicity at maximum depletion.
    - The limit of non-felt seismicity of M_w=1.5 is reached for 85% depletion (42bar reservoir pressure) for the average pressure, 76% (67bar reservoir pressure) for the

minimum fault pressure and 94% depletion (17bar reservoir pressure) for the maximum fault pressure.

- The cohesion required to keep fault the east fault F2 below the limit of felt seismicity (for all fault pressures) is 144bar. This is only 1% higher than the cohesion required for the historical faults.
  - For the average fault pressure the increase is 6% (from 127 to 135bar) and for the minimum fault pressure the increase is 20% (from 47 to 57bar).
- The cohesion required to keep the faults of the northern block below the limit of felt seismicity maxes at 63% of the value required for historical production.

6 Sensitivities

For historical production in TID and for future production from the prospects sensitivities were performed to the fault pressure, dip angle, Young's modulus, NTG of the Ten Boer and the minimum horizontal stress gradient and the calibration parameters (aspect ratio, friction coefficient and seismic moment magnitude at the end of historical production). For the Northern block an additional sensitivity was performed to the initial state to account for the approximate stress reduction resulting from historical production. The sensitivities performed are described in detail in Section 4 and summarized in Table 5.
First the impact on the required cohesion for historical production is described in detail. Subsequently the seismic risk and depletion limit for the eastern prospect is analysed for the same sensitivities. The analysis ends with the implication of the sensitivities for the northern prospect.

Sensitivities for historical production

For the sensitivities the cohesion was calibrated such that historical production reaches M_w=1.5 except for the sensitivity that were calibrated on M_w=2 and M_w=2.5 (see Figure 60, Table 16). Excluding the minimum fault pressure (that requires a cohesion of 47bar), the required cohesion falls in the range 75-147bar, centred around the base case cohesion of 127bar.
The following sensitivities require a higher cohesion (ordered from highest to lowest):

- Reduction of the virgin horizontal stress to 14.7kPa/m gives a lower normal fault stress at the start. This sensitivity requires the highest cohesion of 147bar
- The maximum fault pressure gives a higher cohesion (of 143bar) because the effective normal stress gets smaller.
- An increase of the dip angle gives a more unfavourable effective dip with more criticality because of the stress rotation during depletion (see previous section). Because the dip is already close to the critical dip the increase in required cohesion is modest (from 127bar to 142bar).

The following sensitivities give a lower cohesion (ordered from lowest to highest):

- The minimum fault pressure gives a large effective normal stress. The required cohesion is 47bar
- A critically stretched patch with a length over height aspect ratio of 1 instead of 10 requires a critical fault height that is factor $\sqrt{10}$ bigger to get the same level of criticality. The required cohesion is 75bar
- Calibrating history on a higher level of criticality (higher M_w) at the end of production requires a lower cohesion. The required cohesion is 102 bar for M_w=2, 85bar and 75bar for M_w=2.5.
- Including Ten Boer production gives a broader, flatter and less spiky distribution of criticality along the fault for which the criticality around the scissors point is reduced (see Figure 61). The cohesion reduces to 87bar for a Ten Boer NTG of 100%.
- A reduction of the dip gives a more favourable effective dip with less criticality because of the stress rotation during depletion. With the reduction the dip gets further separated from the critical dip resulting in a strong reduction of the cohesion (from 127 to 90bar).
- A higher friction coefficient of 0.7 allows for more criticality when compared to a friction coefficient of f=0.6. Moreover, it will shift the critical dip to even higher dip angles. As a consequence gives less criticality for the current (effective) fault dip. The cohesion reduces from 127bar to 101bar.

- A higher Young's modulus gives less reservoir strain at the same stress reduction. The smaller reservoir strain gives less stress reduction in the formations surrounding the reservoir, reducing criticality.

Figure 59 shows that the evolution of the seismicity as function of reservoir pressure is similar for most sensitivities except for the aspect ratio and the minimum fault pressure that are much flatter. Calibration on higher levels of seismicity (M_w=2 and M_w=2.5) shows an evolution that is similar in shape as the base case, but at an elevated level

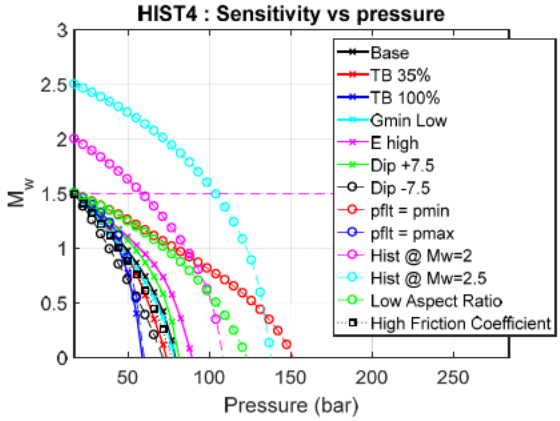


Figure 59: Evolution of the seismicity as function of the reservoir pressure for each sensitivity

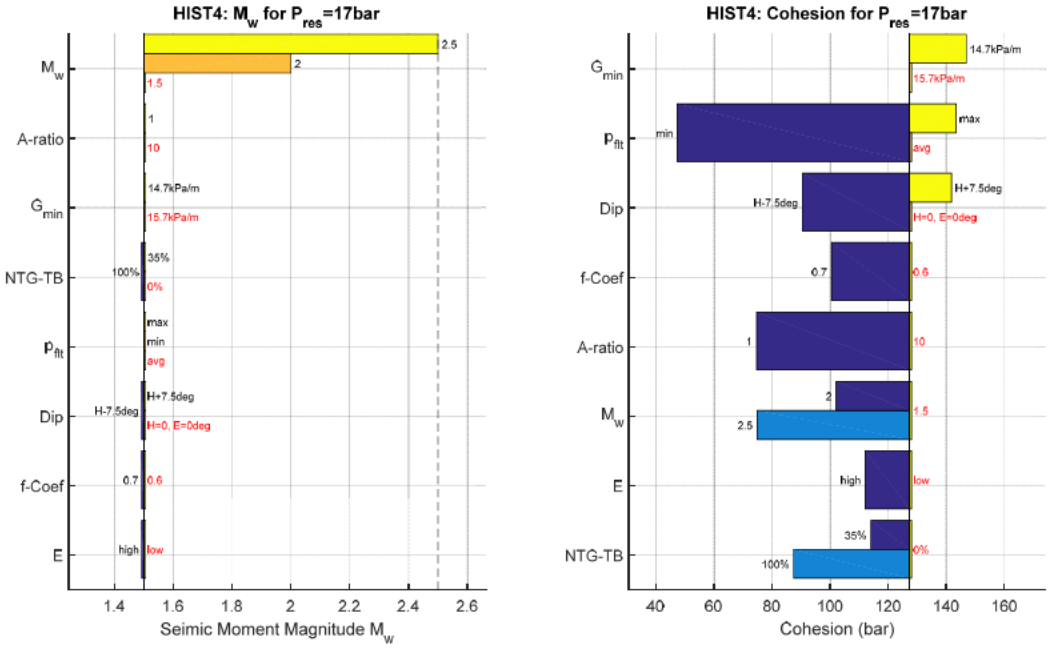


Figure 60: (Left) The cohesion was for all sensitivities calibrated on M_w=1.5 except for the case calibrated on M_w=2 and M_w=2.5. (Right) Required cohesion.

Table 16: Cohesion values required for the sensitivities to historical production

Var	Cohesion Hist
	(bar)
Base	127
TB 35%	114
TB 100%	87
Gmin Low	147
E high	112
Dip +7.5	142
Dip -7.5	90
pflt = pmin	47
pflt = pmax	143
Hist @ Mw=2	102
Hist @ Mw=2.5	75
Low Aspect Ratio	75
High Friction Coefficient	101

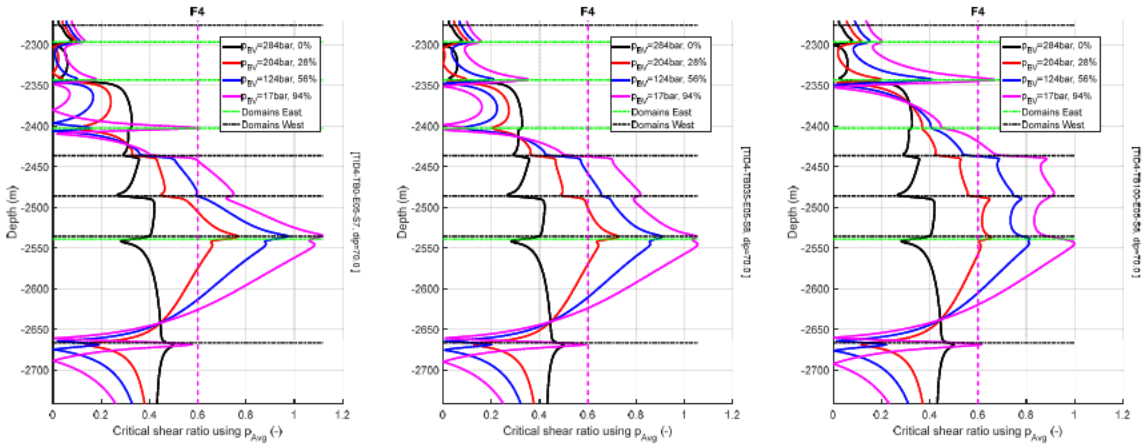


Figure 61: Impact of Ten Boer production on the shear stress ratio along the midfield fault during historical production. (Left) Production from Slochteren only (middle) Ten Boer NTG of 35% (right) Ten Boer NTG of 100%. No cohesion is applied

Sensitivities for production from the East block

Figure 62 shows the evolution of the seismicity of the sensitivities for the east block as function of pressure. Each sensitivity uses the cohesion for which history is calibrated on M_w=1.5 at maximum historical depletion (see Table 16), except to the sensitivity for which history was calibrated on higher levels of seismicity (M_w=2 and M_w=2.5). The tornado plots Figure 63 show the predicted seismicity for the east block at maximum historical depletion of 94% (18bar reservoir pressure) and at 56% depletion (124bar reservoir pressure) and may be considered as vertical cross-section of the evolution plot (Figure 62).

Excluding the sensitivity to the dip and the sensitivity that is calibrated on higher levels of seismicity all sensitivities predict seismicity in a very narrow bandwidth ranging from M_w=[1.5,1.7] at maximum depletion. The evolution of the seismicity is shape similar for most sensitivities with the exception of the minimum fault pressure and the aspect ratio that show a much earlier onset. This behaviour is qualitatively similar as for the historical production, although the onset for the seismicity for east block production is

generally at a lower level of depletion (higher reservoir pressure) and the maximum level is slightly elevated. The exception is the Young's modulus that shows a much steeper onset when compared to the other sensitivities and compared to historical production.
The sensitivity calibrated historically on M_w=2 and M_w=2.5 predict the same seismicity for the east fault at maximum depletion as well and its evolution is shape similar to the other sensitivities for east fault production. The onset is earlier when compared to historical production, because the depleted historical block is located at the opposite site of the east fault.
Sensitivity of the seismicity to fault dip is large. However, the response of the east fault to a change in the dip is quite similar to the midfield fault (see next subsection). Similar to the midfield fault a reduction of the dip angle gives less critical behaviour (requiring less cohesion) and an increase in the dip angle upto the critical dip gives more critical behaviour (requiring more cohesion).
For comparable changes to the dip [Base, case Hist-7.5° & East-7.5° and case Hist +7.5° & East+6°] the predicted seismicity spans the range from M_w=1.5 to M_w=1.9 (Figure 63). For these three cases the evolution of the predicted seismicity is very similar down to 40bar reservoir pressure (Figure 62). However, at maximum depletion the case where the dip of both fault is reduced [Hist -7.5° & East -7.5°] two critical patches merge for the east fault (Figure 68) resulting in a higher M_w=1.9 at maximum depletion. The case where the dip of both faults is increased [Hist +7.5°& East +6°] predicts a M_w=1.5 at maximum depletion because the increase in criticality levels off towards the critical dip.
In case one allows for unequal changes in the dip angle (i.e. east fault dip is reduced and midfield fault dip is increased or vice versa), the sensitivity to the dip angle does spans the entire range from no seismicity (most favourable case: historical dip +7.5° and East dip -7.5°) to a magnitude of M_w=2.2 (most unfavourable case: historical dip -7.5° and east dip +6°). Because of the actual variation of the dip along the length of the fault (Figure 14), the latter would imply that the fault dip along the east fault is systematically underpredicted and the fault dip along the midfield fault systematically overpredicted, which is not very likely. The same hold for the most favourable case.

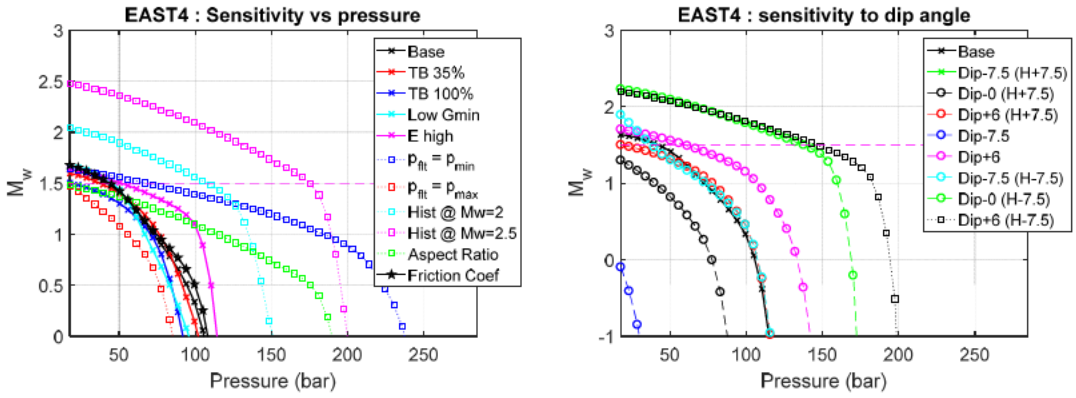


Figure 62: (Left) Predicited seismicity of all sensitivities excluding dip (Right) Predicted seismicity with respect to dip sensitivitiy

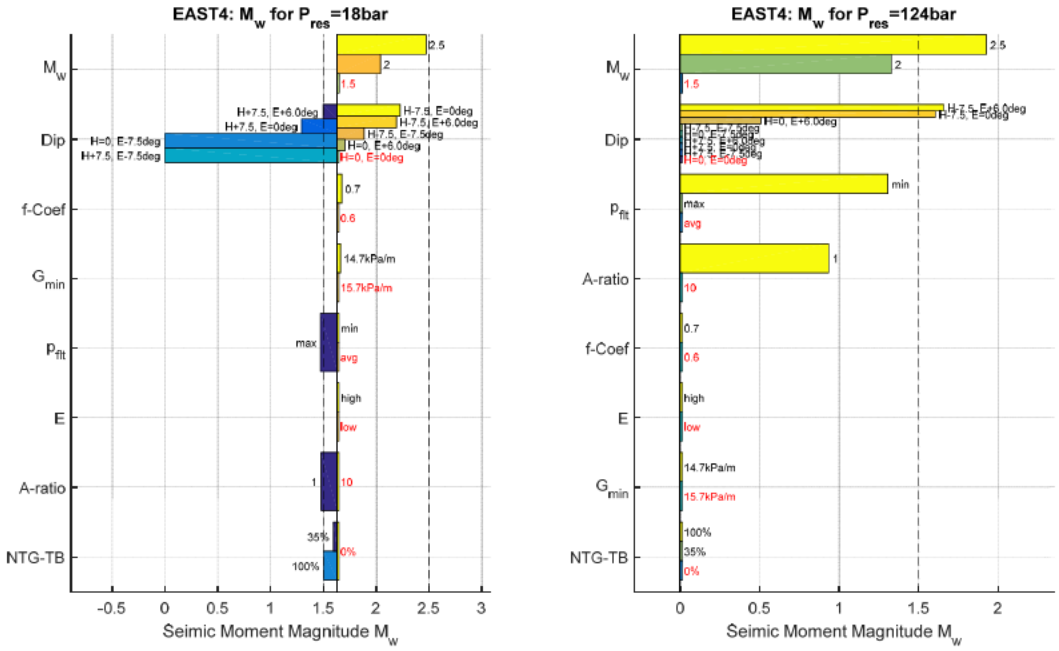


Figure 63: Predicted seismicity for all sensitivities during east block production (Left) At 18bar reservoir pressure or 94% depletion (Right) At 124bar reservoir pressure or 56% depletion

Table 17: Predicted seismicity for the east fault production for each sensitivity (rounded to the nearest number). (Left) At 18bar reservoir pressure or 94% depletion (Right) At 124bar reservoir pressure or 56% depletion. M_w=0.0 means no seismicity.

Var	Min	Base	Max
	(-)	(-)	(-)
NTG-TB	1.5	1.6	1.6
G_{min}	1.6	1.6	1.7
E	1.6	1.6	1.6
Dip	0.0	1.6	2.2
p_{flt}	1.5	1.6	1.6
M_{w}	1.6	1.6	2.5
A-ratio	1.5	1.6	1.6
f-Coef	1.6	1.6	1.7

Var	Min	Base	Max
	(-)	(-)	(-)
NTG-TB	0.0	0.0	0.0
G_{min}	0.0	0.0	0.0
E	0.0	0.0	0.0
Dip	0.0	0.0	1.7
p_{flt}	0.0	0.0	1.3
M_{w}	0.0	0.0	1.9
A-ratio	0.0	0.0	0.9
f-Coef	0.0	0.0	0.0

Figure 64, Figure 65 and Table 18 show the production and depletion limit for all sensitivities at which the seismicity reaches M_w=1.5 and M_w=1 respectively. Excluding the sensitivities to the dip and history calibrated on a higher level of criticality the depletion limit for M_w=1.5 is in between 76% (or 67bar reservoir pressure) for the minimum fault pressure and historical depletion of 94% for the maximum fault pressure with a base case depletion of 85% (42bar reservoir pressure). The depletion limit for M_w=1 varies in between 35% (184bar reservoir pressure) for the minimum fault and 80% for the maximum fault pressure (56bar reservoir pressure) around a base case depletion of 75% (or 72bar reservoir pressure).

If the history is calibrated on M_w=2, the east block reaches M_w=1 at 53% depletion (135 reservoir pressure) and M_w=1.5 at 62% depletion (108bar reservoir pressure). In case history is calibrated on M_w=2.5, the east block reaches M_w=1 at 33% depletion (190bar reservoir pressure) and M_w=1.5 at 38% depletion (175bar reservoir pressure). For history calibrated on M_w=2.3 the east block reaches the limit of non-felt seismicity at a depletion limit of 47%.

