Princetonlaan 6
3584 CB Utrecht
Postbus 80015
3508 TA Utrecht

www.tno.nl

T +31 88 866 42 56
F +31 88 866 44 75

TNO-rapport

TNO 2016 R10164

Seismiciteit onshore gasvelden Nederland

Datum	21 juni 2016
Auteur(s)	K. van Thienen-Visser, J.A. Roholl, B.M.M. van Kempen, J.M.M. Hettelaar, C.R. Geel, G. de Bruin, T.B. van Hooff
Exemplaarnummer	
Oplage	
Aantal pagina's	302 (incl. bijlagen)
Aantal bijlagen	
Opdrachtgever	Ministerie van Economische Zaken
Projectnaam	F1 Bodembeweging
Projectnummer	060.14108/01.07.02

Alle rechten voorbehouden.
Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.
Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2016 TNO

Samenvatting

Dit rapport bevat informatie uit winningsplannen en andere bronnen die door de operator beschikbaar zijn gesteld aan de overheid tot en met december 2015.

Achtergrond

In de Mijnbouwwet (2003) wordt voor de winning van aardgas gevraagd om een winningsplan. Het winningsplan beschrijft de wijze waarop de gaswinning plaatsvindt. Daarnaast moeten de gevolgen van de gaswinning in kaart worden gebracht op twee vlakken: het veiligheidsrisico en de schade die kan optreden. De voorgenomen herziening van de Mijnbouwwet geeft, naar aanleiding van het OVV-rapport 'Aardbevingsrisico's in Groningen', specifiek aandacht aan de veiligheid van de omgeving in verband met mogelijk geïnduceerde bevingen veroorzaakt door gaswinning.

In de winningsplannen - met uitzondering van het Groningen gasveld – kon door de mijnonderneming tot op heden worden volstaan met het bepalen van de kans op het optreden van een beving (zie www.nlog.nl voor winningsplannen). Gevolgen van eventuele bevingen voor de veiligheid zijn niet gespecificeerd, zodat tot op heden geen uitspraak is gedaan over het seismisch risico van deze gasvelden (Van Eck et al, 2004, Van Eijs et al., 2004, 2006, Roos et al., 2009).

Vraagstelling

Het Ministerie van Economische Zaken heeft TNO (Adviesgroep Economische Zaken) gevraagd (AGE 15-10.040) om een scan uit te voeren voor inschatting van het seismisch risico, gericht op de veiligheid, van de producerende gasvelden binnen de 3-mijls zone[1] (behalve het Groningen gasveld).

Deze scan is gericht op de veiligheid van de omgeving en niet gericht op het analyseren van schade door geïnduceerde bevingen. Dit rapport bevat geen conclusies over de consequenties van de uitkomsten voor de gaswinning in Nederland aangezien dit bij andere partijen ligt (bijvoorbeeld Staatstoezicht op de Mijnen, ministerie van Economische Zaken, Tweede Kamer).

Uitgangspunten

Per 1 januari 2015 kende Nederland 473 ontdekte gasvelden. Uit een deel hiervan wordt gas geproduceerd (255 gasvelden op peildatum 1 januari 2015, zie jaarverslag 2014, EZ 2014). In 31 gasvelden, waarvan 16 velden niet meer in productie zijn, zijn door gaswinning geïnduceerde bevingen geregistreerd.

De methodiek voor inschatting van het seismisch risico (SRA, 2016) van producerende gasvelden brengt een aantal specifieke eisen en uitgangspunten met zich mee:

[1] zone van 3 mijl buiten de Nederlandse kust. Hierbinnen worden de gasvelden gerekend tot de onshore velden

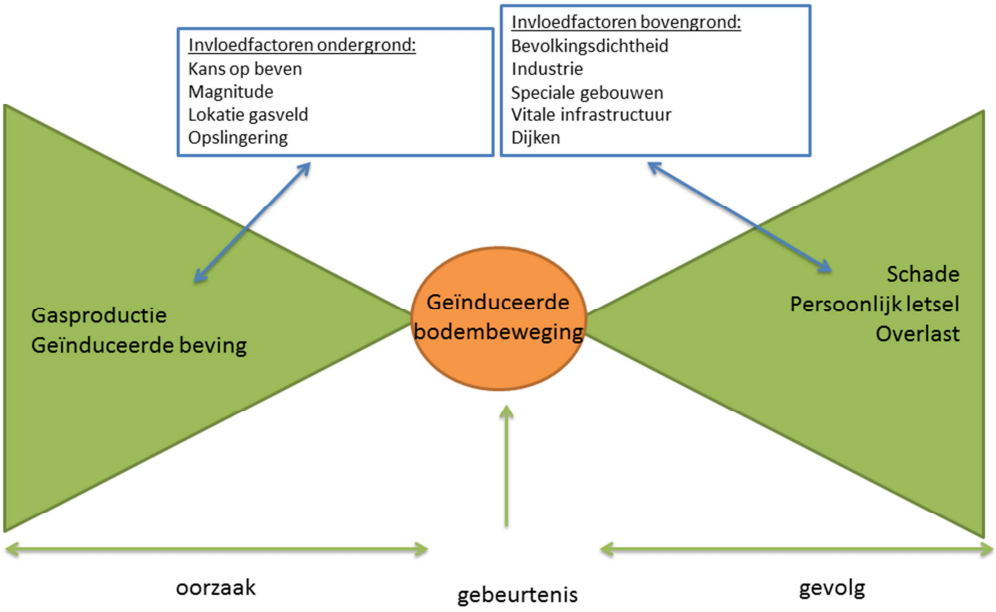
- Wetenschappelijke basis, inclusief de nieuwste inzichten uit de Groningen casus.
- Transparant voor alle belanghebbenden.
- Reproduceerbaar.
- Publiek beschikbare informatie.

Deze uitgangspunten en eisen resulteren in een kwalitatieve aanpak, waarbij de berekende risico's onderling vergelijkbaar zijn.

Het Staatstoezicht op de mijnen (SodM) heeft in 2016 een richtlijn opgesteld (SodM, 2016), waarin een methodiek is vastgelegd om het seismisch risico, gericht op veiligheid, kwalitatief te bepalen. Deze richtlijn is besproken binnen het Technisch Platform Aardbevingen (TPA) en deze dient als uitgangspunt voor de scan van het seismische risico in dit rapport. In de richtlijn wordt het genormeerde risico in drie categorieën ingedeeld met daarbij aangegeven per categorie welke vervolgstappen verwacht worden van de vergunninghouder.

Een mogelijke vervolgstap is een kwantitatieve risicoanalyse, waarmee een risicoduiding ten opzichte van de veiligheidsnorm kan worden gegeven. Om tot een kwantitatief risico per gasveld te komen zijn aanvullende, kwantitatieve en veldspecifieke risicoanalyses nodig per bovengronds effect (bebouwing, bevolking, vitale infrastructuur). Deze vallen buiten de huidige studie.

De basis van de risicoanalyse is een z.g. bow-tie (Figuur A) met als centrale gebeurtenis een geïnduceerde bodembeweging veroorzaakt door gasproductie.



Figuur A. Bow-tie diagram (vlinderdas) met als centrale gebeurtenis een geïnduceerde bodembeweging veroorzaakt door gasproductie. Aan de linkerkant staan de oorzaken beschreven en aan de rechterkant de gevolgen. De invloedfactoren van de ondergrond spelen een rol bij de oorzaak, terwijl de invloedfactoren bovengrond een rol spelen bij de gevolgen.

Seismische risicoanalyse

De richtlijn voor de seismische risicoanalyse gaat uit van een drietal stappen. In de eerste stap worden de velden met een verwaarloosbaar[2] seismisch risico geïdentificeerd. In de tweede stap wordt voor alle overgebleven velden op basis van vier ondergrondse en vier bovengrondse invloedfactoren het seismische risico kwalitatief bepaald.

De ondergrondse invloedfactoren zijn *kans op een beving*, de sterkste *magnitude waarmee realistisch rekening gehouden moet worden*[3], *locatie van het gasveld* en beweging aan het maaiveld (*opslingering)*.

De bovengrondse invloedfactoren zijn *bevolkingsdichtheid*, *industriële inrichtingen*, *speciale gebouwen* en *vitale infrastructuur* en *dijken*.

De score voor de ondergrondse en bovengrondse factoren wordt gesommeerd en genormeerd. De combinatie van de invloedfactoren ondergrond en bovengrond geeft een indicatie van het risico.

De derde stap wordt in de richtlijn gegeven door het verbinden van consequenties aan de uitkomsten van de risicoanalyse. Deze laatste stap wordt in dit rapport buiten beschouwing gelaten.

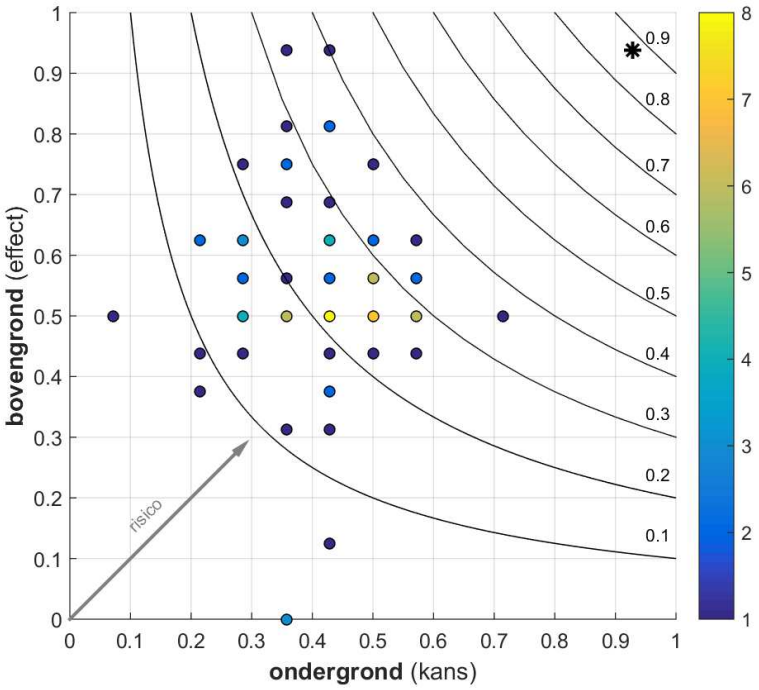
Analyse Nederlandse gasvelden

Van de 141 producerende gasvelden binnen de 3-mijls zone krijgen 58 velden een verwaarloosbare kans op een beving toegeschreven volgens de bestaande methodiek (Van Eijs 2004, van Thienen-Visser et al., 2012). Deze velden worden niet verder meegenomen in de risicoanalyse. Van de overige 83 producerende gasvelden wordt een kwalitatief genormeerd risico bepaald (Figuur B). Omdat verschillende velden over elkaar heen plotten is met kleuren (zie legenda balk rechts van de figuur) het aantal velden op één locatie in de figuur aangegeven.

Uitkomst Seismische Risico Analyse
Figuur C laat het genormeerde seismische risico zien voor de producerende gasvelden in Nederland binnen de 3-mijls zone. De velden met de relatief (ten opzichte van de andere velden) hoogste seismische risico worden gekenmerkt door hoge invloedfactoren ondergrond of bovengrond, of een combinatie van matige invloedfactoren ondergrond en bovengrond. De producerende gasvelden met een genormeerd risico tussen de 0,3 en 0,4 bevinden zich vooral in de provincie Groningen, Drenthe en Zuid-Holland. De gasvelden in Groningen hebben, over het algemeen, een hogere score voor de invloedfactoren ondergrond, terwijl de gasvelden in de provincie Zuid-Holland vooral een hogere score voor de invloedfactoren bovengrond krijgen. Dit wordt verklaard door de ligging in de Randstad met de hoge bevolkingsdichtheid, speciale gebouwen en industrie. De producerende gasvelden met een genormeerd risico tussen de 0 en 0,1 bevinden

[2] Verwaarloosbaar is hier een kans kleiner dan 0,01 (van Thienen et al., 2012)
[3] De sterkste magnitude waar realistisch rekening mee moet worden gehouden is een magnitude die mogelijk nooit in werkelijkheid optreedt. Voor risicoberekeningen moet de kans op het optreden van deze beving formeel worden meegenomen.

zich vooral (gedeeltelijk) buiten de kust. Dit wordt vooral veroorzaakt door de lage waarden voor de invloedfactoren bovengrond, wat komt door de ligging van de velden.



Figuur B. Seismische risicomatrix voor de gasvelden in Nederland. De invloedfactoren bovengrond worden gesommeerd en genormeerd op de verticale as weergegeven. De invloedfactoren ondergrond worden gesommeerd en genormeerd op de horizontale as weergegeven. De kleurenschaal geeft aan hoeveel van de 83 gasvelden op dezelfde waarde uitkomen. De gebogen lijnen geven aan waar het risico (=kans x effect, of hier: ondergrond x bovengrond) hetzelfde is. De waarde hiervan per lijn wordt aangegeven aan de rechterkant van de figuur. Ter referentie geeft de zwarte ster het risico aan voor het Groningen gasveld, bepaald volgens dezelfde methodiek. De niet producerende velden en velden die een verwaarloosbaar seismisch risico hebben worden niet vertoond.

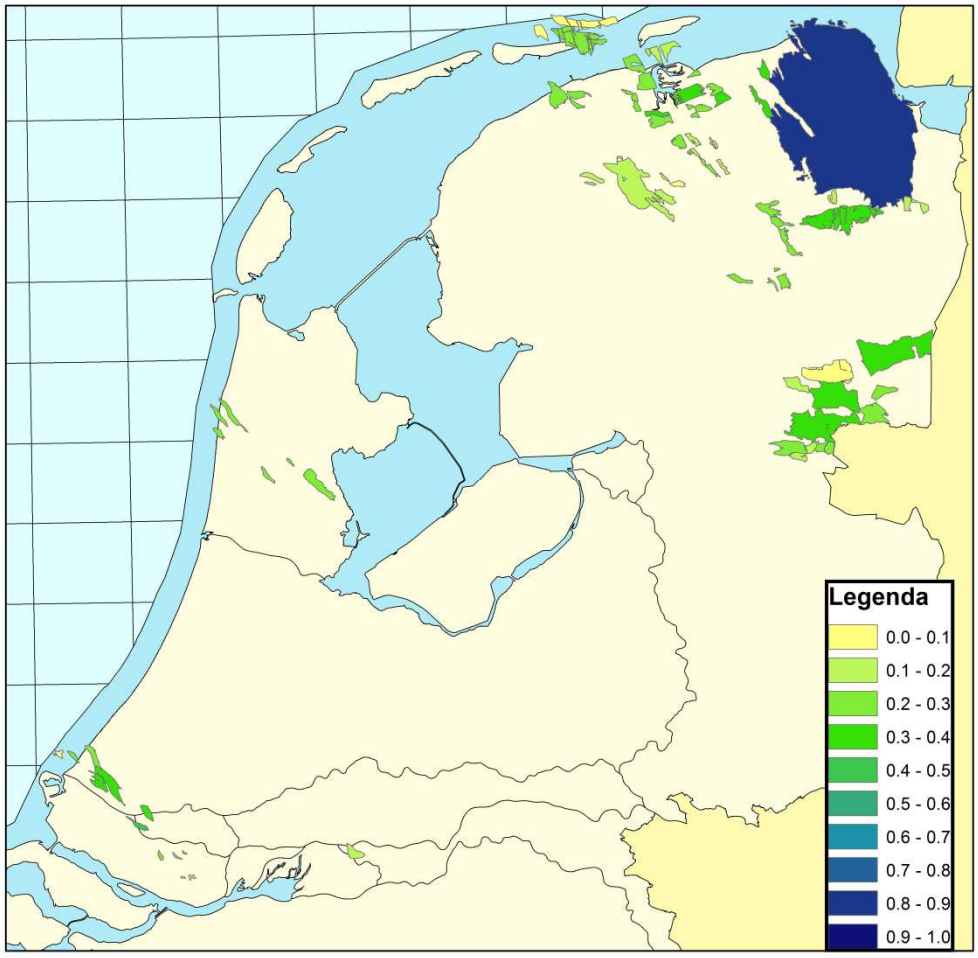
Invloedfactoren ondergrond

De gasvelden die relatief hoog scoren, ten opzichte van de andere gasvelden, voor de invloedfactor ondergrond zijn bevende velden met een slappe ondergrond (hoge score voor kans op beven en opslingering[4]). De laagst scorende gasvelden zijn relatief kleine niet-bevende gasvelden.

Invloedfactoren bovengrond

De gasvelden die relatief hoog scoren, ten opzichte van de andere gasvelden, voor de invloedfactor bovengrond bevinden zich, doorgaans, in het westen van Nederland onder de Randstad. Dit wordt veroorzaakt door de hoge bevolkingsdichtheid en de daarmee samenhangende hoeveelheid speciale gebouwen en industriële inrichtingen in de Randstad. De laagst scorende velden zijn de velden die (gedeeltelijk) buiten de kust liggen.

[4] Reactie nabij het maaiveld van de bodem ten gevolge van een beving die wordt beïnvloed door het type bodem (Kluiver et al., 2015).



Figuur C. Genormeerd risico voor de producerende gasvelden binnen de 3-mijls zone. De provincies Zeeland, Noord-Brabant en Limburg zijn buiten beschouwing gelaten omdat deze provincies geen gasvelden hebben. De niet producerende velden en velden die een verwaarloosbaar seismisch risico hebben worden niet vertoond.

Gevoeligheid van de resultaten

Weging van factoren

De uitkomst van de kwalitatieve seismische risicoanalyse wordt vooral bepaald door de factoren (ondergrond en bovengrond) en de gekozen weging. De invloedfactoren worden eerst genormeerd en daarna gecombineerd tot het risico. Hierdoor is de invloed van de ondergrond en bovengrond in het risico gelijk.

Voor de invloedfactoren ondergrond is per factor een andere weging gekozen op basis van beschikbare kennis. Hierbij is aangegeven dat de magnitude van een beving het belangrijkst is. Een verandering in de magnitude heeft daardoor het grootste effect op de genormeerde invloedfactor ondergrond[5]. Daarna heeft de kans op beven de grootste score/invloed gevolgd door de opslingering en als laatste de locatie.

[5] Aangezien de magnitudeschaal niet-lineair is, zal bij een grotere magnitude veel meer energie vrijkomen. Bijvoorbeeld: een magnitude 3.0 op de schaal van Richter geeft 30 keer meer energie dan een magnitude 2.0.

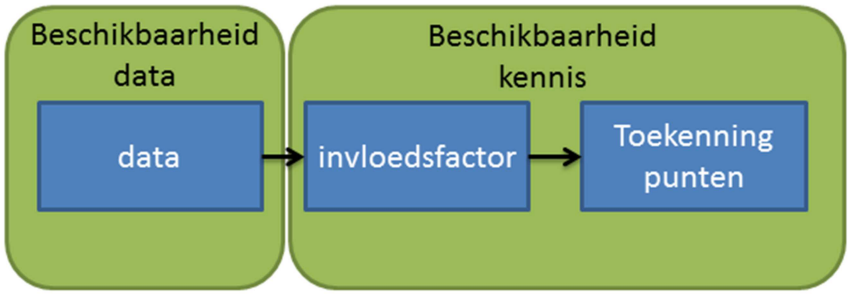
Voor de invloedfactoren bovengrond is gekozen voor een gelijke weging van de factoren. Elke factor heeft hierdoor een gelijke invloed op de uitkomst.

Verandering in de tijd
De score voor een veld kan veranderen in de tijd, bijvoorbeeld bij een verandering in bevolkingsdichtheid, industriële inrichtingen, speciale gebouwen en vitale infrastructuur. De score voor de kans op beven en de magnitude kunnen ook veranderen als bevingen optreden boven velden die niet eerder hebben gebeefd of als de productie tot lagere drukken zal plaatsvinden volgens een update van het laatste winningsplan.

Overige gevoeligheden
In zowel de invloedfactoren van de ondergrond als van de bovengrond speelt het oppervlak van het veld een belangrijke rol. Het oppervlak is van invloed op de score voor de invloedfactoren magnitude, bevolkingsdichtheid, industriële inrichtingen, speciale gebouwen en vitale infrastructuur en dijken.

Huidige beperkingen in data en kennis

Het verkregen seismisch risico is een kwalitatief gegeven. Het geeft geen directe informatie over het individueel risico of het maatschappelijk risico. Als hier behoefte aan is, moeten gedetailleerde studies verricht worden, i.e. een meer kwantitatieve risicoanalyse.



Figuur D. Schema van scores in de Seismisch risicoanalyse (SRA) en de benodigde informatie voor de elementen.

De huidige seismische risicoanalyse gaat uit van bestaand onderzoek en informatiebronnen. Over het algemeen geldt dat meer/betere data of kennis beschikbaar kan komen in de toekomst (Figuur D). De beschikbaarheid van data geeft een verbetering van de informatie die de invloedfactor bepaald. De beschikbaarheid van kennis geeft een verbetering van de invloedfactoren (type en omschrijving) of de toekenning score (weging). Op dit moment is bekend dat er andere factoren van invloed zijn, welke momenteel niet worden meegenomen omdat er te weinig betrouwbare gegevens beschikbaar zijn. Deze factoren zijn onder andere in situ spanning, oriëntatie van de breuken, type gebouwen en type industriële inrichtingen.

Figuren

Figuur 2-1. Risicomatrix van de SRA (SodM, 2016). 18
Figuur 2-2. Bow-tie diagram (vlinderdas) met als centrale gebeurtenis een geïnduceerde bodembeweging veroorzaakt door gasproductie. Aan de linkerkant staan de oorzaken beschreven en aan de rechterkant de gevolgen. De invloedfactoren van de ondergrond spelen een rol bij de oorzaak, terwijl de invloedfactoren bovengrond een rol spelen bij de gevolgen. 19
Figuur 3-1. Histogram van het genormeerd risico van de 83 gasvelden. De ster geeft het genormeerd risico van Groningen aan. 27
Figuur 3-2. Seismisch risicomatrix voor de gasvelden in Nederland. De invloedfactoren bovengrond worden gesommeerd en genormeerd op de verticale as weergegeven. De invloedfactoren ondergrond worden gesommeerd en genormeerd op de horizontale as weergegeven. De kleurenschaal geeft aan hoeveel van de 83 gasvelden op dezelfde waarde uitkomen. De gebogen lijnen geven aan waar het risico (=kans x effect, of hier: ondergrond x bovengrond) hetzelfde is. De waarde hiervan per lijn wordt ook aangegeven aan de rechterkant. Ter referentie geeft de zwarte ster het risico aan voor het Groningen gasveld bepaald volgens dezelfde methodiek.Scores voor de producerende gasvelden binnen de 3-mijls zone.....28
Figuur 3-3. Genormeerd risico voor de producerende gasvelden (behalve Groningen) binnen de 3-mijls zone. De provincies Zeeland, Noord-Brabant en Limburg zijn buiten beschouwing gelaten omdat deze provincies geen gasvelden hebben. 29
Figuur 3-4. Genormeerde invloedfactor ondergrond voor de producerende gasvelden (behalve Groningen) binnen de 3-mijls zone. De provincies Zeeland, Noord-Brabant en Limburg zijn buiten beschouwing gelaten omdat deze provincies geen gasvelden hebben. 30
Figuur 3-5. Genormeerde invloedfactor bovengrond voor de producerende gasvelden (behalve Groningen) binnen de 3-mijls zone. De provincies Zeeland, Noord-Brabant en Limburg zijn buiten beschouwing gelaten omdat deze provincies geen gasvelden hebben. 31
Figuur 3-6. Histogram van de genormeerde score voor de sommatie van de invloedfactoren ondergrond (a) en bovengrond (b). 32
Figuur 3-7. Histogrammen van de invloedfactoren ondergrond voor de categorieën kans op beven (DHAIS) (a), Magnitude (M) (b), locatie gasveld (c) en opslingering (d). 33
Figuur 3-8. Histogrammen van de invloedfactoren bovengrond voor bevolkingsdichtheid (a), industriële inrichtingen (b), speciale gebouwen en vitale infrastructuur (c) en dijken (d). 34
Figuur 4-1. Aantal velden (a) en nog te verwachten productie (b) per risicocategorie.35
Figuur 4-2. Histogrammen van de prognose laatste jaar productie per risicocategorie a) 0 - 0,1 b) 0,1 – 0,2 c) 0,2 – 0,3 en d) 0,3 – 0,4 genormeerd risico.....36
Figuur 4-3. Aantal velden met geïnduceerde seismiciteit (a), het aantal geregistreerde bevingen (b) en het aantal bevingen met magnitude $M_L \geq 1{,}5$ (c) per risicocategorie. 36

Figuur 5-1. Schema van toekenning score in de seismische risicoanalyse (SRA) analyse en de benodigde informatie voor de elementen.....38

Tabellen

Tabel 2-1. Invloedfactoren ondergrond in tweede stap van de Seismische Risico Analyse voor de kleine velden waarbij elke invloedfactor is onderverdeeld in een aantal categorieën die de weging van de invloed van de factor uitdrukt (SodM, 2016). 22
Tabel 2-2. Invloedfactoren bovengrond in de tweede stap van de richtlijn Seismische Risico Analyse voor de kleine velden (SodM, 2016). 25
Tabel 3-1. Invloedfactoren ondergrond volgens de methodiek van hoofdstuk 2 voor Groningen. 34
Tabel 3-2. Invloedfactoren bovengrond volgens de methodiek van hoofdstuk 2 voor Groningen. 34

Afkortingen en uitleg technische begrippen

3 mijls zone	Zone van 3 mijl buiten de Nederlandse kust. Hierbinnen worden de gasvelden gerekend tot de onshore velden.
Bodembeweging	Beweging van de bodem. Dit omvat zowel kortdurende beweging (zoals een aardbeving) alsook langdurige beweging (zoals bodemdaling)
DHAIS	Deterministische hazard analyse geïnduceerde seismiciteit (TNO 2012a, b)
EZ	Het ministerie van Economische Zaken (www.ez.nl)
In situ spanning	De spanning die ter plaatse in de ondergrond aanwezig is voor de start van de activiteiten, hier: gasproductie
Gasdepletie	Ontrekking van aardgas uit een gasveld.
Gasveld	Gashoudende laag in de ondergrond (reservoir). In dit rapport wordt hiermee gasvoorkomens bedoeld. Als op een locatie twee gashoudende lagen voorkomen, die niet met elkaar in contact staan, dan wordt dit als 2 gasvelden geteld.
Geïnduceerd	Veroorzaakt door de mens.
Geïnduceerde beving	In dit rapport beving veroorzaakt door gaswinning
KNMI	Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut (www.knmi.nl)
Kritisch gespannen	Toestand van de spanning op aanwezige breuken in het gasveld. Kritisch geeft aan dat de breuken op het punt staan om te gaan bewegen. Deze beweging zowel een meer geleidelijke beweging als een plotselingen beweging (beving) zijn.
Kwalitatief	Geen getallen maar kenmerken, categorieën of klassewaarden.
Kwantitatief	Meting, omzetting in aantallen; beoordeling in aantallen, grootte of hoeveelheden
Magnitude	De grootte van een beving. In dit rapport wordt de lokale magnitude bedoeld welke ook in de schaal van Richter wordt gebruikt. Een magnitude 3.0 op de schaal van Richter geeft 30 keer meer energie dan een magnitude 2.0.
M_L	Lokale magnitude. Dit is dezelfde magnitude die ook in de schaal van Richter wordt gebruikt.
Offshore	Op zee (tegenstelling met onshore)
Onshore	Op land (tegenstelling met offshore)
Opslingering	Reactie nabij het maaiveld van de bodem ten gevolge van een beving die wordt beïnvloed door het type bodem.
Risico	Kans maal effect. In dit rapport genormaliseerde invloedfactor ondergrond maal genormaliseerde invloedfactor bovengrond
Schaal van Richter	Meetschaal waarop de waargenomen kracht van een aardbeving (of een zeebeving) in een getal wordt uitgedrukt
SodM	Staatstoezicht op de Mijnen (www.sodm.nl)
SRA	Seismische risico analyse
Tektonisch	Veroorzaakt door de natuur
Tektonische beving	Veroorzaakt door natuurlijke spanningen door plaatbewegingen in de aardkorst
TNO	Nederlandse organisatie voor toegepast natuurwetenschappelijk onderzoek (www.tno.nl)
TPA	Technische Platform Aardbevingen
Young's modulus	Een materiaalkundige eigenschap van een materiaal die een maat is voor de stijfheid of starheid van een materiaal

Inhoudsopgave

Samenvatting **2**

1 Inleiding **15**

2 Seismische Risico Analyse – Methode **17**
2.1 Uitgangspunten en eisen 17
2.2 Methodiek 17
2.3 Invloedfactoren ondergrond 19
2.4 Invloedfactoren bovengrond 23

3 Seismische Risico Analyse – toepassing **26**
3.1 Uitgangspunten en selectie 26
3.2 Score Seismische Risico 26
3.3 Score invloedfactoren 32

4 Duiding van de resultaten – relatie met productie en bevingen **35**

5 Overwegingen **37**
5.1 Gevoeligheid van de resultaten 37
5.2 Huidige beperkingen in data en kennis 38

6 Referenties **39**

7 Ondertekening **41**

Bijlage(n)
A Onshore velden meegenomen in studie
B Onshore velden niet meegenomen in studie
C Methodes voor berekening mogelijke magnitudes
D Resultaten SRA
E Toelichting op de appendices van de velden
F Ameland-Oost
G Ameland-Westgat
H Anjum
I Annerveen
J Bedum
K Bergen
L Blija-Ferwerderadeel
M Blija-Zuid
N Blija-Zuidoost
O Blijham
P Boerakker
Q Botlek
R Brakel
S Coevorden
T Collendoorn
U Dalen
V Den Velde
W Eleveld

X Emmen
Y Emmen Nieuw-Amsterdam
Z Faan
AA Gaag
BB Geesbrug
CC Groet
DD Groet-Oost
EE Grootegast
FF Hardenberg
GG Hardenberg-Oost
HH Heinenoord
II Kiel-Windeweer
JJ Kollum
KK Kollum-Noord
LL Kommerzijl
MM Lauwersoog
NN Leens
OO M09-FA
PP Maasdijk
QQ Marum
RR Metslawier-Zuid
SS Middelie
TT Moddergat
UU Molenpolder
VV Monster
WW Munnekezijl
XX N07-FA
YY Nes-Noord
ZZ Noorderdam
AAA Oosterhesselen
BBB Oostrum
CCC Opende-Oost
DDD Oud-Beijerland Zuid
EEE Oude Pekela
FFF Oudeland
GGG Oudendijk
HHH Pasop
III Pernis-West
JJJ Reedijk
KKK Rustenburg
LLL s' Gravenzande
MMM Saaksum-Oost
NNN Saaksum-West
OOO Schermer
PPP Schoonebeek Gas
QQQ Sebaldeburen
RRR Suawoude
SSS Surhuisterveen
TTT Tietjerksteradeel
UUU Ureterp
VVV Vierhuizen-Oost
WWW Vries

XXX	Warffum
YYY	Wieringa
ZZZ	Witterdiep
AAAA	Zuidwending Oost

1 Inleiding

Aanleiding
In de Mijnbouwwet (2003) wordt voor de winning van aardgas gevraagd om een winningsplan. Het winningsplan beschrijft de wijze waarop de gaswinning plaatsvindt. Daarnaast moeten de gevolgen van de gaswinning in kaart worden gebracht op twee vlakken: het veiligheidsrisico en de schade die kan optreden. De voorgenomen herziening van de Mijnbouwwet geeft, naar aanleiding van het OVV-rapport 'Aardbevingsrisico's in Groningen', specifiek aandacht aan de veiligheid van de omgeving in verband met mogelijk geïnduceerde bevingen veroorzaakt door gaswinning.

In de winningsplannen - met uitzondering van het Groningen gasveld – kon door de mijnonderneming tot op heden worden volstaan met het bepalen van de kans op het optreden van een beving (zie www.nlog.nl voor winningsplannen). Gevolgen van eventuele bevingen voor de veiligheid zijn niet gespecificeerd, zodat tot op heden geen uitspraak is gedaan over het seismisch risico van deze gasvelden (Van Eck et al, 2004, Van Eijs et al., 2004, 2006, Roos et al., 2009).

Vraagstelling
Het Ministerie van Economische Zaken heeft TNO (Adviesgroep Economische Zaken) gevraagd (AGE 15-10.040) om een scan uit te voeren voor inschatting van het seismisch risico, gericht op de veiligheid, van de producerende gasvelden binnen de 3-mijls zone[6] (behalve het Groningen gasveld).

Deze scan is gericht op de veiligheid van de omgeving en niet gericht op het analyseren van schade door geïnduceerde bevingen. Dit rapport bevat geen conclusies over de consequenties van de uitkomsten voor de gaswinning in Nederland aangezien dit bij andere partijen ligt (bijvoorbeeld Staatstoezicht op de Mijnen, ministerie van Economische Zaken, Tweede Kamer).

Uitgangspunten
Per 1 januari 2015 kende Nederland 473 ontdekte gasvelden. Uit een deel hiervan wordt gas geproduceerd (255 gasvelden op peildatum 1 januari 2015, zie jaarverslag 2014, EZ 2014). In 31 gasvelden, waarvan 16 velden niet meer in productie zijn, zijn door gaswinning geïnduceerde bevingen geregistreerd.

Het Staatstoezicht op de mijnen (SodM) heeft in 2016 een voorlopige richtlijn opgesteld (SodM, 2016), waarin een methodiek is vastgelegd om het seismisch risico, gericht op veiligheid, kwalitatief te bepalen. Deze richtlijn is besproken binnen het Technisch Platform Aardbevingen (TPA). Deze richtlijn dient als uitgangspunt voor de scan van het seismische risico in dit rapport.

Dit rapport bevat informatie uit winningsplannen en andere bronnen die door de operator beschikbaar zijn gesteld aan de overheid tot en met december 2015. De beschikbare informatie kan veranderen met de tijd, bijvoorbeeld met het indienen

[6] zone van 3 mijl buiten de Nederlandse kust. Hierbinnen worden de gasvelden gerekend tot de onshore velden

van een nieuw winningsplan door de operator. Deze nieuwe informatie is na december 2015 niet meer meegenomen.

Indeling rapport

In hoofdstuk 2 wordt de in deze studie gebruikte methodiek behandeld. In hoofdstuk 3 wordt de methodiek toegepast op geselecteerde gasvelden in Nederland. Vervolgens wordt in hoofdstuk 4 nader ingegaan op de resultaten en tenslotte worden enige overwegingen behandeld in hoofdstuk 5.

2 Seismische Risico Analyse – Methode

2.1 Uitgangspunten en eisen

De methodiek voor inschatting van het seismisch risico van producerende gasvelden brengt een aantal specifieke eisen en uitgangspunten met zich mee:

- Wetenschappelijke basis, inclusief de nieuwste inzichten uit de Groningen casus.
- Transparant voor alle belanghebbenden.
- Reproduceerbaar.
- Publiek beschikbare informatie.

Vanwege het aantal te beschouwen gasvelden:

- Korte doorlooptijd per analyse.

Naast risicobepaling per gasveld is prioritering van het seismisch risico binnen het gehele Nederlandse gasveldenportfolio van belang.

Deze uitgangspunten en eisen resulteren in een kwalitatieve aanpak, waarbij de berekende risico's onderling vergelijkbaar zijn. Om van hieruit tot een kwantitatief risico per gasveld te komen zijn aanvullende, kwantitatieve en veldspecifieke risicoanalyses nodig per bovengronds effect (bebouwing, bevolking, vitale infrastructuur). Deze vallen buiten de huidige studie. Een kwantitatieve risicoanalyse is nodig om een risicoduiding ten opzichte van de veiligheidsnorm te kunnen geven.

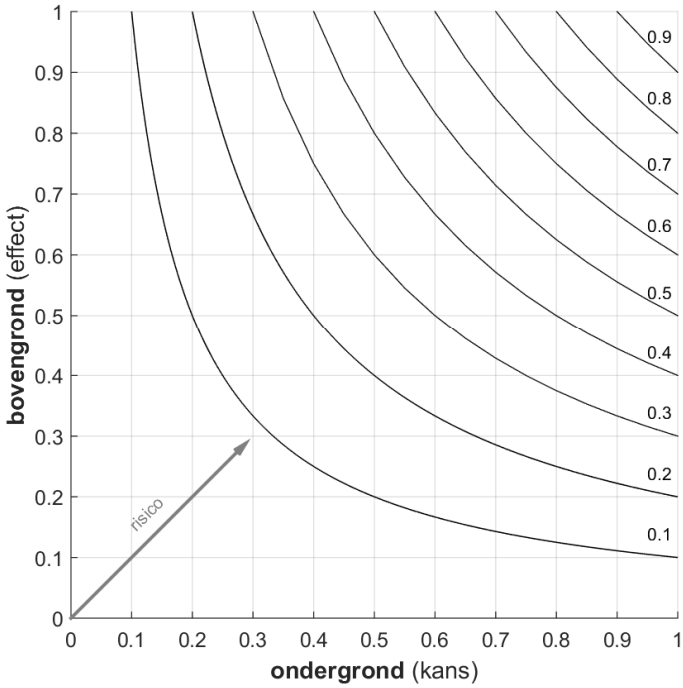
Diverse studies naar door gaswinning geïnduceerde bevingen in het Groningen veld zijn recent beschikbaar gekomen (NAM 2013, NAM 2014, TNO 2013, TNO 2014a, b, TNO 2015a, b, Muntendam-Bos en de Waal, 2013). Inzichten uit deze Groningen studies hebben mogelijk implicaties voor de berekening van de kans op beven en het seismisch risico van de andere, producerende gasvelden in Nederland. De opgedane kennis wordt meegenomen in de bepaling van het seismisch risico van de kleine gasvelden in Nederland.

Uitgangspunt is de methodiek voor risicoanalyse omtrent geïnduceerde bevingen door gaswinning, een laatste versie hiervan is beschikbaar op www.nlog.nl. De conceptrichtlijn is op onderdelen verder uitgewerkt op basis van beschikbaarheid van data en het onderscheidend vermogen van de gekozen factoren in de Nederlandse situatie. Deze zijn verwerkt in de tijdelijke richtlijn voor adressering Mbb 24.1p, versie 1.2, kortweg SRA (SodM, 2016). Daarnaast zijn op enkele onderdelen (met name de invloedfactoren bovengrond) experts geraadpleegd. TNO heeft geen uitvoerige literatuurstudie uitgevoerd naar de wetenschappelijke onderbouwing van de invloedfactoren. Wel is aangegeven waar de onderliggende data van de invloedfactoren vandaan komt. Dit is publiek beschikbare informatie.

2.2 Methodiek

In deze methodiek paragraaf wordt eerst de visualisatie van het resultaat van de risico analyse uitgelegd. Uitleg over de gebruikte analysemethode volgt daarna.

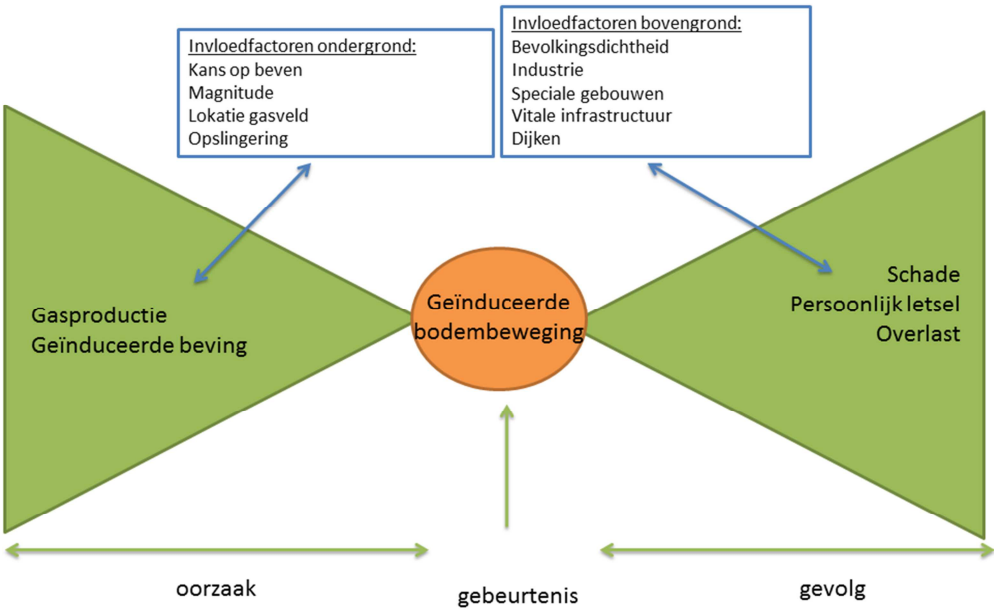
Figuur 2-1 laat de risicomatrix zien, zoals in de SRA richtlijn (SodM, 2016) wordt gebruikt. De genormeerde invloedfactor ondergrond is uitgezet tegen de genormeerde invloedfactor bovengrond. Het risico is dan de kans (ondergrond) x het effect (bovengrond). De gebogen lijnen in de figuur verbinden punten met hetzelfde risico. Het risico is een genormeerde waarde. De keuze hiervoor is ingegeven door het kwalitatieve karakter van de totale kans en het totale effect en dus ook het risico. Dit ondanks het kwantitatieve karakter van sommige invloedfactoren. De plaats van de gasvelden in deze figuur is het beoogde resultaat van de tweede stap in de richtlijn voor de seismische risico analyse (SodM, 2016).