Variation in the dip gives depletion limits for M_w=1.5 in the range from 49% for the most unfavourable case (when the east fault dip would be systematically underpredicted and the midfield fault dip systematically

overpredicted) to the historical depletion of 94% (when the east fault dip is overpredicted and the midfield fault dip underpredicted). For equal changes in the dip angle the depletion limits narrows to 85% depletion limit (42bar reservoir pressure) for the base case to historical depletion of 94% (18bar reservoir pressure) for the case where both the dip of the midfield and east fault are increased. For M_w=1 the depletion limit for all sensitivities to the dip varies in between 36% and 94% and in between 73% and 75% for equal changes to the dip angle.

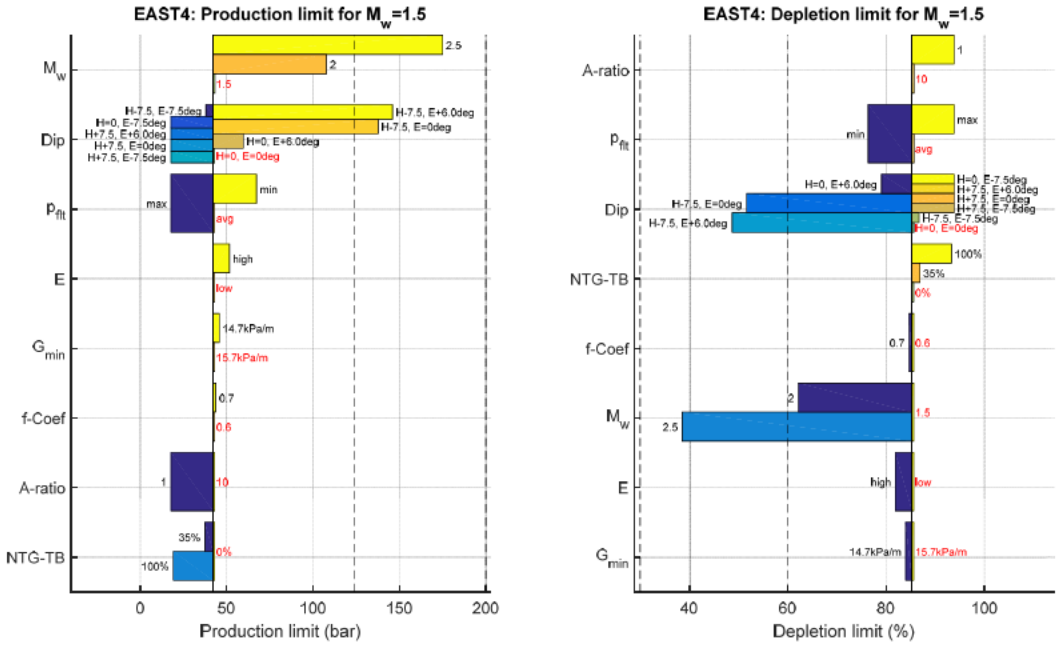


Figure 64: (Left) Production limit and (right) depletion limit for all sensitivities for M_w=1.5

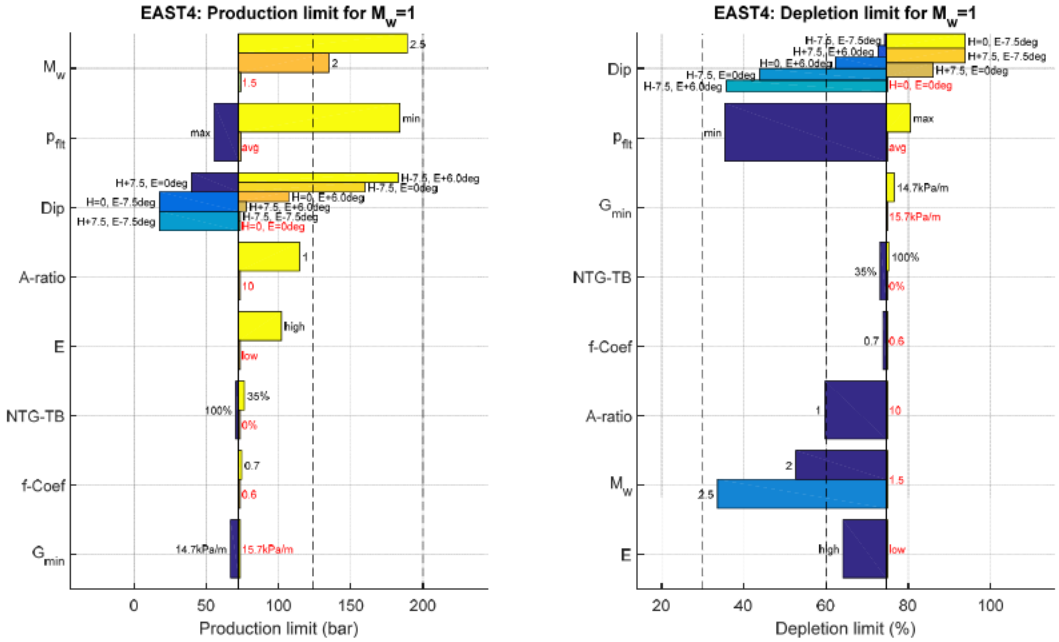


Figure 65: (Left) Production limit and (right) depletion limit for all sensitivities for M_w=1

Table 18: Production limits (in bar) and depletion limits (in %) for all sensitivities when M_w=1 snd M_w=1.5 are reached. The extremes to variation in the dip angle are shaded grey (where the dip of one fault would be underpredicted and of the other fault overpredicted). Equal changes to the fault dip are shaded green.

Var	Prod Lim Mw=1	Depletion Lim Mw= 1	Prod Lim Mw=1.5	Depletion Lim Mw= 1.5
	(bar)	(%)	(bar)	(%)
Base	72	75	42	85
TB 35%	76	73	37	87
TB 100%	71	75	19	93
Low Gmin	67	76	46	84
E high	102	64	52	82
Dip-7.5 (H+7.5)	18	94	18	94
Dip-0 (H+7.5)	40	86	18	94
Dip+6 (H+7.5)	78	73	18	94
Dip-7.5	18	94	18	94
Dip+6	107	62	60	79
Dip-7.5 (H-7.5)	73	74	38	87
Dip-0 (H-7.5)	160	44	138	52
Dip+6 (H-7.5)	183	36	146	49
p_{flt} = p_{min}	184	35	67	76
p_{flt} = p_{max}	56	80	18	94
Hist @ Mw=2	135	53	108	62
Hist @ Mw=2.5	189	33	175	38
Aspect Ratio	115	60	18	94
Friction Coef	74	74	44	85

Figure 66 and Table 19 show the cohesion required for production from the east block and the cohesion ratios (east block production over historical production) such that the limit of non-felt seismicity of M_w=1.5 is reached at maximum depletion. Cohesion is in between 57bar (for the minimum fault pressure) and 155bar (for the reduced stress state). The required cohesion for the sensitivities behaves qualitatively the same as for the midfield fault.

For the east fault the minimum fault pressure is with 57bar 20% higher than the cohesion for historical production, but that cohesion was with 47bar the lowest of all sensitivites. All other cohesion ratios fall in a narrow bandwidth of 0.98-1.09.

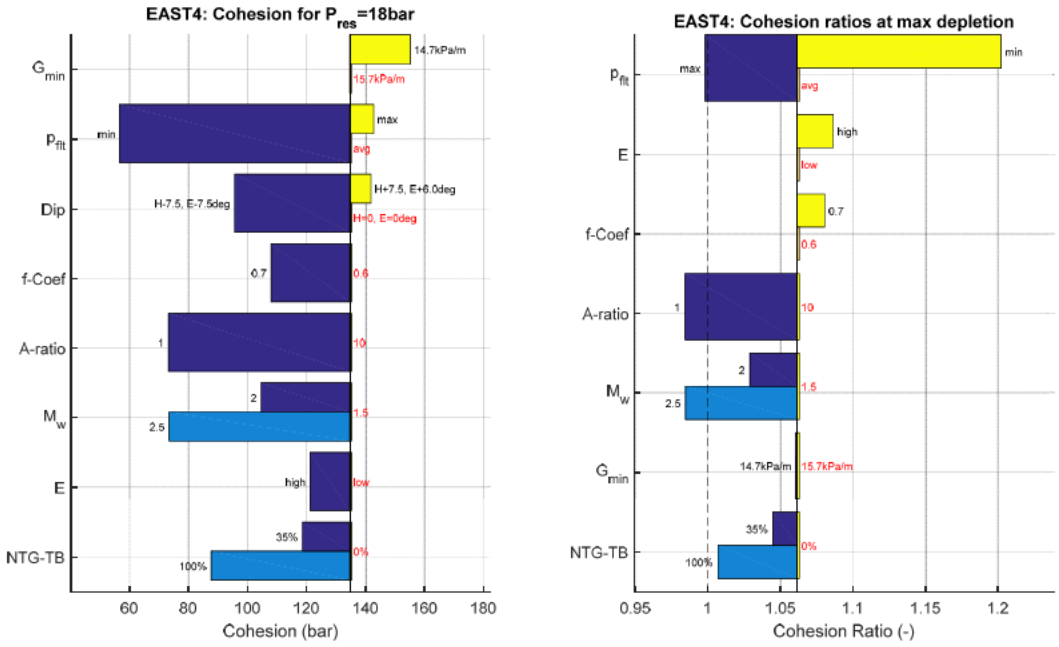


Figure 66: (Left) Cohesion required for the sensitivities for production from the East block (Right) Ratio of cohesion for East block production over the cohesion for historical production. Sensitivity to the dip is restricted to equal changes.

Table 19: Cohesion values required for the sensitivities to historical production, production from the east block and the East over Hist cohesion ratio

Var	Cohesion East	Cohesion Hist	Ratio
	(bar)	(bar)	
Base	135	127	1.06
TB 35%	119	114	1.04
TB 100%	88	87	1.00
Low Gmin	155	147	1.06
E high	121	112	1.08
Dip+6 (H+7.5)	142	142	1.00
Dip-7.5 (H-7.5)	96	90	1.06
p_{flt} = p_{min}	57	47	1.19
p_{flt} = p_{max}	143	143	1.00
Hist @ Mw=2	105	102	1.02
Hist @ Mw=2.5	73	75	0.98
Aspect Ratio	73	75	0.98
Friction Coef	108	101	1.07

Impact of dip angle

Figure 67 shows that the sensitivity of the required cohesion to changes in the dip is quite similar for the east fault and historical midfield fault, both in shape and maximum magnitude. There are a few slight differences. At maximum depletion the deviation between midfield fault dip and the critical dip during historical production is larger than the deviation between the east fault and the critical dip during production from the

east block and the cohesion dome is steeper for the east fault when compared to the midfield fault, such that the fall off is stronger when the dip is reduced. For a dip sensitivity of [-7.5°,+7.5°] this results cohesions that are similar in magnitude. The midfield fault spans the range [90-142]bar, the east fault the range [96-142]bar. Figure 68 shows that when the dip angle of both faults is reduced the east fault gets more critical because a secondary critically patch merges with the main critical patch at maximum depletion. At lower levels of depletion where the patches have not merged yet, the east fault gives actually slightly less critical behaviour. This explains why the depletion limit of M_w=1.5 is reached at a higher level of depletion for a reduction of the dip. When the dip angle of both faults is increased (until the critical dip is reached), criticality of both faults is about the same at the maximum depletion.

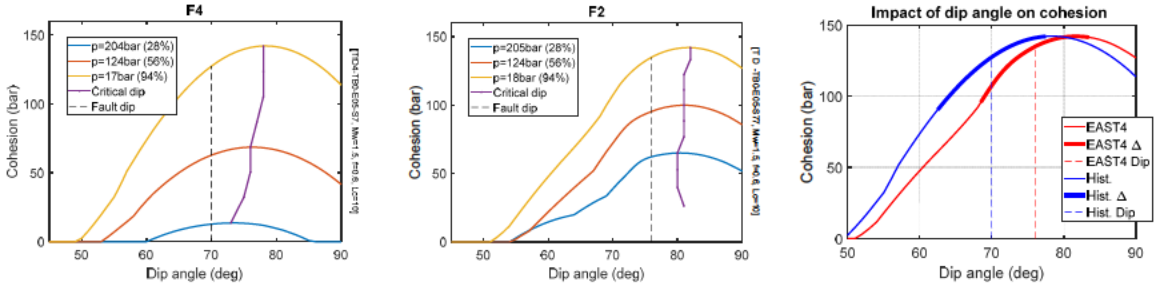


Figure 67: Cohesion as function of dip angle and critical dip for (Left) the midfield fault F4 during historical production and (Middle) the east fault F2 during production from the east block. The (Right) figure shows the sensitivity of the required cohesion to the dip [-7.5, +7.5] for the midfield fault and east fault at maximum depletion. Cohesion is calibrated on M_w=1.5. The east fault reaches the critical dip of 82° for an increase of the dip with 6°.

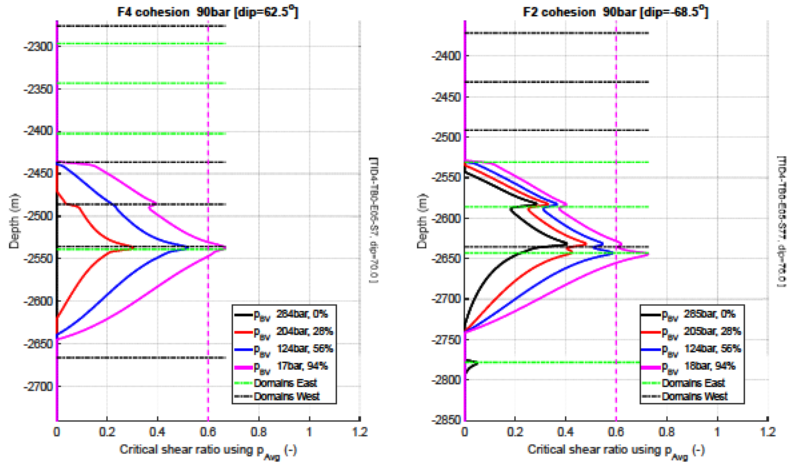


Figure 68: Critical shear stress ratio for a dip that is reduced by 7.5° for a cohesion of 90bar calibrated on M_w=1.5 at maximum depletion during historical production (Left) Midfield fault during historical production. (Right) East fault during production from the east block.

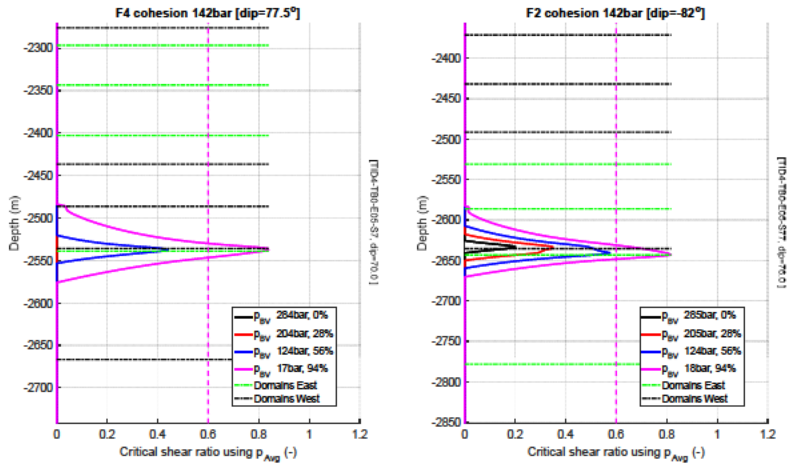


Figure 69: Critical shear stress ratio for a cohesion of 142bar calibrated on M_w=1.5 at maximum depletion during historical production for a dip that is increased by 8° (Left) Midfield fault during historical production for a dip increase of 7.5°. (Right) East fault during production from the east block for a dip increased by 6° for which the east fault reaches the critical dip (@ M_w=1.5) .

Conclusion for the sensitivities for east block production

During production from the east block the east fault F2 predicts slightly higher levels of seismicity because the fault dip is steeper and closer to the critical dip when compared to the midfield fault F4 during historical production.

- Base case predicts a M_w=1.6 at maximum historical depletion. The depletion limit for M_w=1.5 is reached at 85% pressure depletion (42bar reservoir pressure). The cohesion required for the base case to max at M_w=1.5 at 94% depletion is 135bar which is 6% higher than the cohesion for historical production.
- Sensitivity to the dip appears to be very large, but the response to dip variation is similar for the east fault as for the midfield fault. Restricted to the same changes in the dip angle the predicted seismicity falls in the range M_w=[1.5-1.9] at maximum historical depletion. The depletion limits vary in between 85% (42bar reservoir) and 94% (18bar reservoir pressure)
    - In case unequal dip variation are allowed for (i.e. historical midfield fault dip is over predicted and the east fault dip under predicted and vice versa) the predicted seismicity broadens to the range M_w=[<0, 2.2] at 94% depletion. The depletion limit varies in between 49% depletion (146 bar reservoir pressure) and 94% depletion (18 bar reservoir pressure).
- Calibrating history in the range M_w=2 to M_w=2.5 at maximum historical depletion predicts a similar seismic magnitude for the east fault at maximum depletion.
    - As a consequence the depletion limit at which M_w=1.5 is reached decreases rapidly as function of calibrated seismic magnitude. This is 62% (108bar reservoir pressure) for calibration on M_w=2, 47% (150bar reservoir pressure) for Mw=2.3 and 38% (175bar reservoir pressure) for M_w=2.5.
- All other sensitivities (variation in friction coefficient, Young's modulus, aspect ratio, reduced minimum horizontal stress) predict seismicity in the range of [1.5-1.7] at maximum historical depletion. The depletion limit varies in between 76% (67 bar reservoir pressure) and 94% (18bar reservoir pressure).
- Excluding the minimum fault pressure the cohesion required for the east fault to reach M_w=1.5 at maximum historical depletion falls in the range [73-155]bar. The corresponding east production over historical production ratios vary in between 0.98 and 1.09.
    - For the east fault the minimum fault pressure requires a cohesion of 57bar, which is 20% higher than for historical production. But both cohesions are significantly lower when compared to the other sensitivities

Sensitivities for production from the North block

For production from the Northern block, Figure 70 shows that the predicted seismicity for all sensitivities remains below a magnitude of M_w=1 at maximum historical depletion, including the sensitivities for which historical production was calibrated on M_w=2 and M_w=2.5 at maximum historical depletion. Consequently the depletion limit of the Northern block is the same as for historical production, i.e. 94% depletion (18 bar reservoir pressure).