Figuur 2-1. Risicomatrix van de SRA (SodM, 2016).

Voor een risicoanalyse is een beschrijving nodig van een gebeurtenis, de kans hierop en de gevolgen daarvan. Een manier om dit te illustreren is een zogenaamd bow-tie diagram (vlinderdas). In een bow-tie staat een ongewenste gebeurtenis centraal. Links van de gebeurtenis staan de oorzaken beschreven en rechts van de gebeurtenis de gevolgen. Om de oorzaken en gevolgen te identificeren kan gebruik worden gemaakt van expertkennis, al of niet ondersteund door een FEP (Features, Events and Processes) analyse. In een FEP analyse wordt gebruik gemaakt van een databestand met risicofactoren die op systematische wijze door experts wordt gescreend (Nepveu et al., 2009; Paulley et al., 2011).

Figuur 2-2 illustreert een bow-tie met als centrale gebeurtenis een geïnduceerde bodembeweging veroorzaakt door een geïnduceerde beving. Deze geïnduceerde beving is veroorzaakt door gasproductie van een gasveld. De factoren die van invloed zijn op de gebeurtenis zijn de kans op beven, de grootte (=magnitude) van de beving, de locatie van het gasveld en de specifieke ondergrond (opslingering). De gevolgen van een geïnduceerde bodembeweging zijn bijvoorbeeld persoonlijk letsel, schade en overlast. De factoren die van invloed zijn op de gevolgen zijn bevolkingsdichtheid, industrie, speciale gebouwen, vitale infrastructuur en dijken.



Figuur 2-2. Bow-tie diagram (vlinderdas) met als centrale gebeurtenis een geïnduceerde bodembeweging veroorzaakt door gasproductie. Aan de linkerkant staan de oorzaken beschreven en aan de rechterkant de gevolgen. De invloedfactoren van de ondergrond spelen een rol bij de oorzaak, terwijl de invloedfactoren bovengrond een rol spelen bij de gevolgen.

Voor de analyse is van belang te bepalen in welke mate diverse invloedfactoren van ondergrond en bovengrond (oorzaak vs. gevolg) een rol spelen. Op basis van *expert judgement* en met inachtneming van de specifieke, Nederlandse context wordt voor elke invloedfactor een score toegekend. De sommatie en normalisatie van deze scores voor de ondergrond (= oorzaak) enerzijds en de bovengrond (= gevolg) anderzijds geeft vervolgens de relatieve locatie in de risicomatrix aan.

Als er geen kans is op de gebeurtenis, dan vindt deze niet plaats, en vinden ook de gevolgen niet plaats. In deze seismische risico analyse wordt gefocust op de veiligheid (dus persoonlijk letsel). Schade en overlast zijn ook gevolgen van bodembewegingen, maar worden hier buiten beschouwing gelaten.

2.3 Invloedfactoren ondergrond

In deze paragraaf worden de invloedfactoren ondergrond beschreven, zoals deze zijn gedefinieerd in de SRA (SodM, 2016).

De mate waarin een factor van invloed is op de bodembeweging is onderverdeeld in maximaal 5 categorieën waaraan een met de invloed toenemende score wordt bepaald (Tabel 2-1).

De invloedfactoren ondergrond bestaan uit de kans dat een beving optreedt (uitkomst van de DHAIS studie, TNO 2004, van Eijs et al., 2006, TNO 2012a, b), de

sterkste beving, waar realistisch[7] rekening mee moet worden gehouden, de locatie van het gasveld en de lokale opslingering. Hieronder wordt per factor uitgelegd waarom deze gekozen is en waar deze informatie te vinden is.

De sommatie van de score van deze factoren bepaalt de uiteindelijke waarde voor de invloedfactoren van de ondergrond. De maximum score is 14 punten.

2.3.1 De kans op beven

De kans op beven wordt bepaald volgens de DHAIS methode (Van Eijs et al., 2006, TNO 2004 TNO 2012a, b). DHAIS staat voor deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiciteit. In deze methode wordt de kans op beven berekend per gasveld. Deze kans wordt bepaald door enerzijds (statistisch significante) geologische kenmerken en productiekenmerken van het specifieke gasveld en anderzijds de registraties van geïnduceerde seismiciteit (www.knmi.nl). De methode is alleen van toepassing op bevingen veroorzaakt door gasproductie. Bevingen door andere oorzaken zijn uitgesloten in deze studie. De kans op beven wordt uitgedrukt in verwaarloosbaar, 19% of 42% (TNO 2012a) als het veld nog geen bevingen heeft gehad. Als het veld al bevingen heeft gehad dan is de kans 100%. Uit de meest recente update van 2012 (TNO 2012a) is gebleken dat velden, die in 2004 op basis van hun karakteristieken een verwaarloosbare kans op beven kregen toegeschreven, niet alsnog zijn gaan beven.

2.3.2 Magnitude

Dit betreft de sterkste magnitude, waar realistisch rekening mee moet worden gehouden voor een gasveld. Deze magnitude treedt mogelijk nooit op (zeer kleine kans), maar moet mee worden genomen voor de bepaling van het seismische risico.

De sterkste magnitude per veld wordt op twee verschillende manieren berekend. De eerste methode gebruikt de compactie van het veld, zoals dit ook voor Groningen wordt gedaan. De tweede methode gebruikt de dimensies van de grootste breuk van het gasveld. Beide methodes staan uitgelegd in Appendix C.

Deze seismische risico analyse focust op veiligheid en niet op schade. Om deze reden worden velden met een berekende sterkste magnitude onder een bepaalde waarde buiten beschouwing gelaten. In dit rapport is voorzichtigheidshalve gekozen voor een magnitude van 2,5 als grens of velden in de studie worden meegenomen. Schade kan wel optreden bij magnitudes lager dan deze grens.

2.3.3 Locatie gasveld

Dit betreft de positie van een specifiek veld ten opzichte van de geologische context.

Er zijn, tot nu toe, geen geïnduceerde bevingen gemeten voor de gasvelden ten zuiden van de lijn Amsterdam-Arnhem. Tektonische bevingen (veroorzaakt door plaatbeweging) zijn ten zuiden van deze lijn waargenomen, geïnduceerde bevingen niet. Er zijn verschillende factoren, die zouden kunnen verklaren waardoor velden

[7] De sterkste magnitude waar realistisch rekening mee moet worden gehouden is een magnitude die mogelijk nooit in werkelijkheid optreedt. Voor risicoberekeningen moet de kans op het optreden van deze beving echter wel worden meegenomen.

ten noorden en ten zuiden van de lijn Amsterdam-Arnhem een ander seismisch risico lijken te hebben, namelijk:

- Dikte Zechstein zout pakket.
- In-situ spanning en oriëntatie van de breuken.

Hieronder wordt dit nader beschreven.

Dikte Zechstein zout pakket

In geomechanische analyses (Orlic en Wassing, 2012) blijkt de aanwezigheid van een dik zoutpakket in de ondergrond een grote invloed te hebben op het optreden van bevingen. Door depletie van een gasveld worden spanningen in de lagen dichtbij en boven het gasveld opgebouwd. Zout op een diepte van ~3 km gedraagt zich vloeibaar en zal stromen om de spanningen in het zout te relaxeren. Hierdoor wordt extra spanning opgebouwd net boven en onder een dikke laag zout. In het noorden van Nederland (inclusief Noord-Holland) ligt een dikke laag Zechstein zout. Deze vormt vaak de afsluitende laag van de aanwezige gasvelden. In de DHAIS studie (van Eijs et al., 2006, TNO 2012a) hebben de gasvelden met een dikke afsluitende zoutlaag een grotere kans op beven (42%) (groot contrast in statische Young's modulus van het reservoir en de afsluitende laag).

In-situ spanningen

In-situ spanning[8] speelt, samen met de oriëntatie van de breuken, een grote rol bij het optreden van bevingen. Dit, omdat deze factoren bepalen bij welke gasdepletie breuken in een veld gaan beven. Bij vergelijkbare depletie laten de velden in Zuid Nederland geen bevingen zien. Mogelijk zijn de in-situ spanningen of de oriëntatie van de breuken anders. Metingen van in-situ spanningen (bijv. world stress map: www.**world-stress-map**.org) zijn, op dit moment, onvoldoende nauwkeurig om dit als factor te kunnen gebruiken.

Op grond van deze overwegingen wordt onderscheid gemaakt tussen velden ten noorden en ten zuiden van de lijn Amsterdam-Arnhem.

2.3.4 Opslingering

De trillingen, die door bevingen worden opgewekt, planten zich voort door de ondergrond. De grootte van de beving (magnitude) geeft een eerste indicatie van de te verwachten grondversnellingen aan het maaiveld (PGA=peak ground acceleration). De ondiepe grondsoorten spelen hierbij een belangrijke rol. Het is bekend dat slappere grondsoorten (zoals veen) grondversnellingen lokaal vergroten. Hierdoor komt meer schade voor aan huizen op veen of klei in vergelijking met huizen op zand (Kluiver et al., 2015).

Voor de invulling van deze invloedfactor is gekozen om de contour van het gasveld op de ondiepe grondsoortenkaart te leggen (TNO 2012b). Het percentage van de verschillende grondsoorten binnen deze veldcontour bepaalt de categorie en de score (SodM, 2015).

[8] De spanning die ter plaatse in de ondergrond aanwezig is voor de start van de activiteiten, hier: gasproductie

Tabel 2-1. Invloedfactoren ondergrond in tweede stap van de Seismische Risico Analyse voor de kleine velden waarbij elke invloedfactor is onderverdeeld in een aantal categorieën die de weging van de invloed van de factor uitdrukt (SodM, 2016).

Score	Score Kans op beven	Score Magnitude	Score Locatie gasveld	Score opslingering
5		Beide methodes M >4,5		
4	Bevend veld Aantal > 5 M≥ 1,5 bevingen per jaar	1 methode M > 4,5 én/of Beide methodes 4,1 ≤ M ≤ 4,5		
3	Bevend veld Aantal ≤ 5 M≥ 1,5 bevingen per jaar	1 methode 4,1 ≤ M ≤ 4,5 én/of Beide methodes 3,6 ≤ M ≤ 4,0		>60% slappe grond ($V_{s,30}$ =< 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 ≤ M ≤ 4,0 én/of Beide methodes 3,1 ≤ M ≤ 3,5	Boven de lijn Amsterdam - Arnhem	30-60% slappe grond ($V_{s,30}$ =< 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 ≤ M ≤ 3,5 én/of Beide methodes 2,6 ≤ M ≤ 3,0		10-30% slappe grond ($V_{s,30}$ =< 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		1 methode 2,6 ≤ M ≤ 3,0 én/of Beide methodes M ≤ 2,5	Onder de lijn Amsterdam – Arnhem	<10 % slappe grond ($V_{s,30}$ =< 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.

2.4 Invloedfactoren bovengrond

In deze paragraaf worden de invloedfactoren bovengrond beschreven, zoals deze voorkomen in de tweede stap van de richtlijn SRA (SodM, 2016).

De mate, waarin een factor van invloed is op de gevolgen van de bodembeweging, is onderverdeeld in maximaal 5 categorieën waaraan een met de invloed toenemende score wordt bepaald (Tabel 2-2).

De invloedfactoren bovengrond bestaan uit de bevolkingsdichtheid, industriële inrichtingen, speciale gebouwen en vitale infrastructuur en dijken. Er wordt een bufferzone genomen voor deze factoren, omdat de gevolgen van een eventuele beving ook buiten de contouren van het gasveld kunnen optreden. De keuze van een bufferzone van 5 km is gegeven door het feit dat de seismische energie van een beving niet-lineair afneemt met de afstand (Roos et al., 2009). Op een afstand van 5 km wordt de grondbeweging al voor een groot deel gedempt.

Hieronder wordt per factor uitgelegd, waar deze informatie te vinden is.

De sommatie van de score van de factoren bepaalt de uiteindelijke waarde voor de invloedfactoren van de bovengrond. De maximum score is 16.

2.4.1 Bevolkingsdichtheid

Er zijn verschillende indicaties denkbaar voor de mate, waarin grondversnellingen aan maaiveld gevolgen zouden kunnen hebben voor de bevolking. Een direct gevolg kan schade aan of ineenstorting van bebouwing zijn. Aangezien een goed beeld van de specifieke bebouwing (soort huis, fundering, bouwstijl) per adres ontbreekt, is gekozen voor de bevolkingsdichtheid met een extra maluspunt indien binnen de contour van het veld met bufferzone flats/appartementencomplexen voorkomen. Voor deze laatste toevoeging is gekozen, omdat bij instorting van deze gebouwen grotere groepen personen het slachtoffer van een beving kunnen worden.

De hier gehanteerde bevolkingsdichtheid is een gewogen gemiddelde van het aantal inwoners per km^2. Per gemeente kan de bevolkingsdichtheid worden bepaald (op basis van gegevens van het CBS, http://www.cbs.nl/nl-NL/menu/themas/dossiers/nederland-regionaal/publicaties/geografische-data/archief/2015/wijk-en-buurtkaart-2014-art.htm). Op basis van het oppervlak van de gemeente binnen de contour van het gasveld met bufferzone wordt een gewogen gemiddelde bepaald voor de bevolkingsdichtheid. Hieraan worden scores toegekend.

2.4.2 Industriële inrichtingen

Industriële inrichtingen komen veel voor in Nederland. Gevolgen van schade/ineenstorting kunnen leiden tot andere risico's specifiek voor omwonenden (zoals vrijkomen giftige stoffen). Voor deze invloedfactor is geen onderscheid gemaakt tussen verschillende vormen van industrie.
Op http://www.risicokaart.nl is de aanwezigheid van industriële inrichtingen binnen de contour van het veld met bufferzone geïnventariseerd. Voor de toekenning van de score is gefocust op opslaglocaties en terreingrenzen van industriegebieden.

Elk industriegebied telt hierdoor één keer mee. De toekenning van de score volgt uit Tabel 2-2.

2.4.3 Speciale gebouwen en vitale infrastructuur

Speciale gebouwen (ziekenhuizen, scholen, tehuizen, publieke gebouwen) en vitale infrastructuur (elektriciteitscentrales, nucleaire centrales) zijn gebouwen/complexen, die extra beschermd dienen te worden i.v.m. aantal gebruikers of gevolgen van schade/ineenstorting.

Op http://www.risicokaart.nl is de aanwezigheid van elektriciteitscentrales, nucleaire centrales, scholen, ziekenhuizen, tehuizen en publieke gebouwen waar veel mensen samenkomen geïnventariseerd In deze studie is de risicokaart als uitgangspunt genomen. De toekenning van de score volgt uit Tabel 2-2.

2.4.4 Dijken

De primaire en secundaire dijken beschermen het land tegen de zee of het rivierwater. Beschadiging van dijken is problematisch voor een groot deel van de Nederlandse bevolking (Klijn et al., 2013).

Op http://www.risicokaart.nl is de aanwezigheid van secundaire en primaire dijken geïnventariseerd. De toekenning van de score volgt uit Tabel 2-2.

Tabel 2-2. Invloedfactoren bovengrond in de tweede stap van de richtlijn Seismische Risico Analyse voor de kleine velden (SodM, 2016).

Score	Score bevolkings-dichtheid (aantal inwoners per km^{2})	Score industriële inrichtingen	Score speciale gebouwen En vitale infrastructuur	Score dijken
4	> 2500	Meerdere direct boven het veld	Meerdere ziekenhuizen en/of energievoorzie-ningen 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 publieksge-bouwen direct boven het veld	Primaire dijken binnen 5km 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 5km 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 boven en/of binnen 5 km rond het veld	Geen boven en/of binnen 5 km rond het veld	Geen dijken binnen 5 km rond het veld

3 Seismische Risico Analyse – toepassing

In dit hoofdstuk worden de resultaten gepresenteerd, waarbij de methodiek uit hoofdstuk 2 is toegepast. De analyse betreft alle producerende gasvelden in Nederland binnen de driemijlszone, behalve het Groningen gasveld.

3.1 Uitgangspunten en selectie

De huidige analyse richt zich primair op prioritering van het seismisch risico binnen het Nederlandse portfolio van onshore[9] producerende velden. Conform de gehanteerde aanpak zijn de berekende risico's onderling vergelijkbaar. Om van hieruit tot een kwantitatief risico per gasveld te komen zijn aanvullende, kwantitatieve en veldspecifieke risicoanalyses nodig.

Selectie van de gasvelden is als volgt geschied:

- Producerende gasvelden binnen de driemijlszone worden meegenomen.
- (Tijdelijk) niet-producerende velden zijn in deze studie uitgesloten. Voor deze velden is bij (her)start van de winning een (geactualiseerd) winningsplan vereist, inclusief een seismische risicoanalyse.
- Met uitzondering van de Nederlandse gasvelden met een verwaarloosbare kans van beven volgens de DHAIS methodiek (zie paragraaf 2.1).

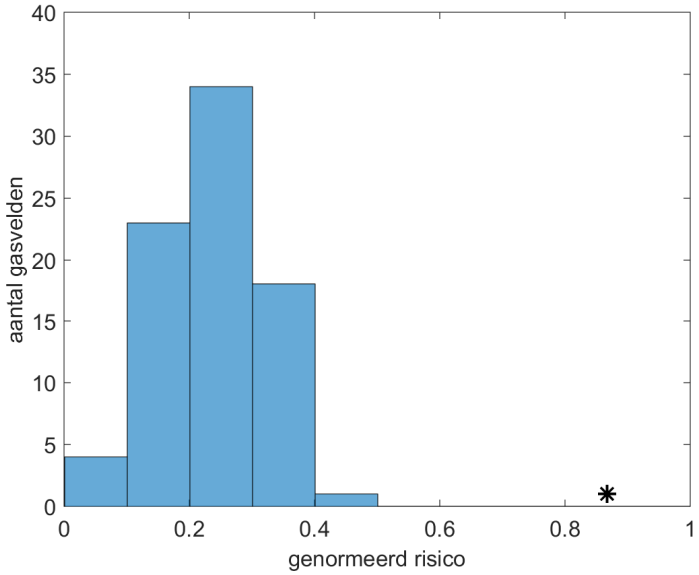
Er zijn 141 producerende gasvelden[10] binnen de 3-mijls zone. Hiervan krijgen 58 velden een verwaarloosbare kans op beven toegeschreven. Conform stap 1 in de methodiek van de richtlijn SRA wordt aan deze velden een verwaarloosbaar risico toegeschreven. Van de overige 83 gasvelden wordt het seismische risico berekend volgens de tweede stap uit de methodiek van de richtlijn SRA.

De lijst van gasvelden, die meegenomen zijn in de analyse, staat in Appendix A. De lijst van gasvelden, welke niet meegenomen zijn en de reden van uitsluiting staat in Appendix B. Het Groningen gasveld valt buiten deze studie. Het is onderwerp van meer gedetailleerde risico studies. Ter referentie is het Groningen veld wel doorgerekend met deze methode.

3.2 Score Seismische Risico

De combinatie van de invloedfactoren ondergrond en bovengrond (ondergrond *x* bovengrond) geeft het risico (kans *x* effect). Het genormeerd risico (Figuur 3-1) is voor alle 83 geselecteerde gasvelden lager dan of gelijk aan 0,40. Groningen komt met deze methode op een genormeerd risico uit van 0,87 (paragraaf 3.3.2).
Het grootste aantal van de gasvelden kent een genormeerd risico tussen 0,2 tot 0,3.

[9] Binnen de 3-mijls zone
[10] Bij gasveld wordt, in dit rapport, gasvoorkomen bedoeld. Als op een locatie twee gashoudende lagen voorkomen, die niet met elkaar in contact staan, dan wordt dit als 2 gasvelden geteld.



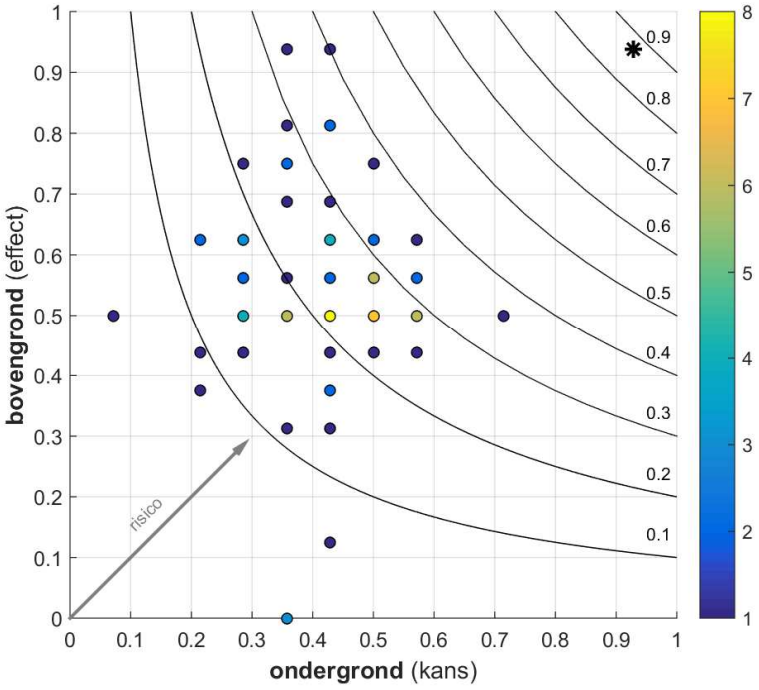
Figuur 3-1. Histogram van het genormeerd risico van de 83 gasvelden. De ster geeft het genormeerd risico van Groningen aan.

Figuur 3-2 laat het genormeerde seismisch risico van de 83 producerende gasvelden met een kans op een beving zien. Elk veld wordt aangegeven met een punt in de matrix. Omdat verschillende velden over elkaar heen plotten is met kleuren (zie legenda balk rechts van de figuur) het aantal velden op één plaats aangegeven. In Appendix D staan voor de 83 producerende gasvelden met een kans op beven de scores voor het genormeerde risico gespecificeerd.

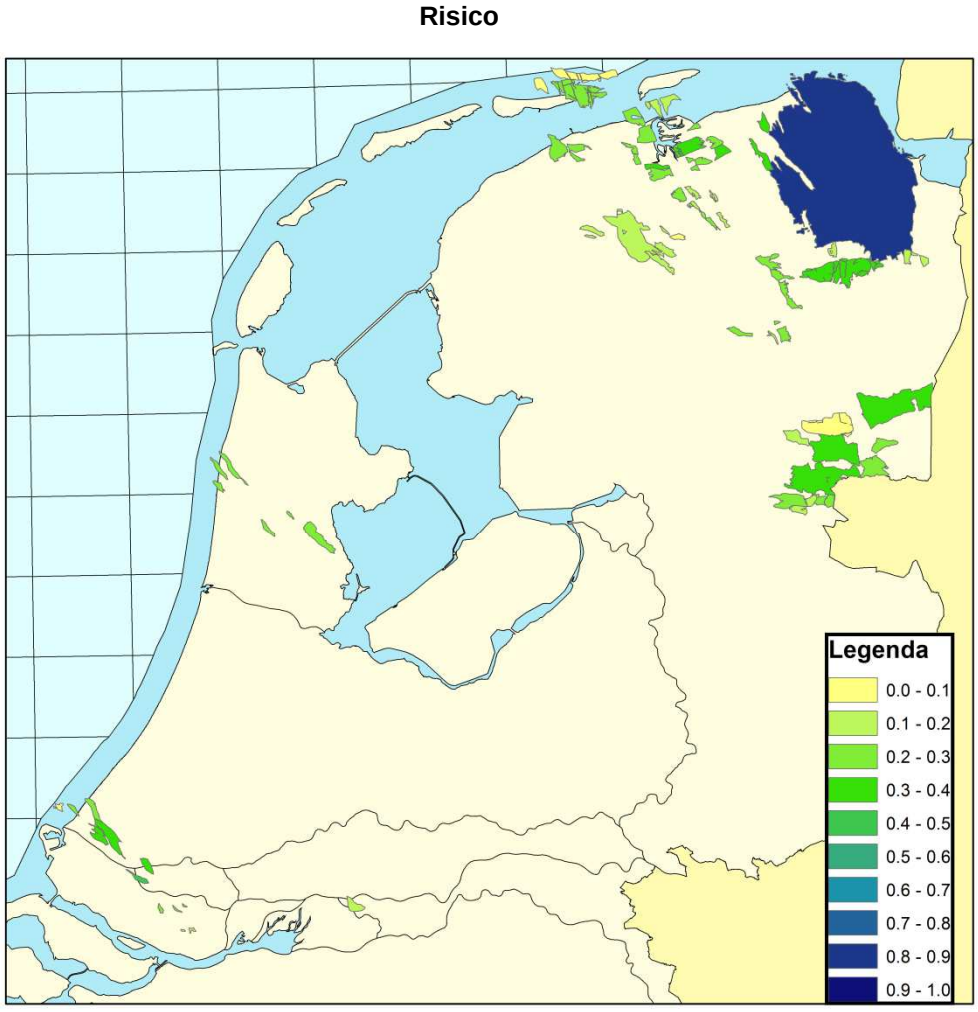
Figuur 3-3 laat het genormeerde seismische risico zien voor de producerende gasvelden in Nederland binnen de 3-mijls zone. De velden met het hoogste seismische risico worden gekenmerkt door hoge invloedfactoren ondergrond (Figuur 3-4) of bovengrond (Figuur 3-5), of een combinatie van matige invloedfactoren ondergrond en bovengrond.

De producerende gasvelden met een genormeerd risico tussen de 0,3 en 0,4 zitten vooral in de provincie Groningen, Drenthe en Zuid-Holland. De gasvelden in Groningen en Drenthe hebben, over het algemeen, een hogere score voor de invloedfactoren ondergrond omdat in deze provincies veel bevende velden voorkomen. De gasvelden in de provincie Zuid-Holland krijgen vooral een hogere risicoscore door de hoge invloedfactoren bovengrond. Dit komt door de ligging in de Randstand met de hoge bevolkingsdichtheid en het grote aantal speciale gebouwen en industrie.

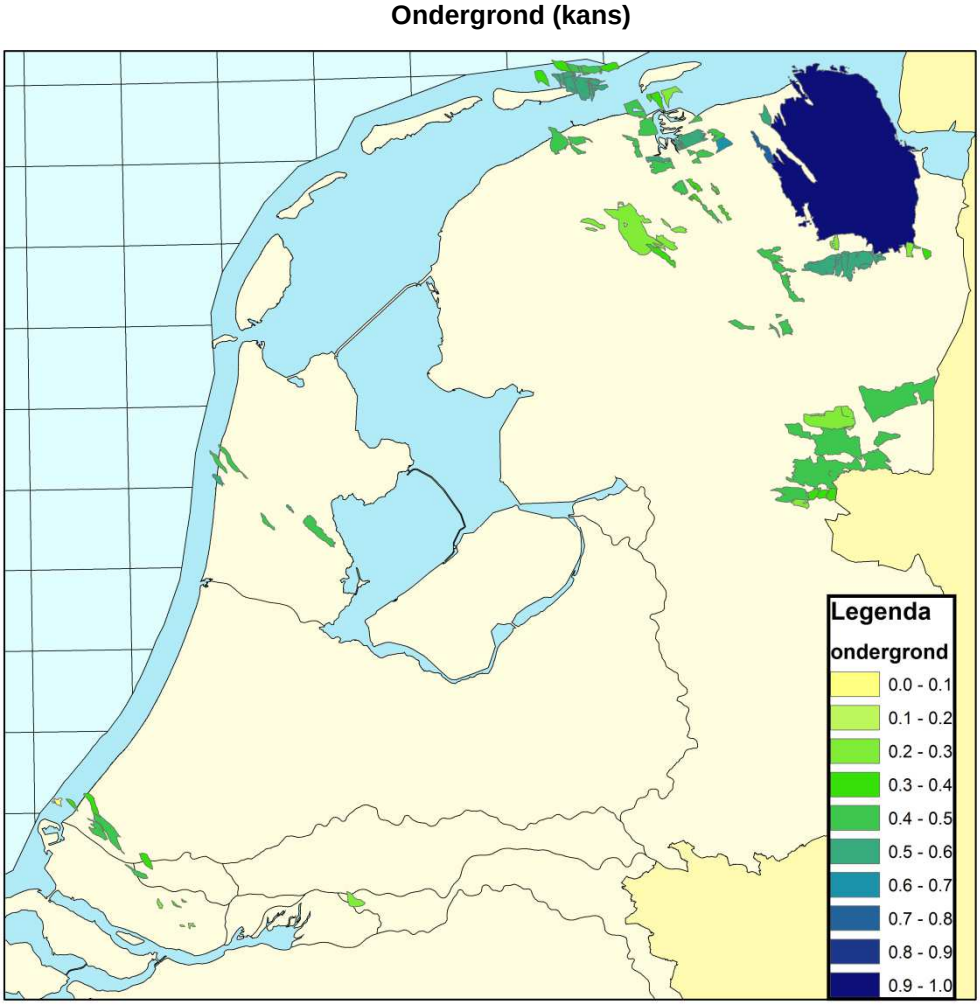
De producerende gasvelden met een genormeerd risico tussen de 0 en 0,1 zitten vooral (gedeeltelijk) buiten de kust. Dit wordt vooral veroorzaakt door de lage scores van de invloedfactoren bovengrond.



Figuur 3-2. Seismisch risicomatrix voor de gasvelden in Nederland. De invloedfactoren bovengrond worden gesommeerd en genormeerd op de verticale as weergegeven. De invloedfactoren ondergrond worden gesommeerd en genormeerd op de horizontale as weergegeven. De kleurenschaal geeft aan hoeveel van de 83 gasvelden op dezelfde waarde uitkomen. De gebogen lijnen geven aan waar het risico (=kans x effect, of hier: ondergrond x bovengrond) hetzelfde is. De waarde hiervan per lijn wordt ook aangegeven aan de rechterkant. Ter referentie geeft de zwarte ster het risico aan voor het Groningen gasveld bepaald volgens dezelfde methodiek.Scores voor de producerende gasvelden binnen de 3-mijls zone. De niet producerende velden en velden die een verwaarloosbaar seismisch risico hebben worden niet vertoond.



Figuur 3-3. Genormeerd risico voor de producerende gasvelden binnen de 3-mijls zone (per veld in Appendix D). De provincies Zeeland, Noord-Brabant en Limburg zijn buiten beschouwing gelaten omdat deze provincies geen gasvelden hebben. De niet producerende velden en velden die een verwaarloosbaar seismisch risico hebben worden niet vertoond.



Figuur 3-4. Genormeerde invloedfactor ondergrond voor de producerende gasvelden binnen de 3-mijls zone (per veld in Appendix D). De provincies Zeeland, Noord-Brabant en Limburg zijn buiten beschouwing gelaten omdat deze provincies geen gasvelden hebben. De niet producerende velden en velden die een verwaarloosbaar seismisch risico hebben worden niet vertoond.

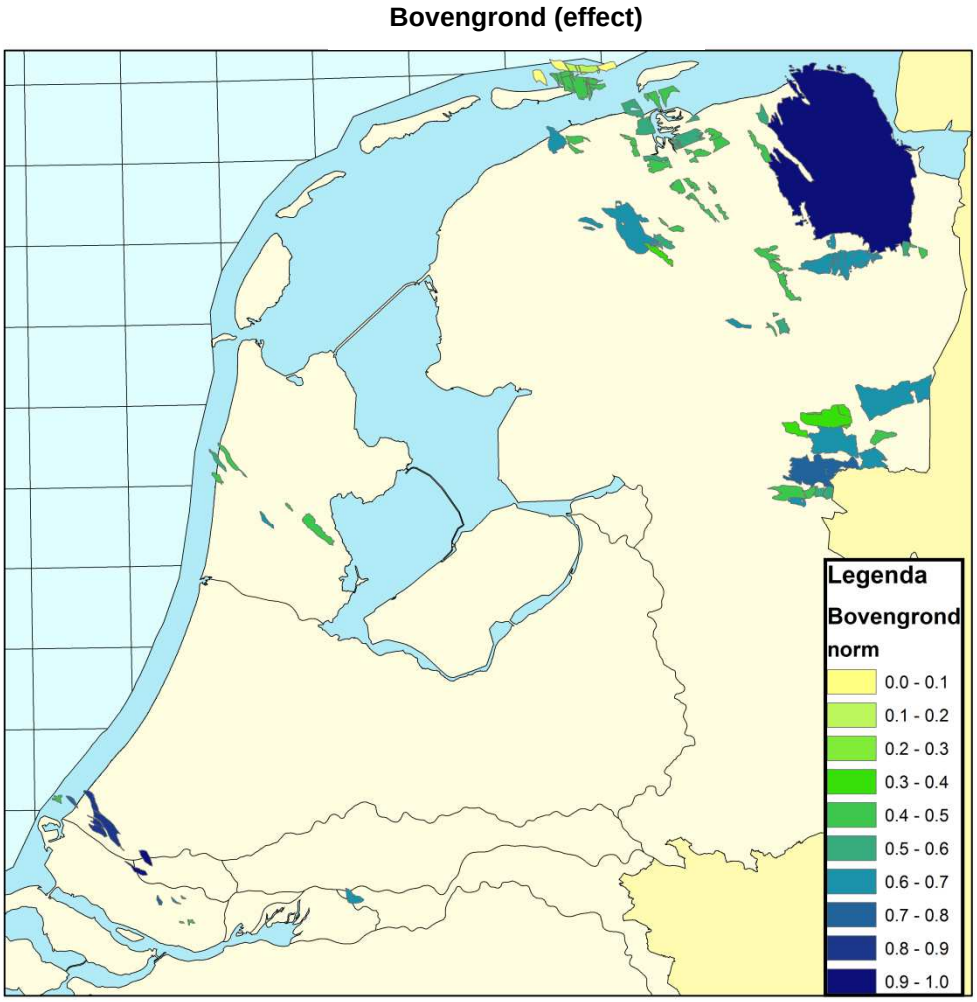
Invloedfactoren ondergrond

Figuur 3-4 laat de genormeerde score voor de invloedfactor ondergrond zien. De gasvelden die relatief hoog scoren zijn bevende velden met een slappe ondergrond (hoge score voor kans op beven en opslingering[11]). De laagst scorende gasvelden zijn relatief kleine niet-bevende gasvelden.

Invloedfactoren bovengrond

Figuur 3-5 laat de genormeerde score zien voor de invloedfactor bovengrond. De gasvelden die relatief hoog scoren bevinden zich, doorgaans, in het westen van Nederland onder de Randstad, vanwege de hoge bevolkingsdichtheid en de daarmee samenhangende hoeveelheid speciale gebouwen en industriële inrichtingen. De relatief laagst scorende velden zijn de velden die (gedeeltelijk) buiten de kust liggen.

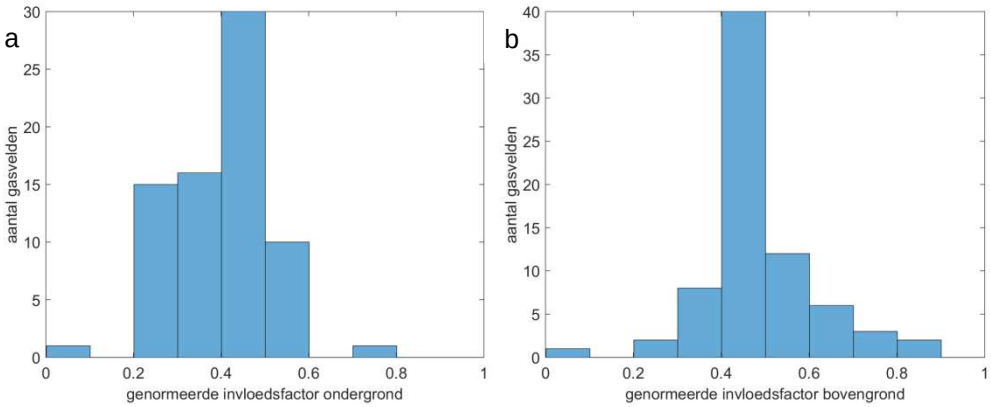
[11] Reactie nabij het maaiveld van de bodem ten gevolge van een beving die wordt beïnvloed door het type bodem (Kluiver et al., 2015).



Figuur 3-5. Genormeerde invloedfactor bovengrond voor de producerende gasvelden binnen de 3-mijls zone (per veld in Appendix D). De provincies Zeeland, Noord-Brabant en Limburg zijn buiten beschouwing gelaten omdat deze provincies geen gasvelden hebben. De niet producerende velden en velden die een verwaarloosbaar seismisch risico hebben worden niet vertoond.

3.3 Score invloedfactoren

Per gasveld wordt de score voor de invloedfactoren ondergrond (Tabel 2-1) en bovengrond (Tabel 2-2) opgeteld en genormeerd. Figuur 3-6a laat de scores zien voor de genormeerde invloedfactoren ondergrond en Figuur 3-6b voor de genormeerde invloedfactoren bovengrond. Voor de genormeerde invloedfactor ondergrond zitten vrijwel alle gasvelden tussen de 0,2 en 0,6. Voor de genormeerde invloedfactor bovengrond zitten de meeste gasvelden tussen de 0,4 en 0,5.



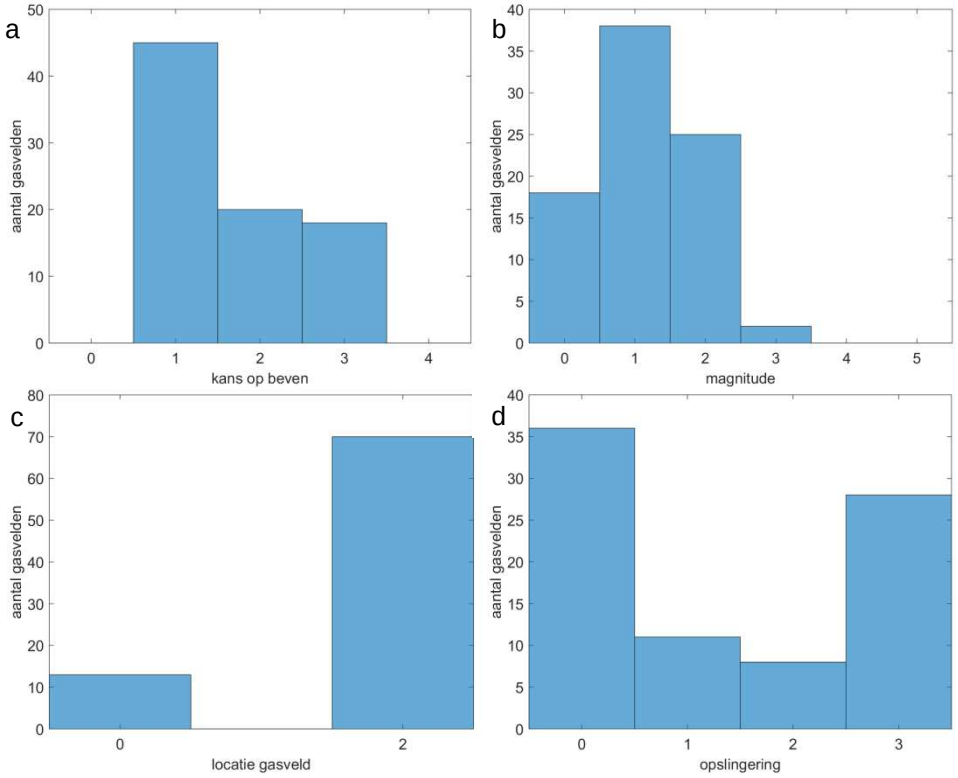
Figuur 3-6. Histogram van de genormeerde score voor de sommatie van de invloedfactoren ondergrond (a) en bovengrond (b).

In Appendix D staan voor de 83 producerende gasvelden met een kans op beven de scores per invloedfactor ondergrond en bovengrond gespecificeerd.

3.3.1 Score per invloedfactor ondergrond en bovengrond

Figuur 3-7 en Figuur 3-8 laten de scores voor de individuele invloedfactoren ondergrond (Tabel 2-1) en bovengrond (Tabel 2-2) zien voor de geselecteerde gasvelden.