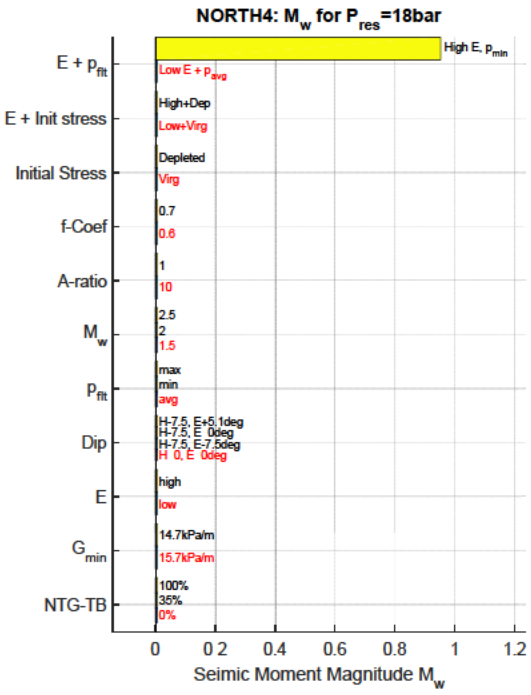


Figure 70: Predicted seismicity for the sensitivities for the west bounding fault F1 of the Northern block using the historical required cohesion listed in Table 20 for each sensitivity. All predicted seismicity is truncated at M_w=0 from below.

Figure 71 and Table 20 show the required cohesion at maximum depletion for the Northern block. Figure shows the ratios only for cases in which a single parameter is varied. The required cohesion for the northern block varies in between 4bar when using a friction coefficient of 0.7 instead of f=0.6 upto 87bar when using the maximum fault pressure. For the latter the ratio of cohesion required for the north over cohesion required historically maxes at 0.61. All other ratios are in between 0.04 and 0.44 except for the sensitivity with a high Young's modulus in combination with the minimum fault pressure that maxes at a ratio of 0.67. However, for that sensitivity the historical cohesion is the smallest overall. Finally, Figure 72 shows that the required cohesion as function of the dip is about a factor 6 smaller than required historically.

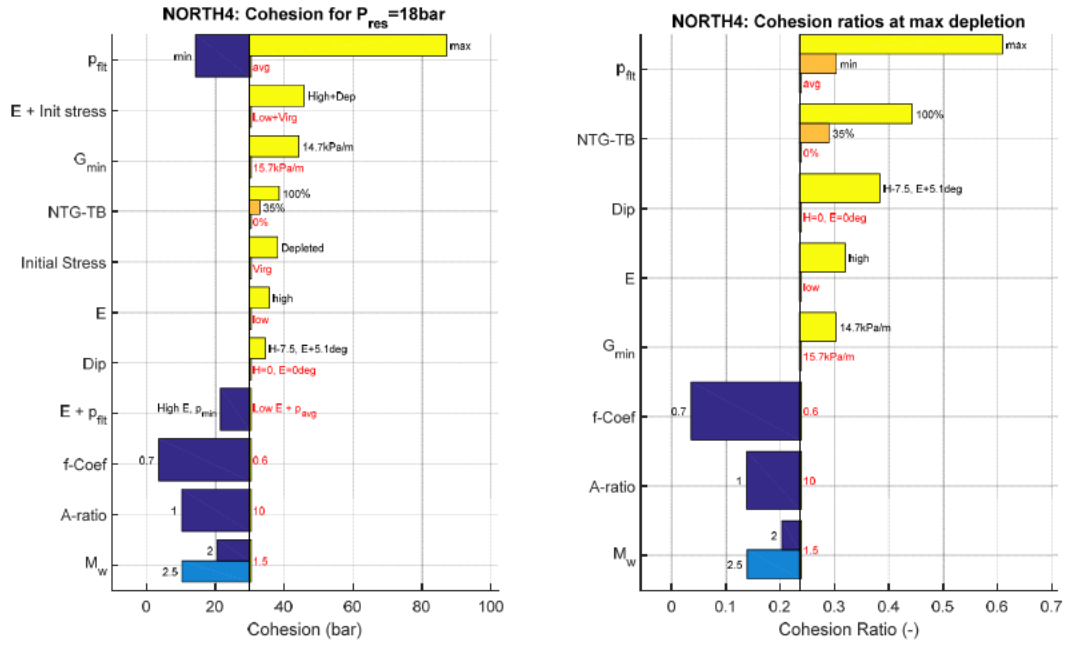


Figure 71: (Left) Cohesion required for the sensitivities for production from the North block (Right) Ratio of cohesion for North block production over the cohesion for historical production. Sensitivity to the dip is restricted to equal changes. The ratios exclude the sensitivities for which two parameters are varied at the same time

Table 20: Cohesion values required for the sensitivities for historical production, production from the northern block and the northern over historical cohesion ratios

Var	Cohesion Hist	Cohesion North	Value
	(bar)	(bar)	(-)
Base	127	30	0.24
TB 35%	114	33	0.29
TB 100%	87	39	0.44
Low Gmin	147	44	0.30
E high	112	36	0.32
Dip-7.5 (H-7.5)	90	24	0.27
p_{flt} = p_{min}	47	14	0.30
p_{flt} = p_{max}	143	87	0.61
Hist @ Mw=2	102	21	0.20
Hist @ Mw=2.5	75	10	0.14
Aspect Ratio	75	10	0.14
Friction Coef	101	4	0.04
Initial Stress	127	38	0.30
E + Init stress	112	46	0.41
E + p_{flt}	32	22	0.67

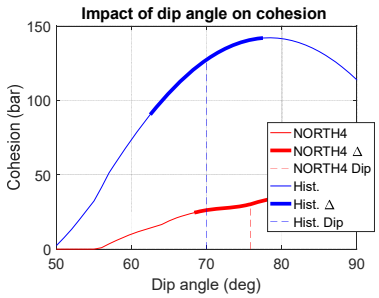


Figure 72: Comparison of the required cohesion at maximum depletion as function of the dip angle between the west bounding fault F1 of the Northern block (North4) and the historical midfield fault F1 (Hist.)

Conclusion for the sensitivities for north block production

During production from the northern prospect, its west bounding fault F1 and east bounding fault F2 predict signifcantly lower levels of seismicity when compared to historical production. This is because the northern block does not include a midfield fault (with scissor point configuration) that becomes much more critical

- The base case and all but one sensitivities predict a seismic magnitude that remains below magnitude M_w=0 at maximum historical production. For the case where a higher Young's modulus is combined with the minimum fault pressure the model predicts a magnitude just below 1
- The depletion limit for the Northern block for M_w=1 is 94% for all sensitivities.
- Excluding the maximum fault pressure, the cohesion required for the west bounding fault F1 to reach M_w=1.5 at maximum historical depletion falls in the range [4-44]bar. The corresponding cohesion ratios vary in between 0.04 and 0.67.
    - The maximum fault pressure requires the highest cohesion of 87bar which is 0.61 of the historical value.

7 Simulation results for Ureterp production

Ureterp was compared to TID for the simulations with the high Young's modulus in Slochteren (E=23.1GPa) and Ten-Boer formation (E=24.8GPa). The initialization of Ureterp at virgin conditions is described in Appendix II. Stresses and stress gradients are chosen equal with TID-Hist at virgin conditions. This section first describes the modelling of the pressure interaction with Marum. Subsequently, the virgin shear stress ratio is analysed followed by the analysis of the criticality during production ignoring fault cohesion. Next the results are discussed that are calibrated on the cumulative seismicity. The Section ends with conclusions.

Pressure interaction with Marum

For the northern cross section Ureterp is in direct contact with Marum and the stress interaction resulting from depletion in Marum should be included. Figure 73 shows the pressure in the Ureterp wells and in the Marum 1 well (with all its sidetracks). In the simulation performed here, it is assumed that the reservoir pressure follows the Ureterp- 1 curve which sidetrack locations are closest to the cross section. The pressures in both fields are modelled as truncated straight lines. For Ureterp the line is fitted through the pressure points of 112bar at which the seismic event of M_w=1 occurred and the pressure point of 67bar at which the M_w=1.8 event took place. Although the pressure in Ureterp does not historically fall below 41bar, for comparison with TID it was modelled down to 17bar. Marum pressure is truncated at its lowest recorded level of 137bar.

In the southern cross section, there is no direct contact with Marum. For this cross section the pressure is simply modelled as a straight line from its initial reservoir pressure of 281bar down to a pressure of 17bar (for comparison with TID).

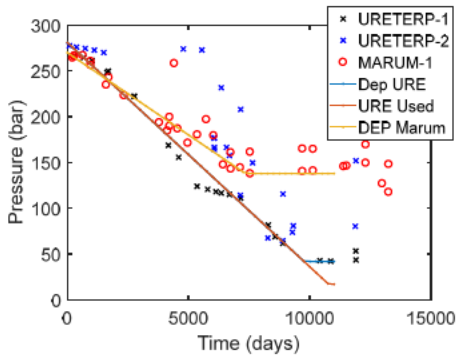


Figure 73: Pressure in the two Ureterp wells and in the Marum 1 well. In the simulation model the depletion is modelled as truncated straight lines. For comparison with TID Ureterp was also modelled down to a (hypothetical) pressure level of 17bar (Data points by the NAM)

Initial stress ratio's

Figure 74 shows the virgin critical shear stress ratio of the midfield (F4) in TID-Hist, the west bounding fault of TID-North (F1), the east fault of Ureterp North and the west fault of Ureterp South. The depth is limited to 75m above and below the Rotliegend formation. For TID-North the initial situation is shown when starting from virgin conditions.

Observations for the virgin critical shear stress ratio are similar to TID. For virgin conditions the initial stress ratio is the highest for a fault dip of 70^0 (TID-Hist F4) and the ratio decreases with increasing dip. The initial fault stress ratios are fairly consistent among the different fields and faults.

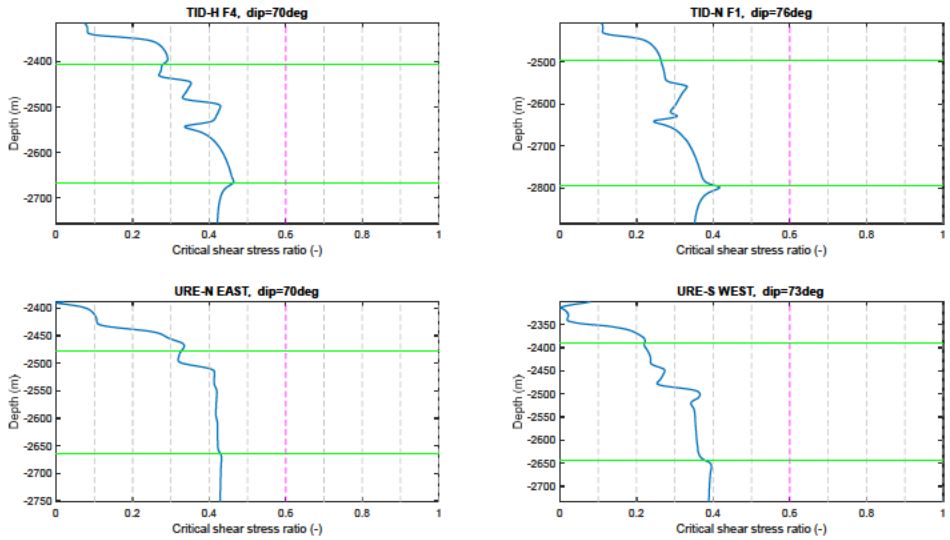


Figure 74: Virgin stress ratio's for zero cohesion for the midfield fault in TID-Hist, the west fault (F1) for TID-North, the East fault of the northern Cross-section in Ureterp adjacent to Marum and the West bounding fault of The Southern cross-section in Ureterp. The green lines indicate the lowest and highest depth of the Slochteren formation at both sides of the fault. The ratio is based on the average fault pressure.

Critical fault behaviour without cohesion

Figure 75 compares the critical stress ratio of the east fault in URE-North for the average fault pressure in the absence of cohesion to the criticality along the midfield fault (F4) during historical TID production. This is the fault that becomes most critical during Ureterp production, for the average and maximum fault pressure.

Compared to the most critical fault during TID production, the criticality of this fault falls roughly in between criticality of the Northern prospect starting from virgin conditions and historical TID production.
Figure 76 shows the seismic moment magnitude for a friction coefficient of f=0.77 and zero cohesion for which Ureterp matches the cumulative seismic moment of M_w=1.8 at 67bar reservoir pressure. From the comparison it is clear that the detected seismicity may be attributed to Ureterp production, but that Ureterp production does not give more critical behaviour when compared to the fault behaviour during TID production; in fact the fault stress is more critical in TID.

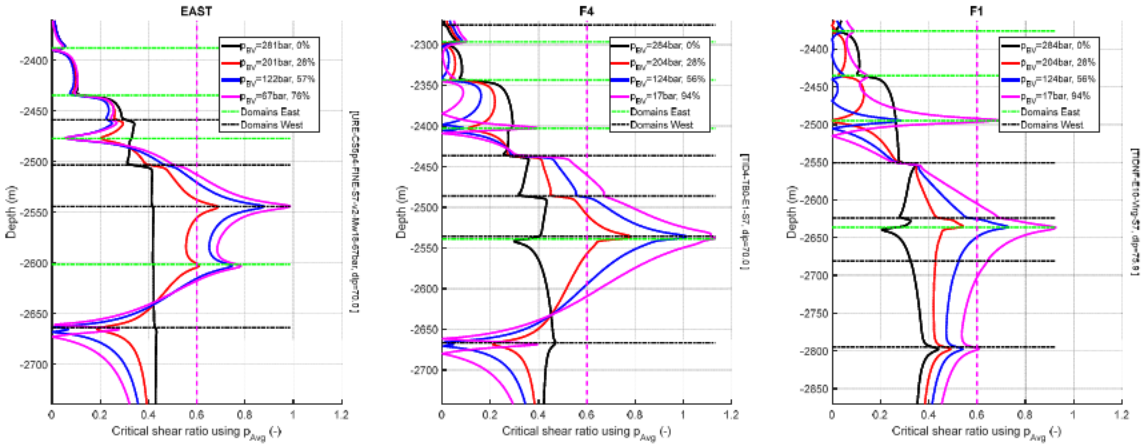


Figure 75: Comparison of the critical stress ratio based on the average fault pressure for the most critical faults during (left) historical Ureterp production (middle) historical production in TID and (right) future production in the Northern Prospect starting from virgin conditions. Note that the magenta lines are taken at different levels of depletion.

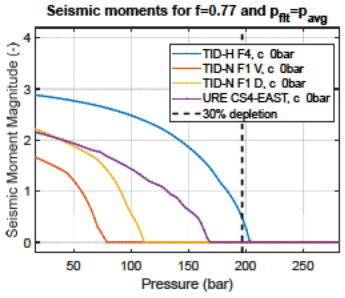


Figure 76: Seismic moment magnitude for the most critical faults for Ureterp and TID-Hist and TID-North using the average fault pressure in the absence of cohesion. The friction coefficient of f=0.77 was calibrated on a cumulative seismic moment of M_w=1.8 at 67bar reservoir pressure.

Behaviour for cohesion calibrated on the observed seismicity

The cohesion in Ureterp is calibrated on a seismic moment of M_w=1.8 at 67bar reservoir pressure, such that it accounts for the seismic event in 2003 at the proper reservoir pressure. For each fault pressure the cohesion is determined for the most critical fault in the two cross-sections. This gives a required cohesion of 32bar using the average fault pressure, 13bar for the minimum fault pressure and 54bar for the maximum fault pressure (see Figure 77, Table 21).
For these cohesion values, Figure 78 shows the evolution of seismicity as function reservoir pressure. For the minimum and maximum fault pressure the seismic event of M_w=1.0 at 112bar reservoir pressure is also captured, while the minimum fault pressure gets very close. For the average and maximum fault pressure the evolution shows a gradual increase and at a hypothetical lowest reservoir pressure of 17bar the model predicts a maximum magnitude of M_w=2. In contrast seismicity for the minimum fault pressure shows a

sudden jump in seismicity up to a magnitude of M_w=2.9 around 50bar reservoir pressure. This happens when two disconnected critical patches merge below a certain reservoir pressure. Given the levels of detected seismicity and the low magnitude of the cohesion required to explain the seismicity for the minimum fault pressure, the projected behaviour seems not very realistic. In reality it is highly likely that seismicity of lower magnitude would have occurred far below M_w=2.9, given the fact that the fault has already slipped at lower levels. The projected curve would require a drastic increase in fault cohesion after first slippage, which contradicts general observation.

Finally, Figure 79 shows the behaviour of all faults for these cohesion values. It shows that the most critical fault at 67bar reservoir pressure also remains the most critical fault at lower reservoir pressures. However, the order of most critical fault alters when using the minimum fault pressure. At higher pressure the east fault of the northern cross section is initially also the most critical for the minimum fault pressure. With increasing depletion the eastern fault of the southern cross section becomes more critical.

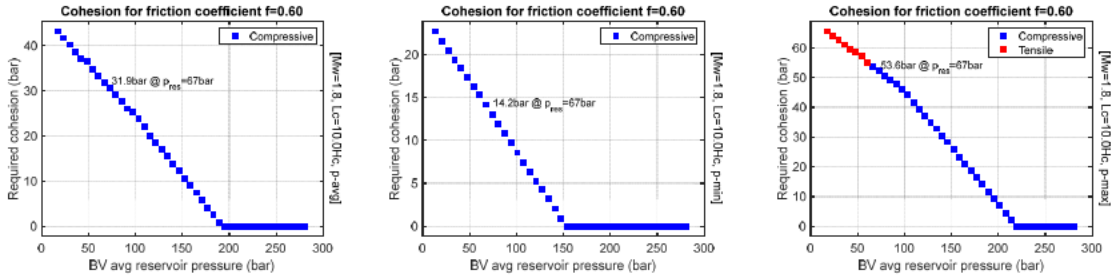


Figure 77: Required cohesion as function reservoir pressure for a seismic moment of M_w=1.8 during Ureterp production. (Left) east fault in the northern cross-section using the average fault pressure, (middle) east fault in the southern cross section for the minimum fault pressure and (right) east fault in the northern cross section for the maximum fault pressure.