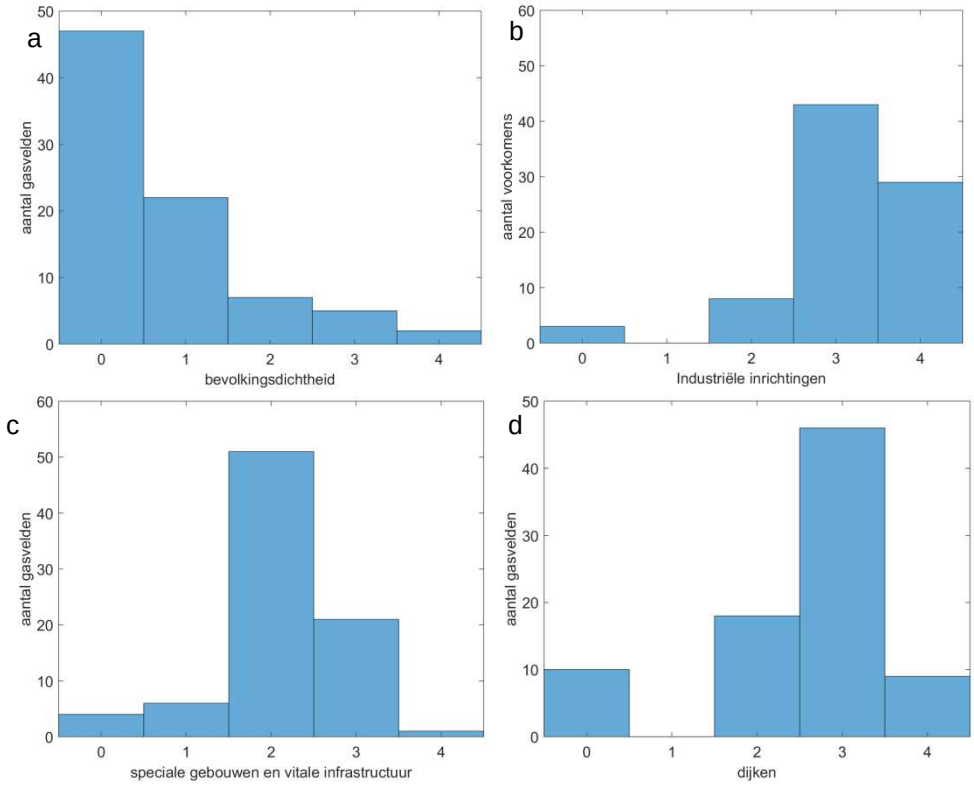
Voor de invloedfactor kans op beven (paragraaf 2.3.1) krijgen 49 velden score 1, 18 velden score 2 en 16 velden score 3 (Figuur 3-7a). Dit wordt vooral veroorzaakt door het groot aantal velden met een 19 % kans op beven. Voor de invloedfactor magnitude krijgen 38 velden score 1 (Figuur 3-7b). Dit betekent dat magnitudes worden berekend waarbij één methode tussen de 3,1 en 3,5 zit en/of beide methodes tussen 2,6 en 3,0 zitten (Tabel 2-1). Verder zit het overgrote deel van de gasvelden (70) boven de lijn Amsterdam-Arnhem (Figuur 3-7c). Qua opslingering aan het maaiveld zitten 36 gasvelden in een lage categorie (kleine opslingering) gevolgd door 28 gasvelden in de hoogste categorie (grote opslingering), zie ook Figuur 3-7d.



Figuur 3-7. Histogrammen van de invloedfactoren ondergrond voor de categorieën kans op beven (DHAIS) (a), Magnitude (M) (b), locatie gasveld (c) en opslingering (d).

Voor de invloedfactor bevolkingsdichtheid komt het overgrote deel van de velden terecht in de laagste categorie (Figuur 3-8a). Dit wordt veroorzaakt doordat het overgrote deel van de velden zich in laag bevolkte delen van Nederland bevindt Voor de invloedfactor industriële inrichtingen krijgen 43 gasvelden een score van 3 (Figuur 3-8b). Dit wordt veroorzaakt door de definitie van industrie op www.risicokaart.nl. Putlocaties en sommige boerenbedrijven vallen ook onder de definitie van industrie. Voor de invloedfactor speciale gebouwen en vitale infrastructuur worden bij 51 gasvelden score 2 toegekend (Figuur 3-8c) wat overeenkomt met één school, tehuis of publieksgebouw boven het veld of meerdere binnen 5 km rond het veld (Tabel 2-2). (Bijna) overal in Nederland komen dijken voor waardoor de invloedfactor dijken wordt gedomineerd door gasvelden (46) met score 3 (Figuur 3-8d).

Over het algemeen geldt dat de scores redelijk verspreid zijn voor de invloedfactoren. Dit is belangrijk voor het onderscheidend vermogen. Zonder onderscheidend vermogen kunnen de gasvelden niet met elkaar vergeleken worden.



Figuur 3-8. Histogrammen van de invloedfactoren bovengrond voor bevolkingsdichtheid (a), industriële inrichtingen (b), speciale gebouwen en vitale infrastructuur (c) en dijken (d).

3.3.2 *Score invloedfactoren Groningen gasveld*

Ter referentie is ook de score voor het Groningen gasveld met deze kwalitatieve methode bepaald. Tabel 3-1 en Tabel 3-2 geven de score per ondergrondse en bovengrondse invloedfactoren voor Groningen. Het grote oppervlak van het Groningen gasveld wordt vooral gereflecteerd in de score voor de magnitude, bevolkingsdichtheid, industriële inrichtingen en speciale gebouwen en vitale infrastructuur.

Tabel 3-1. Invloedfactoren ondergrond volgens de methodiek van hoofdstuk 2 voor Groningen.

Invloedfactor ondergrond	Score kans op beven	Score magnitude	Score locatie gasveld	Score opslingering	Totaal score
Score	4	5	2	2	13

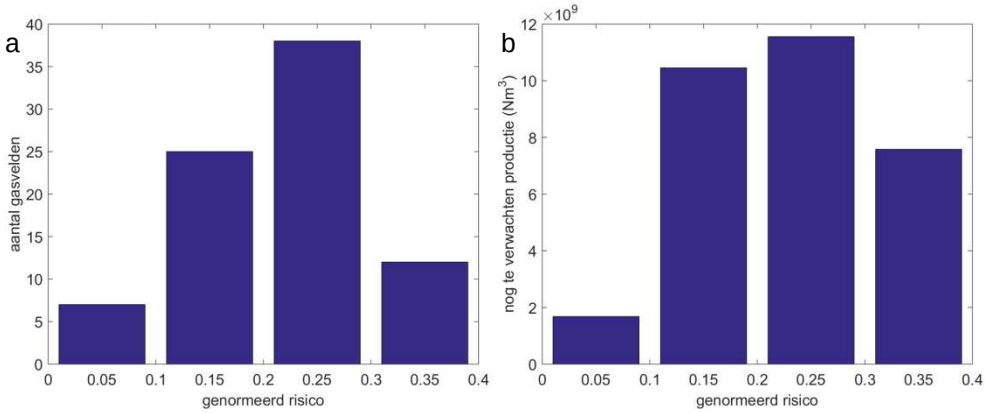
Tabel 3-2. Invloedfactoren bovengrond volgens de methodiek van hoofdstuk 2 voor Groningen.

Invloedfactor bovengrond	Score bevolkings-dichtheid	Score industriële Inrichtingen	Score speciale gebouwen en Vitale infra-structuur	Score dijken	Totaal score
Score	3	4	4	4	15

4 Duiding van de resultaten – relatie met productie en bevingen

In deze paragraaf worden de resultaten van de kwalitatieve seismische risico analyse vergeleken met de nog te verwachte productie, het verwachte laatste jaar van productie en de geregistreerde geïnduceerde bevingen.

Figuur 4-1a laat per risicocategorie het aantal velden zien. Figuur 4-1b laat de nog te verwachten productie volgens het laatste winningsplan zien (per veld in bijlage A). De velden in de risicocategorie van 0,3 tot en met 0,4 (12 gasvelden) kunnen nog bijna 8 miljard Nm^3 gas produceren (prognose voor eind 2016, zie Appendix A). Ter referentie: de volledige aardgasvoorraad op 1 januari 2015 bedroeg 883 miljard Nm^3, waarvan 671 miljard Nm^3 (76%) aardgas van het Groningen gasveld (EZ, 2014).



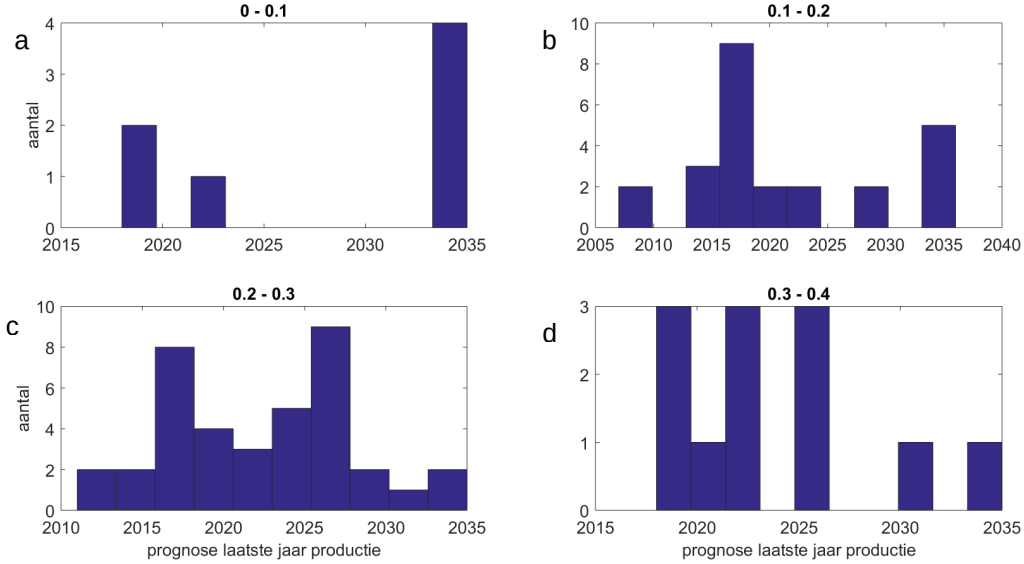
Figuur 4-1. Aantal velden (a) en nog te verwachten productie[12] (b) per risicocategorie.

Het verwachte laatste jaar van productie (volgens het laatste winningsplan) per risicocategorie (Figuur 4-2) laat voor de risicocategorie tussen 0,3 en 0,4 zien dat de meeste velden stoppen met produceren tussen 2018 en 2025. Er zijn twee gasvelden, die volgens het laatste winningsplan, langer doorgaan met produceren.

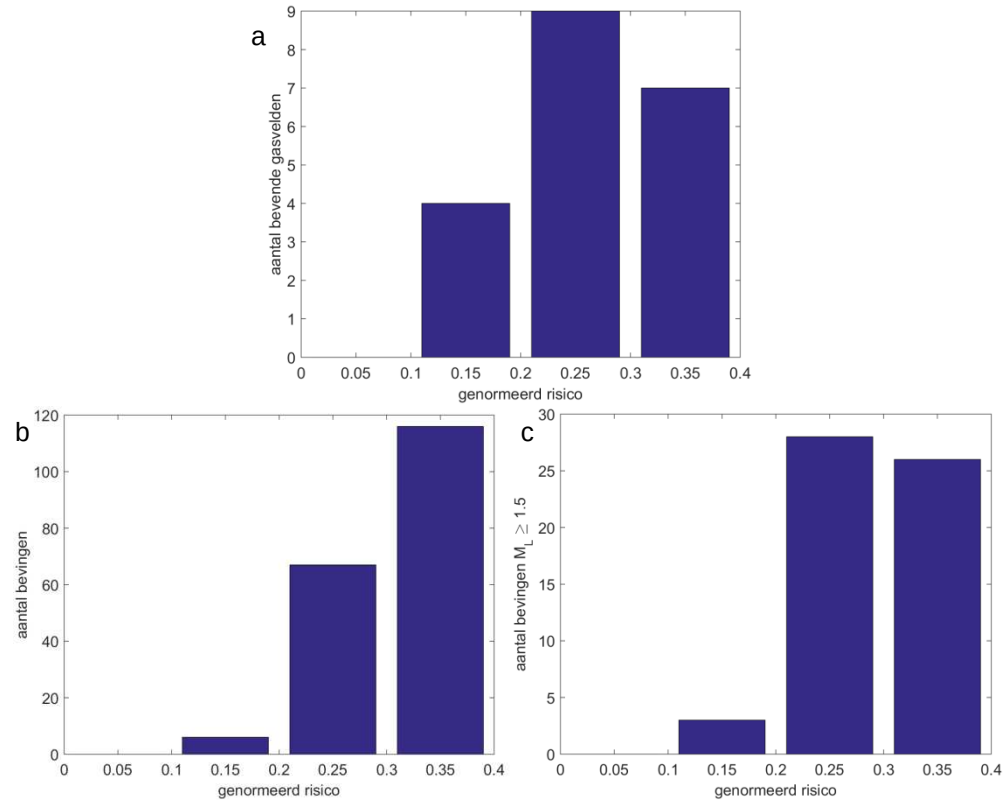
Figuur 4-3 laat de relatie tussen het risico en het optreden van geïnduceerde seismiciteit zien. Velden met geïnduceerde seismiciteit bevinden zich in de hogere risicocategoriën. Het aantal bevingen met een magnitude (M_L) boven of gelijk aan 1,5 is gelijk voor de risicocategorieën van 0,2 – 0,3 en 0,3 – 0,4.

In Nederland kunnen, in het overgrote deel, alle magnitudes vanaf 1,5 worden geregistreerd op seismometers. Nabij de locatie van seismometers kunnen ook kleinere bevingen (M_L<1,5) worden geregistreerd. Aangezien seismometers vooral in de buurt van de bevende velden zijn geplaatst, worden meer kleinere bevingen (M_L<1,5) geregistreerd boven de velden in de hogere risicoklassen (vergelijk hiervoor Figuur 4-3b en Figuur 4-3c).

[12] Volgens het laatste winningsplan



Figuur 4-2. Histogrammen van de prognose laatste jaar productie per risicocategorie a) 0 - 0,1 b) 0,1 – 0,2 c) 0,2 – 0,3 en d) 0,3 – 0,4 genormeerd risico.



Figuur 4-3. Aantal velden met geïnduceerde seismiciteit (a), het aantal geregistreerde bevingen (b) en het aantal bevingen met magnitude M_L≥1,5 (c) per risicocategorie.

5 Overwegingen

5.1 Gevoeligheid van de resultaten

Weging van factoren
De uitkomst van de kwalitatieve seismische risicoanalyse wordt vooral bepaald door de factoren (ondergrond en bovengrond) en de gekozen weging. Voor de invloedfactoren ondergrond is de maximale score 14. Voor de bovengrond is de maximale score 16. De invloedfactoren worden eerst genormeerd en daarna gecombineerd tot het risico. Hierdoor is de invloed van de ondergrond en bovengrond in het risico gelijk.

Voor de invloedfactoren ondergrond is per factor een andere weging gekozen op basis van beschikbare kennis. Hierbij is aangegeven dat de magnitude van een beving het belangrijkst is. Een verandering in de magnitude heeft daardoor het grootste effect op de genormeerde invloedfactor ondergrond[13]. Daarna heeft de kans op beven de grootste score/invloed. In deze factor wordt ook het aantal waarneembare bevingen meegenomen. Bij meerdere (5) waarneembare bevingen ($M_L \geq 1,5$) per jaar krijgt een veld een hogere score. Opslingering en locatie krijgen de minste score.

Voor de invloedfactoren bovengrond is gekozen voor een gelijke weging van de factoren. Elke factor heeft hierdoor een gelijke invloed op de uitkomst.

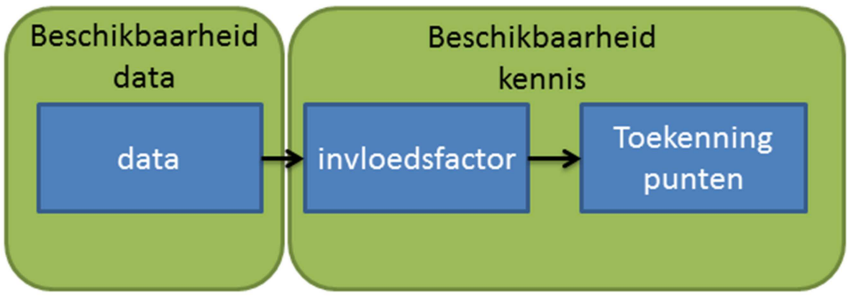
Veranderingen in de tijd
De score voor een veld kan veranderen in de tijd, bijvoorbeeld bij een verandering in bevolkingsdichtheid, industriële inrichtingen, speciale gebouwen en vitale infrastructuur. De score voor de kans op beven en de magnitude kunnen ook veranderen als bevingen optreden boven velden die niet eerder hebben gebeefd of als de productie tot lagere drukken zal plaatsvinden volgens een update van het laatste winningsplan. Eén van de methoden die gebruikt wordt voor de bepaling van de invloedfactor magnitude (Appendix C) is gebaseerd op de totale beschikbare energie bij het einde van de gasdepletie. Als de gasdepletie langer doorgaat zal deze berekende magnitude ook veranderen.

Overige gevoeligheden
In zowel de invloedfactoren van de ondergrond als van de bovengrond speelt het oppervlak van het veld een belangrijke rol. Het oppervlak is van invloed op de toekenning van de score voor de invloedfactoren magnitude, bevolkingsdichtheid, industriële inrichtingen, speciale gebouwen en vitale infrastructuur en dijken.

[13] Aangezien de magnitudeschaal niet-lineair is, zal bij een grotere magnitude veel meer energie vrijkomen. Bijvoorbeeld: een magnitude 3.0 op de schaal van Richter geeft 30 keer meer energie dan een magnitude 2.0.

5.2 Huidige beperkingen in data en kennis

Het verkregen seismisch risico is een kwalitatief gegeven. Het geeft geen directe informatie over het individueel risico of het maatschappelijk risico. Als hier behoefte aan is, moeten gedetailleerde studies verricht worden, i.e. een meer kwantitatieve risicoanalyse.



Figuur 5-1. Schema van toekenning score in de seismische risicoanalyse (SRA) en de benodigde informatie voor de elementen.

De huidige seismische risicoanalyse gaat uit van bestaand onderzoek en informatiebronnen. Over het algemeen geldt dat meer/betere data of kennis beschikbaar kan komen in de toekomst (Figuur 5-1). De beschikbaarheid van data geeft een verbetering van de informatie die de invloedfactor bepaald. De beschikbaarheid van kennis geeft een verbetering van de invloedfactoren (type en omschrijving) of de toekenning van de score (weging).
Op dit moment is bekend dat er andere factoren van invloed zijn, welke momenteel niet worden meegenomen omdat er te weinig betrouwbare gegevens beschikbaar zijn. Deze factoren zijn onder andere in situ spanning, oriëntatie van de breuken, type gebouwen en type industriële inrichtingen.

6 Referenties

Klijn, F., Kolen, B., Knoop, J., Wagenaar, D., de Bruijn, K. and Bouwer, L. (2013). Maatschappelijke ontwrichting door overstromingen voorkomen? Verkenning van groepsrisico als normatieve grondslag en beïnvloedingsmogelijkheden, 1208052-000, Deltares.

Kruiver, P. de Langer, G., Wiersma, A., Meijers,P., Korff, M., Peeter, J., Stafleu, J., Harting, R., Dambrink, R., Busschers, F. and Gunnink, J. (2015). Geological schematisation of the shallow subsurface of Groningen, Deltares, 1209862-005-GEO-0004 (http://kennisonline.deltares.nl/product/30895).

Muntendam-Bos, A.G. and De Waal, J.A. (2013), Reassessment of the probability of higher magnitude earthquakes in the Groningen gas field, SodM technical report.

Nepveu, M., Yavuz, H. and David, P. (2009). FEP Analysis and Markov Chains, In: Energy Procedia, 1, 1, 2519-2523.

Orlic, B. and Wassing, B.B.T. (2012). A study of stress change and fault slip in producing gas reservoirs overlain by elastic and visco-elastic caprocks. Rock Mechanics and Rock Engineering, , 15p.. doi:http://dx.doi.org/10.1007/s00603-012-0347-6.

Paulley, A,, Metcalfe, R., Limer, L. (2011). Systematic FEP and scenario analysis to provide a framework for assessing long-term performance of the Krechba CO_2 storage system at In Salah, In: Energy Procedia, Volume 4, Pages 4185–4192.

Roos, W., Waarts, P.H., Wassing, B. B. T. (2009). Kalibratiestudie schade door aardbevingen, TNO-034-DTM-2009-04435.

SodM (2016). Seismisch risico analyse geïnduceerde bevingen door gaswinning – tijdelijke richtlijn (www.nlog.nl).

TNO (2004). Deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiciteit. TNO rapport NITG 04-171-C.

TNO (2012a). *Deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiciteit in Nederland*, TNO-rapport 2012 R10198. (http://www.nlog.nl/resources/Seismic_Risk/TNO-rapport%202012%20R10198.zip).

TNO (2012b). *Seismisch hazard van geïnduceerde aardbevingen; Integratie van deelstudies*, TNO-rapport 2012 R11139. (http://www.nlog.nl/resources/Seismic_Risk/TNO-KNMI_integratie-studie_2012_final.pdf).

EZ (2014). Delfstoffen en aardwarmte in Nederland – Een overzicht van opsporings- en winningsactiviteiten en van ondergrondse opslag – jaarverslag 2014

(http://www.nlog.nl/resources/Jaarverslag2014/Delfstoffen_Aardwarmte_2014_NL.pdf)

Van Eck, T., Goutbeek, F., Haak, H. and Dost, B. (2004). Seismic hazard due to small shallow induced earthquakes. KNMI, Scientific report; **WR 2004-01.**

Van Eijs, R. M. H. E., Mulders, F. M. M. and Nepveu, M. (2004). Deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiciteit. TNO-rapport **NITG 04-171-C.**

Van Eijs, R. M. H. E., Mulders, F. M. M., Nepveu, M., Kenter, C. en Scheffers, B.C. (2006). Correlation between hydrocarbon reservoir properties and induced seismicity in the Netherlands. *Engineering Geology,* **84**, 99-111.

Van Thienen-Visser, K., Hendriks, D., Marsman, A., Nepveu, M., Groenenberg, R., Wildenborg, T., Duijne, H., den Hartogh, M., Pinkse, T. (2014). Bow-tie risk assessment combining causes and effects applied to gas oil storage in an abandoned salt cavern, Engineering Geology, volume 168, p 149-166.

Wassing, B. B. T., van Eck, T. en van Eijs, R. M. H. E. (2004). Seismisch hazard van geïnduceerde aardbevingen. Integratie van deelstudies. TNO rapport **NITG 04-244-B**, KNMI publicatie 208, **ISBN 90-369-2263-1.**

7 Ondertekening

Utrecht, 21 juni 2016 TNO



I.C. Kroon

Afdelingshoofd

K. van Thienen-Visser, J.A. Roholl, B.M.M. van Kempen, J.M.M. Hettelaar, C.R. Geel, G. de Bruin, T.B. van Hooff

Auteur

A Onshore velden meegenomen in studie

Dit rapport bevat informatie uit winningsplannen en andere bronnen die door de operator beschikbaar zijn gesteld aan de overheid tot en met december 2015. De seismiciteit van de velden is meegenomen tot aan april 2016 (bron: www.knmi.nl). In Tabel A.1 staat welke velden meegenomen zijn in de studie. Deze velden vallen geheel, of gedeeltelijk, op het vasteland of binnen 3 mijl van de kust. Verder wordt per veld de nog te verwachten productie, het jaar waarin de productie stopt (gebaseerd op het laatste winningsplan) en de geregistreerde bevingen weergegeven.

Tabel A.1. Per veld de nog te verwachten productie, het jaar van de laatste productie, het aantal geregistreerde bevingen en het aantal bevingen met een magnitude M_L groter dan of gelijk aan 1,5. De nog te verwachten productie is gebaseerd op het laatste winningsplan en de actuele productie tot en met 2016. Het jaar van de laatste productie komt uit het laatste winningsplan. De bevingen komen van de catalogus van het KNMI (www.knmi.nl) tot 1 april 2016.

Veld	Verwachtte productie (Nm^3)	Laatste productie[14]	Aantal geregistreerde bevingen	Aantal bevingen $M_L \geq 1.5$
Ameland-Oost	1,78E+09	2035	2	2
Ameland-Westgat	6,87E+08	2035	0	0
Anjum	7,11E+08	2035	0	0
Annerveen	4,70E+08	2021	91	14
Appelscha	0,00E+00	2015	0	0
Bedum	2,11E+09	2035	10	2
Bergen	0,00E+00	2011	3	2
Blija-Ferwerderadeel	1,71E+08	2020	0	0
Blija-Zuid	7,06E+08	2032	0	0
Blija-Zuidoost	3,28E+08	2020	0	0
Blijham	0,00E+00	2009	0	0
Boerakker	1,75E+07	2017	0	0
Botlek	0,00E+00	2014	0	0
Brakel	2,65E+08	2034	0	0
Coevorden	1,24E+09	2030	2	0
Collendoorn	1,04E+07	2021	0	0
Dalen	1,06E+08	2022	3	3
Den Velde	3,20E+07	2020	0	0
Eleveld	7,55E+08	2025	44	19
Emmen	1,36E+08	2022	11	8
Emmen-Nieuw Amsterdam	8,40E+07	2022	1	1
Faan	4,50E+07	2018	0	0

[14] Het jaartal van eerste productie wordt genoemd in de appendices F tot AAAA.

Gaag	8,40E+07	2018	0	0
Geesbrug	6,28E+09	2036	0	0
Groet	3,76E+08	2016	0	0
Groet-Oost	4,01E+08	2016	0	0
Grootegast	3,35E+08	2026	0	0
Hardenberg	3,38E+08	2022	0	0
Hardenberg-Oost	2,00E+06	2016	0	0
Heinenoord	0,00E+00	2014	0	0
Kiel-Windeweer	1,69E+08	2021	0	0
Kollum	1,83E+08	2026	0	0
Kollum-Noord	5,88E+08	2026	0	0
Kommerzijl	4,02E+08	2027	0	0
Lauwersoog – Oost en West	2,01E+09	2035	0	0
Leens	2,34E+08	2027	0	0
M09-FA	6,41E+05	2035	0	0
Maasdijk	8,00E+06	2018	0	0
Marum	1,23E+09	2028	0	0
Metslawier-Zuid	1,05E+09	2027	0	0
Middelie	5,83E+08	2027	0	0
Moddergat	1,50E+09	2028	0	0
Molenpolder	1,03E+07	2017	0	0
Monster	7,00E+06	2016	0	0
Munnekezijl	7,60E+08	2026	0	0
N07-FA	7,41E+08	2035	0	0
Nes-Noord	1,39E+06	2035	0	0
Noorderdam	8,00E+06	2018	0	0
Oosterhesselen	2,14E+08	2022	0	0
Oostrum	2,44E+08	2026	0	0
Opende-Oost	2,42E+08	2018	0	0
Oud Beijerland Zuid	7,00E+06	2016	0	0
Oude Pekela	0,00E+00	2007	0	0
Oudeland	2,70E+07	2018	0	0
Oudendijk	1,81E+07	2030	0	0
Pasop	1,47E+07	2017	0	0
Pernis-West	2,20E+08	2018	0	0
Reedijk	8,00E+06	2016	0	0
Rustenburg	9,80E+07	2019	0	0
S' Gravenzande	7,00E+07	2018	0	0
Saaksum-Oost	5,61E+08	2026	3	0
Saaksum-West	5,61E+08	2026	0	0
Schermer	0,00E+00	2011	0	0
Schoonebeek Gas	2,01E+08	2022	3	0
Sebaldeburen	3,55E+07	2017	0	0

Suawoude	0,00E+00	2015	0	0
Surhuisterveen	4,20E+07	2018	0	0
Tietjerksteradeel	0,00E+00	2015	0	0
Ureterp	7,00E+07	2018	2	1
Vierhuizen-Oost	3,00E+07	2017	0	0
Vries (Centraal, Noord, Zuid)	2,93E+08	2024	8	3
Warffum	1,29E+09	2023	2	0
Wieringa	4,70E+07	2026	0	0
Witterdiep	3,00E+06	2017	2	1
Zuidwending-Oost	0,00E+00	2014	0	0

B Onshore velden niet meegenomen in studie

In Tabel B.1 staat welke onshore velden niet meegenomen zijn in de studie. Ook wordt de reden waarom een veld niet meegenomen wordt aangegeven.

Tabel B.1. Opsomming van de velden welke niet meegenomen zijn in deze studie, de formatie van de velden en de reden van uitsluiting.

Veld	Voorkomen	Reden niet meegenomen in studie
Akkrum 1	Slochteren Formatie	Uitgeproduceerd & Verlaten
Akkrum 13	Ten Boer	Uitgeproduceerd & Verlaten
Akkrum 3	Akkrum zandsteen	Uitgeproduceerd & Verlaten
Akkrum 9	Slochteren Formatie	Uitgeproduceerd & Verlaten
Akkrum 9	Ten Boer	Uitgeproduceerd & Verlaten
Alkmaar	Zechstein 3 Carbonaat	Ondergrondse gasopslag
Ameland-Noord	Boven Slochteren	Tijdelijk verlaten
Andel-6 (Wijk & Aalburg)	Boven Bunter Zandsteen	Uitgeproduceerd
Appelscha	Slochteren Formatie	Tijdelijk verlaten
Assen	Slochteren Formatie	Tijdelijk verlaten & DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Barendrecht	De Lier Member	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Barendrecht	IJsselmonde Zandsteen Member	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Barendrecht-Ziedewij	Middel Bunter Zandsteen	Tijdelijk verlaten
Barendrecht-Ziedewij	Boven Bunter Zandsteen	Tijdelijk verlaten
Bergermeer	Slochteren Formatie	Ondergrondse gasopslag
Berkel	Holland Greensand Member	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Blesdijke	Zechstein 2 Carbonaat	Tijdelijk verlaten
Boekel	Main Buntsandstein Subgroup	Uitgeproduceerd
Bozum	Friesland Member	Uitgeproduceerd
Burum-Oost	Boven Slochteren	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Castricum-Zee	Onder Volpriehausen Zandsteen	Uitgeproduceerd & Verlaten
Coevorden	Muschelkalk Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Collendoornerveen	Zechstein 2 Carbonaat	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar

De Blesse	Zechstein 4 formatie (Aller)	Tijdelijk verlaten
De Hoeve	Slochteren Formatie	Uitgeproduceerd
De Hoeve	Zechstein 2 Carbonaat	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
De Klem	Boven Bunter Zandsteen	Uitgeproduceerd
De Lutte	Zechstein 2 Carbonaat	Uitgeproduceerd
De Lutte	Zechstein 3 Carbonaat	Uitgeproduceerd
De Wijk	Limburg Groep	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
De Wijk	Basal Dongen Tuffite	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
De Wijk	Onder Germaanse Trias Supergroep	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Den Velde	Zechstein 2 Carbonaat	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Donkerbroek - West	Slochteren Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Een	Ten Boer	Tijdelijk verlaten
Eernewoude	Slochteren Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Emshoern	Slochteren Formatie	Uitgeproduceerd & Verlaten
Engwierum	Slochteren Formatie	Uitgeproduceerd
Engwierum	Onder Slochteren	Uitgeproduceerd
Ezumazijl	Boven Slochteren	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Feerwerd	Boven Slochteren	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Franeker	Friesland Member	Uitgeproduceerd
Gasselternijveen	Zechstein 2 Carbonaat	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Grijpskerk	Slochteren Formatie	Ondergrondse gasopslag
Grolloo	De Lutte Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Grouw	Friesland Member	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Harkema	Slochteren Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Harlingen Lower Cretaceous	Vlieland Zandsteen	Uitgeproduceerd
Harlingen Upper Cretaceous	Ommelanden Formatie	Tijdelijk verlaten
Hekelingen	Midden Bunter Zandsteen	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Hekelingen	Boven Bunter Zandsteen	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar

Hemrik (Akkrum 11)	Ten Boer Member	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Hoogenweg	Zechstein 2 Carbonaat	Uitgeproduceerd & Verlaten
Houwerzijl	Boven Slochteren	Tijdelijk verlaten
IJsselmonde	Holland Greensand Member	Uitgeproduceerd & Verlaten
IJsselmonde	Basal Dongen Sand Member	Uitgeproduceerd & Verlaten
Kollumerland	Slochteren Formatie	Tijdelijk verlaten
Langezwaag	Vlieland Zandsteen Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Langezwaag	Zechstein 2 Carbonaat	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Leeuwarden 101 Rotliegend	Slochteren Formatie	Uitgeproduceerd
Leeuwarden en Nijega	Friesland Member	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Leidschendam	Rijswijk Member	Uitgeproduceerd & Verlaten
Loon op Zand	Röt Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Loon op Zand-Zuid	Röt Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Metslawier	Boven Slochteren	Uitgeproduceerd
Middelburen	Slochteren Formatie	Uitgeproduceerd
Middelie	Onder Germaanse Trias Supergroep	Niet producerend
Middenmeer	Slochteren Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Middenmeer	Zechstein 2 Carbonaat	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Monster	Vlieland Kleisteen Formatie	Niet producerend
Nes	Boven Slochteren	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Nijensleek	Vlieland Zandsteen	Uitgeproduceerd
Nijensleek	Zechstein 2 Carbonaat	Uitgeproduceerd
Noordwolde	Friesland Member	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Norg	Slochteren Formatie	Ondergrondse gasopslag
Norg-Zuid	Slochteren Formatie	Uitgeproduceerd
Oldelamer	Zechstein 2 Carbonaat	Tijdelijk verlaten
Oldenzaal	Limburg Groep	Uitgeproduceerd
Oosterhesselen	Zechstein 4 Formatie (Aller)	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Opeinde-Zuid	Friesland Member	DHAIS uitkomst

		verwaarloosbaar
Pernis	Holland Greensand Member	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Pernis	De Lier Member	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Pernis-West	IJsselmonde Zandsteen Member	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Rauwerd	Friesland Member	Tijdelijk verlaten
Reedijk	Röt Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Ried	Friesland Member	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Rijswijk	De Lier Member	Uitgeproduceerd
Roden	Slochteren Formatie	Tijdelijk verlaten
Rossum-Weerselo	Limburg Groep	Uitgeproduceerd
Rossum-Weerselo	Zechstein Group	Uitgeproduceerd
Rossum-Weerselo	Z1 Carbonate Member	Uitgeproduceerd
Rossum-Weerselo	Zechstein 2 Carbonaat	Uitgeproduceerd
Rossum-Weerselo	Zechstein 3 Carbonaat	Uitgeproduceerd
Roswinkel	Main Buntsandstein Subgroup	Uitgeproduceerd & Verlaten
Rustenburg	Lower Volpriehausen Zandsteen Member	Niet producerend
Rustenburg	Z3 Carbonate Member	Niet producerend
Schermer	Slochteren Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Sleen	Main Buntsandstein Subgroup	Uitgeproduceerd & Verlaten
Slootdorp	Zechstein Group	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Spijkenisse-Oost	Midden Bunter Zandsteen	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Spijkenisse-Oost	Boven Bunter Zandsteen	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Spijkenisse-West	Midden Bunter Zandsteen	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Spijkenisse-West	Boven Bunter Zandsteen	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Sprang	Röt Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Starnmeer	Zechstein 3 Carbonaat	Uitgeproduceerd
Tietjerksteradeel	Friesland Member	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Tubbergen	Limburg Groep	Uitgeproduceerd
Tubbergen	Limburg Groep	Uitgeproduceerd

Tubbergen	Limburg Groep	Uitgeproduceerd
Tubbergen	Zechstein Group	Uitgeproduceerd
Tubbergen	Zechstein 2 Carbonaat	Uitgeproduceerd
Tubbergen	Zechstein 3 Carbonaat	Uitgeproduceerd
Tubbergen-Mander	Zechstein 2 Carbonaat	Uitgeproduceerd
Ureterp	Slochteren Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Vinkega	Vlieland Zandsteen Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Vinkega	Slochteren Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Waalwijk-Noord	Onder Germaanse Trias Supergroep	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Wanneperveen	Vlieland Zandsteen Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Wanneperveen	Basal Dongen Tuffite	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Wanneperveen	Onder Buntsandstein Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Warga-Wartena	Friesland Member	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Westbeemster	Slochteren Formatie	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Weststellingwerf	Zechstein 2 Carbonaat	Uitgeproduceerd
Wimmenum-Egmond	Onder Volpriehausen Zandsteen	Uitgeproduceerd & Verlaten
Zevenhuizen	Ten Boer Member	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Zuid-Schermer	Zechstein 3 Carbonaat	Uitgeproduceerd
Zuidwal	Friesland Member	DHAIS uitkomst verwaarloosbaar
Zuidwending Aardgasbuffer	Zechstein 2 Formatie (Stassfurt)	Ondergrondse gasopslag

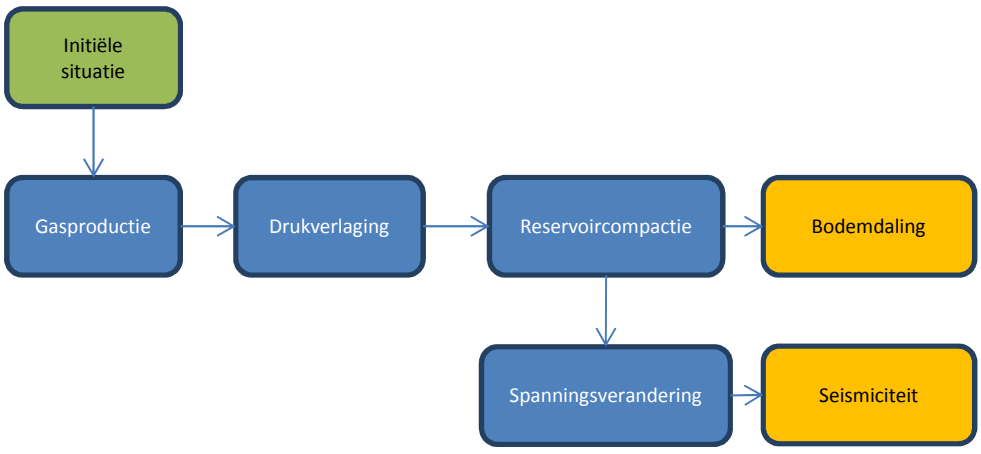
C Methodes voor berekening mogelijke magnitudes

Hieronder staat de beschijving van de methodes om de mogelijke magnitude te berekenen. Deze methodes zijn gelijk aan die in de SRA (SodM, 2016) worden genoemd.

Methode 1: Berekening van mogelijke magnitudes gebaseerd op compactie-volume
Voor de geïnduceerde seismiciteit van het Groningen veld zijn in 2013 studies verricht naar de relatie tussen het voorkomen van bevingen, de geologie, reservoir eigenschappen en geomechanische eigenschappen. NAM (2013) heeft hierbij een relatie afgeleid tussen de samendrukking van het gesteente door depletie en het voorkomen van bevingen. Deze relatie wordt hieronder toegelicht.

Uit :*Nederlandse samenvatting van TNO Rapport 2014 R11703 "Recent developments of the Groningen field in 2014 and, specifically, the southwest periphery of the field", 9 december 2014.*

Als gevolg van de productie van aardgas daalt de interne gasdruk in het reservoir. Daardoor worden de gashoudende lagen samengedrukt onder het gewicht van de bovenliggende gesteentelagen. Dit heet compactie (samendrukking van ondergrondse lagen onder het gewicht van de bovenliggende gesteentelagen, bv. door het afnemen van interne gasdruk door gasproductie). De compactie uit zich enerzijds in bodemdaling (daling van het maaiveld – uitgedrukt in (centi-)meters – ten gevolge van compactie van gesteenten in de ondergrond) en anderzijds in bevingen, wanneer een deel van de door compactie in het gesteente opgebouwde energie zich ontlaadt via beweging langs een breukvlak. Compactie kan dus worden gezien als de drijvende kracht achter zowel bodemdaling als bevingen. Dit wordt geïllustreerd in Figuur C1.



Figuur C.1. Schematische beschrijving van de relatie tussen gasproductie en de gevolgen voor bodemdaling en seismiciteit, waarop de gevolgde methode is afgestemd.

De opgetreden compactie in het reservoir is– afgezien van metingen in enkele putten – niet direct en voor het hele veld meetbaar. Daarom wordt compactie met een ondergrondmodel (in dit geval het geologische, reservoir en geomechanische

model) berekend en vertaald in berekende bodemdaling, die wordt geijkt aan gemeten bodemdaling. De daaruit afgeleide relatie tussen historische gasproductie en compactie kan worden gebruikt om de toekomstige toename van de compactie – zowel in plaats als in tijd – te berekenen voor diverse productiescenario's.

Voor Groningen is een geologisch model beschikbaar met de gesteente eigenschappen (o.a. porositeit) van het veld en het voorkomen van breuken. Daarnaast is een reservoir dynamisch model beschikbaar waarin de volledige historie van productie is geijkt zodat het model voorspellingen kan geven voor de toekomst. Daarnaast zijn verschillende geomechanische modellen beschikbaar die gebruik maken informatie uit het geologische en reservoir dynamisch model om een voorspelling van de compactie en de daarbij optredende bodemdaling te doen.