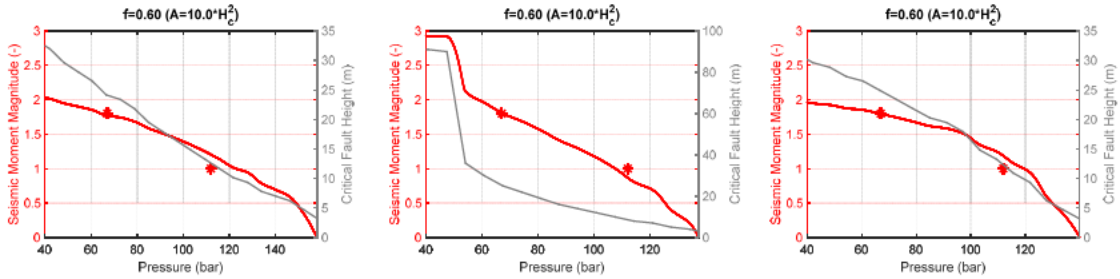


Figure 78: Evolution of the seismicity as function of the reservoir pressure for a cohesion fitted on a cumulative seismic moment of M_w=1.8 at a reservoir pressure of 67bar. (Left) for the average fault pressure, (middle) for the minimum fault pressure and (right) for the maximum fault pressure. The left and right figures are for the east fault in the northern cross section, the middle figure is for the eastern fault in the southern cross-section

Table 21: Cohesion required for Ureterp calibrated on a seismic moment of Mw=1.8 at a reservoir pressure of 67bar.

CS	Fault	pavg	pmin	pmax
		bar	bar	bar
CS4p5	WEST	10	1	10
CS4p5	MID	11	7	36
CS4p5	EAST	**32**	3	**54**
CS7	WEST	17	7	42
CS7	EAST	17	**14**	39
	MAX	32	14	54

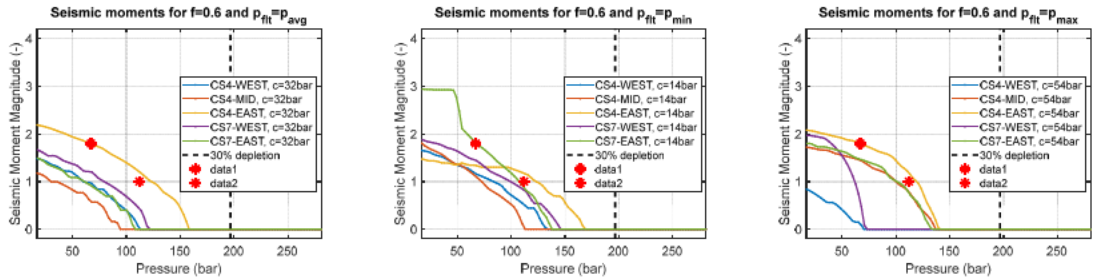


Figure 79: Evolution of seismicity for all Ureterp faults (left) for the average fault pressure for 32bar cohesion, (middle) the minimum fault pressure for 14bar cohesion and (right) the maximum fault pressure for 54bar cohesion.

For a fairer comparison with TID the fault cohesion was also determined for a M_w=1.5 event at the lowest recorded reservoir pressure of 41bar in Ureterp and a hypothetical lowest reservoir pressure of 17bar. The values required for cohesion (Table 22, Table 23) for Ureterp remain much smaller than for TID-Hist calibrated on M_w=1.5 except for the minimum fault pressure and only when the pressure falls below the minimum historical reservoir pressure.

Table 22: Cohesion required for all simulated faults in Ureterp calibrated on the limit of non-felt seismicity of Mw=1.5 at (left) the lowest historical reservoir pressure of 41bar and (right) a hypothetical reservoir pressure of 17bar

CS	Fault	pavg	pmin	pmax
		bar	bar	bar
CS4p5	WEST	25	13	25
CS4p5	MID	20	14	59
CS4p5	EAST	**45**	11	**68**
CS7	WEST	30	18	58
CS7	EAST	27	**22**	65
	MAX	45	22	68

CS	Fault	pavg	pmin	pmax
		bar	bar	bar
CS4p5	WEST	32	19	32
CS4p5	MID	24	17	68
CS4p5	EAST	52	12	73
CS7	WEST	**53**	**37**	69
CS7	EAST	44	33	**84**
	MAX	53	37	84

Table 23: Max cohesion required for Ureterp and TID-Hist and the cohesion ratio calibrated on the limit of non-felt seismicity of Mw=1.5 at (left) the lowest historical reservoir pressure of 41bar and (right) a hypothetical reservoir pressure of 17bar. The Cohesion mentioned is for the case with the high Young's modulus in the Rotliegend.

CS	Fault	pavg	pmin	pmax
		bar	bar	bar
URE	MAX	45	22	68
TID	MAX	112	32	124
Ratio		0.40	0.68	0.55

CS	Fault	pavg	pmin	pmax
		bar	bar	bar
URE	MAX	53	37	84
TID	MAX	112	32	124
Ratio		0.47	1.15	0.67

Conclusion with respect to Ureterp production:

- The observed seismic events might be induced by Ureterp, since the faults get sufficiently critical.
- However, it is uncertain that the seismicity originated from Ureterp, since the faults get less critical than TID-HIST
  - Location uncertainty is large
  - Seismicity might have resulted from weak fault spots.
- Ignoring cohesion, criticality of Ureterp falls roughly in between the criticality of TID-North and TID-Hist
- At maximum historical depletion the cohesion that would be required to keep Ureterp below the limit of non-felt seismicity is lower than for TID.
- The maximum magnitude predicted for Ureterp (calibrated on a M_w=1.8 event @ 67bar) stays below M_w=2.3 for a (hypothetical lowest) reservoir pressure of 17bar for the average fault pressure

– For the maximum fault pressure this is M_w=2.1 and for the minimum fault pressure this is M_w=3

8 Discussion

The simulation results show that the faults during historical production in Tietjerksteradeel will get critically stressed for a default friction coefficient in excess of f=1.06 if cohesion is ignored. However, no seismicity was observed for this field and seismicity in the Friesland sector at similar levels of compaction energy is very rare and modest. In Seismic prone regions (the Groningen-Drenthe area and the area around Bergermeer) similar levels of critical stress have invoked significant seismicity. Absence of seismicity in the Friesland sector might have several physical causes:

1) The actual (minimum) horizontal stress is significantly higher than modelled
2) The poro-elastic feedback is much lower than modelled
3) Faults do slip non-seismically
4) Fault have strong (initial) cohesion
5) Faults have high (initial) friction coefficients

Ad 1) The model was calibrated at a virgin minimum horizontal stress gradient of 15.7kPa/m giving a horizontal over vertical stress ratio of about 0.7. This is a value that is commonly observed. To keep the midfield fault just stable at maximum historical depletion for a friction coefficient of f=0.6 would require an increase in the horizontal stress of approximately 5kPa/m to 20.7kPa/m (see Appendix III), resulting in a horizontal over vertical stress ratio of 0.92. These values for the horizontal stress are much higher than observed in practice

Ad 2) A reduction of the poro-elastic coefficient will result in a smaller stress change, less reservoir compaction and less subsidence. However, to match the observed subsidence a lower poro-elastic effect should be counterbalanced by a reduction of the Young's modulus. This will increase the contrast with the stiffer overburden and increase fault criticality again (as the sensitivities do show).

Ad 3) Faults have gone through millions of year of erosional and deposition regimes and through various diagenetic processes in which it is very likely that the fault has hardened and gained strength over time. This is supported by the fact that most Permian faults are not connected to younger strata, despite the enormous shifts in tectonic forces involved. A fault that slips smoothly would require a very polished fault surface with a very low surface roughness which seems physically highly unlikely. Moreover, these faults would be likely to have extended to younger strata because of the lack of resistance to slippage in the first place.

Ad 4) For the same reason as mentioned in 4) it seems plausible that faults have acquired cohesion over geological time scales via diagenetic processes. Fault strength might also explain why regional faults that extent to younger strata show stronger seismicity, because these faults have geologically already proven to be weaker and more prone to slip.

Ad 5) Within the Mohr-Coulomb fault failure criterion increased fault strength can either be described by higher cohesion or a higher friction coefficient. For a fixed set of principal stresses the critical point at which the shear stress ratio equals the friction coefficient will shift to a higher fault dip for higher friction and to a lower fault dip for higher cohesion. Close to the tensile failure envelop high friction coefficients do occur. Also the initial friction coefficient may be considerable higher than the friction coefficient after first slippage has occurred. However, at virgin condition the fault stresses are far away from the tensile failure envelop. Moreover, the friction coefficients that are required are in excess of one when using the average and maximum fault pressure, these are extremely uncommon if not absent in sedimentary rocks.

As a consequence, it was chosen to use fault strength by means of cohesion for a default friction coefficient of f=0.6 as calibration parameter to explain the absence of seismicity in TID and the occurrence of seismicity in Ureterp. In this approach it is assumed that the cohesion is a regional property (i.e. is similar for fields that are found on the Friesland platform) because on geological time and length scales the processes involved are fairly uniform and the faults are younger than the strata. This implies that the fault average behaviour is considered to be constant, while at the level of the grains each fault will still be strongly non-uniform. As such a single cohesion value was determined for which all faults remain below a certain level of criticality.

Cohesion for TID-Hist was calibrated on the absence of detected seismicity (M_w=1.5) at maximum pressure depletion. This choice is motivated by the fact that the faults do get criticality stressed and historical tremors below the detection limit cannot be ruled out. However, no (felt) seismicity was ever assigned to TID and seismicity in the entire Friesland sector is very rare and of only of modest magnitude, such that calibration the cohesion on higher magnitudes does not meet observation. The choice of M_w =1.5 is conservative as the current regional seismic network in place is capable of detecting tremors as low as M_w=1. However, the network has not been in place from the beginning of production.

The actual pressure in the fault is a major unknown but it is essential for the determination of fault criticality. As such the minimum, average and maximum fault pressure were considered. The average fault pressure makes sense at geological time scales, but at the time scale of reservoir production it can be shown that the fault pressure juxtaposed to impermeable layers is likely to quickly follow the minimum pressure. The maximum pressure requires either very high production rates or completely impermeable rock, which are both not very likely.

The cohesion required for TID Hist was 127bar for the average fault pressure, 47bar for the minimum fault pressure and 143bar for the maximum fault pressure. These values stay well below the cohesion limit of competent rock and are not uncommon for cemented faults.

To cover the uncertainty in the subsidence attributed to TID-RO production and the associated uncertainty range within the compaction moduli the reduced Young's modulus (base) as well as the original Young's modulus were analysed. Because the contribution of the Ten Boer formation to the production is uncertain the NTG of the Ten Boer was varied between 0% (base), 35% and 100%. To cover the uncertainty in the fault dip, the fault dip was varied in the range [-7.5^o, +7.5^o]. In addition criticality to a reduction of the (unknown) virgin stress gradient by 1kPa/m was investigated.

Besides these physical parameters also the sensitivity to the calibration parameters was investigated. The friction coefficient was varied from 0.6 to 0.7, the level of seismicity at the end of historical production was varied in between M_w=1.5 and M_w=2 .5and the length over height aspect ratio of the most critical fault patch was varied from 10 (base) to 1 because the critical fault length is unknown in a 2D simulation.

For each of these sensitivities the cohesion was recalibrated at the appropriate seismicity level at the end of historical production. This resulted in cohesion values ranging from 47bar for the minimum fault pressure to 147bar for the case with a reduced minimum horizontal stress. Including Ten Boer production gives a broader but flatter distribution of criticality along the fault for which the criticality around the (Slochteren) scissors point is reduced but elevated elsewhere, requiring lower cohesion.

For the Northern prospect two initial stages were considered; the virgin state and a state that accounts for the approximate stress reduction resulting from historical production. For the latter the reduction in the minimum horizontal stress gradient at 200m east and west of the bounding faults from TID-Hist was determined and assumed to be representative for the stress state in the Northern block. This is conservative, because the location of Northern cross-section is displaced over more than 200m along the axis of the maximum horizontal stress and not along the axis of minimum horizontal stress. Moreover, the stress reduction in the soft Rotliegend falls of quickly with distance. The initial state for TID-East follows directly from the TID-Hist simulation as it is located on the same cross section.

Production in the new prospects was modelled as a straight line starting from the virgin reservoir pressure of about 284bar down to a depletion pressure of 17bar, equivalent to 94% depletion.

For all sensitivities considered TID-North turns out to be much less critical than TID-Hist (Figure 70). The maximum predicted seismicity remains below M_w=1 at 94% depletion. Hence the simulations predict a depletion limit of 94% for the northern prospect.

Production from the East block turns out to be slightly more critical than TID-Hist production, even though the principal stress distributions of both faults at virgin conditions and maximum depletion are very similar. The slightly more critical behaviour is caused by a combination of the fault dip and the rotation of the principal stress directions, such that the effective fault dip (i.e. the angle between the fault dip and the minimum horizontal stress) gets more unfavourable for the east fault, while it was initially more unfavourable for the midfield fault. The critical fault dip, for which fault criticality gets maximized, increases from 73° to 78° for the midfield fault and from the 73° to 82° for the east fault as part of the faults turns tensile while the associated cohesion of 142bar at maximum depletion is the same for both. A sensitivity to the fault dip in post showed that for the same fault dip of 70° and 76° the midfield fault would get slightly more critical compared to the east fault F2 because for both cases the dip for the midfield fault is closer to the critical dip.

At base case settings the East fault predicts a seismic magnitude of 1.6 and a depletion limit of 85% (42bar reservoir pressure). Overall the response to each sensitivity is similar for TID-East as for TID-Hist. The sensitivities for which history is calibrated on M_w=1.5 predict seismicity for TID-East in the range M_w=[1.5-1.9] at maximum depletion (Figure 63) and a depletion limit for M_w=1.5 in the range of [62%-94%] (Figure 64), when we only consider the same changes in the dip for the east fault and the midfield fault. Calibrating history on a higher level of seismicity (M_w=2-2.5) predicts the same seismicity for TID-East. Consequently the depletion limit at which M_w=1.5 is reached decreases rapidly as function of calibration criticality; this is 62% for history calibrated on M_w=2, 47% for M_w=2.3 and 38% for M_w=2.5.

The sensitivity of the criticality to the dip angle is the same for the east and midfield fault; criticality increases slightly for an increase of the dip towards the critical dip (which is already close) and decreases sharply for a reduction of the dip angle. In case the dip of the midfield fault would in reality be smaller and the dip of the east fault larger (or vice versa), the sensitivities predict seismicity in the range M_w=[<0, 2.2] and a depletion limit in the range [49%-94%].

Determining for each sensitivity the cohesion for which TID-North would remain below the same level of seismicity as on which the sensitivity was calibrated for TID-Hist gave much smaller cohesion values in the range of [4-87]bar. The cohesion ratio of TID-North to TID-Hist maxes at 0.67. For TID-East cohesion values are found in the range [57-155] bar, ranging from 57bar for the minimum fault pressure to 155bar for the case with a reduced virgin stress gradient. These cohesion values deviate less than 9% from the values required for historical production, with the exception of the minimum fault pressure that sees an increase of the cohesion of 20% from 47 to 57bar but which magnitude is the smallest of all sensitivities considered.

The analysis for the Northern block assumes that no pressure communication exists between the Northern block and the aquifers juxtaposed to the bounding faults of the north block. The impact of such potential pressure communication on seismic risk was not investigated. In the worst case the pressure in the aquifers may get depleted to the same level as the northern block. This situation will most likely be covered by the analysis of TID-Hist and TID-East because formation thicknesses are comparable and the fault configuration (throw and overlap between reservoir and anhydrite formation juxtapose of the fault) more favourable for TID-North. Moreover, aquifer drive will keep the northern block pressurized, mitigating seismic risk, so that the analysis (disregarding the aquifer) is conservative in terms of seismic risk.

For Ureterp two cross-sections were selected. A Southern cross section with the highest offset to the west and a northern cross-section that models the interaction with Marum. It turns out that faults in Ureterp turned critical as well and that they may explain the observed seismicity in the vicinity of Ureterp. However, the faults in Ureterp do get less critically stressed than the faults in TID-Hist. Criticality falls roughly in between criticality observed for TID-North and TID-Hist. Cohesion was calibrated on the maximum seismic event of M_w=1.8 and, for comparison with TID, on the absence of felt seismicity at maximum historical depletion in Ureterp (i.e. p_{res}=41bar). The cohesion obtained gives lower values than TID-Hist for the average and maximum pressure and equal value for the minimum fault pressure.

In conclusion, the stress analysis does not provide a clear reason why seismicity occurred in Ureterp as its faults get less critical than TID-Hist. Moreover, the analysis shows that seismicity of modest magnitude

cannot be excluded in the new prospects as the faults do get critically stressed at historical levels of depletion and the east fault turns out slightly more critical when compared to the historical midfield fault. However, seismicity for the faults in the northern block seems unlikely as its faults become significantly less critical when compared to historical production. Moreover, this should be put in perspective that the Friesland platform falls outside the seismic prone clusters around Groningen-Drente and Bergermeer and that in the Friesland area only seismicity has been observed that barely exceeded the limit of non-felt seismicity despite high levels of depletion.

Summary

Fault strength by means of cohesion was used to explain the absence of strong induced seismicity in seismic low active areas for fault stresses that do induce significant seismicity in the seismic active clusters around Bergermeer and Groningen/East-Drenthe. This is motivated by the observations (De Pater et al., 2020) that this division in activity follows the main geological structure in the Netherland, seismic active areas exhibit strong regional faulting that connect to younger strata and strong induced seismicity is located around these regional faults.

A geomechanical model was constructed for TID for which the geomechanical parameter range was calibrated on the reported uncertainty range on the reported subsidence.

Faults in Ureterp become sufficiently critical to explain the observed seismicity around Ureterp. However, the stress analysis does not rule out TID as possible source because the faults in TID do get more critical and the location of the tremors is uncertain.

Without cohesion all blocks in TID give criticality stressed faults at historical levels of depletion and as such the occurrence of weak seismicity exceeding the limit of non-felt seismicity cannot be excluded. Production from the east block gives slightly higher fault criticality when compared to historical production because of its steeper fault dip. North block production gives significantly less critical behaviour, because its faults are bounding faults rather than midfield faults (with a scissor point configuration) like for the other blocks. Combining this with the observation that induced seismicity in the Friesland platform is rare and only of modest magnitude, the occurrence of seismicity during north block production does not seem very likely while seismicity during east block production will likely remain modest.

Under the assumptions that fault cohesion is a regional property for the fault strength and the cohesion required for historical production is representative for the TID sector as a whole, the new prospects were evaluated against historical production:

For all sensitivities considered including history calibrated on M_w=2.5, the north block production does not predict any seismicity exceeding M_w=1 at the level of maximum historical depletion.

For all sensitivities for which history is calibrated on M_w=1.5, east block production predicts seismicity in the range of M_w=[1.5-1.9] and a depletion limit at which M_w=1.5 is reached in the range of [76%-94%]. The response to variation in the dip is similar for TID-East and TID-Hist. However, when the east fault would be steeper and the midfield fault less steep (or vice versa) the seismicity range broadens to M_w=[<0, 2.2] and the depletion limits to [49%-94%]. When history is calibrated against higher level of seismicity (i.e. M_w=2-2.5), east block production predicts the same levels of seismicity at maximum depletion. Consequently the depletion limit drops sharply for the seismicity used in the calibration. The depletion limit is 62% (108bar reservoir pressure) for history calibrated on M_w=2, 47% (150 bar reservoir pressure) for M_w=2.3 and 38% (175bar reservoir pressure) for M_w=2.5.

Conclusions

Main conclusions

- Regional fault strength provides a physical mechanism to explain the absence of strong induced seismicity in the seismic low active areas (West-Netherland basin and the Friesland Platform) and the occurrence of significant induced seismicity in the seismic active areas (clustered around Bergermeer and Groningen/East-Drenthe) for similar fault stresses in both areas.
    - Considering the large number of fields involved it is unlikely that the regional differences in seismic activity result from chance

- Although faults in Ureterp get sufficiently critical to explain the detected seismicity in its vicinity, it cannot be ruled out that these tremors were caused by TID because its faults get more critically stressed and the location uncertainty is large.
- All blocks analysed in TID have faults that do get critically stressed at historical levels of depletion without cohesion. As such it cannot be ruled out that moderate seismicity will occur during production from the new prospects. However, this should be put in perspective that seismicity in the Friesland platform as a whole has been very rare and has barely exceeded the level of non-felt seismicity.
    - Compared to historical production, east block production gets slightly more critical because of its steeper east fault. North block production gets significantly less critical because it only has bounding faults.
    - It does not seem likely that production from the north block will induce seismicity exceeding the limit of non-felt seismicity
- Assuming that cohesion required for historical production is representative for the region, evaluation of the new prospects against historical production shows:
    - For a depletion limit of 62% (108bar reservoir pressure) the eastern block stays below M_w=1.5 for all sensitivities including history calibrated on M_w=2
        - A depletion limit of 49% (146bar reservoir pressure) results in case the east fault would be systematically steeper and the midfield fault systematically less steep
        - A depletion limit of 47% (reservoir pressure of 150bar) is obtained when history is calibrated on M_w=2.3 and a depletion limit of 38% (reservoir pressure of 175bar) for history calibrated on M_w=2.5.
    - At maximum historical depletion of 94% the northern prospect stayed below M_w=1.5 for all sensitivities including history calibrated on M_w=2.5

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., 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.

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., 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., 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.

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.

De Pater C.J., Martens H. and C.W.J.Berentsen (2020), "Compaction Seismicity: What Determines Seismic vs. Non-seismic Behavior in Dutch Gas Fields?", SPE Europec 2020, SPE-200646-MS

Fenix (2018), "3D Geomechanical Model for Gas Storage Bergermeer – Report for Taqa Energy BV"

Fenix (2019), "Seismic Risk Analysis of Ten Boer Production in Friesland Reservoirs: 2D Geomechanical Modelling – Report for Vermilion Energy Netherlands BV"

Geller. R.J., 1976. "Scaling relations for earthquake source parameters and magnitudes". Bull. Seismol. SOC. Am.. 66: 1501-1523.

Geertsma, J., 1973a. A basic theory of subsidence due to reservoir compaction: the homogeneous case. Verhandelingen Koninklijk Nederlandsch Geologisch Mijnbowkundig Genootschap 2S: 43–61.

Geertsma, J., 1973b. Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs. Journal of Petroleum Technology: 734–744.

Hanks, T.C., Kanamori, H. 1979. A moment magnitude scale." Journal of geophysical research: Volume 84, 2348-2350.

Kanamori, H. (1994), Mechanics of Earthquakes. Annual Rev. Earth Planet Sci., 22, p207-237.

Logan, J.M., N.G. Higgs and J.W. Rudnicki (1997), "Seismic risk assessment of a possible gas storage project in the Bergemeer fied, Bergen Concession"

Leonard (2010), "Earthquake Fault Scaling: Self-Consistent Relating of Rupture Length, Width, Average Displacement, and Moment Release", Bulletin of the Seismological Society of America, Vol. 100, No. 5A, pp. 1971–1988, October 2010, doi: 10.1785/0120090189

NLOG (2012), Winningsplan Tietjerksteradeel -actualisering december 2012, (Winningsplan_3,Tietjerksteradeel 2012)

NLOG (2012), Winningsplan Marum 2012 - UMOG (Winningsplan_2, Marum 2012)

NLOG (2018), Winningsplan Tietjerk, verzoek wijziging instemmingsbesluit, (Winningsplan_5, Tietjerksteradeel 2018)

NLOG (2018), Wijziging Instemming Winningsplan Ureterp - UMOG (Winningsplan_3 Ureterp 2018)

Orlic, B., Wassing, B.B.T. and Geel, C.R., (2013), "Field scale geomechanical modeling for prediction of fault stability during underground gas storage operations in a depleted gas field in the Netherlands", Proc. 47th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in San Francisco, CA, USA, 23-26, June 2013.

Roest, J.P.A., Kuilman, W. (1993). Geomechanische Analyse van de lichte aardschokken in het Eleveld reservoir, TU-Delft.

SodM - Staatstoezicht op de Mijnen (2016), "Methodiek voor risicoanalyse omtrent geïnduceerde bevingen", Tijdelijke leidraad voor adressering MBB. 24.1.p, versie 1.2

Stein S., Wysession, (2006). An introduction to seismology, earthquakes, and earth structure, Wiley-Blackwell, ISBN: 978-0-865-42078-6

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 2012 R10198, (2012), L van Thienen-Visser, M. Nepveu, J. Hettelaar "Deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiciteit in Nederland"

TNO 2015 R10295, (2015), "Quick scan of Induced Seismicity Potential for small onshore depleting gas fields in The Netherlands"

Van Opstal, G.H.C., (1974). "The effect of base-rock rigidity on subsidence due to reservoir compaction". 3rd Congress of the International Society of Rock Mechanics, 1–7 September 1974, Denver, CO, vol. 2: 1102–1111. Conference proceedings.

Vermilion (2019), "2019Bodemdaling_Statusrapport_Vermilion_Friesland_Drenthe_Overijssel.pdf", https://www.vermilionenergy nl/onze-verantwoordelijkheid/bodembeweging.cfm

Appendix I: Determination of fault shear and normal stresses

Three dimensional model

Each fault surface or sub-area of a fault can be represented by the strike ($\mathbf{v}_s$), dip ($\mathbf{v}_d$) and normal direction ($\mathbf{v}_n$) which form an orthonormal base, that satisfies righthandedness. Since a fault is generally curved, the orthonormal base vectors will vary with the location along the fault. Stresses in the strike, dip and normal fault direction can be obtained from the Cartesian stresses via a standard matrix rotation

$$\boldsymbol{\sigma}_{sdn} = \mathbf{T}^{-1}\boldsymbol{\sigma}_{xyz}\mathbf{T}, \qquad \boldsymbol{\sigma}_{sdn} = \begin{bmatrix} \sigma_s & \sigma_{sd} & \sigma_{sn} \\ \sigma_{sd} & \sigma_d & \sigma_{dn} \\ \sigma_{sn} & \sigma_{dn} & \sigma_n \end{bmatrix} \tag{9}$$

where the rotation matrix is the orthonormal base vector matrix:

$$\mathbf{T} = \left[\mathbf{v}_s, \mathbf{v}_d, \mathbf{v}_n\right] \tag{10}$$

The shear stress (τ) on a fault is the magnitude of the non-compressive part of the stress in the normal direction and is defined as:

$$\tau = \sqrt{\sigma_{sn}^2 + \sigma_{dn}^2} \tag{11}$$

The direction of the shear stress ($\mathbf{v}_\tau$) in the fault plane is given by:

$$\mathbf{v}_\tau = \frac{\sigma_{sn}}{\tau}\mathbf{v}_s + \frac{\sigma_{dn}}{\tau}\mathbf{v}_d \tag{12}$$

Two dimensional model

In two dimensions the rotation matrix simplifies to:

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} \cos(\alpha) & -\sin(\alpha) \\ \sin(\alpha) & \cos(\alpha) \end{bmatrix} = \left[\mathbf{v}_d, \mathbf{v}_n\right] \tag{13}$$

Where α is the fault dip angle and the shear direction coincides with the dip-direction $\mathbf{v}_\tau = \mathbf{v}_d$. The rotated stress matrix in the dip/normal plane reads:

$$\boldsymbol{\sigma}_{dn} = \begin{bmatrix} \sigma_d & \tau \\ \tau & \sigma_n \end{bmatrix} \tag{14}$$

And the shear stress is readily available from the off diagonal elements.

Appendix II: Model Initialization

Initial situation in TID-East

The eastern prospect TID-East starts where TID-Hist left (Figure 80). The horizontal stress gradient (Figure 81) in the middle of the western TID-Hist block show a drop of about 8kPa/m (from 15.7 to 7.5kPa/m) for a pressure drop of 10.6kPa/m, which is in close agreement with the poro-elastic coefficient of 0.77 for the Slochteren formation. The vertical stress remains nearly unaffected (Figure 82).
Figure 83 shows a large reduction of the horizontal stress gradient and the stress ratio in the Z2A Anhydrite layer close to the F2 fault.
The stress disturbance quickly falls off with distance and at the centre of TID-East the initial stresses are still close to the virgin stresses (see Figure 84). The evolution of the stress profiles is very similar to TID-Hist (Figure 30).

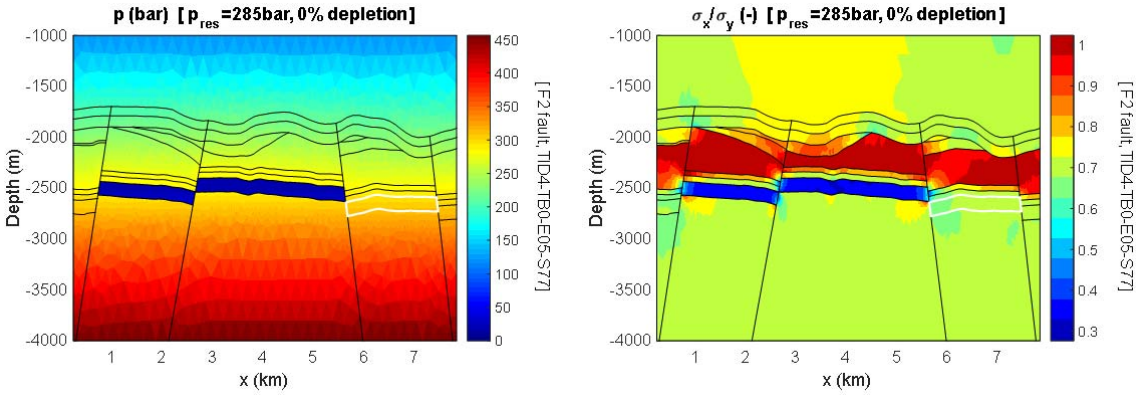


Figure 80: Pressure situation and the horizontal over vertical stress situation at the start of production in TID-East

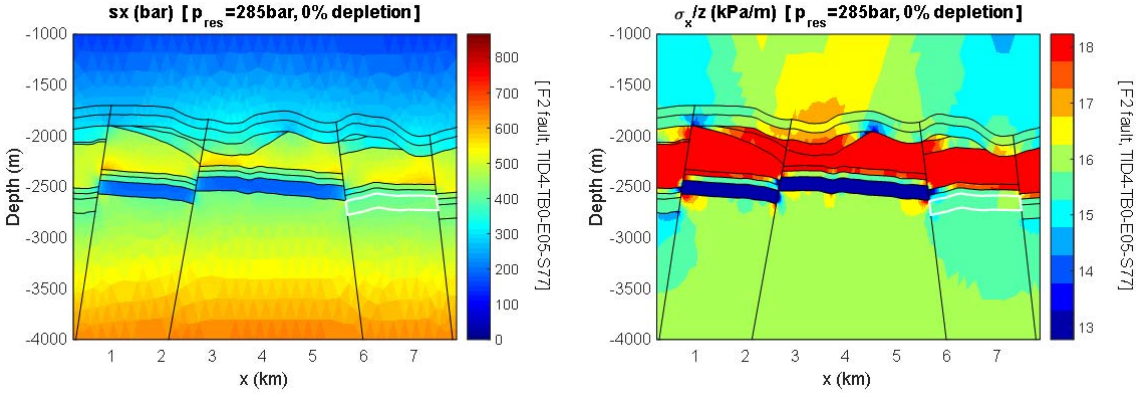


Figure 81: Horizontal stress and gradient at the end of historical production and the start of production in TID-East

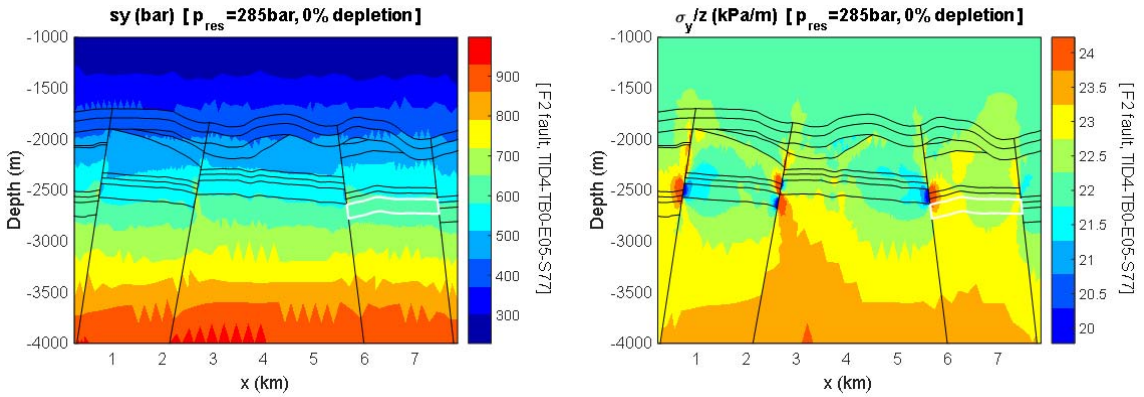


Figure 82: Vertical stress and gradient at the end of historical production and the start of production in TID-East

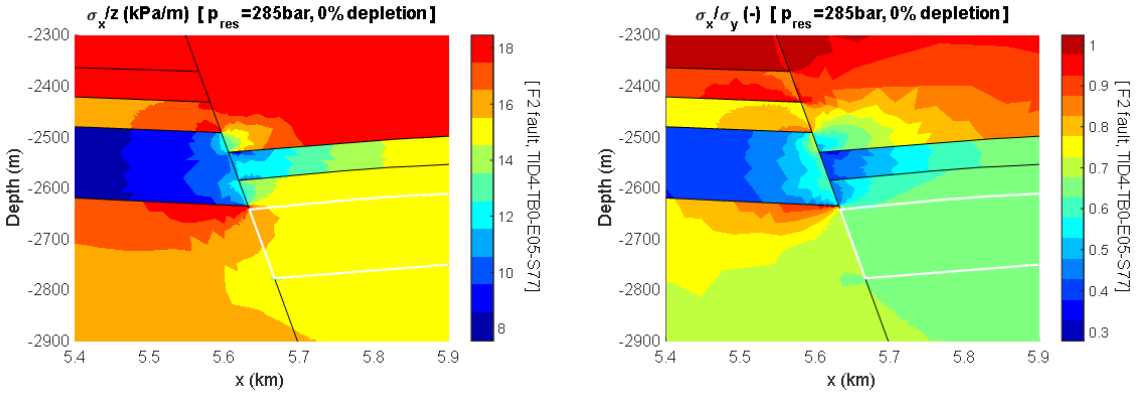


Figure 83: Horizontal stress gradient and horizontal over vertical stress ratio around the F2 fault at the start of production in TID-East

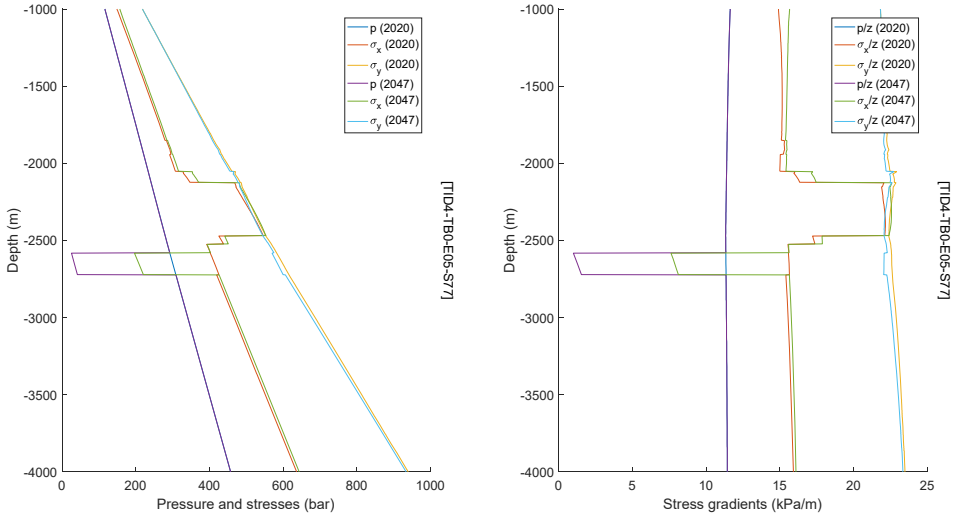


Figure 84: Pressure and minimum and maximum stress profiles. (Left) magnitude (Right) gradients. Determined at the location shows in Figure 85.

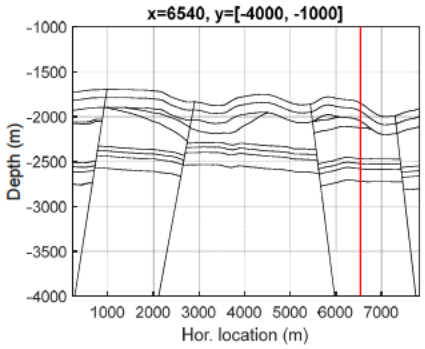


Figure 85: Location of the stress profiles in Figure 84

Initialization of TID-North

Initialization of TID North for virgin conditions

Figure 86-Figure 88 show the virgin stresses and stress ratios for the cross section in TID-North. The values are in line with the virgin situation in TID-Hist. Shear stress remain small and Von Mises stresses are the smallest in the salt (Figure 89). The stress gradient is fairly uniform outside the anhydrite and salt formation (See Figure 87). The formation average properties (Table 24) are also close. Standard deviations are again the highest in the anhydrite formation. Virgin stress profiles (Figure 90) are also in line.