Voor alle gasvelden zijn deze gegevens beperkt beschikbaar voor TNO. De beschikbare geologische modellen bestaan uit de belangrijkste breuken met de top van het reservoir en informatie van een gas-water contact. De gesteente eigenschappen (o.a. porositeit) zijn constant verondersteld voor elk veld en afgeleid uit beschikbare putdata. De drukken worden alleen als gemiddelden gegeven over het veld; de variatie binnen een veld door bijvoorbeeld breukblokken wordt niet meegenomen.

Voor studies m.b.t. het Groningen veld zijn verschillende compactiemodellen toegepast (TNO, 2013). Het *RTiCM* model (TNO 2013, TNO 2014, Pruiksma et al., 2014) past goed bij de gemeten bodemdaling in de tijd. Het beschrijft zowel de vertraagde reactie van de bodemdaling in het begin van productie als de versnelling op latere tijden. Het model is echter gebaseerd op compactietesten die niet beschikbaar zijn voor andere dan Rotliegend velden. Daarnaast zijn onbekende parameters aangepast zodanig dat de bodemdaling het beste wordt benaderd. Het is als gevolg hiervan buiten het bereik van deze studie om het RTiCM model voor *alle* velden in te zetten. Het RTiCM model, gekalibreerd aan Groningen, wordt in deze studie alleen ingezet voor de velden die geologisch gezien vergelijkbaar zijn met het Groningen veld. Het *lineaire compactiemodel* geeft meer compactie dan het RTiCM model omdat de laatste een vertraagde bodemdaling heeft bij de start van productie. Het verschil in compactievolume loopt op tot 60% (zoals komt uit een test voor verschillende velden) tot aan het einde van productie. Aan het einde van productie voorspelt het lineaire model dat de compactie stopt, terwijl de compactie in het RTiCM model doorgaat vanwege de kruipterm in dit model. Hierdoor krijg je juist een groter compactievolume met het RTiCM model een aantal jaren na de stop van productie. Aangezien de compactie bepaald wordt op het eind van productie zal het gebruik van het lineaire compactiemodel een grotere compactie geven dan het RIiCM model.

Uit het compactievolume wordt het reservoir moment (RM in Nm) berekend met:

$$RM = 2 * G * Vc \tag{1}$$

waarbij G de schuifmodulus is van het gesteente en *Vc* het bulkvolume. De schuifmodulus is een materiaaleigenschap die het verband aangeeft tussen de opgelegde schuifkracht en de daardoor veroorzaakte vervorming van een stuk gesteente.
Een Gutenberg-Richter relatie (Gutenberg en Richter, 2010) geeft de relatie tussen het aantal bevingen en de grootte van de bevingen weer. Een belangrijke

parameter in de Gutenberg-Richter relatie is de z.g. b – waarde welke de verhouding tussen het aantal kleinere bevingen en het aantal grotere bevingen geeft. Een b waarde van 1.0, betekent dat als er één beving van magnitude 4,0 is opgetreden, er gemiddeld 10 bevingen van magnitude 3,0 moeten zijn geweest en 100 bevingen met magnitude 2,0.
Als aangenomen wordt dat de bevingen kunnen worden beschreven met een Gutenberg-Richter relatie waarvan de helling (b) één is, dan wordt de maximaal mogelijke magnitude gegeven door:

$$M = (^{10}\log(RM/2) - 9.1)/1.5 \quad (2)$$

Deze maximale magnitude wordt *alleen* bereikt als *alle* energie die wordt opgebouwd door de samendrukking van het gesteente ook *daadwerkelijk* vrijkomt in de vorm van bevingen. Daarom wordt in Bourne et al. (2014) een z.g. partitiecoëfficiënt (α) geïntroduceerd, waardoor vergelijking (2) verandert in:

$$M = (^{10}\log(\alpha * RM/2) - 9.1)/1.5 \quad (3)$$

De partitiecoëfficiënt is empirisch bepaald: het is de fractie van de in ondergrond door compactie opgeslagen energie die als seismische energie vrijkomt. Een waarde van 1 betekent dat alle in de ondergrond opgebouwde energie (uiteindelijk) vrijkomt middels één of meerdere bevingen; een waarde van 0.001 betekent dat slechts 0.1% ervan vrijkomt als seismische energie. Ter vergelijking: in het Groningen reservoir is tot nu toe een waarde voor de partitiecoëfficiënt van 0,0005 geobserveerd (Bourne et al., 2014). Zoals in Tabel C1 te zien is, is het verschil in de grootte van de bevingen slechts in de orde van 0,2 magnitudepunten. *Een groot verschil in compactievolume geeft dus een relatief klein verschil in de grootte van de bevingen*.

Tabel C.1. Compactievolume (Vc in m^3) voor Rotliegend velden van Drenthe berekend met het RTiCM model, gefit aan Groningen, en het lineaire compactiemodel. Verder is aangegeven het verschil tussen deze waardes in compactievolume (m^3) en grootte van de bevingen (ΔM)

Velden	Vc (RTiCM)	Vc (LINE-AIR)	ΔVc (%)	ΔM
Appelscha	8,57E+04	1,82E+05	47%	0,21
Eleveld	6,09E+05	1,07E+06	57%	0,16
Vries NOORD	2,13E+05	3,86E+05	55%	0,17
Vries CENTR	1,88E+05	3,83E+05	49%	0,21
Vries ZUID	1,60E+05	2,65E+05	61%	0,15
Witterdiep	4,19E+04	7,98E+04	53%	0,19

Gevoeligheid magnitude voor de waarde van de partitiecoëfficiënt
Een verhoging/verlaging van de partitiecoëfficiënt met een factor 10, zal een verhoging/verlaging in de mogelijke magnitude geven van 0,7 magnitudepunten.

Discussie van de methode
De beschreven methode is empirisch. De empirische relatie tussen het compactievolume en de bevingen is aan Groningen gefit en vormt niet de basis van een verklarend fysisch model. Compactie in het reservoir geeft een verandering in het vo-

lume van het reservoir. Deze compactie is aan het oppervlak zichtbaar als bodemdaling. Beweging op de aanwezige breuken in het reservoir is het gevolg van schuifspanningen. De toename in schuifspanning wordt veroorzaakt door de compactie waardoor compactie als een benadering gebruikt kan worden voor de toename in schuifspanning op de breuken en het optreden van seismiciteit(NAM 2013, Bourne et al., 2014).

Methode 2: Berekening van mogelijke magnitudes gebaseerd op het voorkomen van breuken

Ruim voor de Groningen studies van 2013 zijn geomechanische studies verricht naar het gedrag van breuken (Mulders 2003; Roest et al., 1994). Vanuit de seismologie (de wetenschappelijke discipline die zich bezighoudt met het bestuderen, beschrijven en meten van seismische golven bij aardbevingen) is bekend dat de grootte van de bevingen een relatie heeft met het breukoppervlak dat beweegt. Als het oppervlak van de breuk bekend is, kan de maximale magnitude die op deze breuk kan optreden in theorie worden uitgerekend. De relatie tussen het seismisch moment (M_0) en het oppervlak van de breuk dat beweegt is gegeven door (Stein en Wysession, 2006):

$$M_0 = \frac{3\pi}{8}\Delta\sigma(w^2 L) \quad (4)$$

In deze vergelijking is $\Delta\sigma$ de *stress drop, w* is de hoogte en *L* de lengte van een rechthoekige breuk. De *stress drop* is gedefinieerd als het verschil in spanning over een breuk voor en na een beving.

Dit seismische moment kan worden omgerekend in een lokale magnitude (Hanks en Kanamori, 1979) door:

$$M_L = (^{10}\log(M_0) - 9.1)/1.5 \quad (5)$$

toe te passen. In tegenstelling tot vergelijking 3 wordt hier niet uitgegaan van een verdeling van de magnitudes volgens Gutenberg-Richter. Hier wordt specifiek gekeken naar de mogelijke magnitude op een specifieke breuk in de ondergrond. Per veld wordt de grootste breuk bepaald. Deze breuk kan, in theorie, de grootste beweging geven.

Gevoeligheid magnitude voor de waarde van de gekozen stress drop

Bij tektonische bevingen kan de *stress drop* variëren tussen de 1 MPa (10 bar) en 10 MPa (100 bar) (Abercrombie, 1995). Voor de meeste geïnduceerde bevingen komt de *stress drop* niet boven de 5 MPa uit (equivalent aan 50 bar). Daarom is hier gekozen voor een *stress drop* van 5 MPa. Voor een keuze van de *stress drop* van 1 MPa (10 bar) zullen alle berekende magnitudes 0,5 magnitudepunten *lager* uitvallen. Voor een keuze van de *stress drop* van 10 MPa (100 bar) zullen alle berekende magnitudes 0,2 magnitudepunten *hoger* uitvallen.

Discussie van de methode

Het is vaak niet bekend hoe ver een breuk zich lateraal of in de diepte uitstrekt onder of boven het reservoir. Door geomechanische modellering is bekend dat door depletie spanningstoename op breuken in het reservoir plaatsvindt (Roest en Kuilman, 1994; Mulders, 2003; TNO, 2013). Er vindt een lichte spanningstoename plaats op breuken net buiten het veld. Het is onduidelijk of dit ook tot significante beweging op de breuk kan leiden buiten het reservoir. De aanname dat de breuk

buiten het reservoir niet beweegt is hierdoor onzeker. Grotere bewegingen kunnen niet uitgesloten worden.

De oriëntatie van de breuken wordt in deze methode ook niet meegenomen. Breuken met een oriëntatie evenwijdig aan de oriëntatie van bestaande spanningen in de aarde zullen eerder gaan bewegen door depletie van de velden dan breuken die anders georiënteerd zijn. In sommige velden is de grootste breuk – daar kijken we naar bij deze methode - niet degene die optimaal georiënteerd is voor beweging onder het geldende spanningsveld. Dit is bijvoorbeeld bij Annerveen het geval.

Gevoeligheid van de resultaten voor aannames

De beide toegepaste methodes zijn gevoelig voor gedane aannames. In deze paragraaf wordt de gevoeligheid van de einduitkomsten voor deze aannames aangegeven. In Tabel C2 en Tabel C3 staan de aannames van Methode 1 en Methode 2 en het effect van die aannames op de berekende magnitudes.

Tabel C.2. De aannames van Methode 1 en hun effect op de berekende magnitudes

Aannames methode 1	Effect
Partitiecoëfficiënt is 1%	M_L aan de hoge kant voor velden met lage huidige partitiecoëfficiënt (b.v. Vries, Schoonebeek gas, Dalen, Emmen, Annerveen, Emmen-Nieuw Amsterdam
Lineair vs RTiCM	Lineair geeft 0.2 magnitudepunten hoger waarden (Tabel C) dan RTiCM
Niet meenemen van compactiesnelheid effect	Mogelijk hogere magnitudes dan realistisch voor velden in de nadagen van productie

Tabel C.3. De aannames van Methode 2 en hun effect op de berekende magnitudes

Aannames Methode 2	Effect
Stress drop is 5 MPa	Variatie natuurlijke bevingen: 1-10 Mpa geïnduceerde bevingen: max 6 MPa geobserveerd. Een stress drop van 5 MPa lijkt realistisch als relatief hoge waarde
Niet meenemen van oriëntatie breuk en oriëntatie veranderingen	Afhankelijk van de oriëntatie van de breuken en de veranderingen in oriëntatie kunnen magnitudes te hoog zijn ingeschat. Berekende magnitudes aan de hoge kant voor sommige velden.
Niet meenemen max. aspect ratio 1:20	Berekende magnitudes aan de hoge kant
Breuk beweegt alleen in reservoir	Bij niet kritisch gespannen breuken klopt deze aanname. Berekende magnitude aan de lage kant voor kritisch gespannen breuken.

D Resultaten SRA

In deze appendix staan de resultaten van de seismische risico analyse per veld aangegeven. Tabel D.1 en Tabel D.2 laten de score zien voor de invloedsfactoren ondergrond en bovengrond, respectievelijk. In Tabel D.3 staat per veld het genormeerde risico score.

Tabel D.1. Score per categorie voor de invloedsfactoren ondergrond en totaal score.

Veld	Score kans op beven	Score Magnitude	Score locatie gasveld	Score opslingering	Totaal score
Ameland-Oost	3	3	2	0	8
Ameland-Westgat	2	2	2	0	6
Anjum	1	2	2	2	7
Annerveen	3	3	2	0	8
Appelscha	3	0	2	1	6
Bedum	3	2	2	3	10
Bergen	3	2	2	1	8
Blija-Ferwerderadeel	1	1	2	2	6
Blija-Zuid	1	0	2	3	6
Blija-Zuidoost	1	1	2	3	7
Blijham	1	1	2	1	5
Boerakker	1	1	2	3	7
Botlek	1	2	0	3	6
Brakel	1	1	0	1	3
Coevorden-DC	1	2	2	0	5
Coevorden-ZEZ2C	2	2	2	0	6
Collendoorn	2	0	2	0	4
Dalen-DC	1	0	2	0	3
Dalen-ZEZ2C	3	2	2	0	7
Den Velde	2	1	2	0	5
Eleveld	3	2	2	0	7
Eleveld-NN	3	1	2	0	6
Emmen	3	2	2	0	7
Emmen-Nieuw Amsterdam	3	1	2	1	7
Faan	1	0	2	2	5
Gaag	1	2	0	3	6
Geesbrug-DC	2	2	2	0	6
Geesbrug-ROSL	2	1	2	0	5
Groet	2	2	2	1	7
Groet-Oost	2	1	2	2	7
Grootegast	1	1	2	2	6
Hardenberg	2	2	2	0	6
Hardenberg-Oost	2	1	2	0	5
Heinenoord	1	0	2	3	6
Kiel-Windeweer	1	1	2	0	4

Veld	Score kans op beven	Score Mag-nitude	Score locatie gasveld	Score opsling-ering	Totaal score
Kollum	1	1	2	3	7
Kollum-Noord	1	2	2	3	8
Kommerzijl	1	1	2	3	7
Lauwersoog - Oost	1	1	2	0	4
Lauwersoog - West	1	1	2	1	5
Leens	1	1	2	3	7
M09-FA	1	2	2	0	5
Maasdijk	1	2	0	3	6
Marum	1	1	2	0	4
Metslawier-Zuid	1	1	2	3	7
Middelie	2	0	2	3	7
Moddergat	1	2	2	2	7
Molenpolder	1	0	2	2	5
Monster	1	2	0	2	5
Munnekezijl	1	2	2	3	8
N07-FA	1	2	2	0	5
Nes-Noord	1	2	2	0	5
Noorderdam	1	0	0	0	1
Oosterhesselen-DC	1	0	2	0	3
Oosterhesselen-ZEZ2C	2	2	2	0	6
Oostrum	1	1	2	3	7
Opende-Oost	1	0	2	0	3
Oud Beijerland Zuid	1	0	0	3	4
Oude Pekela	1	1	2	0	4
Oudeland	1	0	0	3	4
Oudendijk	1	0	0	3	4
Pasop	1	1	2	1	5
Pernis-West	1	1	0	3	5
Reedijk	1	1	0	3	5
Rustenburg	2	1	2	3	8
S' Gravenzande	2	2	0	1	5
Saaksum-Oost	3	1	2	3	9
Saaksum-West	1	1	2	3	7
Schermer	2	1	0	3	6
Schoonebeek Gas	2	2	2	0	6
Sebaldeburen	1	1	2	1	5
Suawoude	1	0	2	1	4
Surhuisterveen	2	0	2	0	4
Tietjerksteradeel	1	1	2	0	4
Ureterp	2	1	2	0	5
Vierhuizen-Oost	1	1	2	3	7
Vries - Centraal	3	1	2	0	6
Vries - Noord	3	1	2	0	6
Vries - Zuid	3	1	2	0	6
Warffum	3	0	2	3	8

Veld	Score kans op beven	Score Mag-nitude	Score locatie gasveld	Score opsling-ering	Totaal score
Wieringa	1	0	2	3	6
Witterdiep	3	1	2	0	6
Zuidwending-Oost	1	1	2	0	4

Tabel D.2. Score per categorie voor de invloedsfactoren bovengrond en totaal score.

Veld	Score bevolkings-dichtheid	Score industriële inrichtingen	Score speciale gebouwen & vitale infra-structuur	Score dijken	Totaal score
Ameland-Oost	0	3	1	3	7
Ameland-Westgat	0	2	0	0	2
Anjum	0	4	2	3	9
Annerveen	1	3	3	3	10
Appelscha	1	4	2	3	10
Bedum	0	3	3	2	8
Bergen	1	2	1	4	8
Blija-Ferwerderadeel	0	4	2	4	10
Blija-Zuid	0	3	2	3	8
Blija-Zuidoost	0	3	2	3	8
Blijham	0	3	2	3	8
Boerakker	0	3	2	3	8
Botlek	4	4	3	4	15
Brakel	1	3	2	4	10
Coevorden-DC	2	4	3	3	12
Coevorden-ZEZ2C	2	4	3	3	12
Collendoorn	1	4	2	3	10
Dalen-DC	1	4	3	2	10
Dalen-ZEZ2C	1	4	3	2	10
Den Velde	0	4	2	3	9
Eleveld	1	3	3	2	9
Eleveld-NN	1	3	3	2	9
Emmen	2	4	4	0	10
Emmen-Nieuw Am-sterdam	2	4	1	0	7
Faan	0	3	2	3	8
Gaag	3	4	3	3	13
Geesbrug-DC	0	3	2	0	5
Geesbrug-ROSL	0	3	2	0	5
Groet	1	3	1	4	9
Groet-Oost	1	2	2	3	8
Grootegast	0	3	2	3	8
Hardenberg	0	4	2	2	8
Hardenberg-Oost	0	4	2	2	8
Heinenoord	1	3	2	3	9
Kiel-Windeweer	2	3	2	3	10
Kollum	0	3	2	3	8
Kollum-Noord	0	4	2	3	9
Kommerzijl	0	3	2	3	8
Lauwersoog –Oost	0	3	2	3	8
Lauwersoog -West	0	3	2	3	8
Leens	0	3	2	3	8

M09-FA	0	0	0	0	0
Maasdijk	3	4	3	3	13
Marum	1	4	2	2	9
Metslawier-Zuid	0	3	2	3	8
Middelie	0	3	2	3	8
Moddergat	0	3	2	4	9
Molenpolder	0	3	2	3	8
Monster	3	4	3	3	13
Munnekezijl	0	4	2	3	9
N07-FA	0	0	0	0	0
Nes-Noord	0	0	0	0	0
Noorderdam	0	3	2	3	8
Oosterhesselen-DC	0	4	2	0	6
Oosterhesselen-ZEZ2C	0	4	2	0	6
Oostrum	0	3	2	3	8
Opende-Oost	0	3	2	2	7
Oud Beijerland Zuid	3	3	3	3	12
Oude Pekela	1	3	3	2	9
Oudeland	0	3	2	3	8
Oudendijk	0	3	2	3	8
Pasop	0	3	2	3	8
Pernis-West	4	4	3	4	15
Reedijk	2	4	2	3	11
Rustenburg	0	3	2	3	8
S' Gravenzande	3	3	2	4	12
Saaksum-Oost	0	3	2	3	8
Saaksum-West	0	3	2	3	8
Schermer	1	4	3	2	10
Schoonebeek Gas	0	4	3	3	10
Sebaldeburen	0	3	2	3	8
Suawoude	1	4	2	3	10
Surhuisterveen	0	3	2	2	7
Tietjerksteradeel	1	4	3	3	11
Ureterp	1	2	1	2	6
Vierhuizen-Oost	0	3	2	4	9
Vries - Centraal	1	2	3	2	8
Vries - Noord	1	2	3	2	8
Vries - Zuid	1	2	3	2	8
Warffum	0	4	2	3	9
Wieringa	0	3	2	3	8
Witterdiep	2	2	1	2	7
Zuidwending-Oost	1	3	2	2	8

Tabel D.3. Totaal aan Invloedsfactoren ondergrond en bovengrond (totaal genormeerde score) en de risico score voor de gasvelden binnen de 3-mijls zone.

Veld	totaal onder-grond	genorm-aliseerd onder-grond	totaal boven-grond	genorm-aliseerd boven-grond	risico
Ameland-Oost	8	0,57	7	0,44	0,25
Ameland-Westgat	6	0,43	2	0,13	0,05
Anjum	7	0,50	9	0,56	0,28
Annerveen	8	0,57	10	0,63	0,36
Appelscha	6	0,43	10	0,63	0,27
Bedum	10	0,71	8	0,50	0,36
Bergen	8	0,57	8	0,50	0,29
Blija-Ferwerderadeel	6	0,43	10	0,63	0,27
Blija-Zuid	6	0,43	8	0,50	0,22
Blija-Zuidoost	7	0,50	8	0,50	0,25
Blijham	5	0,36	8	0,50	0,18
Boerakker	7	0,50	8	0,50	0,25
Botlek	6	0,43	15	0,94	0,40
Brakel	3	0,21	10	0,63	0,13
Coevorden – DC	5	0,43	12	0,75	0,32
Coevorden – ZEZ2C	6	0,36	12	0,75	0,27
Collendoorn	4	0,29	10	0,63	0,18
Dalen –DC	3	0,50	10	0,63	0,13
Dalen – ZEZ2C	7	0,21	10	0,63	0,31
Den Velde	5	0,36	9	0,56	0,20
Eleveld	7	0,50	9	0,56	0,28
Eleveld NN	6	0,43	9	0,56	0,24
Emmen	7	0,50	10	0,63	0,31
Emmen-Nieuw Amsterdam	7	0,50	7	0,44	0,22
Faan	5	0,36	8	0,50	0,18
Gaag	6	0,43	13	0,81	0,35
Geesbrug –DC	6	0,43	5	0,31	0,13
Geesbrug – ROSL	5	0,36	5	0,31	0,11
Groet	7	0,50	9	0,56	0,28
Groet-Oost	7	0,50	8	0,50	0,25
Grootegast	6	0,43	8	0,50	0,22
Hardenberg	6	0,43	8	0,50	0,22
Hardenberg-Oost	5	0,36	8	0,50	0,18
Heinenoord	6	0,43	9	0,56	0,24
Kiel-Windeweer	4	0,29	10	0,63	0,18
Kollum	7	0,50	8	0,50	0,25
Kollum-Noord	8	0,57	9	0,56	0,32
Kommerzijl	7	0,50	8	0,50	0,25

Lauwersoog – Oost	4	0,36	8	0,50	0,15
Lauwersoog - West	5	0,29	8	0,50	0,18
Leens	7	0,50	8	0,50	0,25
M09-FA	5	0,36	0	0,00	0,00
Maasdijk	6	0,43	13	0,81	0,35
Marum	4	0,29	9	0,56	0,16
Metslawier-Zuid	7	0,50	8	0,50	0,25
Middelie	7	0,50	8	0,50	0,25
Moddergat	7	0,50	9	0,56	0,28
Molenpolder	5	0,36	8	0,50	0,18
Monster	5	0,36	13	0,81	0,29
Munnekezijl	8	0,57	9	0,56	0,32
N07-FA	5	0,36	0	0,00	0,00
Nes-Noord	5	0,36	0	0,00	0,00
Noorderdam	1	0,07	8	0,50	0,04
Oosterhesselen - DC	3	0,43	6	0,38	0,08
Oosterhesselen – ZEZ2C	6	0,21	6	0,38	0,16
Oostrum	7	0,50	8	0,50	0,25
Opende-Oost	3	0,21	7	0,44	0,09
Oud Beijerland Zuid	4	0,29	12	0,75	0,22
Oude Pekela	4	0,29	9	0,56	0,16
Oudeland	4	0,29	8	0,50	0,15
Oudendijk	4	0,29	8	0,50	0,15
Pasop	5	0,36	8	0,50	0,18
Pernis-West	5	0,36	15	0,94	0,34
Reedijk	5	0,36	11	0,69	0,25
Rustenburg	8	0,57	8	0,50	0,29
S' Gravenzande	5	0,36	12	0,75	0,27
Saaksum-Oost	9	0,64	8	0,50	0,32
Saaksum-West	7	0,50	8	0,50	0,25
Schermer	6	0,43	10	0,63	0,27
Schoonebeek Gas	6	0,43	10	0,63	0,27
Sebaldeburen	5	0,36	8	0,50	0,18
Suawoude	4	0,29	10	0,63	0,18
Surhuisterveen	4	0,29	7	0,44	0,13
Tietjerksteradeel	4	0,29	11	0,69	0,20
Ureterp	5	0,36	6	0,38	0,14
Vierhuizen-Oost	7	0,50	9	0,56	0,28
Vries – Centraal	6	0,43	8	0,50	0,22
Vries – Noord	6	0,43	8	0,50	0,22
Vries – Zuid	6	0,43	8	0,50	0,22
Warffum	8	0,57	9	0,56	0,32
Wieringa	6	0,43	8	0,50	0,22
Witterdiep	6	0,43	7	0,44	0,19

Zuidwending-Oost	4	0,29	8	0,50	0,15

E Toelichting op de appendices van de velden

In de Appendices F tot en met AAAA worden de producerende gasvelden binnen de 3 mijlszone toegelicht. Per veld wordt een beschrijving gegeven van de geologie (structurele setting, de lithologie en reservoireigenschappen), productie informatie en de bevingen, als deze opgetreden zijn. Verder wordt per veld aangegeven welke breuk, alsmede de lengte van deze breuk, is gebruikt in de berekening van de maximale magnitude voor de SRA (zie Appendix C). De lengte van de langste breuk is per veld bepaald op confidentiële structuurkaarten. In deze appendices zijn per veld de openbare structuurkaarten bijgevoegd. Op deze kaarten is aangegeven welke breuk is opgemeten. Tenzij expliciet anders staat aangegeven zijn deze kaarten te vinden op:
http://nlog.nl/resources/vrijgave2005/Structural_maps_2005.zip

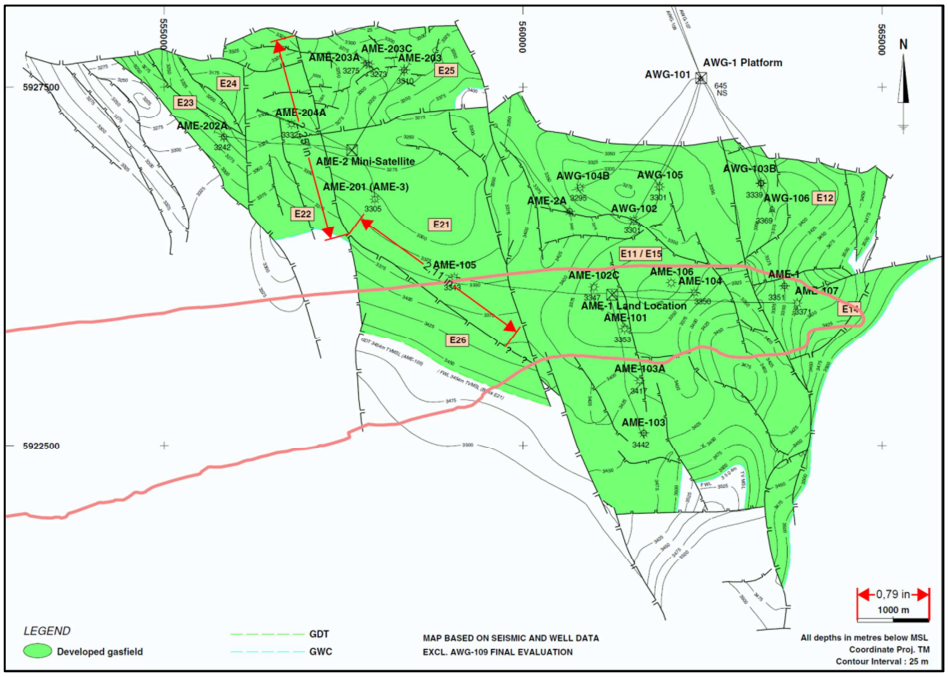
De informatie over de geologie en productie is afkomstig uit de openbare winningsplannen, te vinden op
http://www.nlog.nl/nl/reserves/reserves.html

Voor de beschrijving van de bevingen is gebruikt gemaakt van de database van het KNMI, te vinden op:
https://www.knmi.nl/kennis-en-datacentrum/dataset/aardbevingscatalogus

Als er meer dan één beving is geregistreerd boven of in de nabijheid van het veld dan is dit beschreven in een histogram. Als er meer dan twee bevingen zijn geregistreerd worden deze ook weergegeven in een tabel, behalve in het geval van Annerveen en Eleveld. Daarnaast worden de bevingen in de tijd tegen de productie van het gasveld uiteengezet. Tenslotte wordende locaties voor alle bevingen met een magnitude groter dan of gelijk aan 1,5 weergegeven in een kaartbeeld met de contouren van het gasveld. De reden voor de keuze om alleen magnitudes boven of gelijk aan 1,5 te laten zien voor de locaties is tweeërlei. Ten eerste worden, in het grootste gedeelte van Nederland, sinds 1996 alle bevingen met magnitudes groter dan of gelijk aan 1,5 geregistreerd door seismometers. Kleinere magnitudes worden alleen geregistreerd als een seismometer dichtbij de oorsprong van de beving staat. Ten tweede is de locatiebepaling van de kleinere bevingen onzeker. Als er geen bevingen met een magnitude onder de 1,5 zijn geregistreerd, dan betekent dit niet dat er geen kleinere bevingen zijn geïnduceerd (met M_L<1,5). Dit betekent dat het netwerk van seismometers de kleinere bevingen niet heeft geregistreerd boven het ruisniveau.

F Ameland-Oost

Het Ameland-Oost gasveld is ontdekt in 1964 door de boring AME-01 en is, na het Groningen veld, het op een na grootste gasveld van Nederland. Dit veld bevindt zich geografisch gezien gedeeltelijk onder de Waddenzee, onder het Waddeneiland Ameland, en de Noordzee. Het is gelegen binnen de winningsvergunning Noord-Friesland van de NAM. Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente.
Gasproductie uit dit veld is gestart in 1986 en vindt momenteel plaats vanuit drie productielocaties. Het Ameland-Oost veld is in totaal door 18 putten aangeboord. Daarvan zijn er momenteel nog 7 in productie en 1 put is omgebouwd tot waterinjector. De productiestop is gepland in het jaar 2035.



Figuur F.1 Structuurkaart van het Ameland-Oost gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

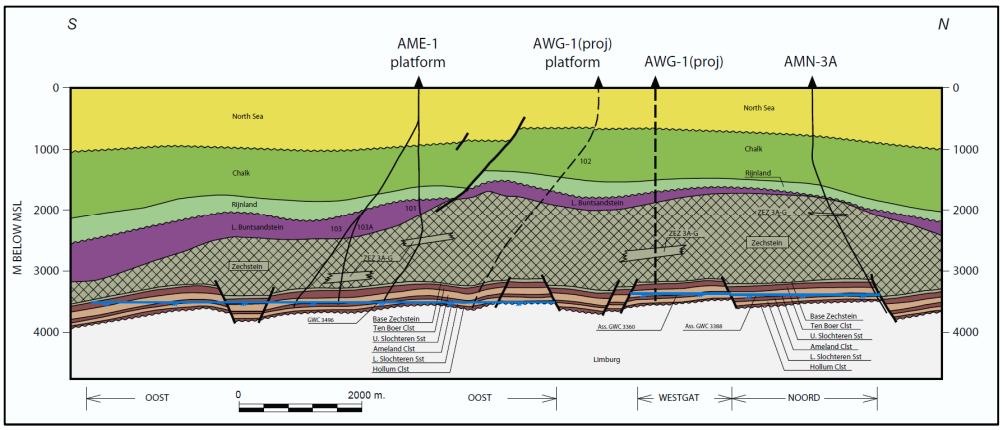
F.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Ameland-Oost veld. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties (Figuur F.2) die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer, dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht. Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn,

maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat voornamelijk zand en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. Het gas bevindt zich dan ook voornamelijk in de Boven-Slochteren Zandsteen en in kleine delen van het veld ook in de Onder-Slochteren Zandsteen. De porositeit en permeabiliteit van het reservoir zijn matig tot gemiddeld.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

F.2 Structurele setting

Het Ameland-Oost veld bevat meerdere interne breuken met hoofdzakelijk een NNW-ZZO oriëntatie (Figuur F.1 en Figuur F.2). Deze breuken delen het veld op in meerdere blokken waardoor het veld vrij complex is. Het gas dat zich in de meeste breukblokken bevindt wordt logischerwijs aan meerdere zijden begrensd door breuken en aan een enkele zijde door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Omdat de connectiviteit van de breukblokken slechts beperkt is, zijn meerdere putten nodig om het gehele veld te kunnen produceren. Het gas-water contact van het veld bevindt zich op een diepte van 3496 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur F.2 Doorsnede van het Ameland-Oost gasveld (Winningsplan Ameland, NAM 2011).

F.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur F.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 5,5 kilometer.

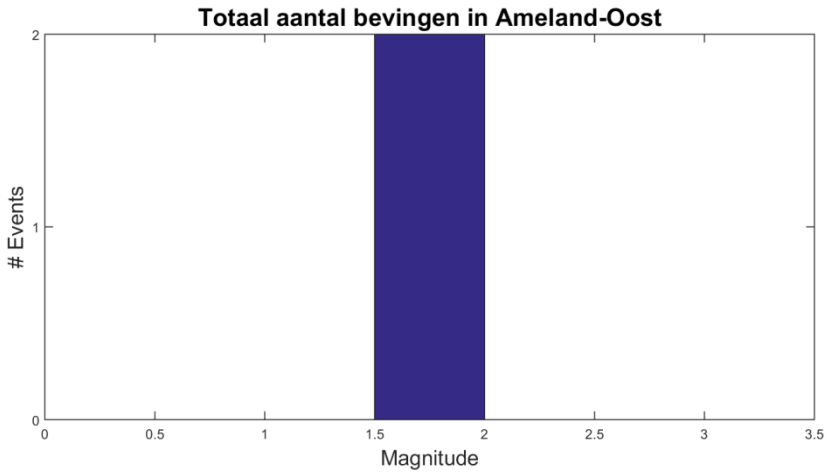
F.3 Productie

Er zijn in totaal 18 putten geboord in dit veld. Daarvan zijn er twee afgesloten en verlaten, één put is omgebouwd tot waterinjector en zeven putten produceren momenteel gas. Het gas uit deze zeven putten wordt geproduceerd via drie productieplatforms. Op het moederplatform (Ameland-Westgat) wordt het gas gedroogd en het overtollige water wordt geïnjecteerd via de put AWG-106.

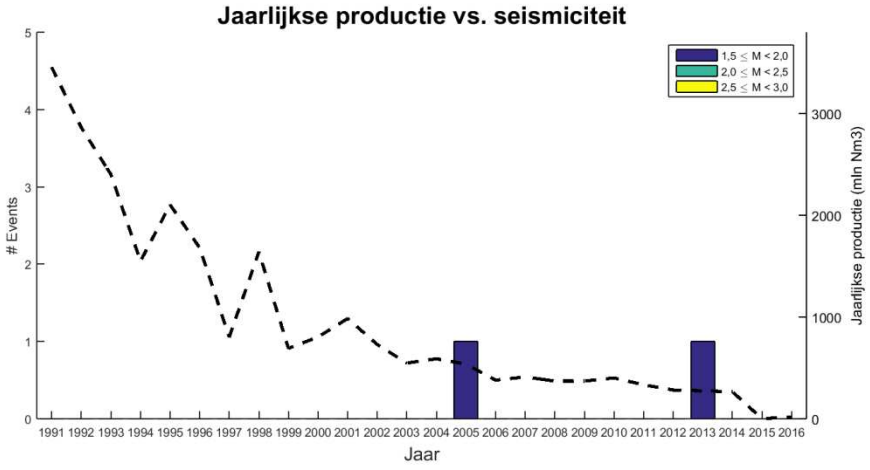
De gasproductie is gestart in 1986 en eindigt naar verwachting in 2035. Op dat moment is ongeveer 85% van de oorspronkelijke hoeveelheid gas geproduceerd. Echter, wanneer blijkt dat de bodemdaling boven een bepaalde grens uitkomt (veld ligt gedeeltelijk onder de Waddenzee) kan de productie eerder gestaakt worden. De initiële reservoirdruk was 570 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot ongeveer 100 bar in 2011 (gemiddelde van verschillende breukblokken). De beoogde einddruk van het reservoir is 30 bar.

F.4 Seismiciteit

De eerste geïnduceerde beving in Ameland-Oost was een M_L=1,8 in maart 2005. Sindsdien, tot 1 april 2016 is nog één andere beving geregistreerd. Deze beving had een M_L=1,8 en vond plaats in augustus 2013.



Figuur F.3 Histogram van de bevingen die in het Ameland-Oost gasveld zijn opgetreden tot 01-04-2016.



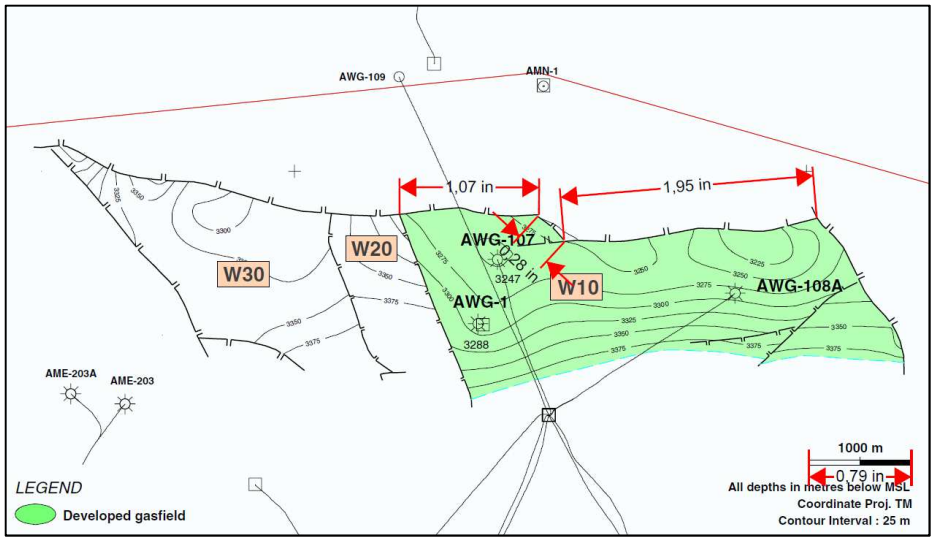
Figuur F.4 Geïnduceerde seismiciteit (M_L≥1,5) voor het Ameland-Oost gasveld in de tijd gerangschikt naar magnitude alsook de jaarlijkse productie (mln. Nm^3).



Figuur F.5 Geïnduceerde seismiciteit (M_L≥1,5) voor het Ameland-Oost gasveld.

G Ameland-Westgat

Het Ameland-Westgat gasveld is ontdekt in 1975 door de boring AWG-01. Dit veld bevindt zich geografisch gezien onder de Noordzee, ten noorden van het Waddeneiland Ameland. Het is gelegen binnen de winningsvergunning Noord-Friesland van de NAM. Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente. Gasproductie uit dit veld is gestart in 1993 en eindigt naar verwachting in 2035. Het Ameland-Westgat veld is in totaal door vier putten aangeboord. Daarvan zijn er momenteel nog 2 in productie.



Figuur G.1 Structuurkaart van het Ameland-Westgat gasveld (www.nlog.nl).De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket. De twee breukblokken ten westen van het Ameland-Westgat veld (W20 en W30) zijn momenteel ook aangeboord en in productie. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

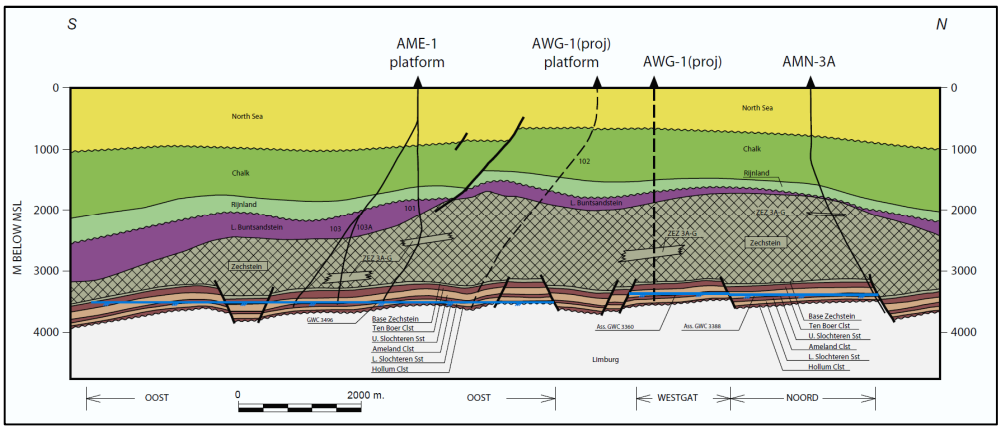
G.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Ameland-Westgat veld. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties (Figuur G.2) die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer, dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht. Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat voornamelijk zand en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. Het gas bevindt zich in dit veld dan ook voornamelijk in het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket.
De porositeit en permeabiliteit van het reservoir zijn matig tot gemiddeld.

Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

G.2 Structurele setting

Het Ameland-Westgat veld is een langgerekte structuur met een oost-west oriëntatie (Figuur G.1). Het veld bestaat uit drie breukblokken met een beperkte onderlinge connectiviteit. De begrenzing van het veld wordt dus ook bijna volledig gevormd door breuken. Alleen de zuidelijke grens wordt deels gevormd door de hellende gelaagdheid. Het gas-water contact bevindt zich op een diepte van 3360 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur G.2 Doorsnede van de Ameland-Oost, -Westgat en -Noord gasvelden (Winningsplan Ameland, NAM 2011).

G.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur G.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 4,2 kilometer.

G.3 Productie

Er zijn vier boringen gezet in het Ameland-Westgat veld. De eerste was een exploratieboring die later is afgesloten en verlaten. De overige drie zijn ontwikkelingsboringen, waarvan er momenteel nog twee gas produceren.
De productie is gestart in 1993 via de boring AWG-107. In 1997 is de tweede boring in hetzelfde breukblok gezet (AWG-108) en in 2007 is het meest westelijke breukblok van het veld middels de put AWG-101C in productie gegaan.
Deze laatste put produceert echter sinds 2013 geen gas meer.
De productie uit dit veld eindigt naar verwachting in 2035. Op dat moment zou ongeveer 82% van de oorspronkelijke hoeveelheid gas geproduceerd moeten zijn. Echter, wanneer blijkt dat de bodemdaling boven een bepaalde grens uitkomt (veld ligt onder de Waddenzee) kan de productie eerder gestaakt worden.

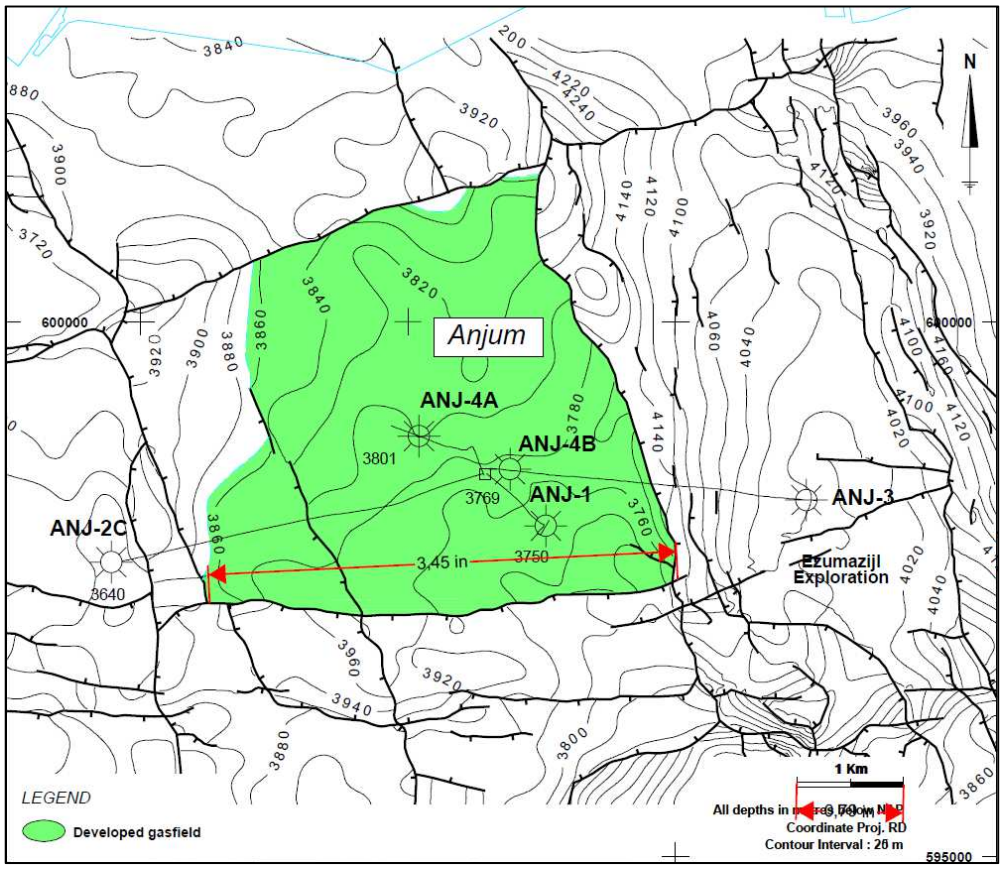
De initiële reservoirdruk was 570 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot ongeveer 300 bar in 2011 (gemiddelde van verschillende breukblokken).
De beoogde einddruk van het reservoir is ongeveer 30 bar.

G.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Ameland-Westgat veld tot en met 1 april 2016.

H Anjum

Het Anjum gasveld is ontdekt in 1992 door de boring ANJ-01. Dit veld bevindt zich geografisch gezien in het noordoosten van de provincie Friesland en ten westen van het Lauwersmeer. Het is gelegen binnen de winningsvergunning Noord-Friesland van de NAM, op een diepte van ongeveer 3800 meter (Figuur H.1).
De Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente.
De gasproductie uit het Anjum veld is gestart in 1997 via de enige twee boringen in dit veld (ANJ-01 en ANJ-04) en eindigt naar verwachting in 2030.



Figuur H.1 Structuurkaart van het Anjum gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Boven-Rotliegend Groep. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

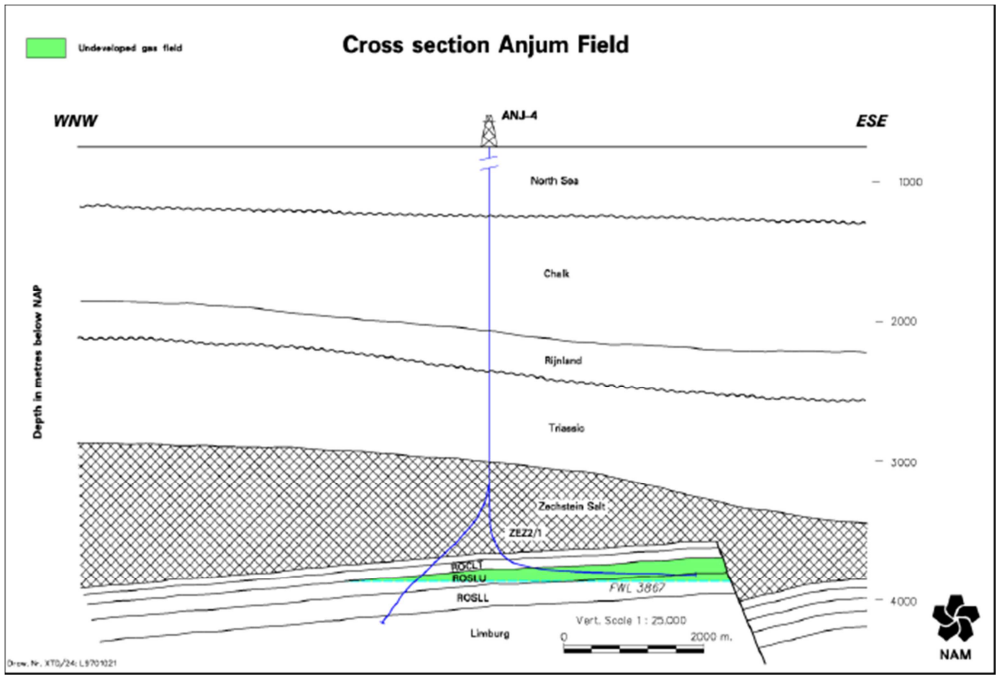
H.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente van het Anjum veld.
Deze formatie is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom).
Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische eenheden (Figuur H.2) die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-

Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzand-afzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht.
Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat voornamelijk zand en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. het gas bevindt zich in dit veld dan ook voornamelijk in de Boven-Slochteren Zandsteen, maar deels ook in de Onder-Slochteren Zandsteen.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente.
Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

H.2 Structurele setting

Het Anjum veld ligt nabij de Hantum breukzone en de Lauwerszee trog.
Deze structurele elementen hebben mogelijk een negatief effect op de reservoirkwaliteit gehad. Het veld wordt aan drie zijden begrensd door breuken en aan een enkele zijde door de hellende gelaagdheid richting het noordwesten (Figuur H.1 & H.2). Er is één interne breuk die het veld opdeelt in twee compartimenten. Het volume van het westelijke compartiment is echter zeer beperkt.
Het *Free Water Level* is bepaald op een diepte van 3867 meter. Dit maakt dat de gemiddelde dikte van het gasvoerende reservoirgesteente ongeveer 51 meter bedraagt. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur H.2 Doorsnede van het Anjum gasveld (Winningsplan Anjum, NAM 2011).

H.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur H.1 is met

een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 4,4 kilometer.

H.3 Productie

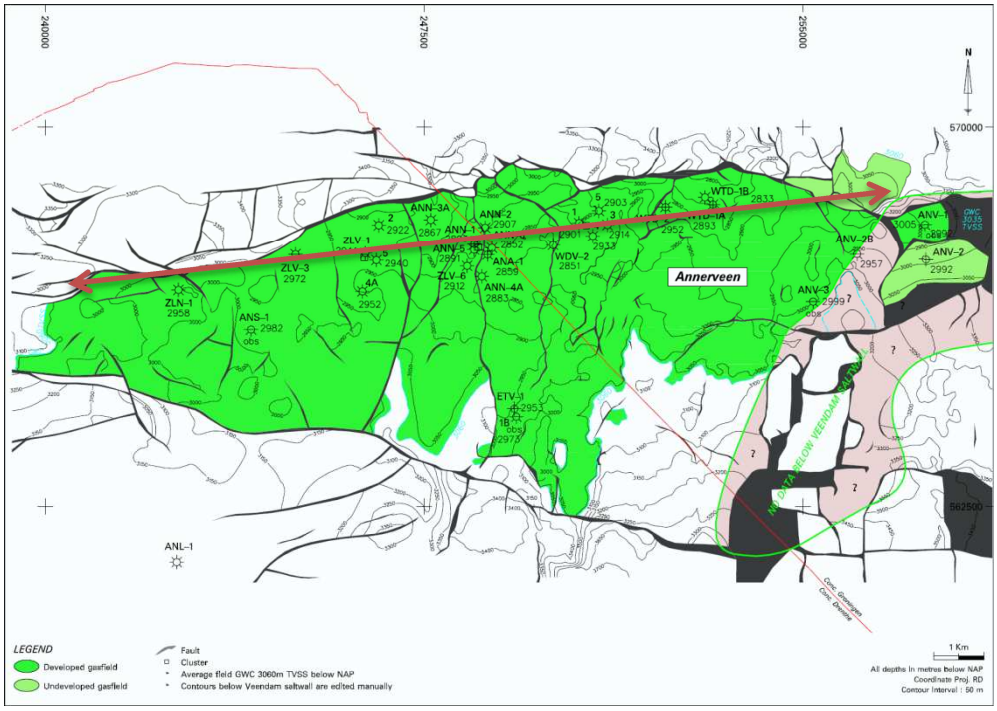
Er zijn twee putten geboord naar het Anjum gasveld, ANJ-01 en ANJ-04. De put ANJ-04 heeft twee *sidetracks*, waarvan er een horizontaal is geboord. Uit deze horizontale sidetrack wordt momenteel gas geproduceerd. De put ANJ-01 is nog wel open, maar produceert al een aantal jaar geen gas meer. Het gas wordt geleid naar de productielocatie Anjum, waar het wordt behandeld en op specificatie gebracht.
De gasproductie uit het Anjum veld is gestart in 1997 en eindigt naar verwachting in 2030. Het verwachte winningspercentage bedraagt 98%. Bij een geschatte initiële hoeveelheid gas van 16,2 miljard Nm^3 bedraagt het winbare volume 15,9 miljard Nm^3.
De initiële reservoirdruk was 563 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot ongeveer 81 bar in 2010. De beoogde einddruk van het reservoir is 10 bar.

H.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Anjum veld tot en met 1 april 2016.

I Annerveen

Het Annerveen gasveld is ontdekt in 1962 door de boring ANA-01 en is gelegen binnen de winningsvergunningen Groningen en Drenthe IIb van de NAM (Figuur I.1). Het veld ligt direct ten zuiden van het Groningen gasveld en kent twee voorkomens, een in het Zechstein Z2 Carbonaat Laagpakket (ZEZ2C) en een in de Boven-Rotliegend Groep. Omdat het ZEZ2C voorkomen nooit in productie is genomen zal deze hier niet beschreven worden.
Gasproductie uit dit veld is gestart in 1973 en vond plaats vanuit 5 productie-clusters. De productiestop is gepland in het jaar 2021. Het Annerveen veld is door 24 putten aangeboord, waarvan er 19 zijn gebruikt voor de productie van gas. Daarvan zijn er momenteel nog 13 in productie.

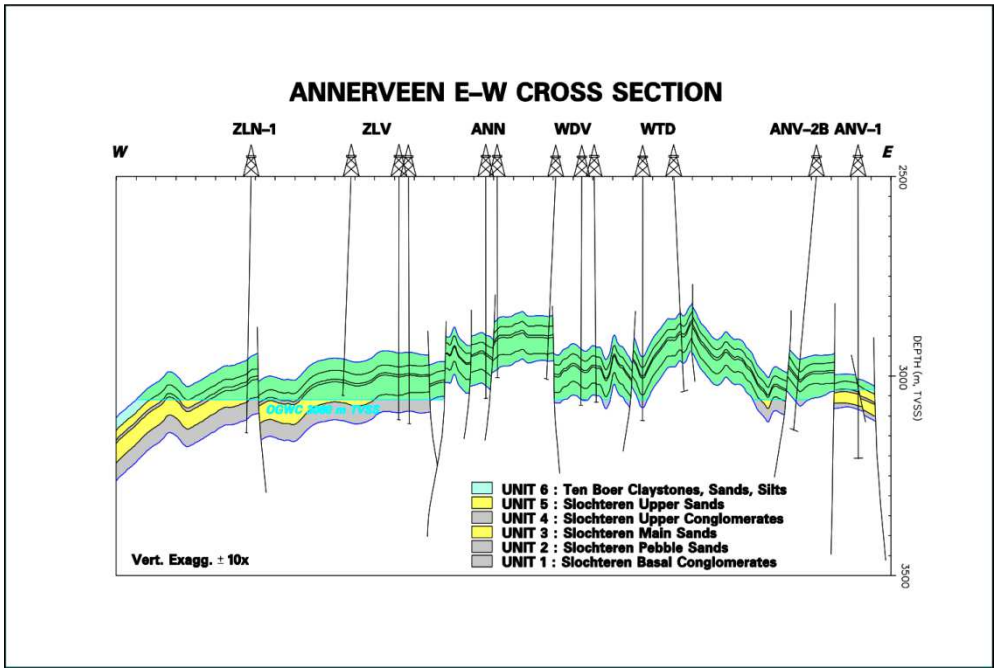


Figuur I.1 Structuurkaart van het Annerveen gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Boven-Rotliegend Groep.

I.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het gas in het Annerveen veld bevindt zich in het Ten Boer Laagpakket en de Slochteren Formatie, beiden van Perm ouderdom. De Slochteren Formatie wordt gekenmerkt door een combinatie van conglomeraat en grofkorrelige zandsteenlagen afgezet in puinwaaiers en in vlechtende riviersystemen, afgewisseld door fluviatiele zandsteenlagen met een medium korrelgrootte afgezet in een woestijnvlakte. Daarboven is het Ten Boer Laagpakket afgezet. Dit is een kleisteen formatie met enkele dunne zandige intervallen, afgezet in het Zuidelijk Perm Bekken waar zich destijds een woestijnmeer bevond. Een doorsnede van het gehele reservoir is gegeven in Figuur I.2.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt. Dit bovenliggende zout heeft zich

boven het oosten van het veld geculmineerd in een zoutpijler (Zuidwending zoutpijler) waarin cavernes zijn aangelegd voor de opslag van verschillende stoffen. De Ten Boer Kleisteen formatie is wel gasvoerend, maar draagt slechts voor een klein deel bij aan de gasproductie van dit veld. De dikte van deze formatie is in dit gebied slechts 20-30 meter en daarnaast zijn de porositeit en permeabiliteit vrij laag. De Slochteren Formatie is een stuk dikker hier en heeft een betere porositeit en permeabiliteit dan het Ten Boer Laagpakket. Aan de basis van de Slochteren Formatie bevindt zich vaak een conglomeraatinterval. Conglomeraatlagen worden gekenmerkt door vrij slechte reservoireigenschappen.



Figuur I.2 Doorsnede van het Annerveen gasveld (Winningsplan Annerveen, NAM 2003).

I.2 Structurele setting

Het Annerveen veld ligt in een oost-west georiënteerd horstblok dat naar het zuiden helt. Twee oost-west georiënteerde breuken vormen de noordelijke en zuidelijke begrenzing van het veld en, zoals in Figuur I.1 te zien is, wordt het veld aan de oost- en westzijde begrensd door de hellende gelaagdheid. In Figuur I.1 is ook te zien dat het veld wordt doorsneden door een aantal noord-zuid georiënteerde breuken. Deze hebben echter geen van alle een groot genoeg verzet om de connectie tussen het reservoir aan beide kanten van de breuk te verliezen.
Het gas-water contact (GWC) is bepaald op een diepte van 3060 meter (Figuur I.2). In het midden van het veld ligt de basis van het reservoir echter hoger dan het GWC. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir in het midden van het veld een gemiddelde reservoirdikte van 87 meter gebruikt, zoals gegeven in het Winningsplan uit 2004. In de overige delen van het veld is de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

I.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur I.1 is met

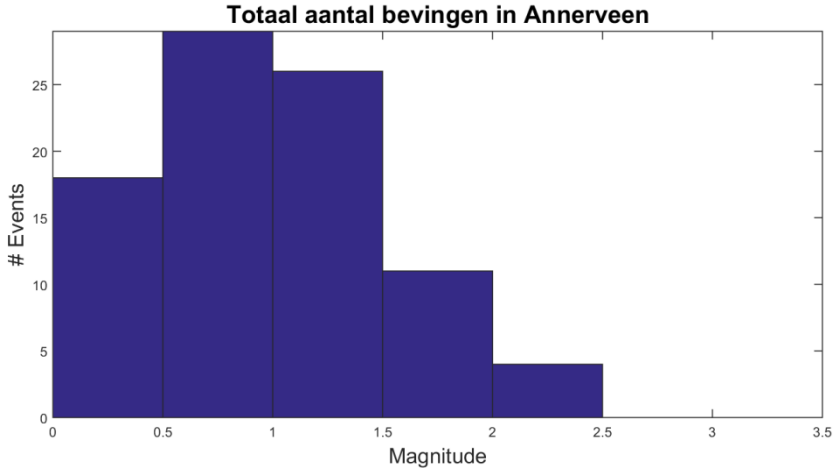
een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 18 kilometer.

I.3 Productie

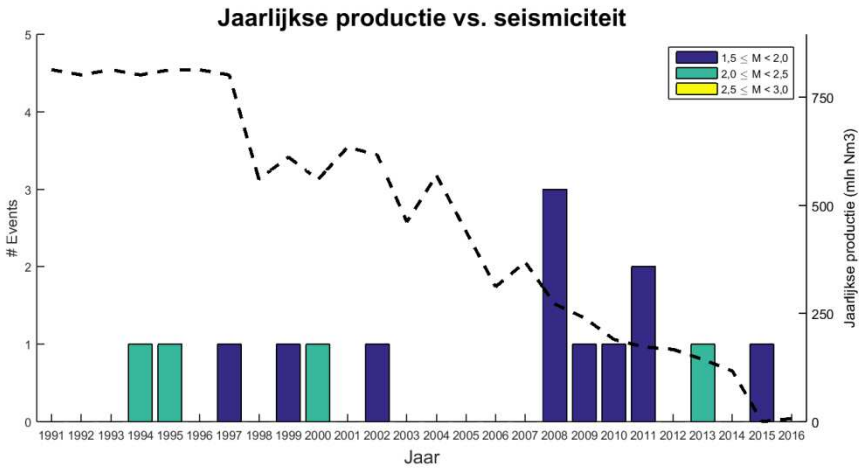
De productie uit het Annerveen gasveld is gestart in 1973 en eindigt naar verwachting in 2021. Het veld is in totaal door 24 putten aangeboord, waarvan er 19 zijn gebruikt voor de productie van gas. Daarvan zijn er momenteel nog 13 in productie. Inmiddels is ongeveer 90% van het oorspronkelijk aanwezige gas geproduceerd. De verwachting is dat een uiteindelijk winningspercentage van ongeveer 96% behaald kan worden.
De productie vond plaats vanuit 5 productieclusters (Wildervank, Annerveen, Westerdiep, Zuidlaren en Zuidlaarderveen). Wildervank is de hoofdlocatie voor gasproductie waar ook gasbehandeling plaatsvindt en momenteel het enige nog producerende cluster. Het Annerveen veld heeft een tijd lang gefungeerd als “swing producer”. Dit betekent dat geen gas werd geproduceerd uit dit veld, tenzij het echt nodig was. Dit swingsysteem is inmiddels gestopt en er wordt weer continu geproduceerd.
De initiële reservoirdruk was 346 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot ongeveer 34 bar in 2003. De beoogde einddruk van het reservoir is 13 bar.

I.4 Seismiciteit

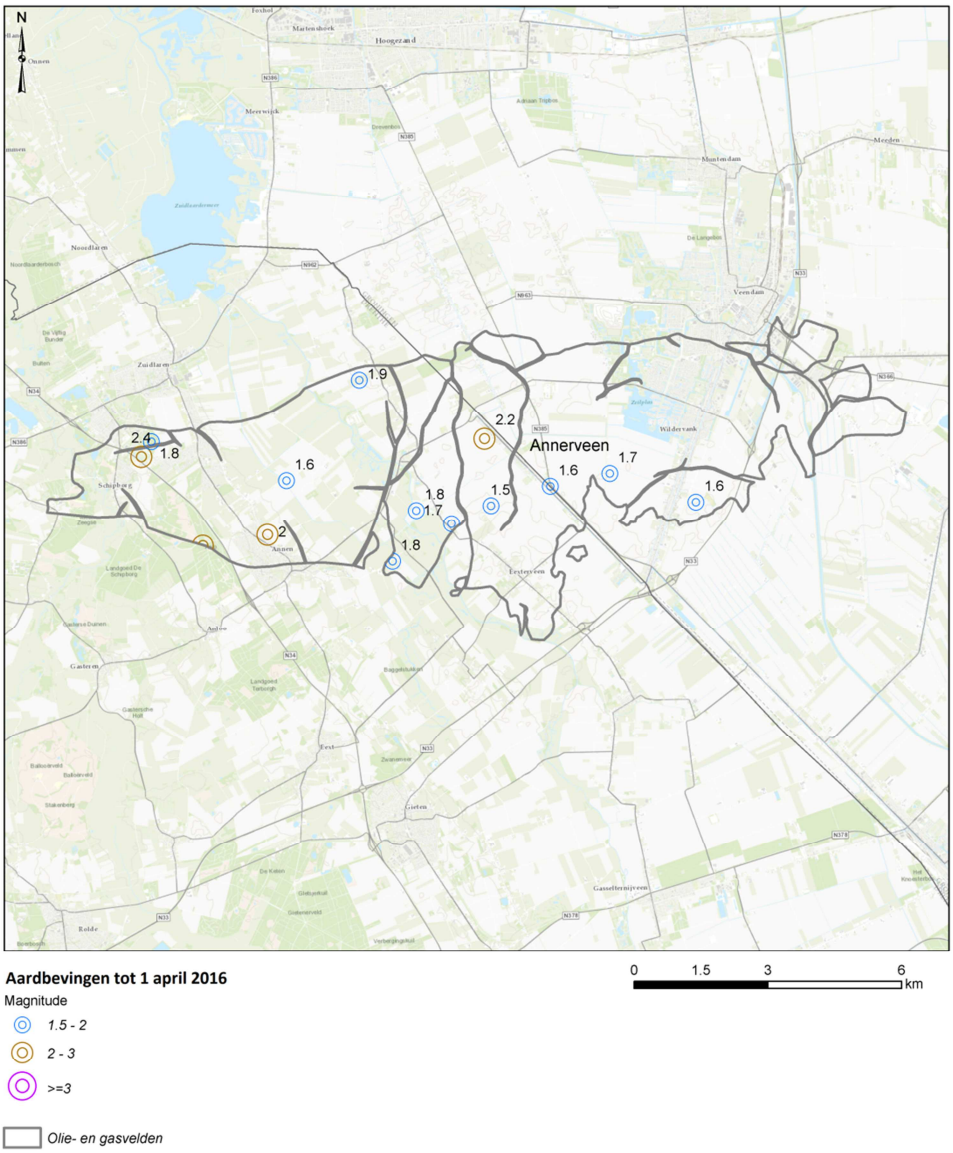
De eerste geïnduceerde beving in het Annerveen gasveld was een M_L=2,3 in augustus 1994. Sindsdien, tot 1 april 2016 zijn in totaal 91 bevingen geregistreerd, waarvan 14 bevingen met een magnitude boven de M_L=1,5.
De grootste magnitude is een M_L=2,4 van 9 november 2013. Het valt op dat dit veld ook in de staart van de productie nog bevingen heeft (Figuur I.4).



Figuur I.3 Histogram van de bevingen die in het Annerveen gasveld zijn opgetreden tot 01-04-2016.



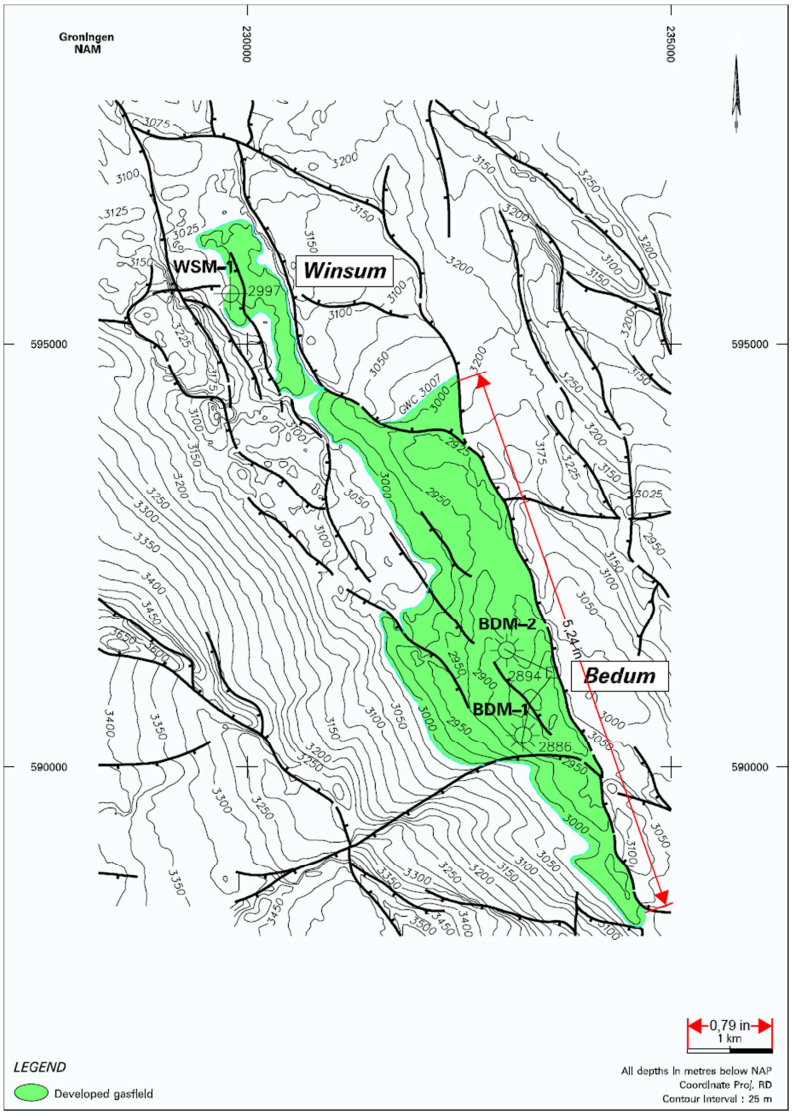
Figuur I.4 Geïnduceerde seismiciteit ($M_L \geq 1,5$) voor het Annerveen gasveld in de tijd gerangschikt naar magnitude alsook de jaarlijkse productie (miljoen Nm^3).



Figuur I.5 Geïnduceerde seismiciteit (M_L≥1,5) voor het Annerveen gasveld.

J Bedum

Het Bedum gasveld is ontdekt in 1977 door de boring BDM-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Groningen van de NAM. Dit veld ligt geografisch gezien aan de westelijke grens van het Groningen gasveld en ten noorden van de stad Groningen. Het ligt op een diepte van ongeveer 2900-3000 meter en de Boven-Rotliegend Groep vormt het reservoirgesteente (Figuur J.1).
De gasproductie uit dit veld is gestart in 1985 en eindigt naar verwachting in 2035. Er zijn in totaal zeven boringen gezet in dit veld. Vier van deze boringen zijn momenteel nog in productie.



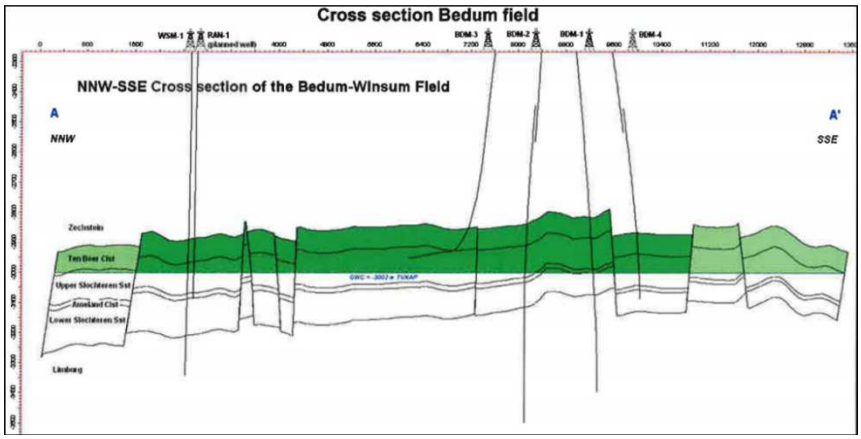
Figuur J.1 Structuurkaart van het Bedum gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket. Inmiddels zijn ook de putten BDM-03, BDM-04 en BDM-05 geboord. BDM-03 staat in het noordelijke deel van het veld en BDM-04 heeft het meest zuidelijke niet-ontwikkelde blokje in deze kaart aangeboord. BDM-05 is nog confidentieel op het moment van schrijven. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

J.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom) vormt het reservoirgesteente van het Bedum gasveld. Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere litho-stratigrafische formaties (Figuur J.2) die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit eolische en fluviatiele/lacustriene zandafzettingen, afgezet in een woestijnomgeving.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht. Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. het gas bevindt zich in dit veld dan ook voornamelijk in de Boven-Slochteren Zandsteen en in kleine delen van het veld ook in de Onder-Slochteren Zandsteen. De porositeit en permeabiliteit van het reservoir zijn gemiddeld.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

J.2 Structurele setting

Het Bedum gasveld heeft een langgerekte structuur met een NNW-ZZO oriëntatie en wordt begrensd door zowel breuken als de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Er zijn ook meerdere interne afschuivingsbreuken die het veld opdelen in compartimenten met geen of slechte connectiviteit (Figuur J.2). Door deze compartimentalisatie was het nodig meerdere ontwikkelingsputten te boren om zodanig het gehele veld te kunnen produceren.
Het gas-water contact (GWC) is bepaald op een diepte van 3002 meter. Omdat de diepte van dit GWC afwijkt van dat van het Groningen veld, de gassamenstelling anders is (hoog calorisch t.o.v. laag calorisch in Groningen) en omdat de drukafname door productie van gas niet gelijk is, lijkt het erop dat Bedum niet in connectie staat met het Groningen veld. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur J.2 Doorsnede van het Bedum gasveld (Winningsplan Bedum, NAM 2010).

J.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

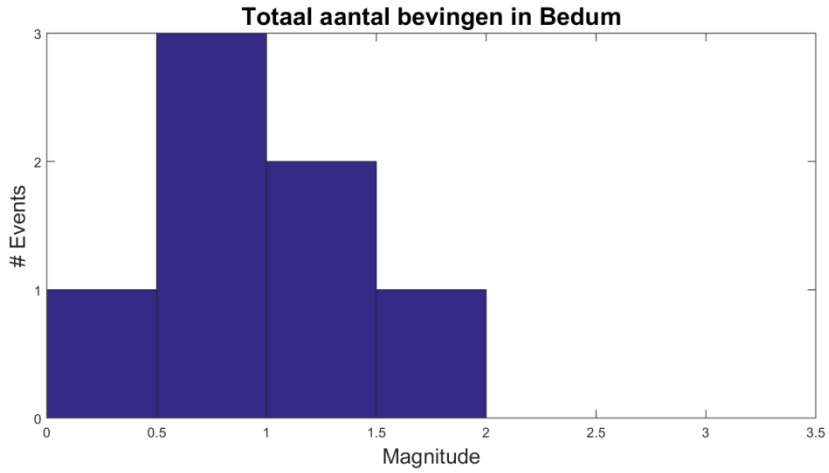
De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur J.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 6,6 kilometer.

J.3 Productie

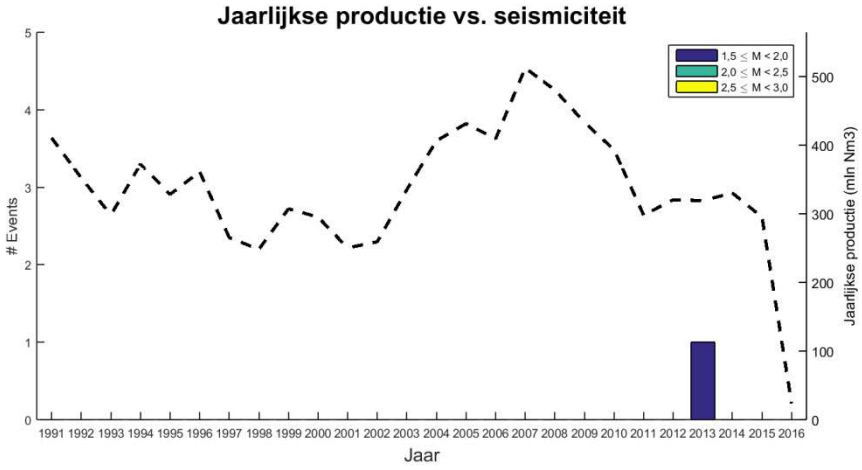
Er zijn in totaal zeven putten geboord in het Bedum gasveld. Vier van deze putten zijn momenteel in productie. De boring WSM-01, naar een noordelijk breukblok van het veld is afgesloten en verlaten omdat deze maar een kleine gaskolom heeft aangetroffen. Het gas gaat naar de Bedum productielocatie waar het gemengd wordt (van hoog calorisch naar laag calorisch) voor levering aan GasTerra.
De oorspronkelijke hoeveelheid gas in het veld was 15,8 miljard Nm^3, maar daarvan is nu ongeveer de helft geproduceerd. Aan het einde van de productie, geschat in het jaar 2035, is naar verwachting 76,9% van de oorspronkelijke hoeveelheid gas geproduceerd worden.
De initiële reservoirdruk was 345 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot ongeveer 100 bar in 2009. Het hoofdblok, waar de putten BDM-01 en BDM-02 in staan, heeft ondersteuning van een licht actieve aquifer. Dit was te herkennen aan de licht gelijkblijvende reservoirdruk in de eerste jaren van de productie. De beoogde einddruk is 35 bar.

J.4 Seismiciteit

De eerste geïnduceerde beving in het Bedum gasveld was een M_L=1,4 in 2004. Sindsdien, tot 1 april 2016 zijn in totaal 7 bevingen geregistreerd, daarvan waren er slechts één boven de M_L=1,5 (een M_L=1,6 in 2013).
Gezien de nabijheid van het Groningen gasveld is het moeilijk vast te stellen welke bevingen binnen de onzekerheid in de locatie plaatsvonden in het Bedum gasveld. In deze studie is gekozen om de bevingen binnen de contour van het veld mee te nemen. Er zijn een aantal bevingen net ten zuiden van de contour van het gasveld. Voor deze bevingen word aangenomen dat de gasproductie in het Groningen gasveld de oorzaak is.



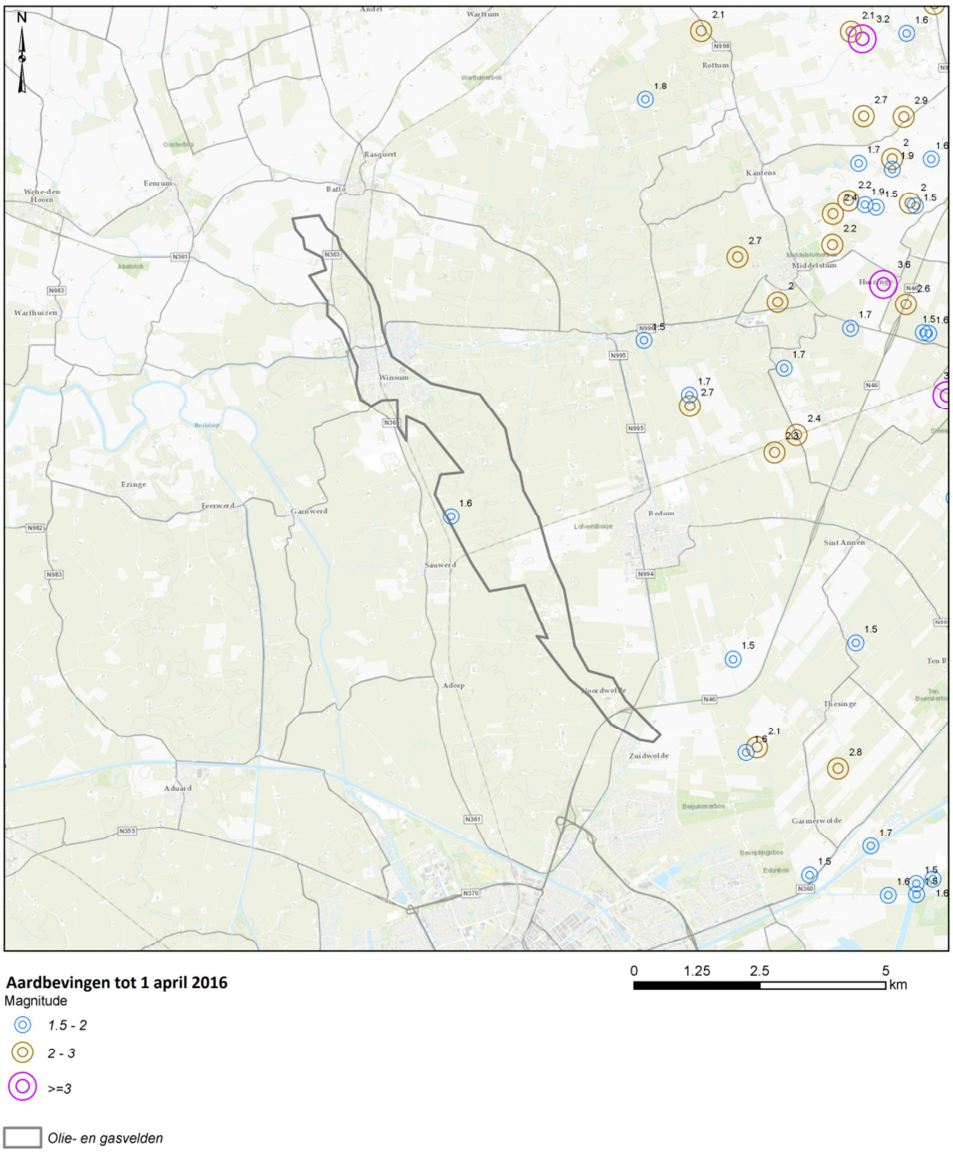
Figuur J.3 Histogram van de bevingen die in het Bedum gasveld zijn geregistreerd (tot 01-04-2016).



Figuur J.4 Geïnduceerde seismiciteit (M_L≥1,5) voor het Bedum gasveld in de tijd gerangschikt naar magnitude alsook de jaarlijkse productie (mln Nm^3).