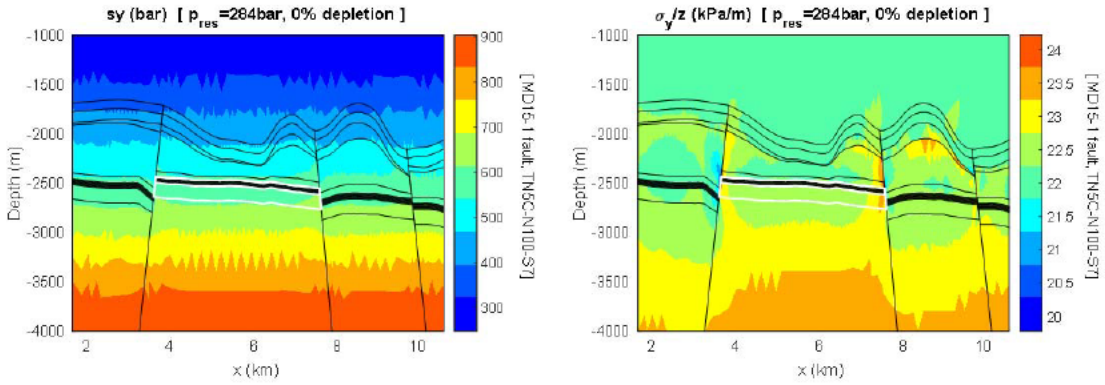


Figure 86: Virgin vertical stress and gradient. TID-North

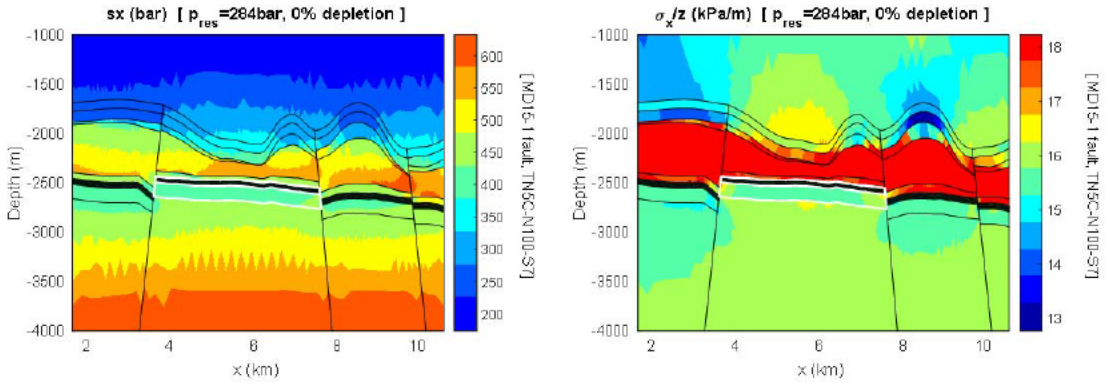


Figure 87: Virgin horizontal stress and gradient. TID-North

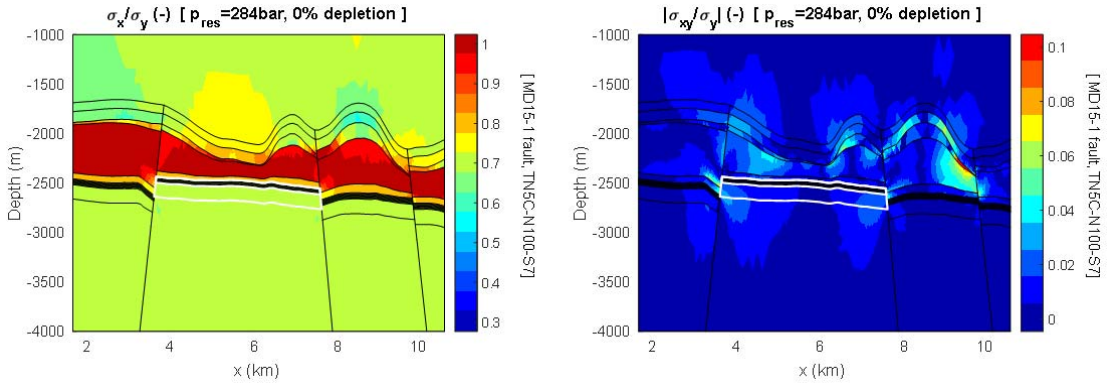


Figure 88: Virgin horizontal over vertical stress ratio and shear stress over vertical stress ratio. TID-North

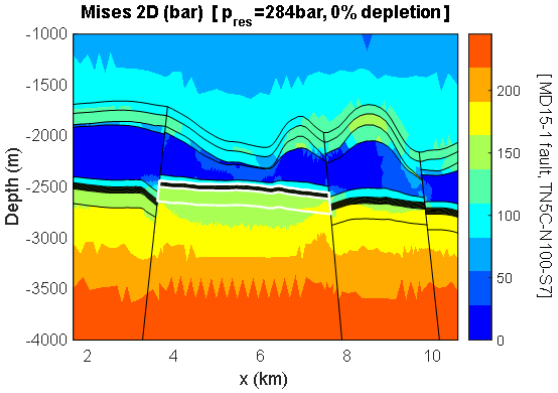


Figure 89: Virgin Von Mises Stresses in TID-North

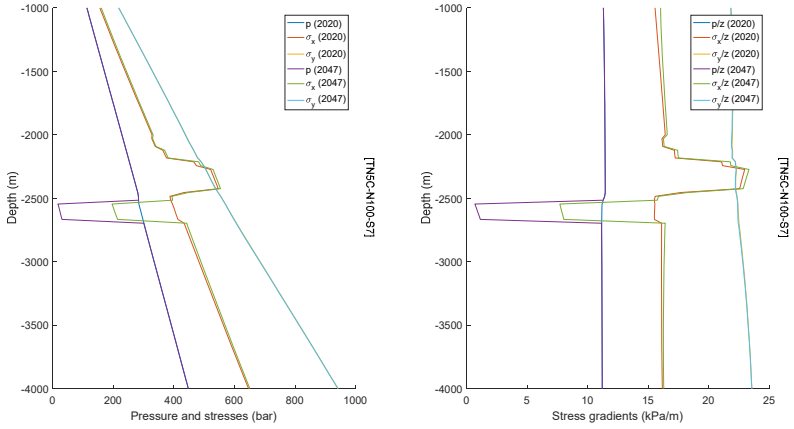


Figure 90: Vertical profiles of the pressure, horizontal stress and vertical stress and their gradients at virgin conditions and at maximum historical depletion.

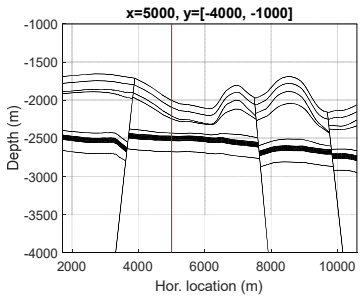


Figure 91: Location for stress profiles in TID-North

Table 24: Formation average vertical and horizontal stress gradients, Von Mises stresses and the horizontal over vertical stress ratio. For TID-North at virgin conditions.

	G-max	std(G+)	G-min	std(G-)	sy/sx	Mises	std(M)
	(kPa/m)	(kPa/m)	(kPa/m)	(kPa/m)	(-)	(MPa)	(MPa)
KXOMM	22.01	0.11	15.43	0.51	0.7	6.75	1.22
TEX	22.11	0.13	15.51	0.57	0.7	8.95	0.46
KN	22.09	0.17	15.63	1.53	0.71	9.21	1.65
Z3A	22.37	0.3	17.8	2.67	0.8	7.4	2.95
2H	22.36	0.34	22.33	0.72	1	1.71	1.38
Z2A	22.27	0.3	17.8	0.51	0.8	8.06	0.84
TB	22.38	0.27	15.62	0.28	0.7	12.33	0.66
SL	22.45	0.25	15.61	0.2	0.7	12.99	0.63
CB	23.01	0.31	15.91	0.22	0.69	16.97	2.24

TID-North starting from the state that accounts for historical production

Figure 92-Figure 94 show the initial stresses and stress ratios for the cross section in TID-North when accounting for the approximate horizontal stress reduction resulting from historical production. The stress reduction that is applied is given in Table 13. The stress profiles (Figure 96) show the reduced horizontal stress gradient compared to the virgin situation (Figure 90). Von Mises stresses are still lowest in the salt, but higher when compared to the virgin situation (Figure 95). Table 25 shows that the formation average horizontal stresses are sufficiently close to the objective (Table 13).

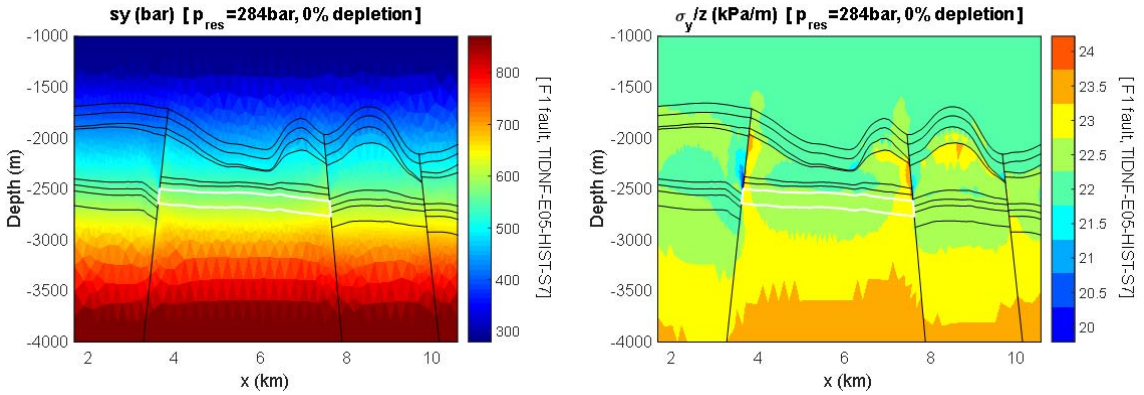


Figure 92: Initial vertical stress and gradient for TID-North when accounting for historical depletion

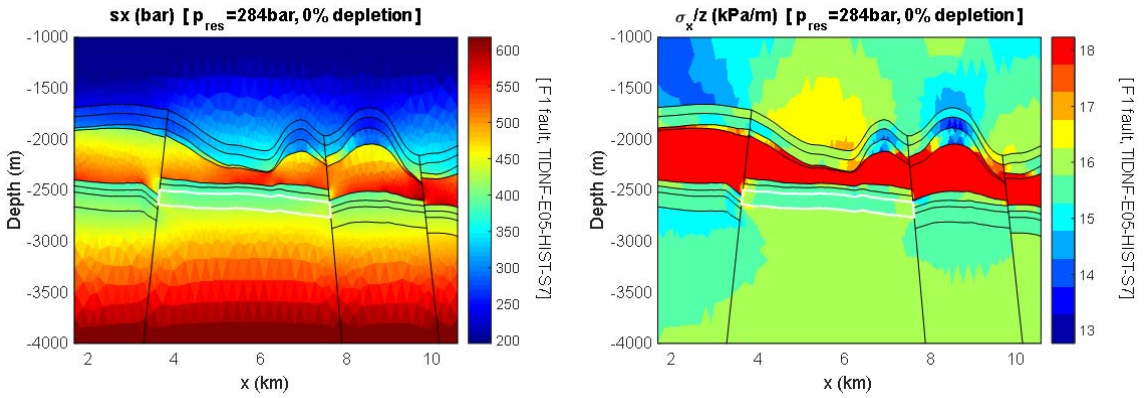


Figure 93: Initial horizontal stress and gradient for TID-North when accounting for historical depletion

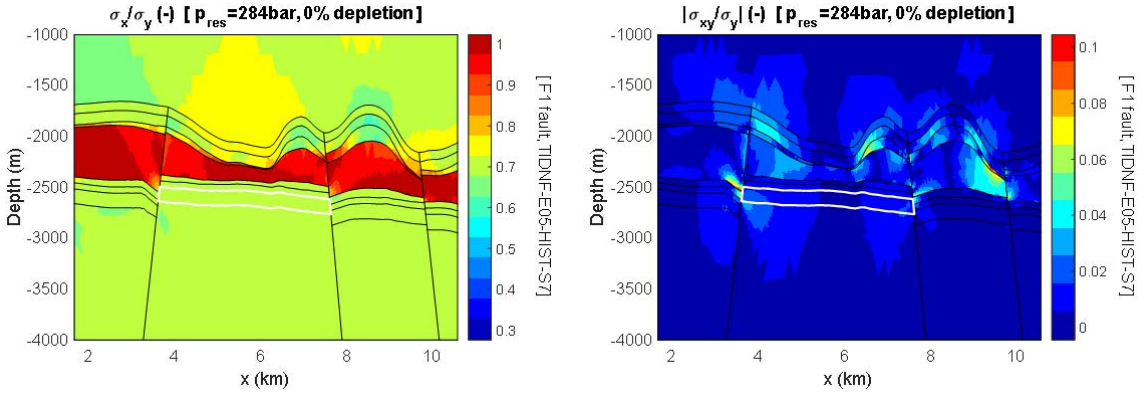


Figure 94: Initial horizontal over vertical stress ratio and shear stress over vertical stress ratio. TID-North when accounting for historical depletion

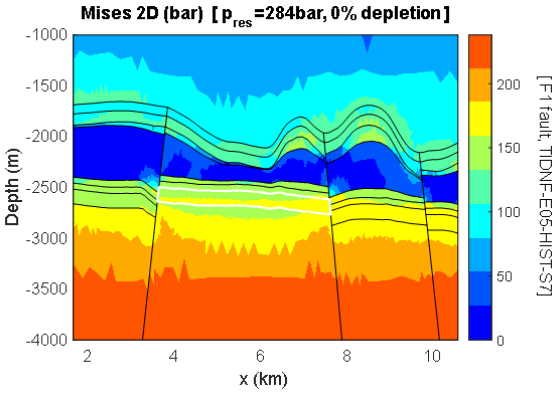


Figure 95: Initial Von Msies stresses in TID-North when accounting for historical depletion

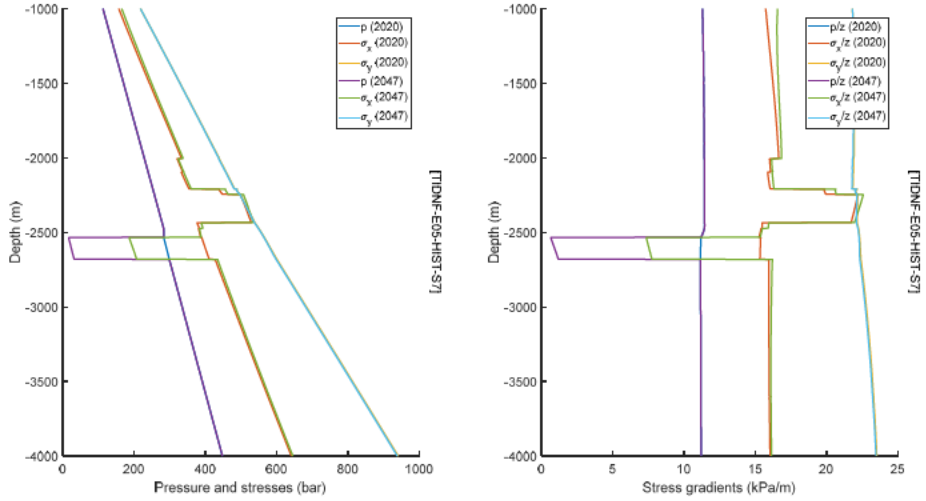


Figure 96: Vertical profiles of the pressure, horizontal stress and vertical stress and their gradients at initial conditions and at maximum historical depletion. TID-North when accounting for historical depletion.

Table 25: Formation average vertical and horizontal stress gradients, Von Mises stresses and the horizontal over vertical stress ratio. For TID-North with reduced minimum horizontal stresses that accounts for the approximate stress reduction resulting from TID-Hist production

	G-max	std(G+)	G-min	std(G-)	sy/sx	Mises	std(M)
	(kPa/m)	(kPa/m)	(kPa/m)	(kPa/m)	(-)	(MPa)	(MPa)
KXOMM	22.0	0.1	15.5	0.7	0.71	6.7	1.3
TEX	22.1	0.2	15.8	0.3	0.71	8.6	0.6
KN	22.1	0.2	15.5	0.9	0.70	9.4	1.0
Z3A	22.4	0.3	17.1	2.2	0.76	8.2	2.8
Z2H	22.4	0.4	21.8	0.7	0.97	1.9	1.4
Z2A	22.3	0.3	15.7	0.4	0.71	11.8	0.8
TB	22.4	0.2	15.5	0.2	0.69	12.6	0.6
SL	22.5	0.2	15.5	0.2	0.69	13.2	0.7
CB	23.0	0.3	15.8	0.2	0.69	17.2	2.3

Initialization of Ureterp

Northern Cross section

Figure 97-Figure 99 show the relevant initial (virgin) stresses and stress ratios for the Northern Ureterp cross section. The values are in line with the virgin situation in TID. Shear stresses are small (Figure 99) and Von Mises stresses are the smallest in the salt (Figure 100). The stress gradient is fairly uniform outside the anhydrite and salt formation (Figure 98). The formation average properties (Table 26) are also close. Standard deviations are again the highest in the anhydrite formation. Virgin stress profiles (Figure 101 at location Figure 102) are consistent with TID.