Tabel J.1 Datum, locatie (in Rijksdriehoekcoördinaten) en magnitude van alle geregistreerde bevingen in Bedum tot 1 april 2016

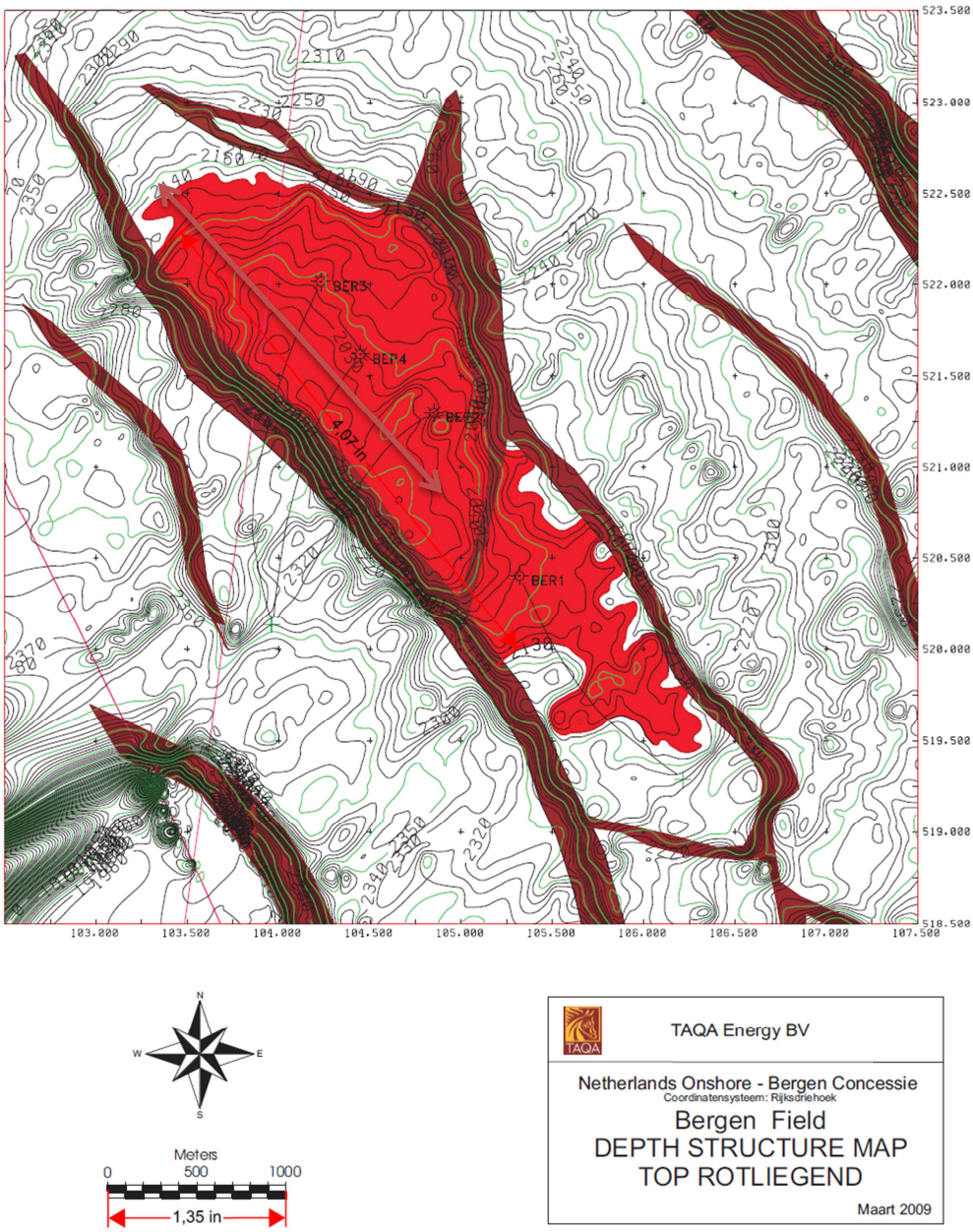
Datum	Locatie RD_X	Locatie RD_Y	Diepte	Magnitude
24-05-2004	230801	591940	3 km	1,4
29-05-2004	229693	591737	3 km	0,8
31-05-2004	230351	592285	3 km	0,3
10-12-2007	231490	590559	3 km	0,7
15-04-2008	232907	592252	3 km	0,9
08-07-2013	231920	591457	3 km	1,6
21-01-2014	233760	587665	3 km	1,0



Figuur J.5 Geïnduceerde seismiciteit (ML≥1,5) voor het Bedum gasveld (zwarte contour).

K Bergen

Het Bergen gasveld is ontdekt in 1965 door de boring BER-01-A en is gelegen binnen de winningsvergunning Bergen 2 van Taqa Onshore B.V. Het veld ligt in de provincie Noord-Holland, ten noordwesten van de stad Alkmaar, en bevindt zich onder het kustgebied van de Noordzee. De Boven-Rotliegend Groep, die in dit gebied enkel uit de Slochteren Zandsteen bestaat, vormt het reservoirgesteente. Het Bergen veld kende daarnaast ook een Trias voorkomen, maar deze is uitgeproduceerd.
De gasproductie is gestart in 1978 via drie putten, waarvan er momenteel nog twee in productie zijn. De beëindiging van de gasproductie vindt voor alle velden die binnen deze vergunning liggen op hetzelfde moment plaats. De resterende productieduur van het Bergen veld is dus mede afhankelijk van de andere velden in de vergunning. Wanneer dit precies plaats zal vinden is niet bekend.



Figuur K.1 Structuurkaart van het Bergen gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket.

K.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het gas dat momenteel uit het Bergen veld wordt geproduceerd is afkomstig uit zandsteenlagen van de Slochteren Formatie. Deze formatie behoort tot de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Verder naar het noorden zijn ook de Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten onderdeel van deze groep, maar in dit gebied zijn deze afwezig.

De Slochteren Formatie bestaat in dit gebied uit een dik zandsteenpakket (200-270 meter), voornamelijk afgezet als duinzanden in een woestijnklimaat, en wordt opgedeeld in drie eenheden: fluviatiele en wadi afzettingen aan de basis, eolische

zandsteen in het midden en een bleker gekleurde zandsteen aan de top. Doordat de Slochteren Formatie hier hoofdzakelijk uit eolische afzettingen bestaat is de reservoirkwaliteit vrij goed.
Het gas is gemigreerd vanuit koolrijke lagen in het onderliggende Carboon-gesteente. Zout, kleisteen en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

K.2 Structurele setting

Het gebied rondom het Bergen veld wordt gekenmerkt door een groot aantal NW-ZO georiënteerde breuken die een horsten en slenken structuur hebben gevormd. Het Rotliegend voorkomen van het Bergen veld bevindt zich in een horstblok en de structuur wordt zodoende gevormd door een combinatie van breuken en hellende gelaagdheid (*fault-dip closure)*. Aan de oost- en westzijde wordt het veld begrenst door normale breuken (afschuivingen) en aan de noord- en zuidzijde door de hellende gelaagdheid. De top van de structuur ligt op ongeveer 2000 meter diepte en het gas-water contact is bepaald op een diepte van 2133 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

K.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

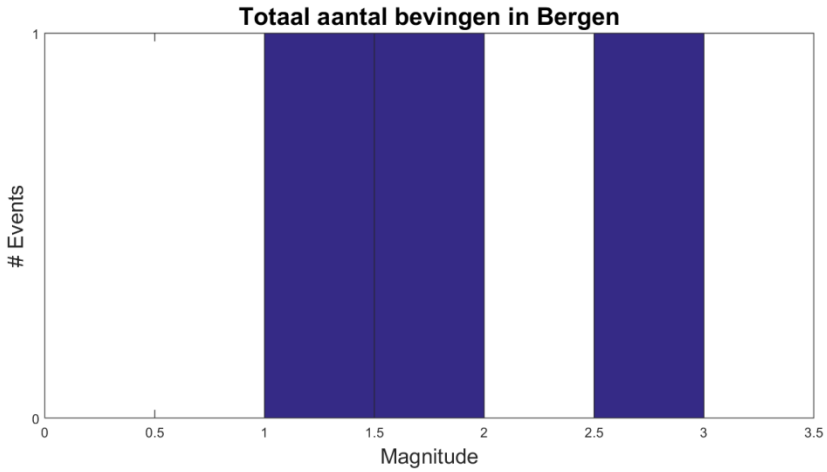
De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur K.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 3,0 kilometer.

K.3 Productie

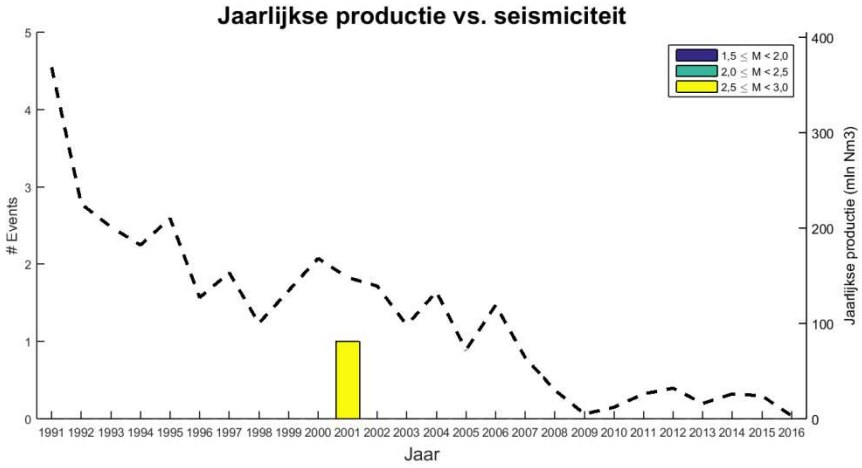
Nadat het veld in 1965 ontdekt was, zijn in 1976 drie ontwikkelingsputten geboord om de productie vervolgens in 1978 op te starten. Twee van deze putten (BER-03 en BER-04) produceren momenteel nog gas uit de Slochteren Formatie. De put BER-02, die in het verleden ook gas uit het Trias voorkomen heeft geproduceerd, is verwaterd. De initiële hoeveelheid gas in het veld bedroeg 7,3 miljard Nm^3. Daarvan was in 2008 reeds 7,0 miljard Nm^3 geproduceerd. Het uiteindelijke verwachte winnings-percentage bedraagt 95%. Naast gas zijn ook kleine hoeveelheden condensaat uit dit veld gewonnen.
De initiële reservoirdruk was 218,5 bar, maar gezien het huidige winnings-percentage zal deze druk momenteel significant verlaagd zijn.
Het moment waarop de gasproductie wordt beëindigd is hetzelfde voor alle velden in de vergunning Bergen 2. De resterende productieduur van het Bergen veld wordt dus mede bepaald door de overige velden in de vergunning. Wanneer dit precies zal plaatsvinden is niet bekend.

K.4 Seismiciteit

De eerste geïnduceerde beving in het Bergen gasveld was een ML=2,7 in oktober 2001. Tot 1 april 2016 zijn in totaal 3 bevingen geregistreerd, waarvan twee boven de M_L=1,5.



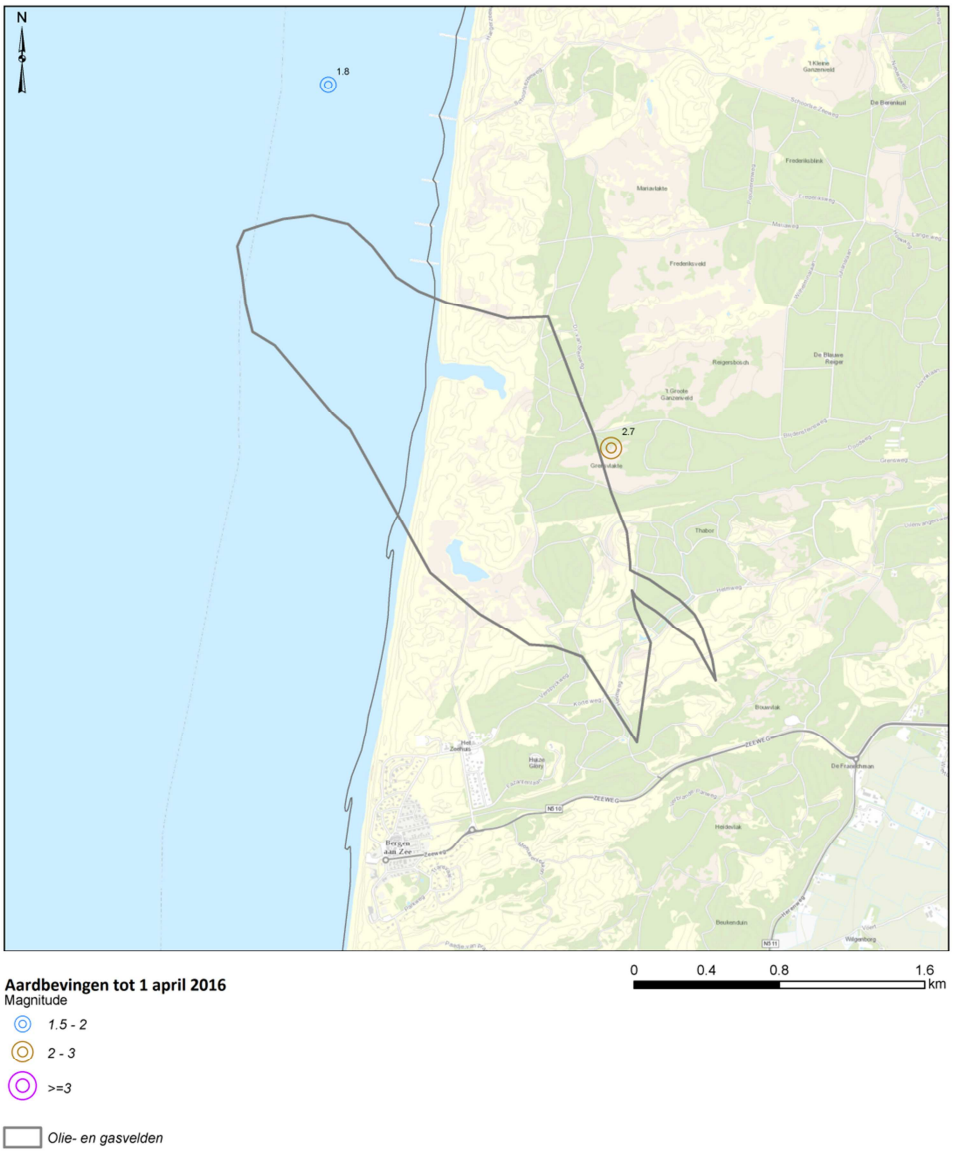
Figuur K.2 Histogram van de bevingen die in het Bergen gasveld zijn geregistreerd (tot 01-04-2016).



Figuur K.3 Geïnduceerde seismiciteit (ML≥1,5) voor het Bergen gasveld in de tijd gerangschikt naar magnitude alsook de jaarlijkse productie (mln Nm3).

Tabel K.1 Datum, locatie (in Rijksdriehoekcoördinaten) en magnitude van alle geregistreerde bevingen in Bergen tot 1 april 2016.

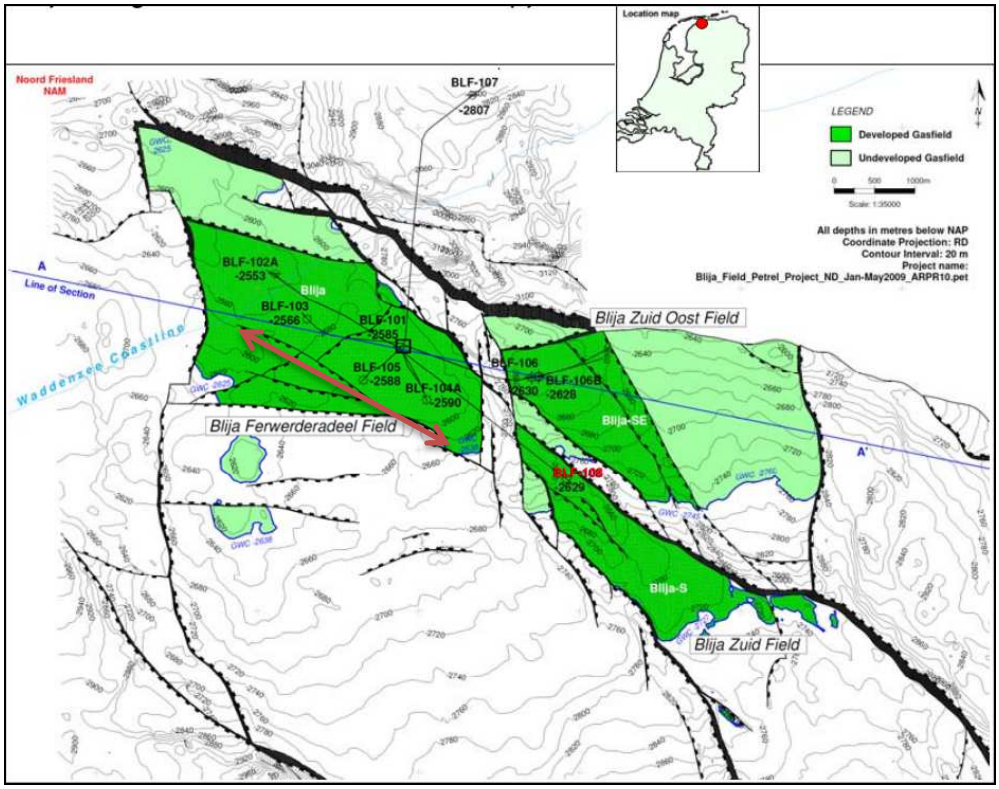
Datum	Locatie RD_X	Locatie RD_Y	Diepte	Magnitude
10-10-2001	105011	521739	2.9 km	2,7
18-04-2012	103455	523739	3 km	1,8
16-03-2012	102668	523951	3 km	1,0



Figuur K.4 Geïnduceerde seismiciteit (ML≥1,5) voor het Bergen gasveld (zwarte contour).

L Blija-Ferwerderadeel

Het Blija-Ferwerderadeel gasveld is ontdekt in 1963 door de boring BLF-101 en is gelegen binnen de winningsvergunning Noord-Friesland van de NAM. Dit gasveld bevindt zich in het kustgebied en ligt deels onder de Waddenzee, ten zuiden van Ameland. Op zeer korte afstand liggen twee andere gasvelden, namelijk Blija Zuid-Oost en Blija Zuid (Figuur L.1). Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket, dat zich op een diepte van ongeveer 2600 meter bevindt, vormt het reservoirgesteente. De productie van gas uit het Blija-Ferwerderadeel gasveld is gestart in 1985 en eindigt naar verwachting in 2032. Er zijn in totaal vijf putten geboord in dit veld, waarvan er momenteel nog drie in productie zijn.



Figuur L.1 Structuurkaart van de gasvelden bij Blija (Blija-Ferwerderadeel, Blija-Zuidoost en Blija-Zuid) (Winningsplan Blija-Zuid, NAM 2011). De rode pijl geeft aan welke breuk gebruikt is voor de breukenanalyse

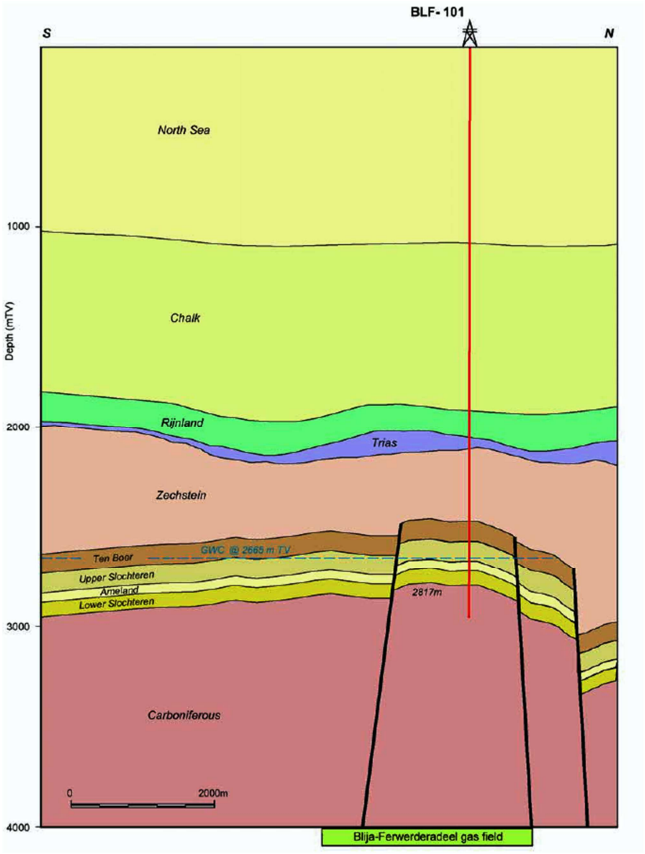
L.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Blija-Ferwerderadeel veld. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische eenheden (Figuur L.2) die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen

Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht. Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat voornamelijk zand en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. In dit veld bevindt het gas zich enkel in de Ten Boer Kleisteen en het Boven-Slochteren Zandsteen laagpakket. De reservoirkwaliteit van dit veld is matig tot slecht. De porositeit varieert binnen het zandsteeninterval, en de permeabiliteit is laag.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

L.2 Structurele setting

Het Blija-Ferwerderadeel gasveld wordt aan nagenoeg alle zijden begrensd door breuken en ligt in een structureel hoog (Figuur L.2). De noordelijke begrenzende breuk lijkt afsluitend te zijn, aangezien er een niet ontwikkeld breukblok ten noorden van het Blija-Ferwerderadeel ligt (naar verwachting gevuld met gas). Ook binnen het veld liggen een aantal breuken. Het gas-water contact ligt op een diepte van 2625 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur L.2 Doorsnede van het Blija-Ferwerderadeel gasveld (Winningsplan Blija, NAM 2003). De Boven-Rotliegend Formatie is onderverdeeld in meerdere eenheden.

L.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur L.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk De lengte van de langste breuk is bepaald op 5,0 kilometer

L.3 Productie

Er zijn momenteel drie putten in het Blija-Ferwerderadeel veld die gas produceren. Het gas wordt, eveneens op de locatie Blija-Ferwerderadeel behandeld en op specificatie gebracht voor levering aan GasTerra.

De productie is gestart in 1985 en eindigt naar verwachting in 2032 (Winningsplan Blija-Zuid, NAM 2011). Op dat moment zal naar verwacht 19% van het aanwezige gas geproduceerd zijn. Dit percentage is erg laag door de slechte reservoirkwaliteit in dit veld. Er wordt gestreefd een percentage van 25% te halen, maar er zijn momenteel geen plannen om het productieproces te optimaliseren.

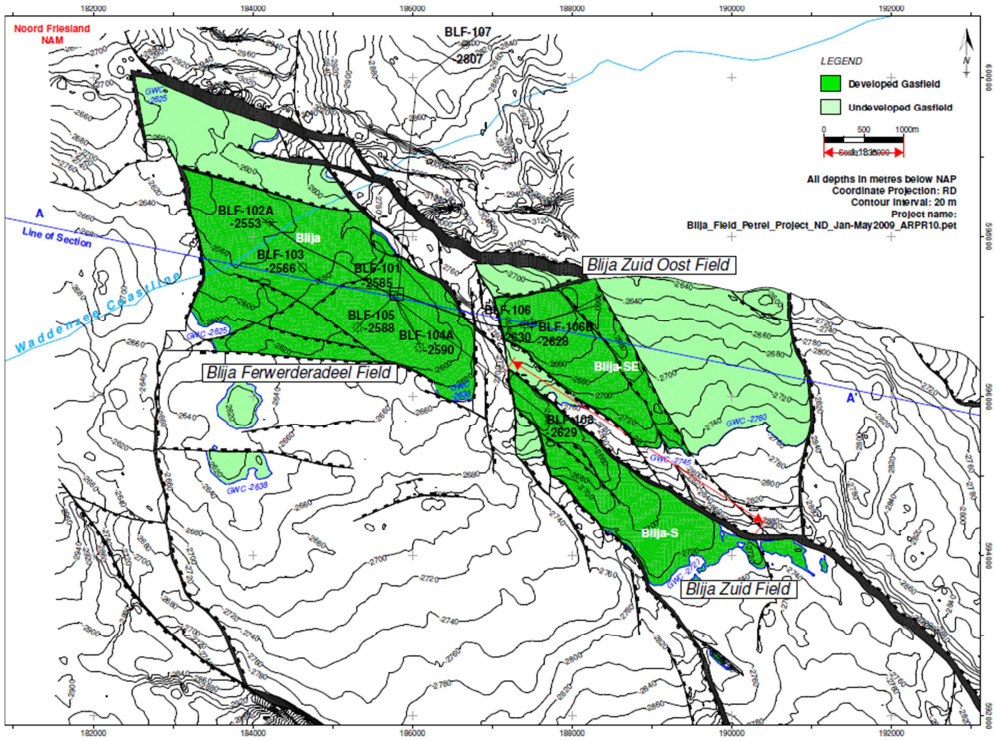
De initiële reservoirdruk was 380 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot ongeveer 242 bar in 2003. Gezien de gecontinueerde gasproductie in de afgelopen jaren zal de huidige reservoirdruk nog lager zijn. De beoogde einddruk van het reservoir is 207 bar.

L.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Blija-Ferwerderadeel veld tot en met 1 april 2016.

M Blija-Zuid

Het Blija-Zuid gasveld is ontdekt in 2011 door de boring BLF-108. Dit veld is gelegen binnen de winningsvergunning Noord-Friesland van de NAM en bevindt zich nabij de kust van de Waddenzee. Het ligt in de nabijheid van de gasvelden Blija-Ferwerderadeel en Blija-Zuidoost. Het reservoirgesteente wordt gevormd door laagpakketten van de Boven-Rotliegend Groep, die zich bevinden op een diepte van circa 2650 meter (Figuur M.1).
Gasproductie uit dit veld is gestart in september 2012 en eindigt naar verwachting in 2032. Er is één put gezet in dit veld, waaruit momenteel gas wordt geproduceerd.



Figuur M.1 Structuurkaart van de gasvelden bij Blija (Blija-Ferwerderadeel, Blija-Zuidoost en Blija-Zuid) (Winningsplan Blija-Zuid, NAM 2011). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

M.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom) vormt het reservoirgesteente van het Blija-Zuid veld. Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische eenheden die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht. Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden.

De Slochteren Zandsteen bevat voornamelijk zand en kent daarom over het algemeen een betere reservoirkwaliteit. In dit veld is de reservoirkwaliteit echter vrij matig.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

M.2 Structurele setting

Het Blija-Zuid veld is een noordwest-zuidoost georiënteerde structuur die aan meerdere zijden wordt begrensd door afschuivingsbreuken. Aan de zuidoost zijde wordt de structuur begrensd door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Binnen het veld liggen een paar kleinere breuken, maar deze lijken het geheel niet op te delen in afzonderlijke compartimenten. Het gas-water contact bevindt zich in dit veld op een diepte van 2727 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

M.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur M.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 3,2 kilometer.

M.3 Productie

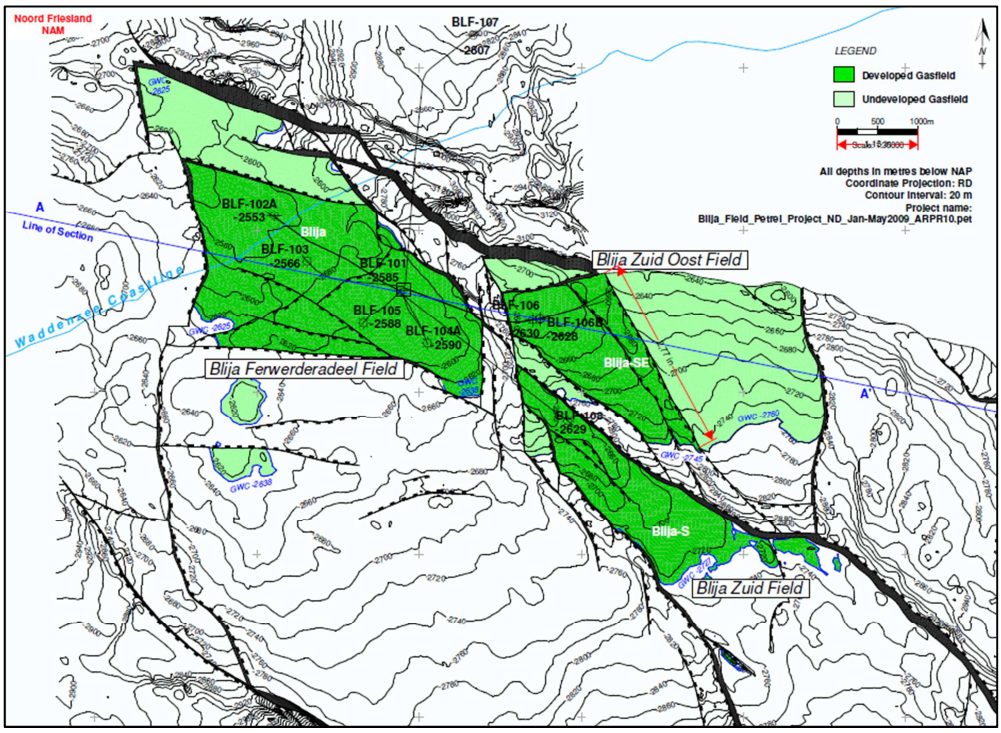
De eerste en enige put in het veld (BLF-108) produceert gas sinds september 2012. De productie eindigt naar verwachting in 2032. Er wordt naar gestreefd op dat moment ongeveer 59,4% van het aanwezige volume geproduceerd te hebben. Dit is een vrij laag percentage omdat de reservoirkwaliteit van het Rotliegend hier vrij matig is. Er zijn geen plannen om een additionele put te boren naar dit veld, maar er wordt wel gedacht over een mogelijke putstimulatie en het aansluiten van een meer-traps compressiefaciliteit.
De put BLF-108 is geboord vanaf de productielocatie Blija-Ferwerderadeel. Hier wordt het gas behandeld en op specificatie gebracht voor levering aan GasTerra. De initiële reservoirdruk was 376 bar in 2012, maar is op dit moment waarschijnlijk lager doordat het reservoir voor een deel gedepleteerd is. De beoogde einddruk bedraagt 192 bar.

M.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Blija-Zuid veld tot en met 1 april 2016.

N Blija-Zuidoost

Het Blija-Zuidoost gasveld is ontdekt in 1997 door de boring BLF-106. Dit veld is gelegen binnen de winningsvergunning Noord-Friesland van de NAM en ligt nabij de kust van de Waddenzee, ten oosten van het veld Blija-Ferwerderadeel. De Boven-Slochteren Zandsteen vormt het reservoirgesteente en ligt op een diepte van ongeveer 2650 meter (Figuur N.1).
Gasproductie uit dit veld is gestart in 2001 en eindigt naar verwachting in 2032. Het gas wordt geproduceerd uit de enige put die in het veld geboord is (BLF-106).



Figuur N.1 Structuurkaart van de gasvelden bij Blija (Blija-Ferwerderadeel, Blija-Zuidoost en Blija-Zuid) (Winningsplan Blija-Zuid, NAM 2011). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

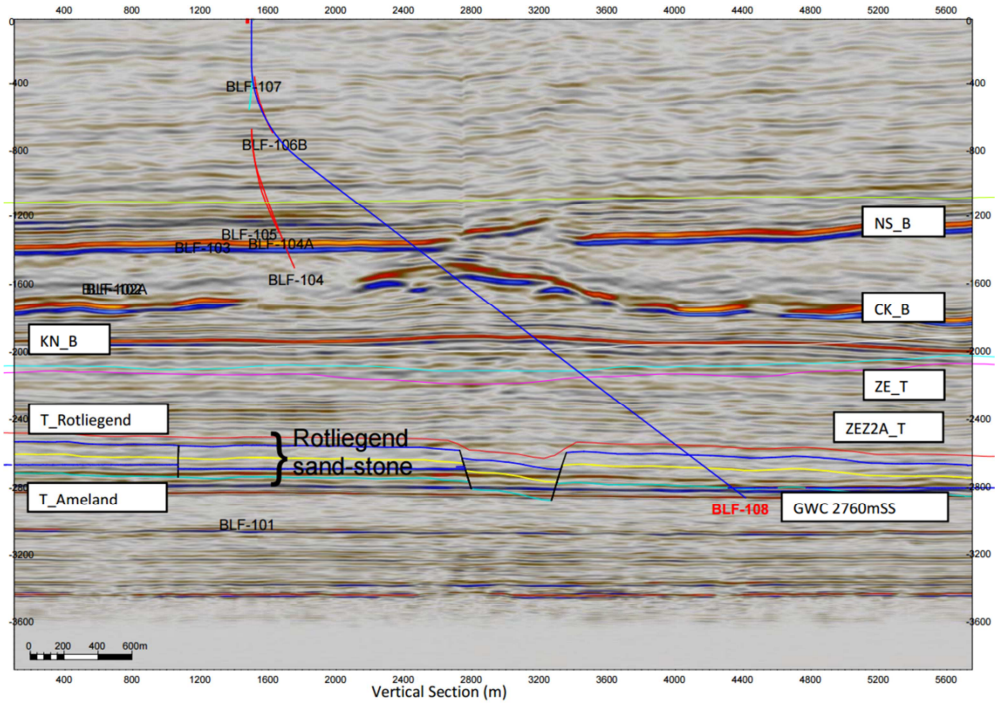
N.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Blija-Zuidoost veld. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht. Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn,

maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat voornamelijk zand en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. het gas bevindt zich in dit veld in de Boven-Slochteren Zandsteen. De porositeit en permeabiliteit van het reservoir zijn matig tot gemiddeld.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

N.2 Structurele setting

Het Blija-Zuidoost gasveld wordt aan meerdere zijden begrensd door afschuivingsbreuken en aan de zuidzijde door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Het breukblok dipt dus naar het zuiden. Binnen het veld ligt tenminste één breuk, maar deze lijkt niet afsluitend te zijn. De breuk die de oostelijke begrenzing vormt daarentegen wel. Het breukblok ten oosten van het Blija-Zuidoost veld is naar verwachting gasvoerend, maar is niet ontwikkeld.
De enige, en producerende put in dit veld doorsnijdt de top van de Boven-Slochteren Zandsteen in het noorden, hoog op de structuur (Figuur N.2). Het gas-water contact in dit veld is bepaald op een diepte van 2745 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur N.2 Seismische doorsnede van het Blija Zuidoost gasveld (Winningsplan Blija-Zuid, NAM 2011). Het aangeduide GWC betreft een oude inschatting.

N.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur N.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 3,5 kilometer.

N.3 Productie

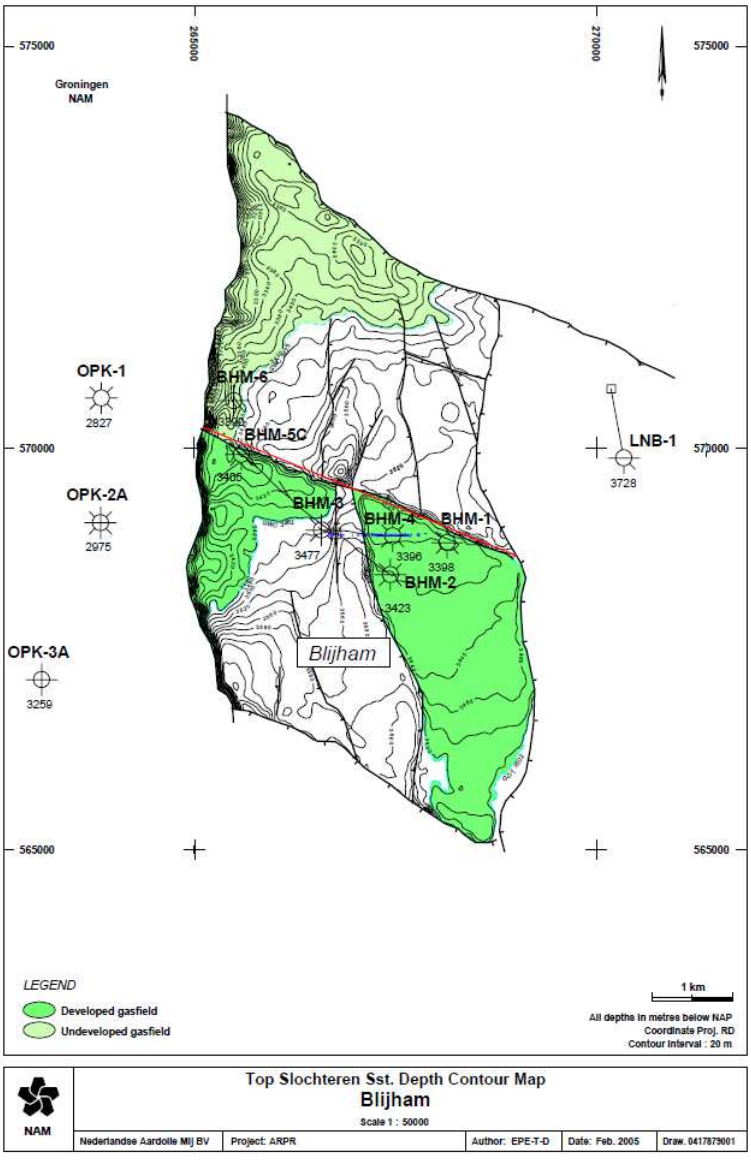
De eerste en enige boring in het veld is BLF-106. Deze is in 2001 in productie gegaan en eindigt naar verwachting in 2032. Door de slechte reservoirkwaliteit bedraagt het verwachte winningspercentage slechts 15%. Onder voorbehoud van technische en economische uitvoerbaarheid van productie bevorderende maatregelen zal gestreefd worden naar een winningspercentage van 48%.
Het geproduceerde gas wordt getransporteerd naar de productielocatie Blija-Ferwerderadeel, waar het behandeld wordt en op specificatie wordt gebracht voor levering aan GasTerra.
De initiële reservoirdruk bedroeg 380 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot 362 bar in 2003. Op dit moment is de reservoirdruk naar verwachting nog verder verlaagd. De beoogde einddruk bedraagt 303 bar.

N.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Blija-Zuidoost veld tot en met 1 april 2016.

O Blijham

Het Blijham gasveld is ontdekt in 1972 door de boring BHM-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Groningen van de NAM. Geografisch gezien ligt het ten oosten van het veld Oude Pekela en tevens direct naast het zuidoostelijke deel van het Groningen gasveld. De Slochteren Zandsteen Formatie, die op een diepte van ongeveer 3400 meter is aangetroffen, vormt het reservoirgesteente (Figuur O.1). De gasproductie is gestart in 1984 en eindigt naar verwachting in 2025. Er zijn in totaal vier boringen gezet in dit veld, waarvan er twee in productie zijn.



Figuur O.1 Structuurkaart van het Blijham gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Slochteren Formatie. Het veld bestaat uit twee separate breukblokjes, die niet met elkaar in contact staan.

O.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente van het Blijham veld. Deze formatie is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit twee verschillende lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer Kleisteen bestaat uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Slochteren Zandsteen bestaat in dit gebied uit fluviatiele zandafzettingen, eveneens afgezet in een woestijnomgeving.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer Kleisteen is slecht. Dit interval wordt vaak gezien als een *waste zone*, wat betekent dat hij wel gasvoerend is, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat over het algemeen grotendeels zand en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. Echter, in dit gebied is zelfs de kwaliteit van de Slochteren Zandsteen vrij slecht, wat mogelijk gerelateerd is aan de fluviatiele herkomst van de sedimenten. Verder naar het noorden neemt de reservoirkwaliteit toe omdat het reservoir daar meer eolische zandsteenintervallen bevat.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

O.2 Structurele setting

Het Blijham gasveld bestaat uit twee separate breukblokken. Deze worden aan meerdere zijden begrensd door breuken en aan de zuidzijde door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). De bovenkant van de Slochteren Zandsteen ligt op ongeveer 3400 meter diepte en het reservoir heeft een gemiddelde dikte van ongeveer 72 meter.
Het feit dat beide breukblokken een ander gas-water contact (GWC) hebben lijkt erop te duiden dat ze niet met elkaar in contact staan. Het GWC in het oostelijk blok ligt op een diepte van 3504 meter en in het westelijke blok op 3462 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir van het oostelijk de dikte van de top van het reservoir tot het GWC van het oostelijk blok gebruikt. Voor de dikte van het gasvoerende reservoir van het westelijk deel is de dikte van de top van het reservoir tot het GWC van het westelijk blok gebruikt.

O.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur O.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 4,3 kilometer. Bij de bepaling voor de langste breuk is een conservatieve schatting gedaan en de noordelijke randbreuk die langs beide breukblokjes loopt gekozen. Ondanks dat beide blokjes niet in drukcontact met elkaar staan is deze breuk toch gekozen omdat deze breuk door gasdepletie in beide blokjes mogelijk in zijn geheel kan schuiven.

O.3 Productie

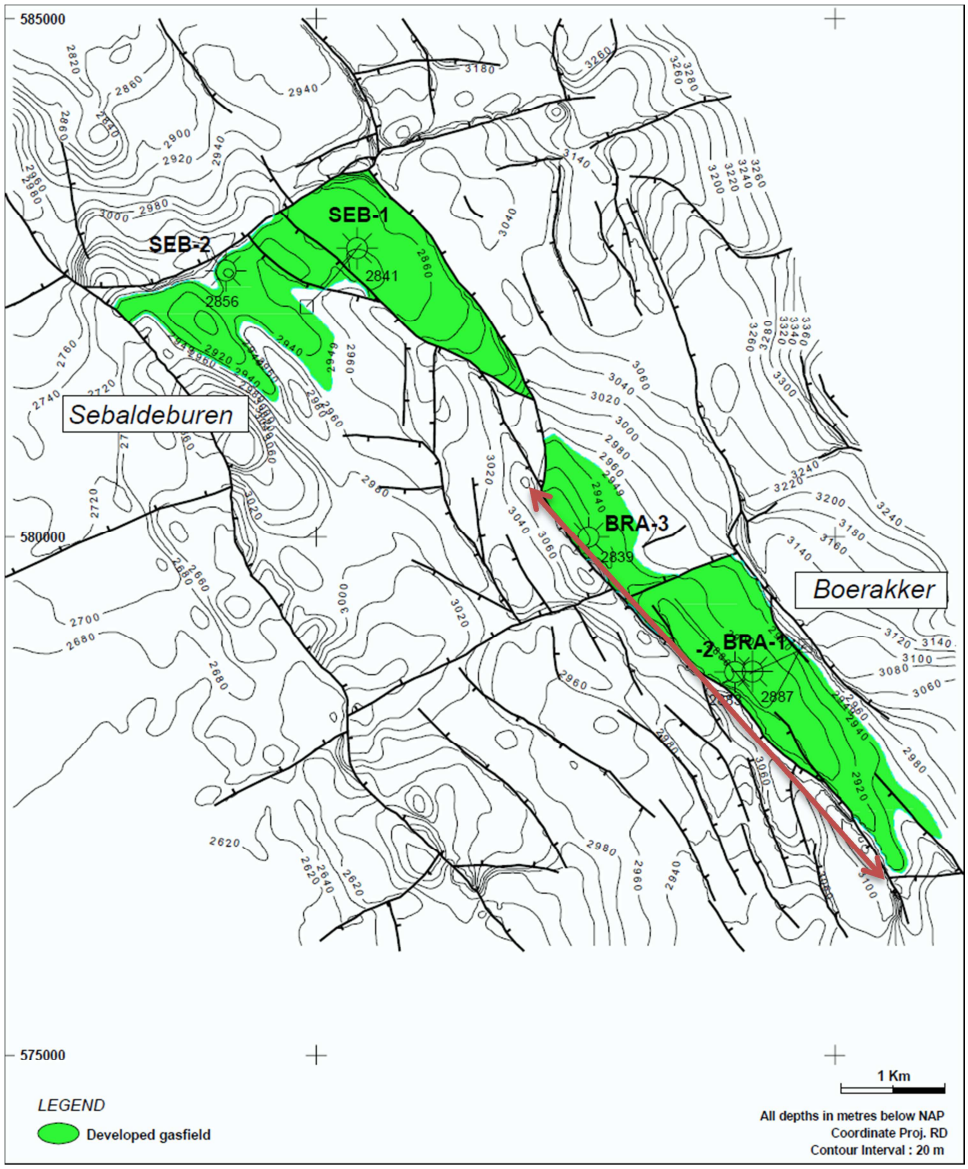
Er zijn in totaal vier putten geboord in de twee breukblokken van het Blijham veld, waarvan er twee in productie zijn. De producerende putten zijn BHM-02 en BHM-04, die beiden uit het oostelijke breukblok produceren. De put BHM-05 is in het westelijke breukblok gezet, maar nooit in productie genomen. Het geproduceerde gas wordt via de satellietlocatie Blijham getransporteerd naar de moederlocatie Oude Pekela. Daar wordt het gas behandeld en op specificatie gebracht voor levering aan GasTerra.
De gasproductie uit dit veld is gestart in 1984 en eindigt naar verwachting in 2025. De productie verloopt echter nu al niet meer continu. Slechts gedurende bepaalde perioden in het jaar vindt productie plaats. Dit komt mogelijk doordat er waterdoorbraak heeft plaatsgevonden en het veld het einde van zijn levensduur begint te bereiken. Naar verwachting is aan het einde van het productieproces 72% van het aanwezige gas geproduceerd. Dit relatief lage winningspercentage (voor een Slochteren Zandsteen reservoir) is gerelateerd aan de slechte reservoirkwaliteit in dit veld.
De initiële reservoirdruk was 417 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot ongeveer 28 bar in 2014. Gezien de gecontinueerde gasproductie in de afgelopen jaren zal de huidige reservoirdruk nog lager zijn. De beoogde einddruk van het reservoir is 19 bar.

O.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Blijham veld tot en met 1 april 2016.

P Boerakker

Het Boerakker veld werd in 1984 ontdekt door de boring BRA-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Groningen van de NAM. Geografisch gezien ligt het ten westen van de stad Groningen. Het veld maakt deel uit van een cluster voorkomens (Boerakker, Molenpolder, Pasop en Sebaldeburen) behorende tot het Grijpskerk-Zuid systeem. De Boven-Rotliegend Groep, die op een diepte van ongeveer 2900 meter is aangetroffen, vormt hier het reservoirgesteente.
De gasproductie uit dit veld is gestart in 1998 en eindigde naar verwachting in 2009. Echter productie vindt nog steeds plaats. Er zijn in totaal drie putten geboord in dit veld, waarvan er twee zijn gebruikt voor de productie van gas.



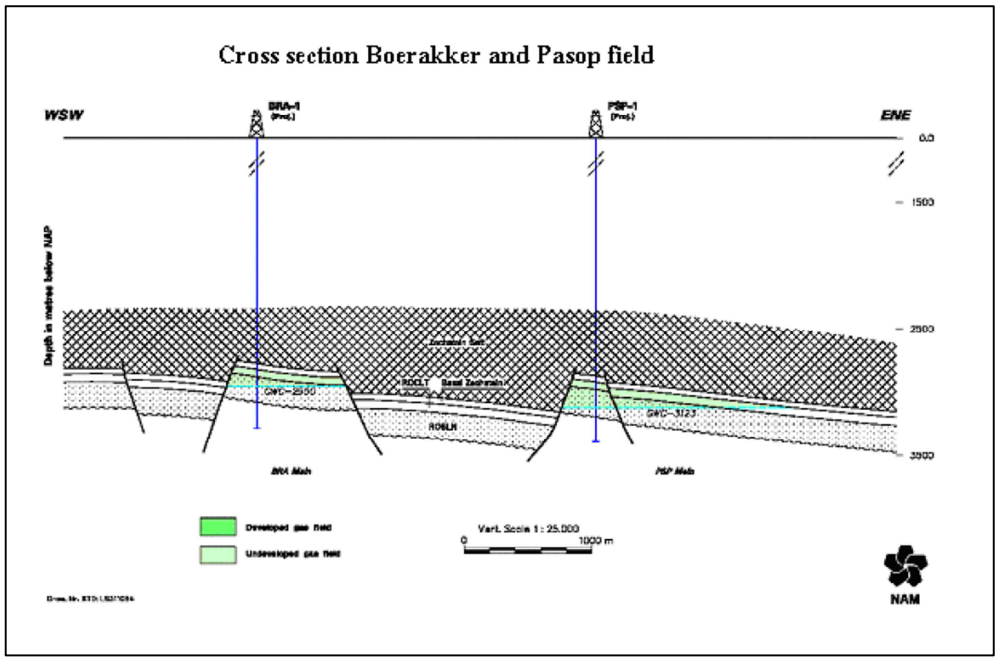
Figuur P.1 Structuurkaart van de Boerakker en Sebaldeburen gasvelden (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Zandsteen Laag-pakket.

P.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom) vormt het reservoirgesteente van het Boerakker gasveld. Deze groep bestaat in dit gebied uit twee verschillende lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. Het Ten Boer Kleisteen laagpakket bestaat uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. Het Slochteren Zandsteen Laagpakket bestaat in dit gebied uit fluviatiele zandafzettingen, eveneens afgezet in een woestijnomgeving.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer Kleisteen is slecht. Dit interval wordt vaak gezien als een *waste zone*, wat betekent dat het wel gasvoerend is, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

P.2 Structurele setting

Het Boerakker veld maakt deel uit van een horst- en grabenstructuur. Het gas bevindt zich in een horstblok dat wordt begrensd door NO-ZW georiënteerde randbreuken. Aan de oostzijde wordt het veld begrensd door de hellende gelaagdheid en het gas-water contact dat zich op een diepte van 2949 meter bevindt. Een breuk loodrecht op de twee randbreuken splitst het veld in een noordelijk en een zuidelijk compartiment. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur P.2 Doorsnede van de Boerakker en Pasop gasvelden (Winningsplan Grijpskerk-Zuid, NAM 2005).

P.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur P.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk De lengte van de langste breuk is bepaald op 3,7 kilometer.

P.3 Productie

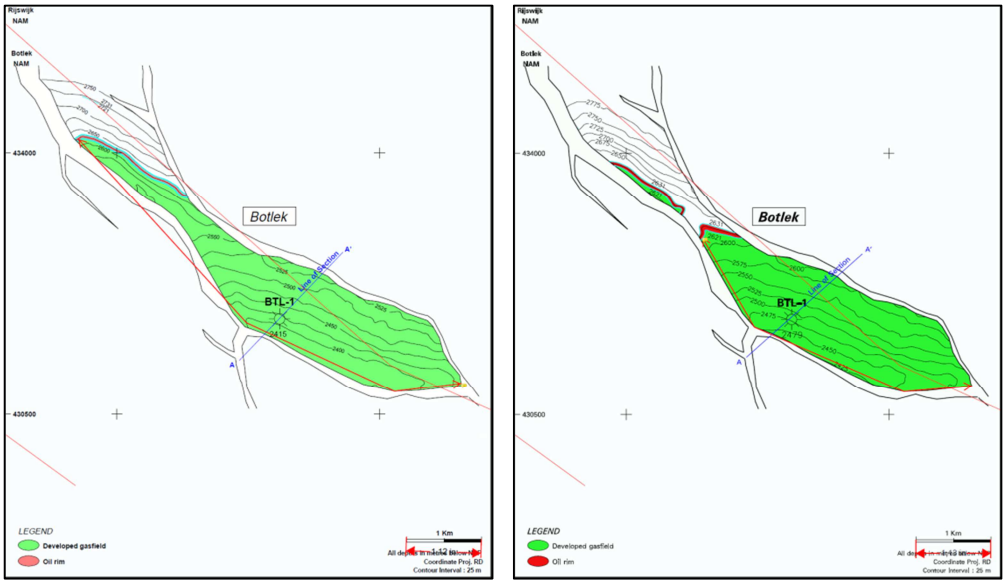
Er zijn in totaal drie putten geboord in het Boerakker veld. De eerste, BRA-01, was een exploratieput gericht op het zuidoostelijke compartiment en is afgesloten en verlaten. De productie van gas uit het Boerakker veld is gestart in 1998 via de put BRA-02, die eveneens het zuidoostelijke compartiment heeft aangeboord. Later, in 2002, is BRA-03 geboord om ook het noordwestelijke compartiment in productie te brengen. Ondanks de verwachtte productiestop in 2009 produceert dit veld nog steeds. Verwacht wordt dat een winningspercentage van 72% gehaald wordt.
De initiële reservoirdruk bedroeg 338 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot 173 bar in 2003. De beoogde einddruk is 30 bar.

P.4 Seismiciteit

Er is één beving geregistreerd in het Boerakker gasveld in 1995 (M_L=0,9). Daar de productie van Boerakker pas in 1998 is gestart, is deze beving niet veroorzaakt door de gasproductie van Boerakker.

Q Botlek

Het Botlek gasveld is ontdekt in 1984 door de boring BTL-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Botlek van de NAM. Dit gasveld ligt in de provincie Zuid-Holland en bevindt zich onder het Rotterdamse havengebied. De zandsteenlagen van de Röt en Solling Formaties en Hoofd-Bontzandsteen Subgroep, die zich op een diepte van ongeveer 2400 meter bevinden, vormen het reservoirgesteente (Figuur Q.1). Onder het gashoudende deel van het reservoir bevindt zich tevens een dunne oliehoudende zone die momenteel niet wordt geproduceerd.
De productie van gas uit dit veld is gestart in 1992 via de enige boring in het veld (BTL-01) en eindigt naar verwachting in de periode 2018-2025.



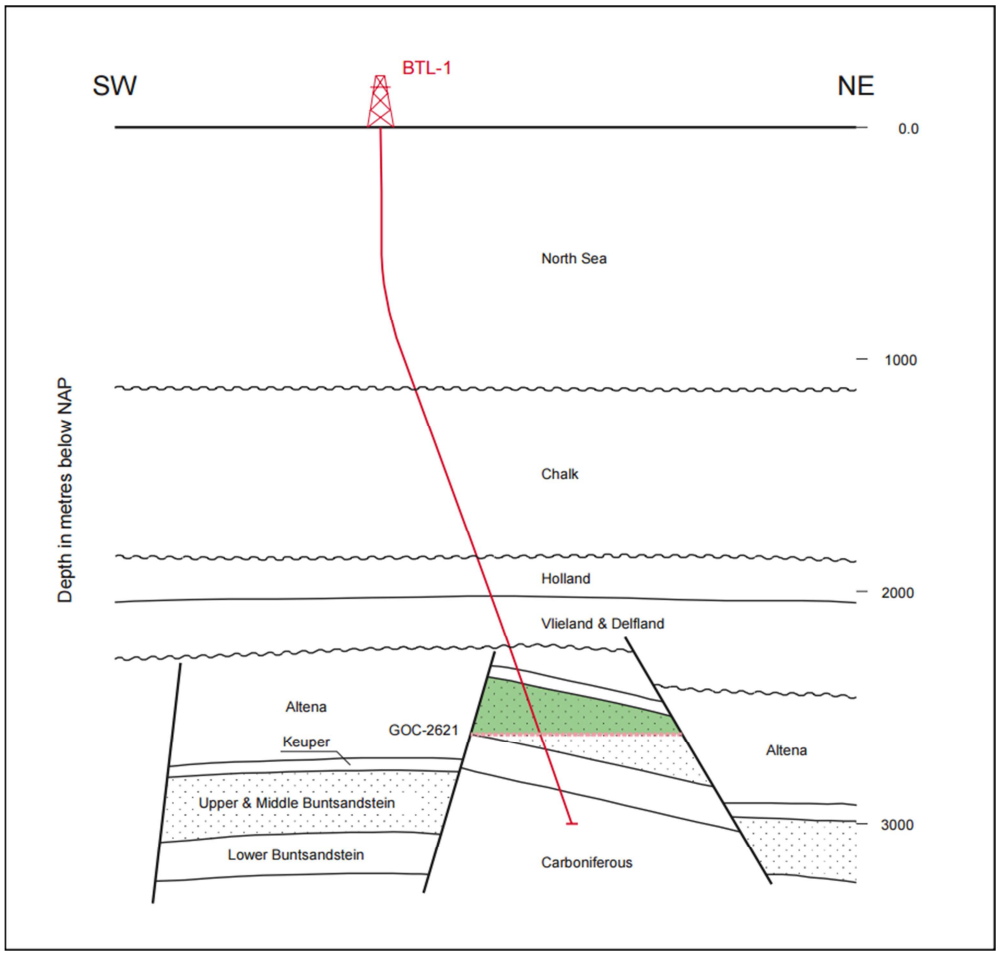
Figuur Q.1 Structuurkaart van het Botlek gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van respectievelijk de Röt Formatie (links) en Hoofd-Bontzandsteen Subgroep (rechts). (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

Q.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Zandsteenlagen van de Röt en Solling Formaties en de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep vormen het reservoirgesteente van het Botlek gasveld. De Röt Formatie bestaat hier uit een afwisseling van zand- en kleilagen die zijn afgezet in een lacustriene omgeving. De Solling Formatie wordt eveneens gekenmerkt door zand- en kleilagen waarbij de zandige lagen in een vlechtend riviersysteem zijn afgezet en de kleilagen in een lacustriene omgeving. De reservoirkwaliteit van deze twee formaties is gemiddeld tot goed in dit gebied.
De Hoofd-Bontzandsteen Subgroep bestaat uit de Hardegsen, Detfurth en Volpriehausen Formaties. Deze formaties worden gekenmerkt door een afwisseling van zand- en kleirijke lagen die zijn afgezet in fluviatiele, lacustriene en af en toe eolische omgeving. De zandige laagpakketten hebben een goede reservoirkwaliteit in dit gebied.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. De afsluitende lagen worden gevormd door kleilagen van Trias en Jura ouderdom.

Q.2 Structurele setting

Het Botlek gasveld wordt gevormd door een langgerekt, NW-ZO georiënteerd breukblok dat aan drie kanten begrensd wordt door afschuivingsbreuken (Figuur Q.2). Door juxtapositie van de Trias gesteenten tegen schalielagen van Jura ouderdom vormt deze structuur een succesvolle *trap*. De noordwestelijke begrenzing van het veld wordt gevormd door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*) en het gas-olie contact (GOC), dat zich op een diepte van 2621 meter bevindt (Figuur Q.2). De olielaag onder de gaskolom heeft naar verwachting een dikte van ongeveer 10 meter, waardoor het olie-water contact (OWC) op een diepte van 2631 meter ligt. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur Q.2 Schematische doorsnede van het Botlek gasveld (Winningsplan Botlek, NAM 2003).

Q.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur Q.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 6,4 kilometer.

Q.3 Productie

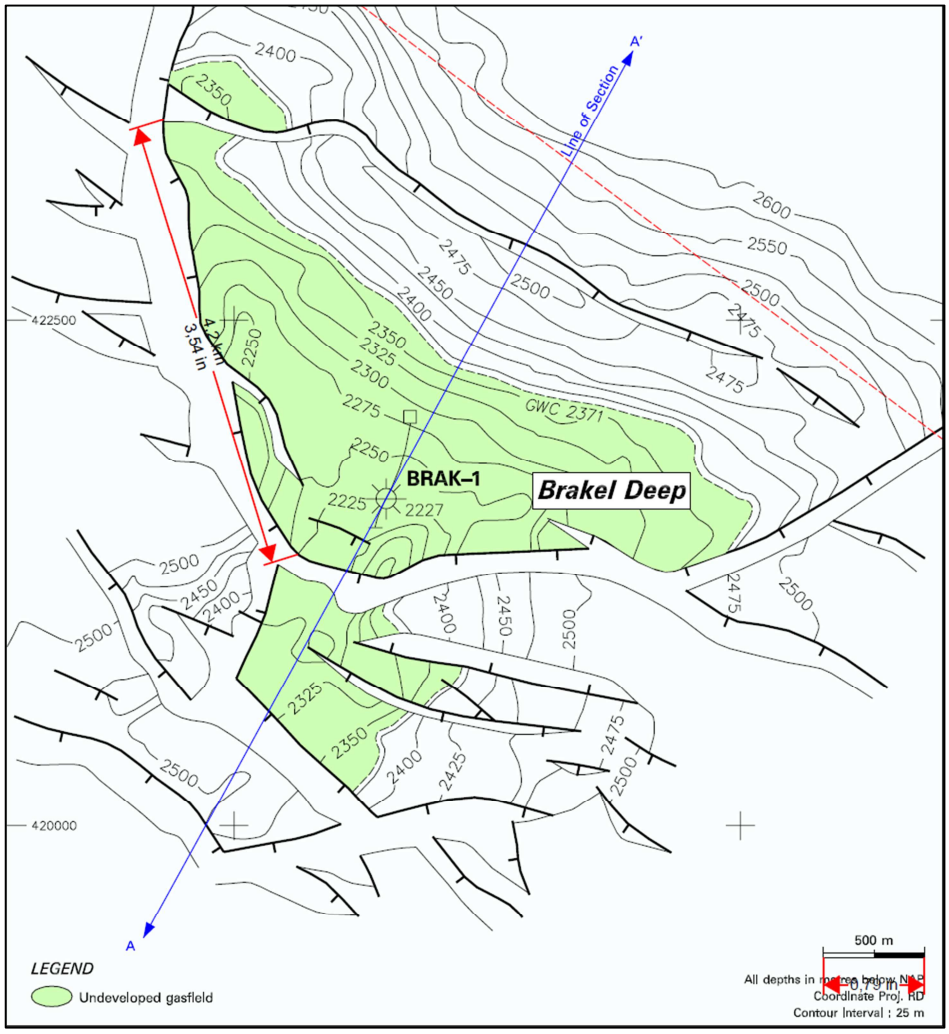
De productie van gas uit het Botlek veld is gestart in 1992 via de enige put in dit veld, BTL-01. De dunne olielaag onder de gaskolom wordt momenteel niet gewonnen. De productie eindigt in de periode 2018-2025 en dan is naar verwachting ongeveer 82% van het aanwezige gas gewonnen.
Een winningspercentage van 95% zou haalbaar kunnen zijn met behulp van extra compressie, maar dit is niet toegestaan vanwege beperkingen ten aanzien van de te verwachten bodemdaling.
De initiële reservoirdruk was 269 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot 133 bar in 2003. De beoogde einddruk van het reservoir bedraagt 12 bar.

Q.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Botlek veld tot en met 1 april 2016.

R Brakel

Het Brakel veld bestaat uit meerdere voorkomens in verschillende lithostratigrafische eenheden. Via de boring AND-01 zijn in 1949 de oliehoudende voorkomens in de Brabant Formatie, het Midden Werkendam laagpakket en de Delfland Subgroep ontdekt. In 1992 is via de boring BRAK-01 het gasvoorkomen in de Röt Formatie en Hoofd-Bontzandsteen Subgroep ontdekt (Trias ouderdom) (Figuur R.1). Omdat momenteel alleen gaswinning plaatsvindt uit het Trias voorkomen wordt alleen deze eenheid beschreven.
Het veld ligt binnen de winningsvergunning Andel 5a van Vermillion Oil & Gas Netherlands B.V., die is gelegen in de provincie Gelderland, tussen Gorinchem en Zaltbommel.
De productie van gas uit het Trias voorkomen is gestart in 2010 via de enige put die het voorkomen heeft aangeboord (BRAK-01). De productie eindigt naar verwachting in 2035.



Figuur R.1 Structuurkaart van het Trias gasvoorkomen van het Brakel veld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Röt Formatie. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

R.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Zandsteenlagen van de Röt en Solling Formaties en de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep vormen het reservoirgesteente van het Brakel gasveld. De Röt Formatie bestaat hier uit een afwisseling van zand- en kleilagen die zijn afgezet in een lacustriene omgeving. De Solling Formatie wordt eveneens gekenmerkt door zand- en kleilagen waarbij de zandige lagen in een vlechtend riviersysteem zijn afgezet en de kleilagen in een lacustriene omgeving. De reservoirkwaliteit van deze formaties is matig tot gemiddeld in dit gebied.
De Hoofd Bontzandsteen Subgroep bestaat hier uit de Detfurth en Volpriehausen Formaties. Deze formaties worden gekenmerkt door een afwisseling van zand- en kleirijke lagen die zijn afgezet in een fluviatiele, lacustriene en af en toe eolische omgeving. De zandige laagpakketten hebben een matige tot gemiddelde reservoirkwaliteit in dit gebied.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. De afsluitende lagen worden gevormd door kleilagen van Trias en Jura ouderdom.

R.2 Structurele setting

Het Trias voorkomen van het Brakel veld is aangetroffen op een diepte van ongeveer 2225 meter (Figuur R.1). De gashoudende zandsteenlagen van de Röt en Solling Formaties en de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep liggen in dit veld direct op elkaar en vormen samen een reservoir.
Het veld ligt in een complex breuksysteem, dat ervoor zorgt dat het veld is opgedeeld in twee delen. Alleen het noordelijke deel is aangeboord door de put BRAK-01. De begrenzing van het veld wordt gevormd door een noord-zuid en een oost-west georiënteerde breuk, en door de hellende gelaagdheid. Dat maakt de structuur een *fault-dip closure*.
Het gas-water contact (GWC) van het veld ligt op een diepte van 2371 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

R.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur R.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 4,5 kilometer.

R.3 Productie

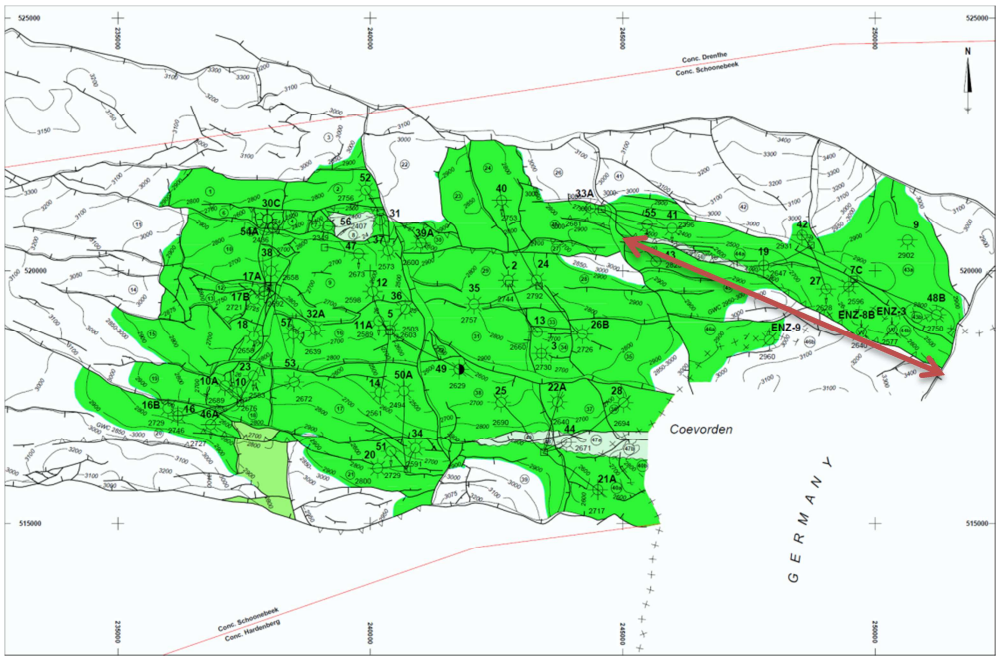
De productie van gas uit het Brakel veld is gestart in 2010 via de put BRAK-01. Voordat deze put in productie is genomen is, vanwege de relatief lage permeabiliteit, het reservoir gestimuleerd (middels hydraulisch fracken).
De productie eindigt naar verwachting in 2035. Op dat moment is ongeveer 50-70% van het aanwezige gas geproduceerd.

R.4 Seismiciteit

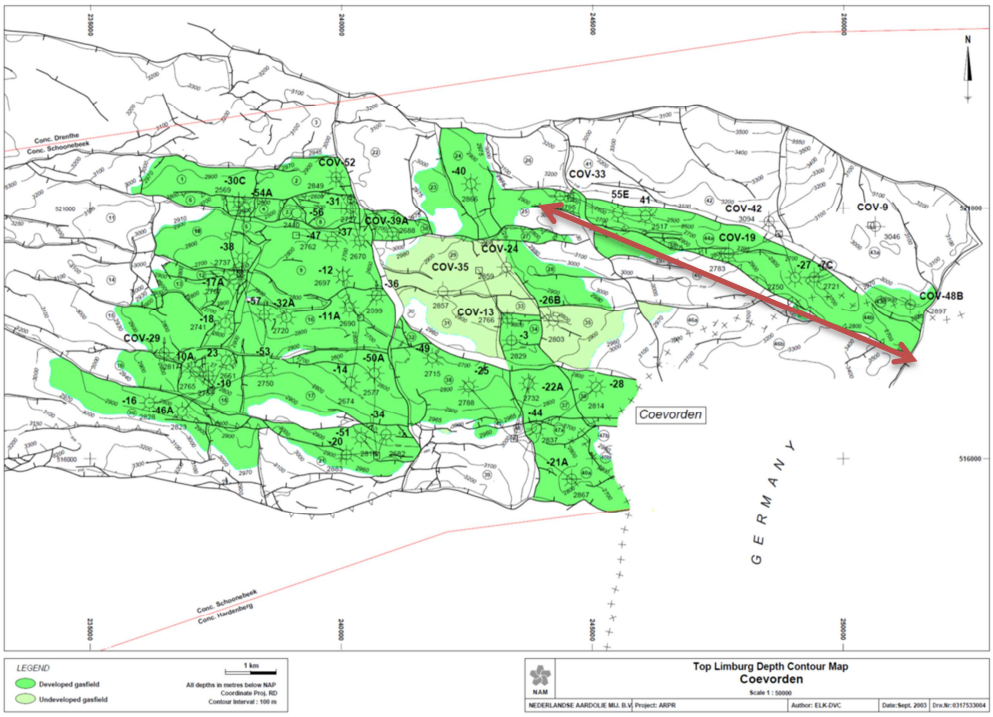
Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Brakel veld tot en met 1 april 2016.

S Coevorden

Het Coevorden gasveld is ontdekt in 1948 door boring COV-02. Dit veld bevindt zich geografisch ten westen van het Schoonebeek olieveld en ligt zodoende ook binnen de winningsvergunning Schoonebeek van de NAM. Het oostelijk deel van het veld ligt gedeeltelijk in Duitsland. Het gas bevindt zich in vier verschillende reservoirlagen die stratigrafisch boven elkaar liggen. De Muschelkalk Formatie (Trias), het Z3 Carbonaat en Z2 Carbonaat Laagpakket van de Zechstein Groep (Figuur S.1) en de Limburg Groep (Carboon) (Figuur S.2). Omdat de kans op aardbevingen in het Muschelkalk voorkomen volgens de DHAIS analyse verwaarloosbaar is en omdat de Zechstein Z3 Carbonaat niet wordt geproduceerd, worden deze twee voorkomens hier niet verder beschreven.
De gasproductie is gestart in 1950 en wordt vanaf acht satellietlocaties en drie productielocaties (samen met Collendoornerveen) geproduceerd. In totaal staan er 56 putten in het Coevorden veld, waarvan er nog 40 in productie zijn. De productie wordt naar verwachting in 2019 beëindigd.



Figuur S.1 Structuurkaart van het ZEZ2C voorkomen van het Coevorden gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het ZEZ2C laagpakket.



Figuur S.2 Structuurkaart van het voorkomen in de Limburg Groep van het Coevorden gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Limburg Groep.

S.1 Lithologie en reservoireigenschappen

S.1.1 Zechstein Groep

De Zechstein groep bestaat uit vele lagen steenzout, anhydriet, kleisteen en carbonaatgesteenten. Twee laagpakketten, de Z2 Carbonaat en de Z3 Carbonaat, bevatten gas. Deze laagpakketten bestaan uit een mengsel van kalksteen en dolomiet. De reservoirgesteenten hebben een geringe porositeit en permeabiliteit. Het gas is deels gemigreerd vanuit de Tubbergen Formatie, maar ook ontstaan in de Zechstein groep zelf. De afsluitende laag wordt gevormd door de impermeabele Zechstein evaporieten.

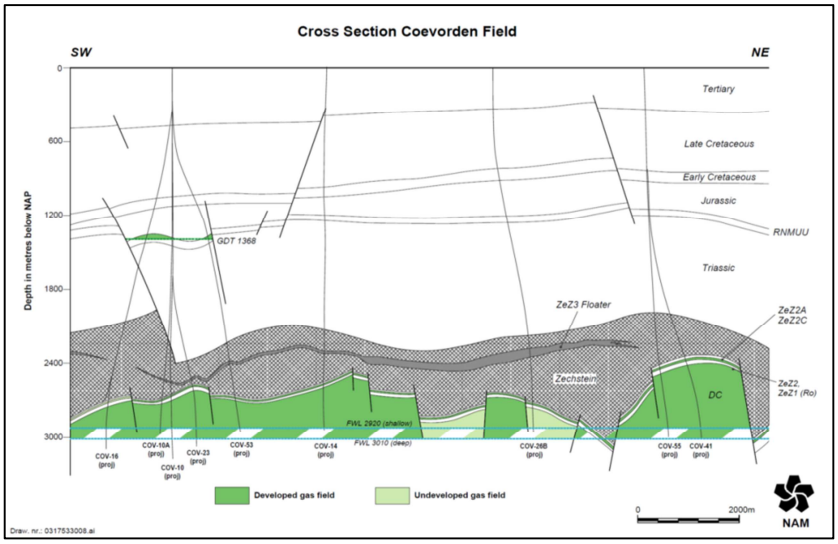
S.1.2 Limburg Groep

De Limburg Groep omvat zowel het brongesteente als het reservoirgesteente. Het gas is uit het brongesteente in de zandlagen van de Tubbergen Formatie gemigreerd en wordt daar gevangen door de bovenliggende evaporieten van de Zechstein Groep. Het reservoirgesteente bestaat uit fluviatiele zanden, terwijl het moedergesteente uit steenkoollagen bestaat. Over de porositeit en permeabiliteit wordt niets vermeld in het winningsplan, maar over het algemeen kan gesteld worden dat de porositeit redelijk is en de permeabiliteit laag.

S.2 Structurele setting

Het Coevorden veld bestaat uit meerdere producerende lagen die worden gekarakteriseerd door twee structurele trends. Onder het zout van de Zechstein Groep bevinden zich de breukblokken die de Z2 en Z3 carbonaat laagpakketten alsmede de Carboon reservoirgesteenten bevatten.

Het breuksysteem onder het Zechstein steenzout bestaat uit meerdere interne breuken met hoofdzakelijk een NNW-ZZO oriëntatie (Figuur S.1).
Deze breuken delen het veld op in meerdere blokken waardoor de structuur vrij complex is. De meeste van deze blokken worden aan meerdere zijden begrensd door breuken en aan een enkele zijde door de hellende gelaagdheid. Omdat de connectiviteit van de breukblokken onderling slechts beperkt is, zijn meerdere putten nodig om het gehele veld te kunnen produceren. Het 'Free Water Level' van het veld is niet eenduidig (Figuur S.3) en wordt in verschillende putten op verschillende dieptes gelegd (2920 en 3010 meter). De basis van het Zechstein voorkomen ligt hoger dan het GWC. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het Zechstein voorkomen de gemiddelde reservoirdikte van 45 meter gebruikt, zoals gegeven in het Winningsplan uit 2003. Voor de berekening van de compactie is het Limburg voorkomen onderverdeeld in een noord, midden en zuid blok gebaseerd op de verschillende dieptes van het GWC in deze blokken. Voor de dikte van de verschillende blokken is de dikte van de top van het blok tot het GWC gebruikt.



Figuur S.3 Doorsnede van het Coevorden gasveld (Winningsplan Coevorden, NAM 2003).

S.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur S.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk in het Zechstein en in Figuur S.2 voor het Carboon. De lengte van de langste breuk in het Zechstein voorkomen is bepaald op 8,0 kilometer en in het Carboon voorkomen op 9,6 kilometer.

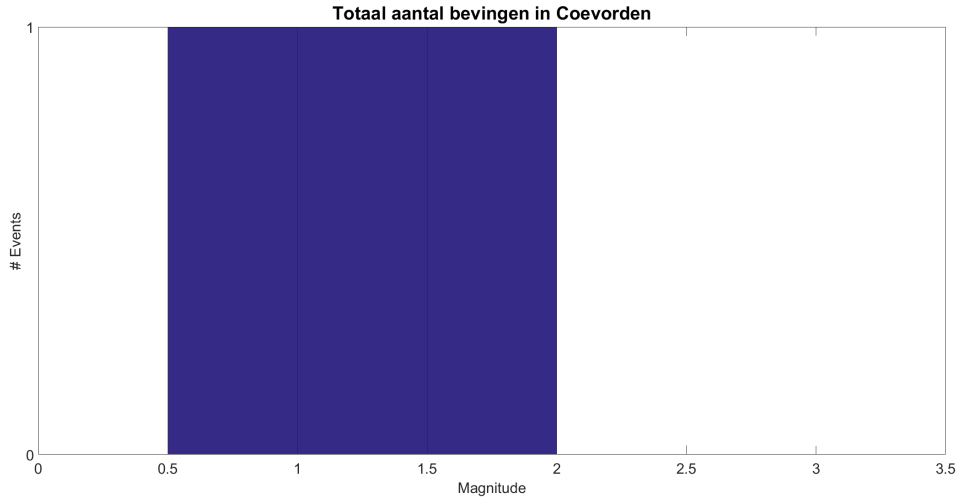
S.3 Productie

Er zijn in totaal 56 putten geboord in dit veld. Daarvan is er één afgesloten en verlaten, vier zijn er ingesloten en van de nieuwste put is de status nog niet bekend. In totaal zijn er 40 putten in productie, die in verschillende breukblokken zijn geplaatst. Het veld wordt vanaf acht satellietlocaties en drie productielocaties (samen met Collendoornerveen) geproduceerd. Het gas dat wordt geproduceerd op

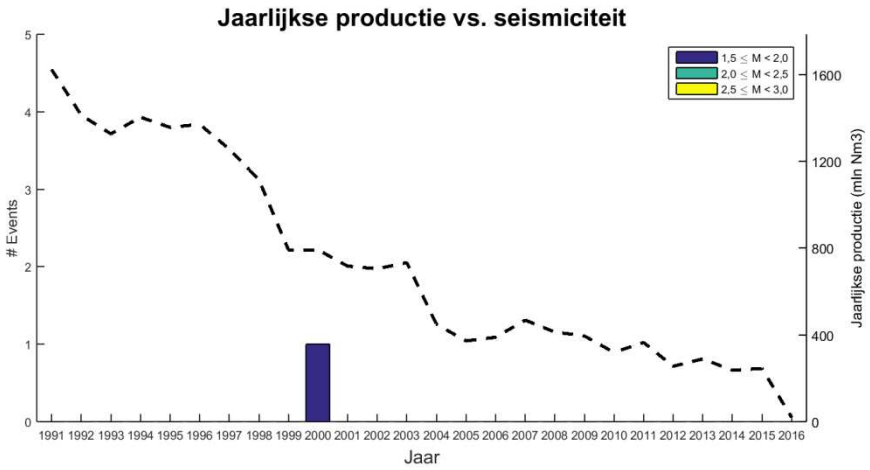
de satellietlocaties wordt onder hogere druk gebracht en gedroogd op de productielocaties. Hiervandaan gaat het gas naar productielocatie Ten Arlo of naar de de gaszuiveringsinstallatie in Emmen. Putten met een laag zwavelgehalte worden ontzwaveld op de satellietlocaties, terwijl de putten met een hoog zwavelgehalte worden ontzwaveld op de gaszuiveringsinstallatie in Emmen.
De initiële reservoirdrukken verschillen sterk per reservoirinterval en per breukblok. De initiële druk van de Zechstein Z2 Carbonaten was 333 bar (gemiddelde van verschillende breukblokken), welke door reservoirdepletie is afgenomen tot ongeveer 130 bar in 2003. De beoogde einddruk van het reservoir is 89 bar.
De initiële druk van de Limburg Groep was 335 bar (gemiddelde van verschillende breukblokken), welke door reservoirdepletie is afgenomen tot ongeveer 182 bar in 2003. De beoogde einddruk van het reservoir is 154 bar. De verwachte winningspercentages zijn 75% voor de Zechstein 2 Carbonaat en 59% voor de Limburg groep.

S.4 Seismiciteit

Alle tot nu toe geregistreerde bevingen in het Coevorden veld liggen in Duitsland. Deze bevingen worden nieuw genoemd in de KNMI database van september 2015 (www.knmi.nl). De eerste geïnduceerde beving in Coevorden veld was een M_L=1,2 van 26 februari 1997. Er zijn in totaal tot 1 april 2016 3 bevingen geregistreerd, waaronder een met een magnitude boven de 1,5. De beving had een magnitude van M_L=1,6 en vond plaats op 29 november 2000.