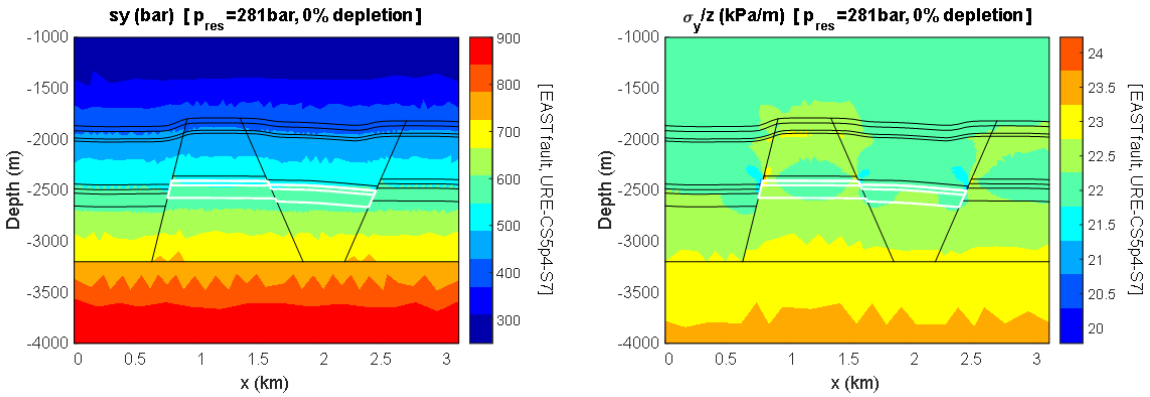


Figure 97: Initial vertical stress and gradient. Ureterp North

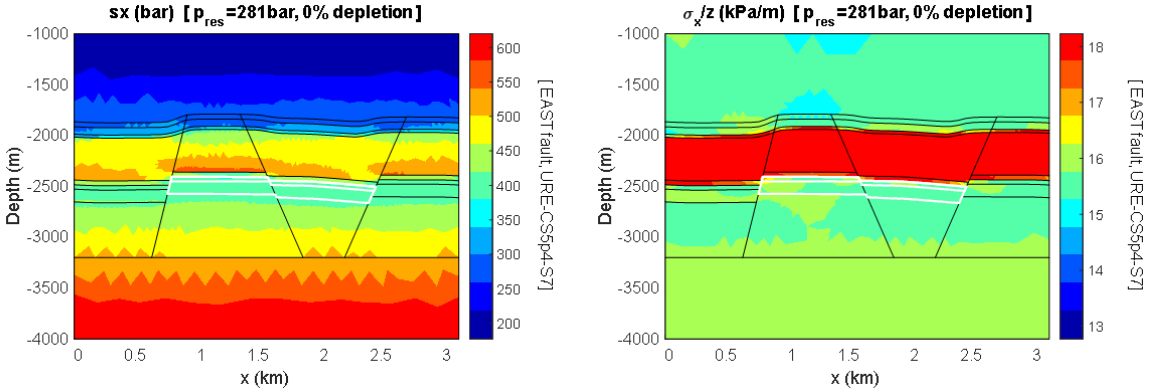


Figure 98: Initial horizontal stress and gradient. Ureterp North

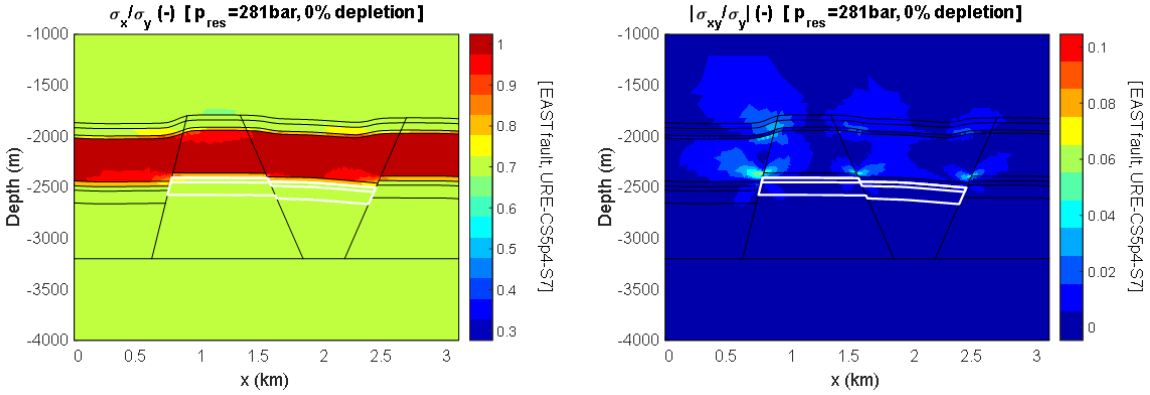


Figure 99: Initial horizontal over vertical stress ratio and initial shear stress over vertical stress ratio

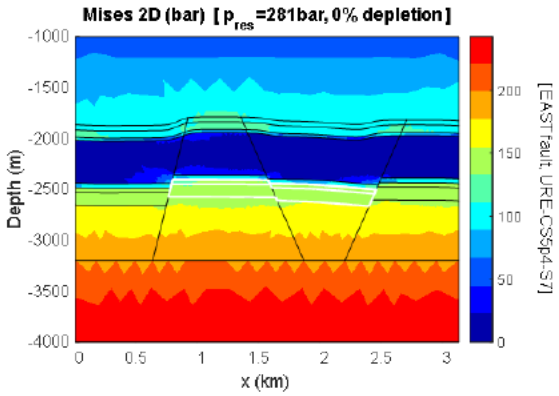


Figure 100: Initial Von Mises stresses. Ureterp North

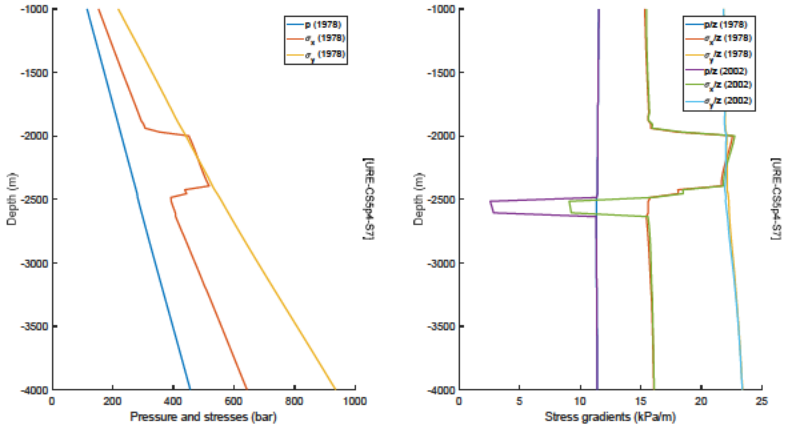


Figure 101: Vertical profiles of the pressure, horizontal stress and vertical stress and their gradients at virgin conditions and at maximum historical depletion. Ureterp North

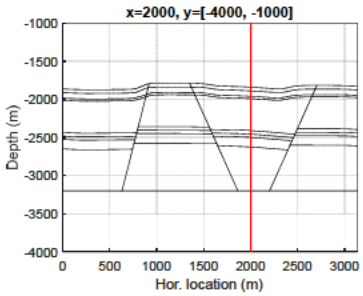


Figure 102: Location for stress profiles (Figure 101) in Ureterp North

Table 26: Formation average vertical and horizontal stress gradients, Von Mises stresses and the horizontal over vertical stress ratio. Ureterp northern cross section

	G-max	std(G+)	G-min	std(G-)	sy/sx	Mises	std(M)
	(kPa/m)	(kPa/m)	(kPa/m)	(kPa/m)	(-)	(MPa)	(MPa)
KXOMM	22	0.12	15.44	0.14	0.7	6.59	1.18
TEX	22.13	0.19	15.55	0.18	0.7	8.67	0.29
KN	22.16	0.22	15.72	0.27	0.71	8.77	0.46
Z3A	22.25	0.26	17.77	0.94	0.8	6.26	1.41
Z2H	22.17	0.23	22.12	0.62	1	1.07	0.84
Z2A	22.1	0.25	17.65	0.47	0.8	7.67	0.55
TB	22.18	0.17	15.69	0.27	0.71	11.36	0.4
SL	22.23	0.11	15.72	0.14	0.71	11.77	0.35
CB	22.9	0.32	15.85	0.15	0.69	16.54	2.39

Southern Cross section

Figure 103-Figure 105 show the relevant initial (virgin) stresses and stress ratios. The values are in line with the virgin situation in TID. Shear stress remain very small and Von Mises stresses are the smallest in the salt (Figure 106). The stress gradient is fairly uniform outside the anhydrite and salt formation (See Figure 105) which is also reflected in the vertical stress profiles (Figure 107) at the location shown in Figure 108. The formation average properties (Table 27) are also close. Standard deviations are again the highest in the anhydrite formation.

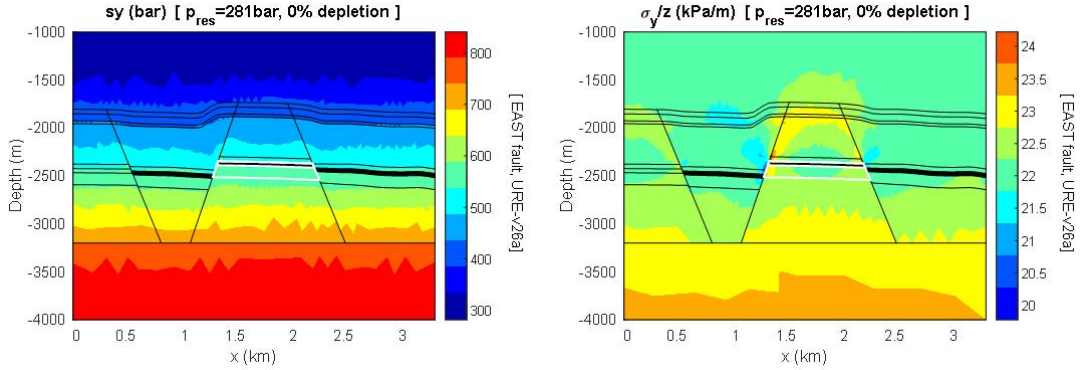


Figure 103: Initial vertical stress and gradient in Ureterp South

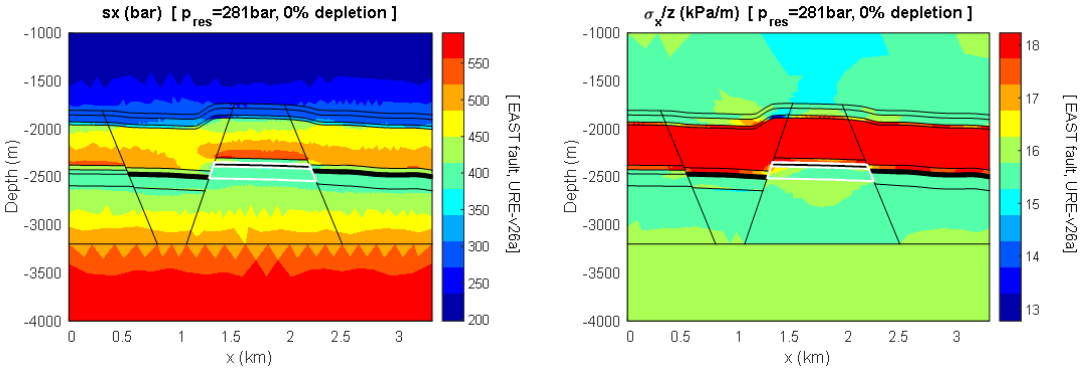


Figure 104: Initial horizontal stress and gradient in Ureterp South

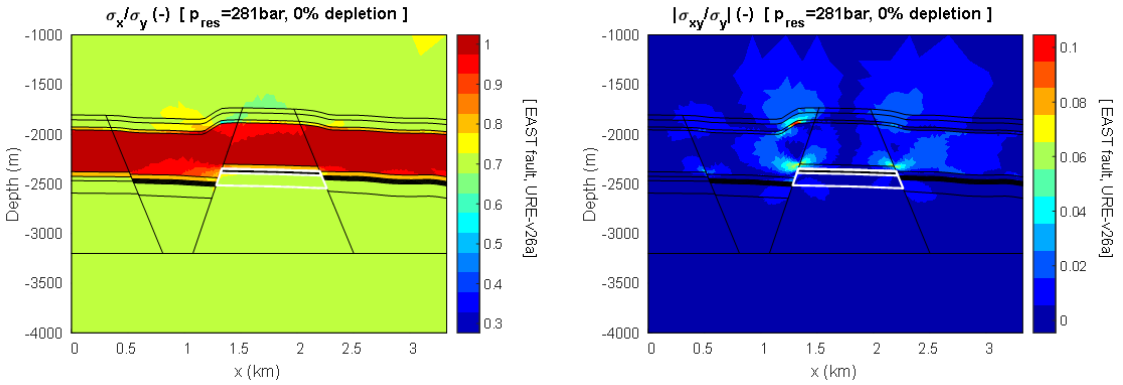


Figure 105: Initial horizontal over vertical stress ration and initial shear stress over vertical stress ratio

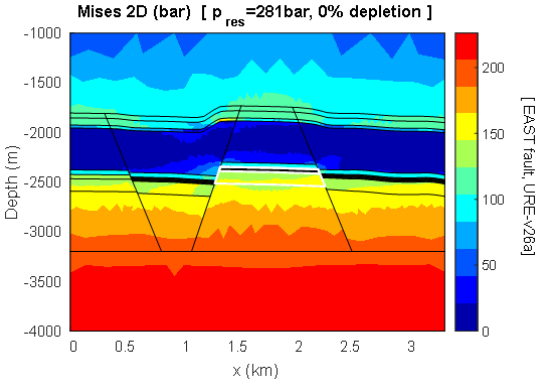


Figure 106: Initial Von Mises stresses. Ureterp South

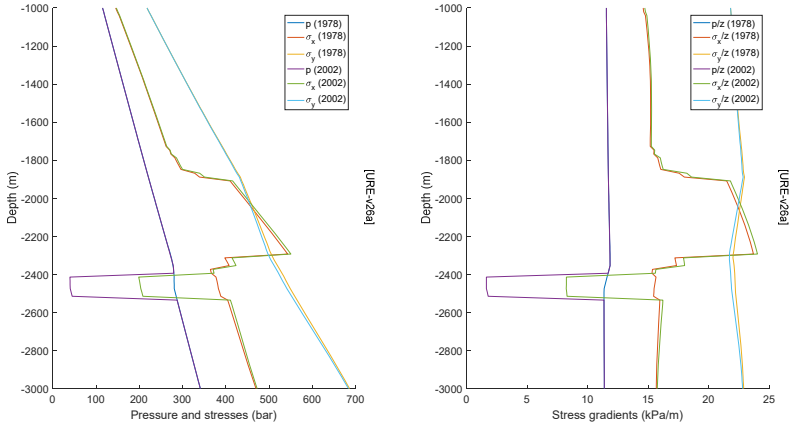


Figure 107: Vertical profiles of the pressure, horizontal stress and vertical stress and their gradients at virgin conditions and at maximum historical depletion. Ureterp South

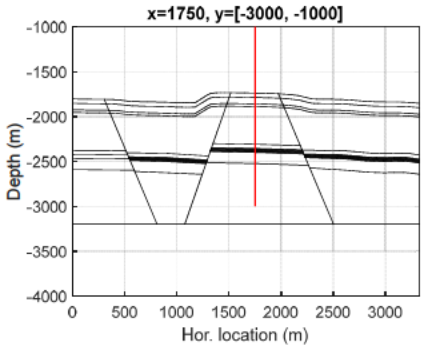


Figure 108: Location for stress profile (Figure 107) for the Southern Ureterp Cross Section

Table 27: Formation average vertical and horizontal stress gradients, Von Mises stresses and the horizontal over vertical stress ratio. Ureterp southern cross section

	G-max	std(G+)	G-min	std(G-)	sy/sx	Mises	std(M)
	(kPa/m)	(kPa/m)	(kPa/m)	(kPa/m)	(-)	(MPa)	(MPa)
KXOMM	21.99	0.12	15.47	0.15	0.7	6.48	1.11
TEX	22.13	0.22	15.54	0.16	0.7	8.52	0.33
KN	22.15	0.27	15.77	0.38	0.71	8.53	0.65
Z3A	22.24	0.31	17.59	1.38	0.79	6.47	1.91
Z2H	22.17	0.28	22.1	0.65	1	1.22	0.8
Z2A	22.09	0.3	17.64	0.45	0.8	7.6	0.43
TB	22.16	0.25	15.71	0.28	0.71	11.17	0.31
SL	22.23	0.21	15.73	0.23	0.71	11.62	0.46
CB	22.91	0.34	15.85	0.19	0.69	16.49	2.44

Appendix III: Approximate stress required for a stable midfield fault during historical production

Without fault cohesion the midfield fault requires a friction coefficient of f=1.06 to keep the fault below the limit of non-felt seismicity of M_w=1.5 at maximum depletion using the average fault pressure.
At the critical scissor point the effective dip is about 55° (Figure 48), the maximum principal stress gradient about 34kPa/m and the minimum principal stress 9kPa/m (Figure 45). Figure 109 shows the current Mohr diagram for these principal stress gradient in blue. The current critical point is indicated by a blue asterisk (*) for an effective dip of 55°.
If one (arguably) assumes that maximum principal stress, the effective dip and the angle between the minimum principal stress and horizontal axis (of about 15°) remain unaltered for a change in the virgin horizontal stress gradient, the minimum principal stress has to be increased by about 6kPa/m to get the shear stress ratio down to 0.6 (Red Mohr-circle in Figure 109). This corresponds to an increase of the minimum horizontal stress by about 5kPa/m. The z-gradient is hardly affected.

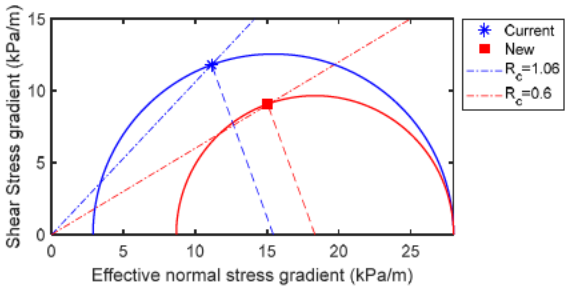


Figure 109: Approximate increment required for the effective stress (gradient) to get the fault stable for a friction coefficient of f=0.6 and zero cohesion. The effective dip is 55°

Appendix IV: Behaviour of the east fault compared to the midfield fault at the exact location of the historical scissors point

Previously a cross section was determined exactly at the historical scissors point location (see Figure 110) as it was thought to be the most critical location. However, it turned out that at this location the east fault was considerably more critical (Figure 111). In the next subsection it is shown that is caused by a much smaller fault dip of 60° of the midfield fault (compared to a fault dip of 75° for the east fault) in combination with a stress rotation of about 15° which rotates the midfield fault from a critical envelop towards a less critical envelop and the east fault from a less critical envelop to a more critical envelop.

At the location of the scissors point the midfield fault has a dip of 60°, which is at the lower end of the dip distribution (see Figure 14). At virgin condition when the minimum horizontal stress is still close to the minimum principal stress and the effective fault dip still close the fault dip, a dip of 60° gives the highest possible initial shear stress ratio. However, because of the stress rotation the effective dip shows a reduction and this location appears not to be representative for the most critical historical location during historical production. As a consequence a cross section was determined a few hundred meters to the south (see Figure 15), for which the fault dip is nearly 70° (Figure 13). Although this new cross-section gives lower virgin shear stress ratios, the stress rotation and steeper dip causes it to become more critical at the end of the historical depletion. For both cases the dip (and criticality) of the east fault is nearly identical.

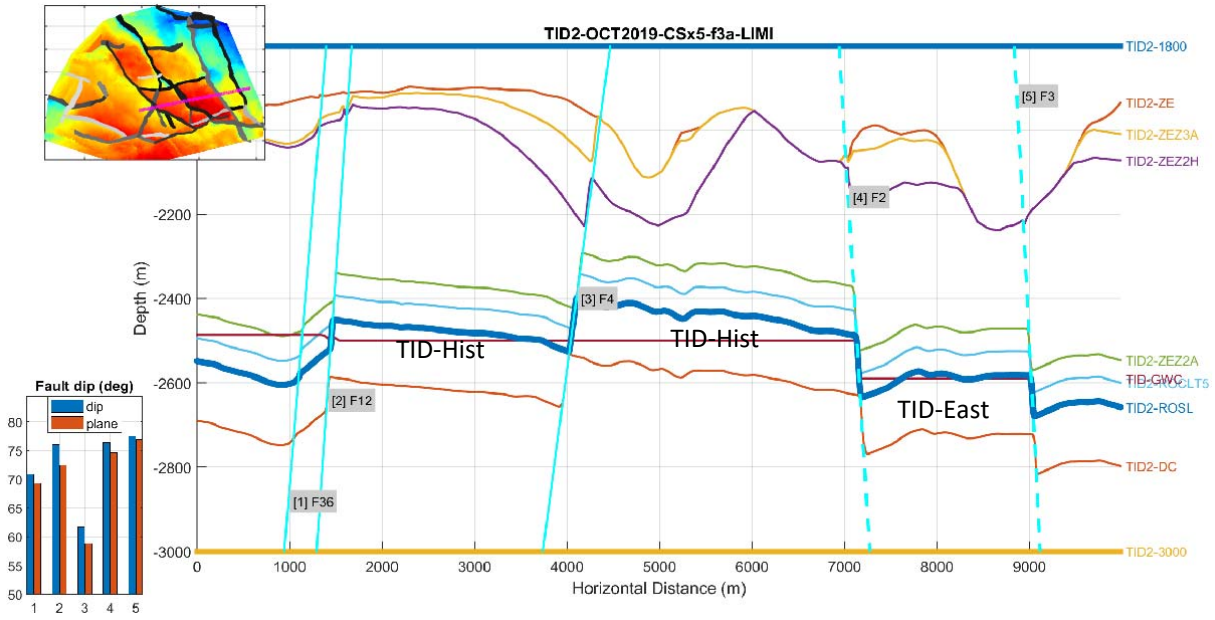


Figure 110: Likely most critical location for production from the historical TID blocks (TID-Hist) and the Eastern prospect (TID-East)

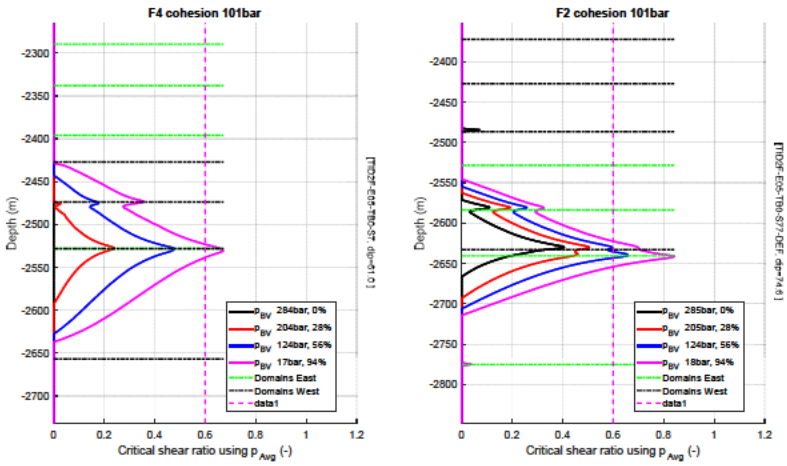


Figure 111: Critical fault behaviour for the average fault pressure for a cohesion of 101bar for (left) the midfield fault during historical production and (right) the East fault during production from the east block

Causes for the more critical East fault at the scissor point location

The more critical fault behaviour of the east fault results from stress rotation and the fault dip. The principal stress gradients of both faults are very similar at virgin conditions and depleted conditions (Figure 45). Looking in detail, midfield fault F4 shows marginally lower principal minimum stress gradients at depleted conditions; the gradient falls below 10kPa/m over 96m compared to 83m for the east fault. These principal stresses would allow for slightly more critical behaviour from the midfield fault F4. Yet, fault F2 gets more critical, which can only be attributed to the effective dip being the angle between the fault and the direction of minimum principal stress, which deviates from the horizontal. At virgin conditions the effective dip of the faults is close to the actual dip of the faults, i.e. 60° for the midfield and 75° for the east fault (see Figure 46-Figure 48), because the minimum principal stress direction is horizontal. This gives a historical F4 fault that is initially more critical than the east fault (F2) as was shown in Figure 32. However, at maximum depletion the effective fault dip shows a significant reduction along the section where the faults get critical. This causes the midfield fault to reach the most critical stress away from the most critical angle (which is about 60° for a friction coefficient of f=0.6) , while the stress at fault F2 becomes more critical at the higher dip.

To support this analysis a sensitivity was performed to the fault dip. In this sensitivity the dips of the east and midfield fault are swapped, i.e. the midfield fault gets a dip of 75° and the east fault a dip of 60°. Figure 49 compares the critical shear stress ratio of both faults for a dip of 60° and 75° for the default cohesion of 101bar. It shows that the historical fault F4 gets more critical than the east fault F2 for the same fault dip. For a fault dip of 60° fault F2 stays even far below the critical envelop and does not predict any seismicity at maximum depletion, while fault F4 predicts a maximum magnitude of M_w=2.2 at maximum depletion for a fault dip of 75°. The reason for this large difference at 60° degrees will be studied next.

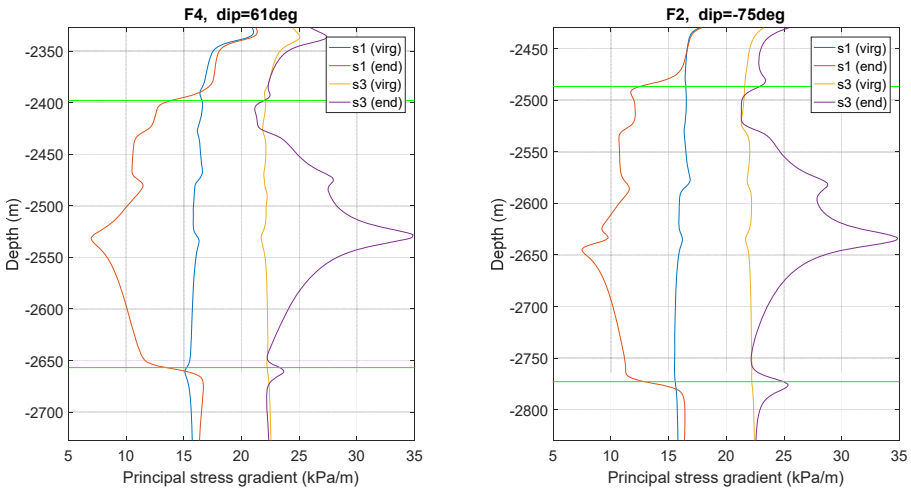


Figure 112: Evolution of the principal stress gradients along (left) the midfield fault and right the east fault.

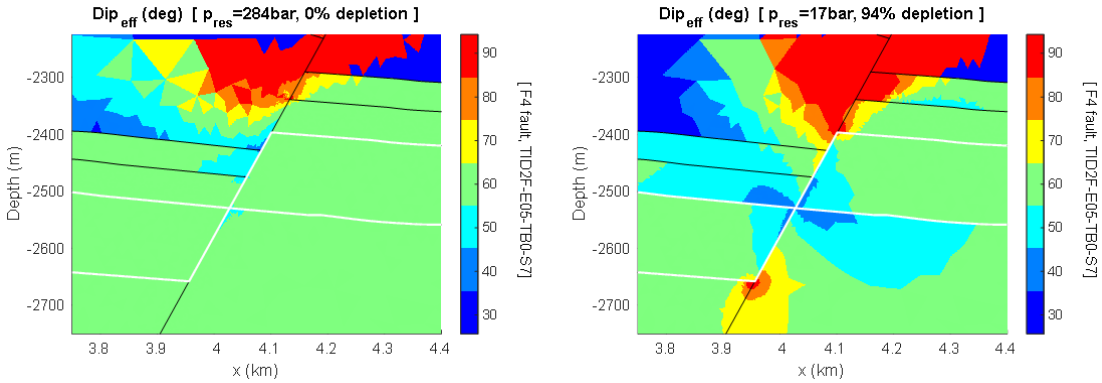


Figure 113: Effective fault dip of the historical midfield fault (left) virgin situation (right) depleted situation. The effective dip is the dip of the fault relative to the minimum principal stress direction

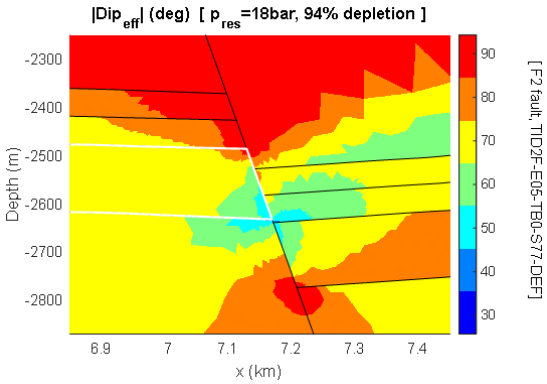


Figure 114: Effective fault dip of the east fault (left) virgin situation (right) depleted situation. The effective dip is the dip of the fault relative to the minimum principal stress direction

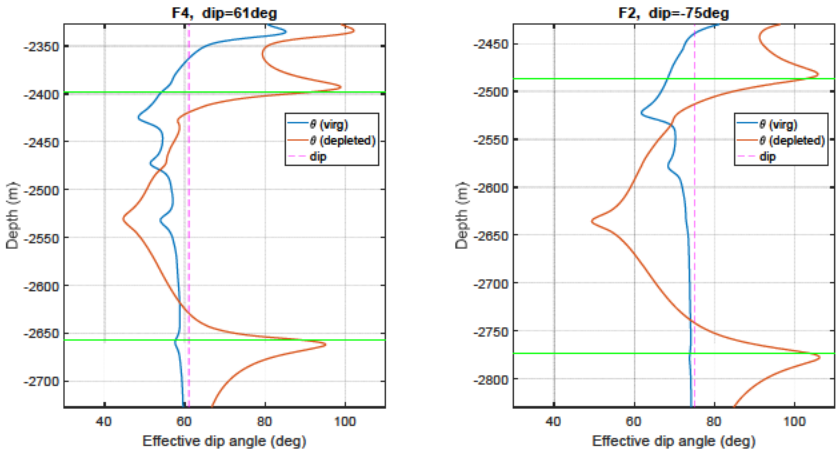


Figure 115: Evolution of the effective fault dip along (left) the historical midfield and (right) the east fault. The effective dip is the dip of the fault relative to the minimum principal stress direction. An effective dip angle larger than 90° means that the shear stress has swapped sign.

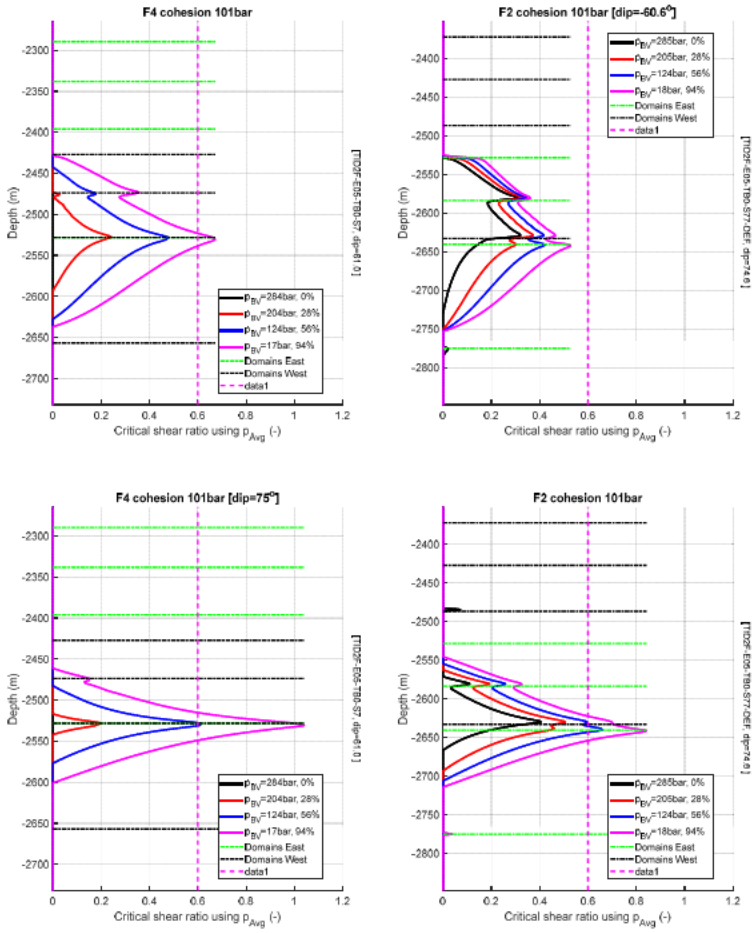


Figure 116: Sensitivity of the critical shear stress ratio to fault dip for (left) historical midfield fault F4 and (right) east fault F2 using the average fault pressure. Top row shows the critical fault behaviour for a fault dip of 60°, bottom row shows behaviour for a fault dip of 75°. Results are shown for a cohesion of 91bar.

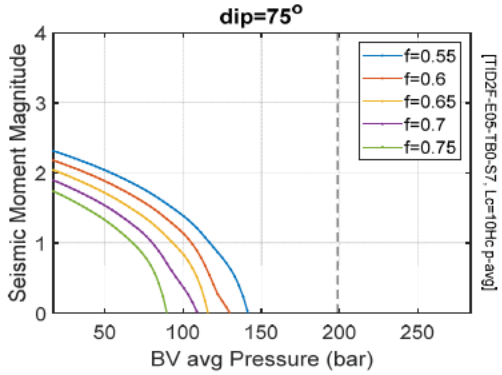


Figure 117: Predicted seismicity for the historical midfield fault for a dip angle of 75° and a cohesion of 91bar using the average fault pressure.

To further study the impact of dip-angle on fault criticality, cohesion was determined as function of the dip angle in between 60 and 90 degrees and as function of reservoir pressure. Figure 118 shows that the required cohesion increases steeply far away from the maximum, but the maximum itself is a fairly flat plateau. This makes criticality for a fault dip close to the critical dip much less sensitive to variations in the dip angle than a fault dip that is much smaller than the critical dip. This explains exactly why the east fault gets much less critical at a dip of 60° compared to the midfield fault, while criticality is about equal for a dip of 75°.
Figure 52 shows the critical dip angle and the required cohesion as function of reservoir pressure. The midfield fault turns critical at 230bar for a fault dip of 69° and the critical fault dip increases to 75° at maximum depletion. The critical fault dip of the east fault increases to 81° during historical production and 82° during production from the eastern block. Table 12 shows that the cohesion calibrated on a M_w=1.5 event for a critical patch with aspect ratio 10 is 49% higher for the midfield fault for the critical dip of 75° and only 12% higher for the east fault for the critical dip of 85°. At the critical dip the cohesion required for the east fault is only a fraction lower.
Finally, remark that the cohesion for the critical dip for the midfield fault is also slightly larger at this true scissor point location when compared to the new cross-section (150bar vs 142bar) even though the actual required cohesion is smaller (101bar vs 127bar). The same holds for the east fault, 147bar vs 142bar cohesion for the critical dip and 131bar vs 135bar for the actual required cohesion.

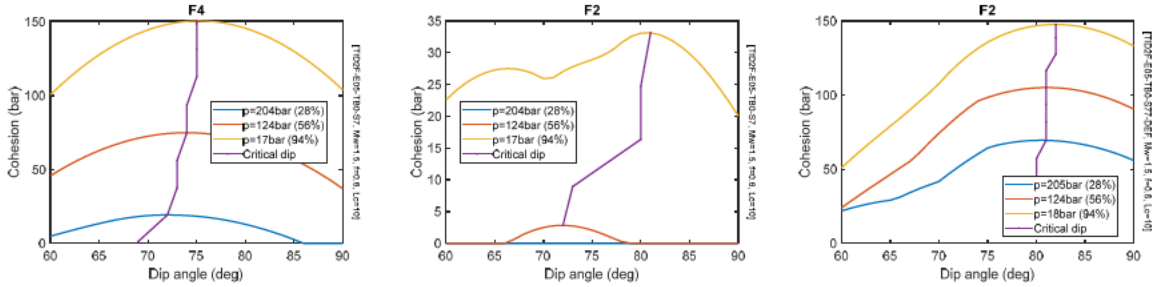


Figure 118: Cohesion as function of dip angle and the critical dip for 28% 56% and at 94% depletion using the average fault pressure. (Left) Midfield fault F4 during historical production (Middle) East fault during historical production and (Right) East fault F2 during production from the East block. The purple line shows the evolution the critical dip.

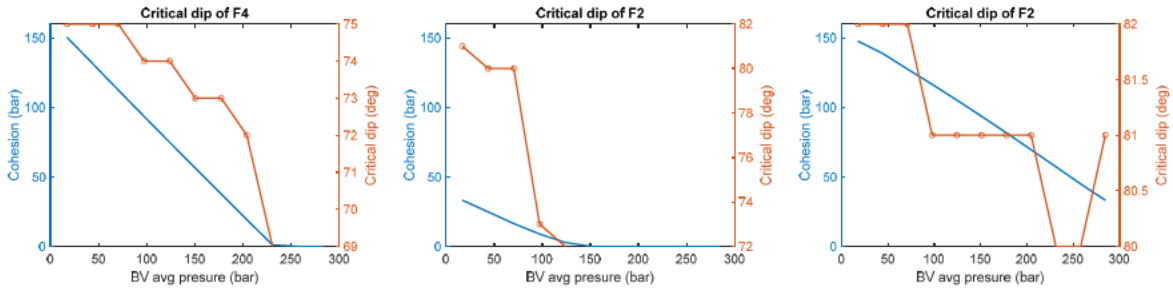


Figure 119: Critical dip and cohesion as function of average reservoir pressure for (left) F4 fault during historical production, (middle) F2 fault during historical production and (right) F2 fault during production from the east block. The critical dip is the dip for which the size of the critically stressed fault patch becomes maximized. Consequently, the required cohesion gets maximized. Criticality is based on the average fault pressure and the cohesion is calibrated on a M_w=1.5 event for a critical patch with aspect ratio 10.

Table 28: Cohesion required for the critical dip calibrated on a M_w=1.5 event for a critical patch with aspect ratio 10 and fault friction coefficient of 0.6 compared to cohesion for the original fault dip

	Critical Dip	Cohesion for critical dip	Cohesion for orignal dip	Increase
	(deg)	(bar)	(bar)	(%)
F4	75	150	101	49
F2 (Hist)	81	33	24	38
F2 (East)	82	147	131	12