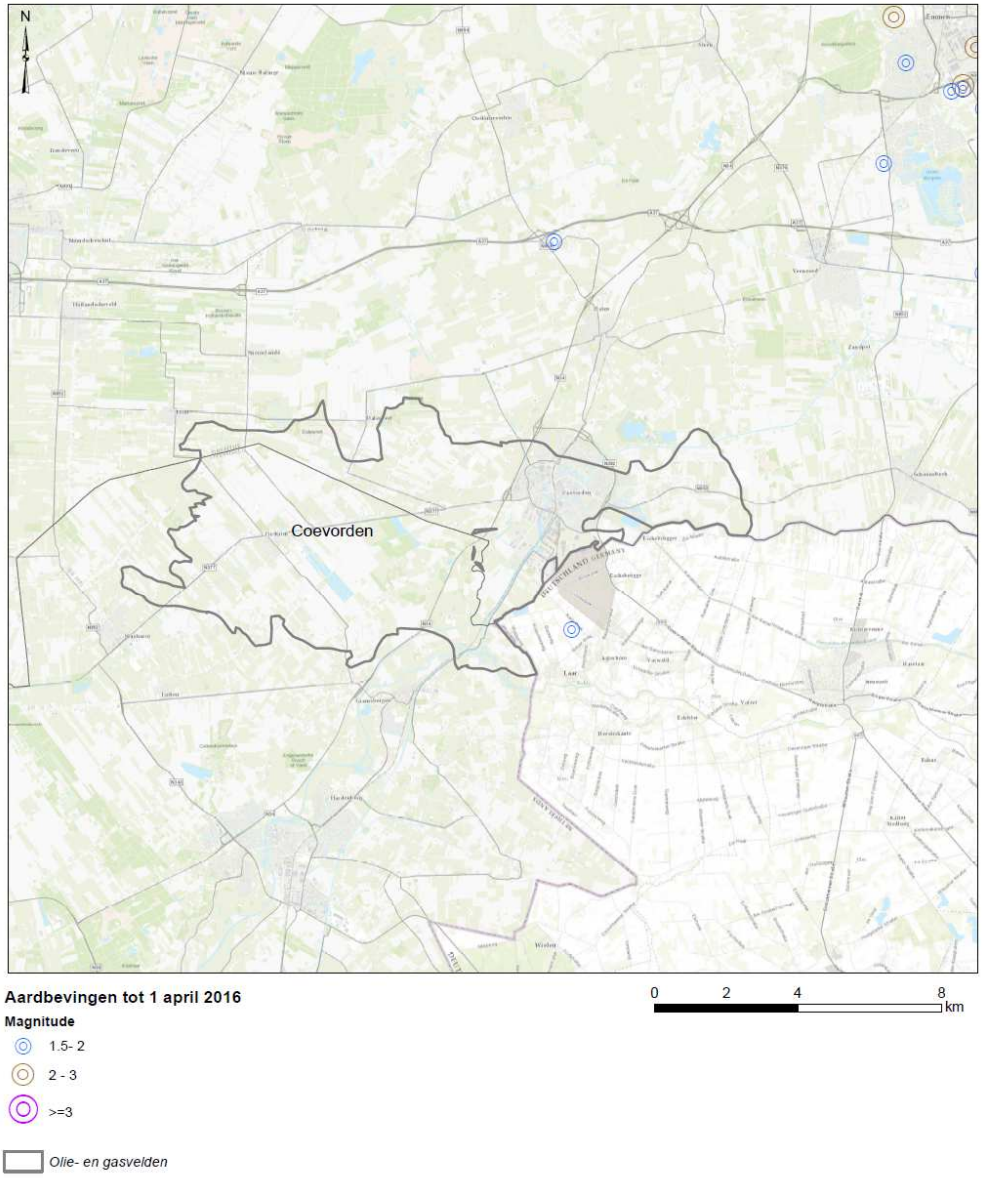
Figuur S.4 Histogram van de bevingen die in het Coevorden gasveld zijn geregistreerd (tot 01-04-2016)



Figuur S.5 Geïnduceerde seismiciteit (M_L≥1,5) voor het Coevorden gasveld in de tijd gerangschikt naar magnitude alsook de jaarlijkse productie (miljoen Nm^3).

Tabel S.1 Datum, locatie (in Rijksdriehoekscoördinaten) en magnitude van alle geregistreerde bevingen in het Coevorden gasveld tot 1 april 2016.

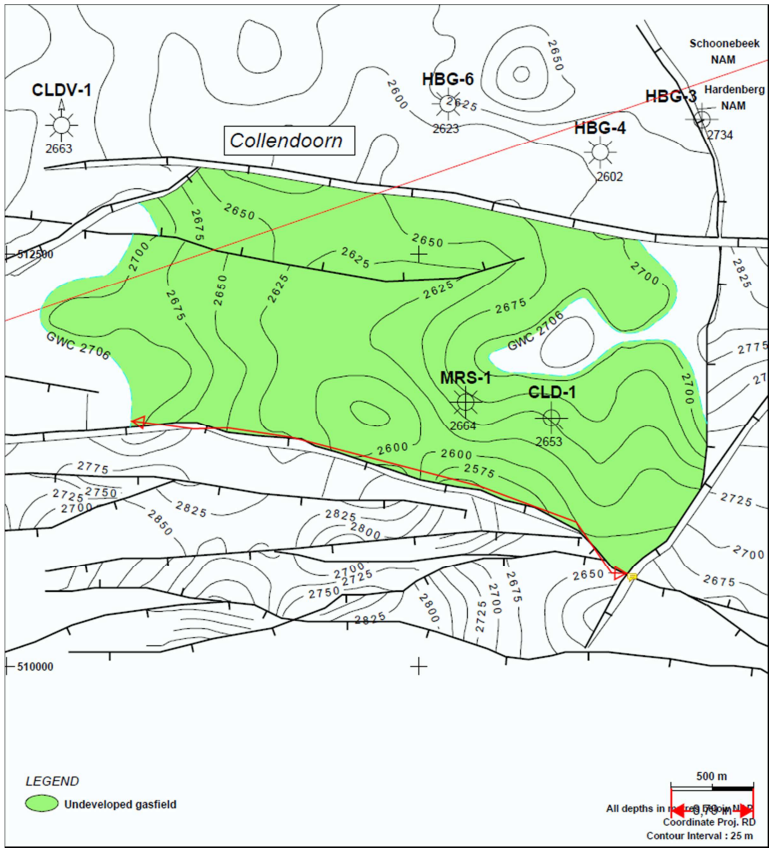
Datum	Locatie RD_X	Locatie RD_Y	Diepte	Magnitude
26-02-1997	250825	518105	3 km	1,2
29-11-2000	246731	516246	3 km	1,6
26-10-2006	250825	518105	3 km	0,8



Figuur S.6 Geïnduceerde seismiciteit ($M_L \geq 1{,}5$) voor het Coevorden gasveld.

T Collendoorn

Het Collendoorn gasveld is ontdekt in 1974 door de boring MSL-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Hardenberg van de NAM. Dit veld bevindt zich geografisch ten zuiden van het Coevorden gasveld en ten zuidwesten van het Schoonebeek olieveld. In de direct omgeving liggen de gasvelden Hardenberg, Hardenberg-Oost en Collendoornerveen. Het gas bevindt zich in de Tubbergen Formatie (Limburg Groep) (Figuur T.1).
De gasproductie is gestart in 2006 via één put (HWG-02) vanaf productielocatie Hoogenweg-1. In totaal staan er drie putten in het Collendoorn veld, waarvan er twee zijn afgesloten en verlaten door hun slechte plaatsing. De productie wordt naar verwachting in 2021 beëindigd.



Figuur T.1 Structuurkaart van het Collendoorn gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Limburg Groep. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

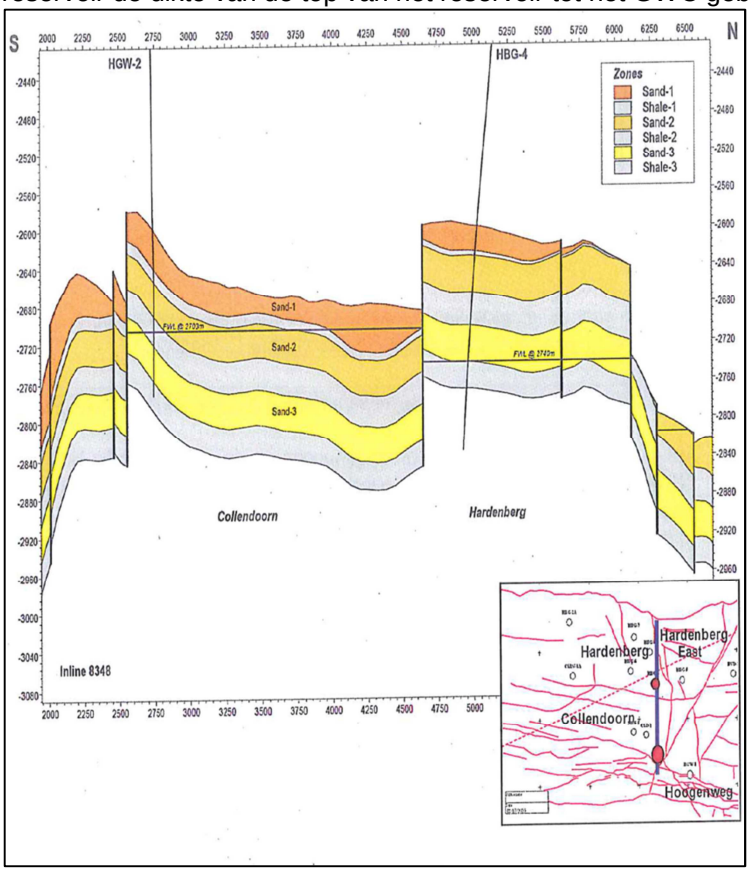
T.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Tubbergen Formatie van de Limburg Groep (Carboon ouderdom) vormt het reservoirgesteente van het Collendoorn veld. Deze formatie bestaat uit een afwisseling van zand- en kleisteenlagen (Figuur T.2). De zanden vormen het reservoirgesteente. De bovenkant van deze formatie is gedeeltelijk geërodeerd door de Saalian discordantie.

Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het reservoirgesteente houdt.

T.2 Structurele setting

Het Collendoorn veld word aan de noord- en zuidzijde begrensd door breuken die grofweg een oost-west oriëntatie hebben (Figuur T.1) en een verzet van ongeveer 80 meter. De breuk aan de noordzijde vormt de grens met het Hardenberg veld (Figuur T.2). De oost- en westzijde van het veld wordt gevormd door een combinatie van breuken en hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Er is een breuk binnen het veld aanwezig, maar hierdoor wordt het voorkomen niet opgedeeld in compartimenten. Het gas-water contact is bepaald op een diepte van 2706 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur T.2 Doorsnede van de Collendoorn en Hardenberg gasvelden (Winningsplan Collendoorn, NAM 2013).

T.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur T.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 3,2 kilometer.

T.3 Productie

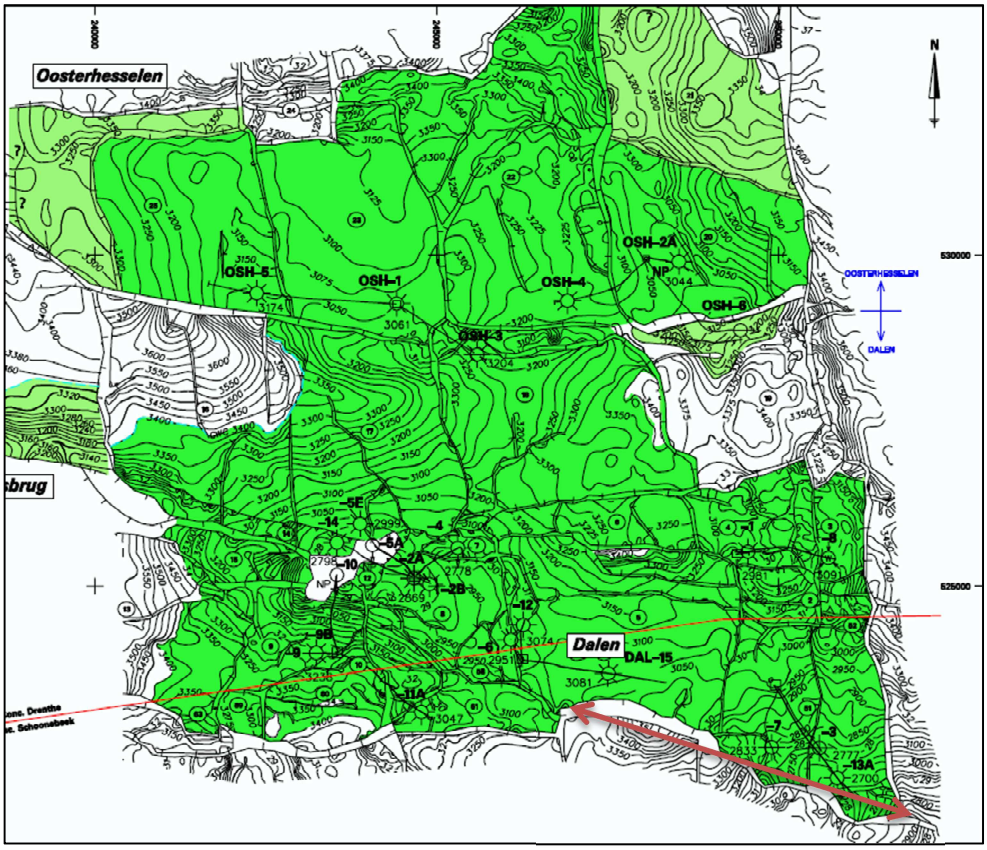
Er zijn in totaal 3 putten geboord in dit veld. Daarvan zijn er twee afgesloten en verlaten (MRS-01 en CLD-01) omdat deze te laag op de structuur geboord waren en daardoor met te weinig gas in verbinding stonden. De HWG-02 put is hoger op de structuur geplaats en staat daarom in verbinding met een grotere hoeveelheid gas. De gasproductie is gestart in 2006 en eindigt naar verwachting in 2021. Zodra de HWG-02 put te veel water gaat produceren zal er worden overgestapt op intermitterende productie, om de druk weer te laten oplopen. De put is momenteel ingesloten.
Het veld wordt vanaf productielocatie Hoogenweg-1 geproduceerd. Het gas wordt ter plaatse behandeld door middel van een mobiele behandelingsinstallatie. Het gas wordt vervolgens getransporteerd naar productielocatie COV-24.
Het Collendoorn veld heeft een initiële hoeveelheid gas van 470 miljoen Nm^3 waarvan 159 miljoen Nm^3 geproduceerd zal worden. Dit komt overeen met een winningspercentage van 33,7%.
De initiële reservoirdruk was 304 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot 66 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 30 bar.

T.4 Seismiciteit

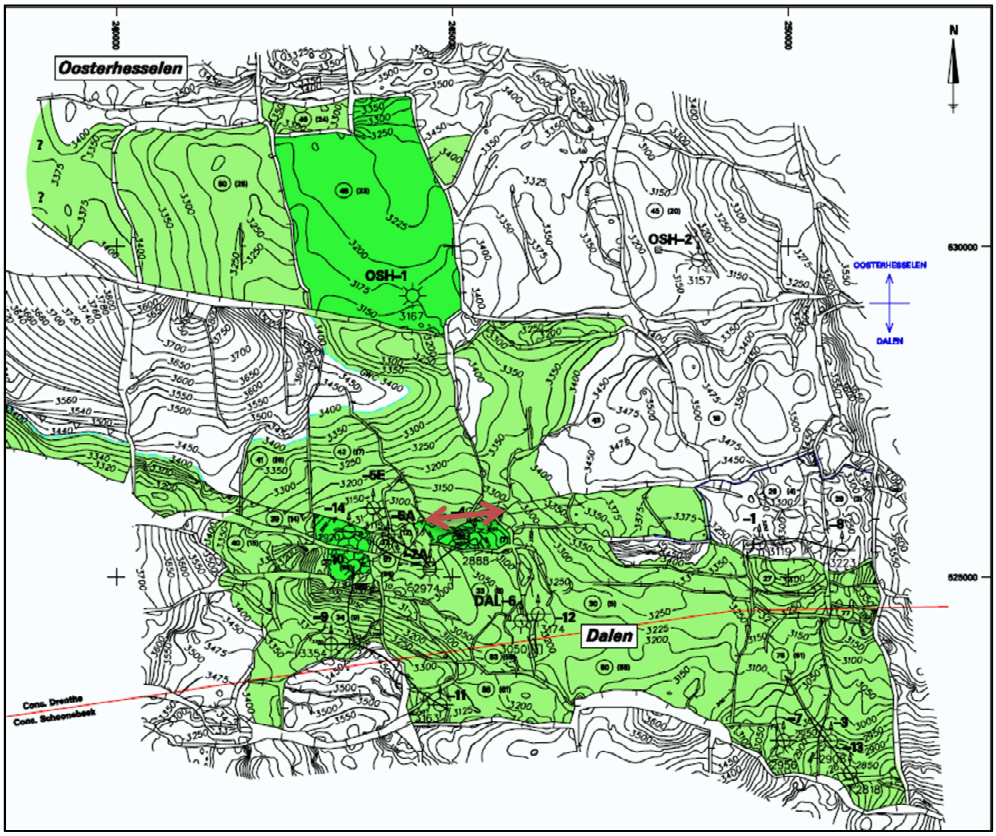
Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Collendoorn veld tot en met 1 april 2016.

U Dalen

Het Dalen gasveld is ontdekt door de boring DAL-01 in 1972 en is gelegen binnen de winningsvergunningen Drenthe IIb en Schoonebeek van NAM. Dit veld ligt direct ten zuiden van het Oosterhesselen gasveld. De velden worden gescheiden door een afsluitende, en oost-west georiënteerde breuk. Omdat gas is aangetroffen in zowel het Zechstein 2 Carbonaat Laagpakket (ZEZ2C) (Figuur U.1) als in de Limburg Groep (DC) (Figuur U.2), bestaat het Dalen gasveld uit twee voorkomens. Er zijn in totaal 15 boringen gezet in dit veld.
Gasproductie uit de ZEZ2C en DC is gestart in respectievelijk 1974 en 1983 en eindigt naar verwachting in 2022.



Figuur U.1 Structuurkaart van het ZEZ2C voorkomen van het Dalen gasveld (www.nlog.nl). De scheiding tussen het Dalen en Oosterhesselen veld wordt gevormd door een oost-west georiënteerde breuk.



Figuur U.2 Structuurkaart van het DC voorkomen van het Dalen gasveld.

U.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Zowel gesteenten van het Zechstein 2 Carbonaat Laagpakket (Laat-Perm) als van de Limburg Groep (Laat-Carboon) zijn gasvoerend in het Dalen veld. Uit beide stratigrafische intervallen wordt gas gewonnen.

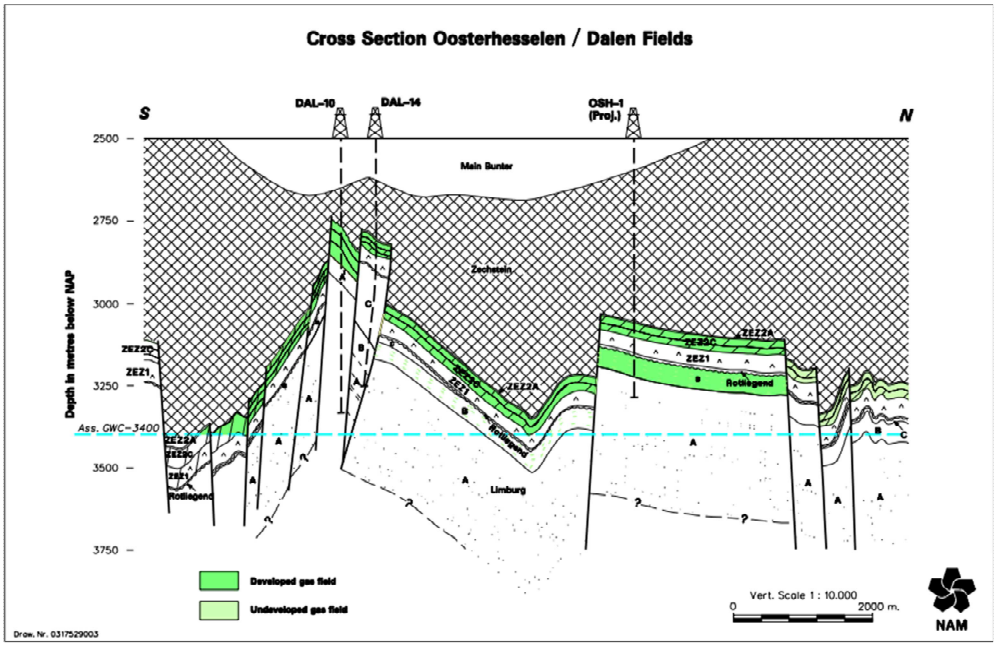
U.1.1 Zechstein 2 Carbonaat

Het ZEZ2C laagpakket (Laat-Perm) bestaat uit relatief dikke gededolomitiseerde kalksteenbanken, die zijn afgezet op de flanken van een rif. De kalkstenen van dit laagpakket worden gekarakteriseerd door een lage porositeit en permeabiliteit. Dit is het gevolg van dedolomitisatie, wat een sterk verlagend effect heeft op de reservoirporositeit en permeabiliteit. Stroming van gas vindt voornamelijk plaats door open breuken en scheurtjes in het gesteente.
Het gas in dit reservoir is gemigreerd uit de dieper gelegen Limburg Groep (Laat-Carboon), maar gedeeltelijk ook afkomstig uit organisch rijke lagen in de Zechstein Formatie zelf. Bovenliggende zout- en anhydrietlagen vormen het afsluitende pakket wat ervoor gezorgd heeft dat gas zich in dit ZEZ2C laagpakket heeft geaccumuleerd.

U.1.2 Limburg Groep

De Limburg Groep is tijdens het Laat-Carboon afgezet en bestaat voornamelijk uit grijs-zwarte fijnkorrelige siliciclastische sedimenten. Een alternatie van zand-, silt-, kool- en schalielagen, afgezet in een fluviatiel-marine omgeving, vormt het laagpakket van deze formatie. De koollagen van de Limburg Groep zijn een belangrijke bron voor gas geweest voor een groot deel van de Nederlandse

gasvelden. Zo ook voor het Dalen veld. Gas heeft zich opgehoopt in de wat poreuzere zandsteenlagen van de Limburg Groep, die worden gekenmerkt door een matige porositeit en een slechte permeabiliteit. De mogelijke aanwezigheid van afsluitende breuken binnen deze groep vormt een risico voor de reservoir-permeabiliteit.
Boven de reservoirlagen van de Limburg Groep ligt eerst een dun, laag poreus kiezelgesteente uit de Boven-Rotliegend Groep en daarboven liggen dikke zout- en anhydrietlagen van de Zechstein Groep, die een afsluiting vormen voor het gas in de zandsteenlagen van de Limburg Groep.



Figuur U.3 Doorsnede van de Dalen en Oosterhesselen gasvelden (Winningsplan zuidoost Drenthe Zuur, NAM 2005).

U.2 Structurele setting

Het Dalen veld is, doordat het sterk verbreukt is, relatief complex. Het bestaat uit 17 individuele reservoirs die door afsluitende breuken niet allemaal met elkaar in (volledige) verbinding staan. Een relatief groot aantal producerende putten is daarom nodig om het gehele veld te ontwikkelen.

U.2.1 Zechstein 2 Carbonaat

In vrijwel het hele Dalen veld is het ZEZ2C reservoir aanwezig. In een klein gebied in het midden van het veld is deze eenheid niet aangetroffen. Dit betreft een hoog breukblok waar de ZEZ2C waarschijnlijk is geërodeerd (Figuur U.3).
Het gas-water contact (GWC) is in geen enkele boring aangetoond en de gepostuleerde diepte ervan is al een aantal keer aangepast. Momenteel wordt aangenomen dat het GWC op een diepte van ongeveer 3400 meter ligt, maar ook dit blijft vrij onzeker.
Omdat in het grootste deel van het veld de basis van het reservoir hoger ligt dan het GWC is voor de compactieberekening een gemiddelde dikte van het gasvoerende pakket van 60 meter aangenomen. Deze gemiddelde dikte is bepaald door NAM en gegeven in het Winningsplan uit 2005.

U.2.2 Limburg Groep

De Limburg Groep is in het gehele gebied aanwezig en is door de meeste putten aangeboord. Maar door de beperkte permeabiliteit en compartimentalisatie zijn slechts drie kleine breukblokjes ontwikkeld voor gasproductie.
De diepte van het GWC is tot op heden erg onzeker. Op basis van saturatie-hoogte modellen is een range van ongeveer 125 meter bepaald waarbinnen het GWC kan liggen (3275 – 3400 meter). Dit betekent dat het GWC in elk individueel breukblokje mogelijk anders is en niet overeen hoeft te komen met het GWC van het ZEZ2C reservoir.
Omdat in dit reservoir het GWC dieper ligt dan de basis van het reservoir is in de berekening van de compactie een constante reservoirdikte van 50 meter aangenomen. Deze dikte is bepaald door de NAM en gegeven in het Winningsplan uit 2005.

U.2.3 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuren U.1 en U.2 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk.De lengte van de langste breuk in het Zechstein voorkomen is bepaald op 5,4 kilometer en die in het Carboon voorkomen op 1,2 kilometer.

U.3 Productie

U.3.1 Zechstein 2 Carbonaat

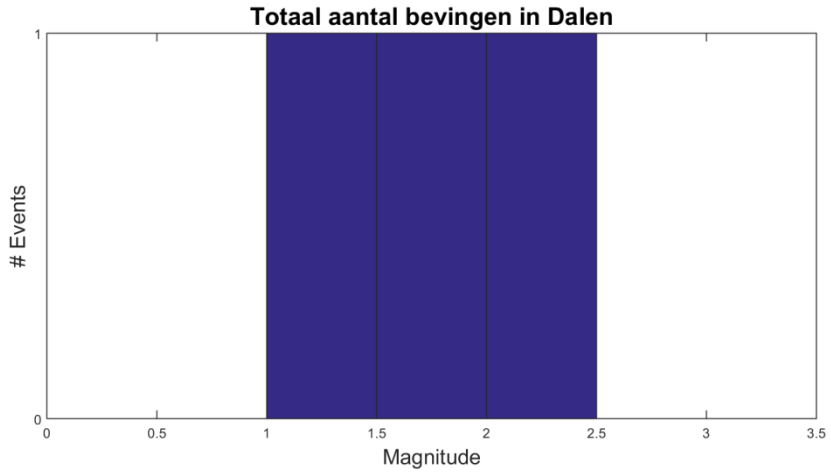
Gasproductie uit dit voorkomen is gestart in 1974 en eindigt volgens planning in 2022. Echter, momenteel wordt nog uit 8 putten gas geproduceerd. De jaarlijks geproduceerde hoeveelheid gas is gering, aangezien de reservoirdruk inmiddels sterk is afgenomen in dit veld. Het winningspercentage zoals vermeld in het Winningsplan uit 2005 is 70%. Gestreefd wordt naar een winningspercentage van 75%.
Omdat dit voorkomen uit 17 individuele breukblokjes bestaat, kent het veld geen homogene drukverdeling. De druk in de verschillende breukblokjes kan sterk variëren. De initiële druk van dit reservoir was 377 bar en de einddruk is geraamd op 54 bar volgens het Winningsplan uit 2005. Op dit moment zijn de meeste breukblokken al vrij ver gedepleteerd, maar een aantal zijn nog niet lang in productie en staan waarschijnlijk nog onder redelijk hoge druk.

U.3.2 Limburg Groep

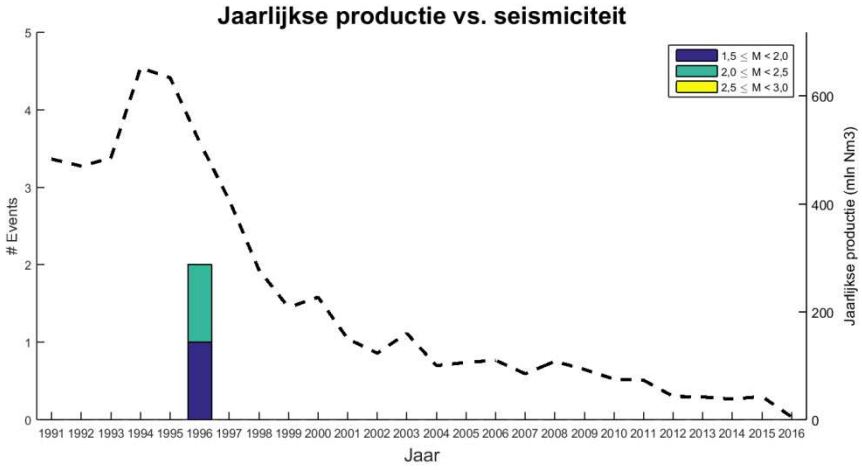
Gasproductie uit de Limburg Groep is gestart in 1983 en eindigt volgens planning in 2022. Slechts 5 boringen hebben gas geproduceerd uit de Limburg Groep in het Dalen veld. Twee daarvan zijn later omgebouwd tot productieput in de ZEZ2C.
Drie boringen zijn momenteel dus nog in productie. De jaarlijkse productie is slechts gering. Er wordt naar gestreefd een winningspercentage van 20% te behalen.
De initiële druk van dit voorkomen was 380 bar. Er wordt slechts uit een paar kleine breukblokjes gas geproduceerd, dus deze zullen vrij ver gedepleteerd zijn.
Het grootste deel van dit voorkomen zal echter nog onder de oorspronkelijke druk staan. De einddruk voor de producerende breukblokjes wordt geraamd op 90 bar.

U.4 Seismiciteit

De eerste geïnduceerde beving in het Dalen gasveld was een M_L=1,6 in augustus 1996. Deze werd gevolgd door de grootste beving met een magnitude van M_L=2,2 in 1996. De laatste beving vond plaats in 2000 (M_L=1,3).



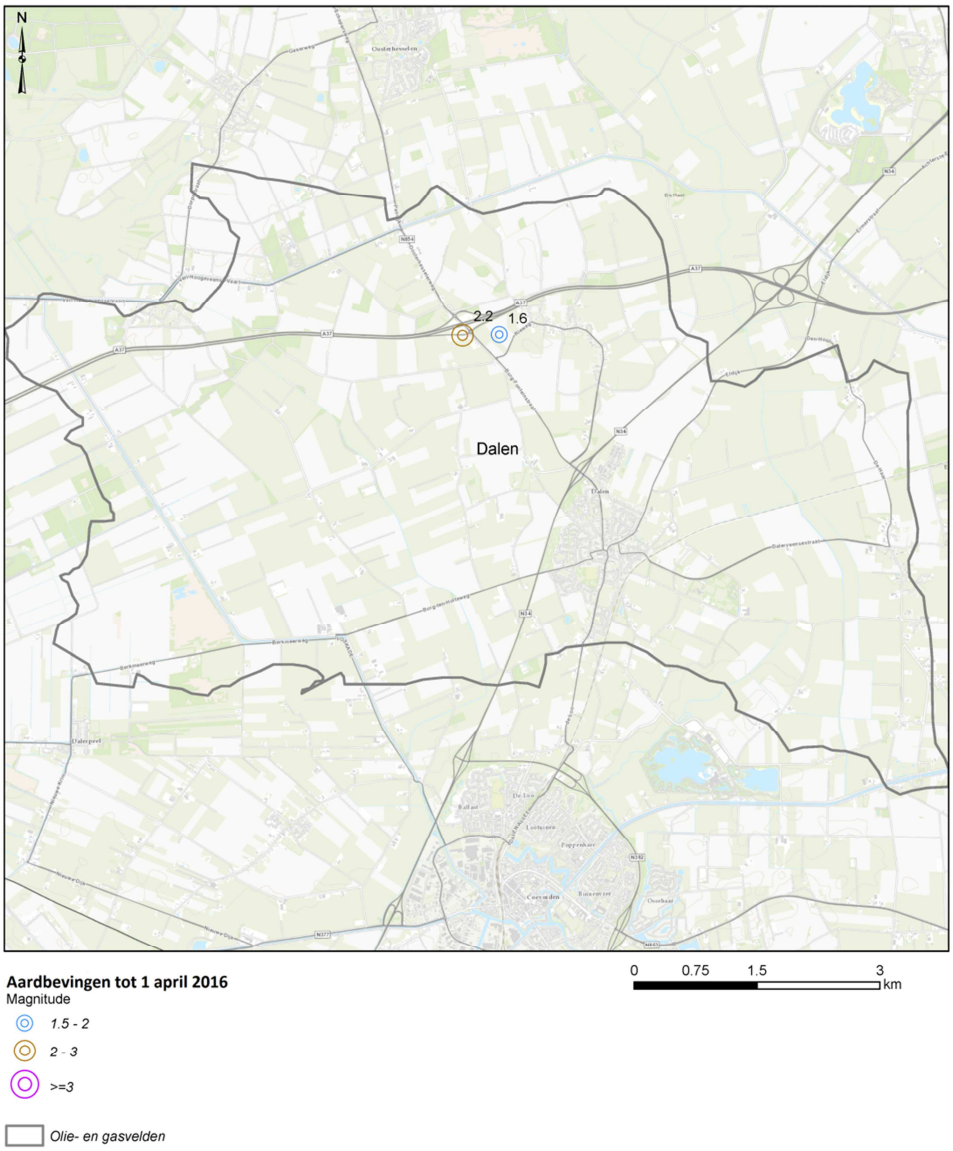
Figuur U.4 Histogram van de bevingen die in het Dalen gasveld zijn geregistreerd (tot 01-04-2016).



Figuur U.5 Geïnduceerde seismiciteit (M_L≥1,5) voor het Dalen gasveld in de tijd gerangschikt naar magnitude alsook de jaarlijkse productie (miljoen Nm^3).

Tabel U.1 Datum, locatie (in Rijksdriehoekcoördinaten) en magnitude van alle geregistreerde bevingen in Dalen gasveld tot 1 april 2016.

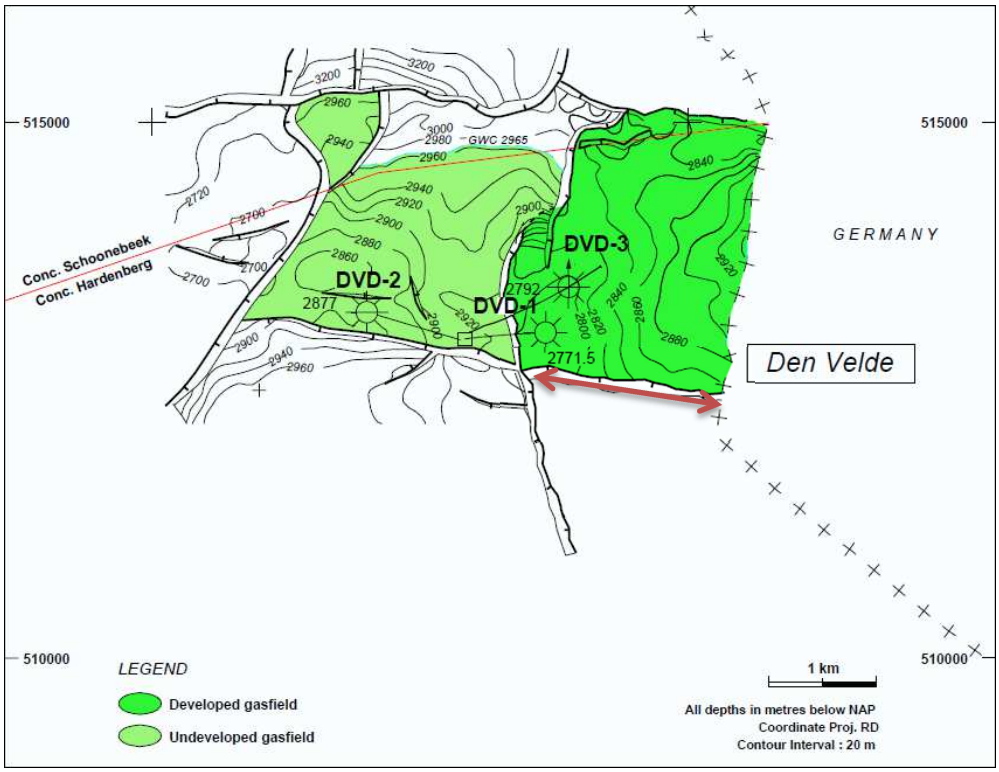
Datum	Locatie RD_X	Locatie RD_Y	Diepte	Magnitude
04-08-1996	246237	527063	3 km	1,6
17-11-1996	245787	527055	3 km	2,2
01-04-2000	247108	522666	3 km	1,3



Figuur U.6 Geïnduceerde seismiciteit ($M_L \geq 1,5$) voor het Dalen gasveld (zwarte contour).

V Den Velde

Het Den Velde gasveld is ontdekt in 1986 door boring DVD-01. Dit veld bevindt zich geografisch ten zuiden van het Coevorden gasveld en ligt gedeeltelijk in Duitsland. Het veld ligt binnen de winningsvergunning Hardenberg van de NAM. Het gas bevindt zich in twee verschillende reservoirlagen die stratigrafisch boven elkaar liggen. Het Z2 Carbonaat Laagpakket van de Zechstein Groep en de Limburg Groep (Carboon) (Figuur V.1). De productie uit de Zechstein Groep is reeds beëindigd, daarom wordt deze eenheid hier niet verder beschreven.
De gasproductie is gestart in 1995 en wordt vanaf satellietlocatie DVD geproduceerd. In totaal staan er 3 putten in het Den Velde veld, waarvan er twee in productie zijn en van één put (DVD-04) is de status nog niet bekend, aangezien het een nieuwe put betreft. De productie wordt naar verwachting in 2020 beëindigd.



Figuur V.1 Structuurkaart van Limburg voorkomen van het Den Velde gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Limburg Groep.

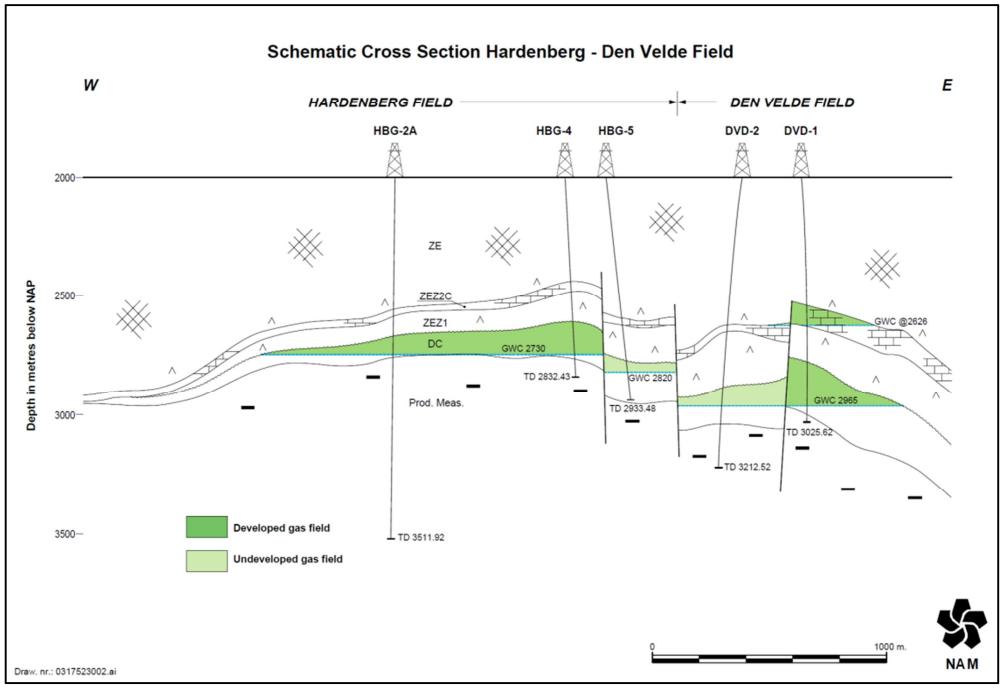
V.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het gas dat momenteel wordt geproduceerd uit het Den Velde veld is afkomstig uit de Limburg Groep. Deze groep omvat zowel het moedergesteente als het reservoirgesteente. Het gas is uit het moedergesteente in de zandlagen van de Tubbergen Formatie gemigreerd, en wordt daar gevangen door de bovenliggende evaporieten van de Zechstein Groep. Het reservoirgesteente bestaat uit fluviatiele zanden, terwijl het moedergesteente uit steenkoollagen bestaat. De reservoir-kwaliteit is gering en de laterale continuïteit van de zanden is beperkt.

Over de porositeit en permeabiliteit wordt niets vermeld in het winningsplan, maar over het algemeen kan gesteld worden dat de porositeit redelijk is en de permeabiliteit laag.

V.2 Structurele setting

Het breuksysteem dat het Carboon reservoir verzet, bestaat uit twee preferente breukrichtingen; ruwweg noord-zuid en oost-west (Figuur V.2). Deze breuken begrenzen het veld aan de zuid- en westzijde en gedeeltelijk aan de noordzijde. Aangezien het veld gedeeltelijk in Duitsland ligt is er niets bekend over de oostzijde van het veld. Het veld is in twee compartimenten verdeeld door een noord-zuid georiënteerde breuk. Omdat de connectiviteit van de breukblokken onderling slechts beperkt is, zijn meerdere putten nodig om het gehele veld te kunnen produceren. Het gas-water contact ligt op 2965 meter diepte (Figuur V.2). Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur V.2 Dwarsdoorsnede door het Den Velde veld (Winningsplan Hardenberg, NAM 2003).

V.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur V.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 3,8 kilometer.

V.3 Productie

Er zijn in totaal 3 putten geboord in dit veld. Daarvan zijn er twee in productie en is de status van de nieuwste put nog niet bekend. Het veld wordt vanaf satellietlocatie

DVD geproduceerd. Het gas wordt samen met gas uit andere voorkomens naar productielocatie COV-24 getransporteerd waar het onder hogere druk wordt gebracht en gedroogd.
Van 2003 tot en met 2011 is er 138 miljoen Nm^3 geproduceerd en er werd verwacht dat er nog 71 miljoen Nm^3 geproduceerd zal gaan worden tot de geplande einddatum in 2020. Het verwachte winningspercentage is slechts 17%, maar er wordt gestreefd naar een winningspercentage van 36%.
De initiële druk van de Limburg groep was 281 bar, welke door reservoirdepletie is afgenomen tot ongeveer 236 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 107 bar.

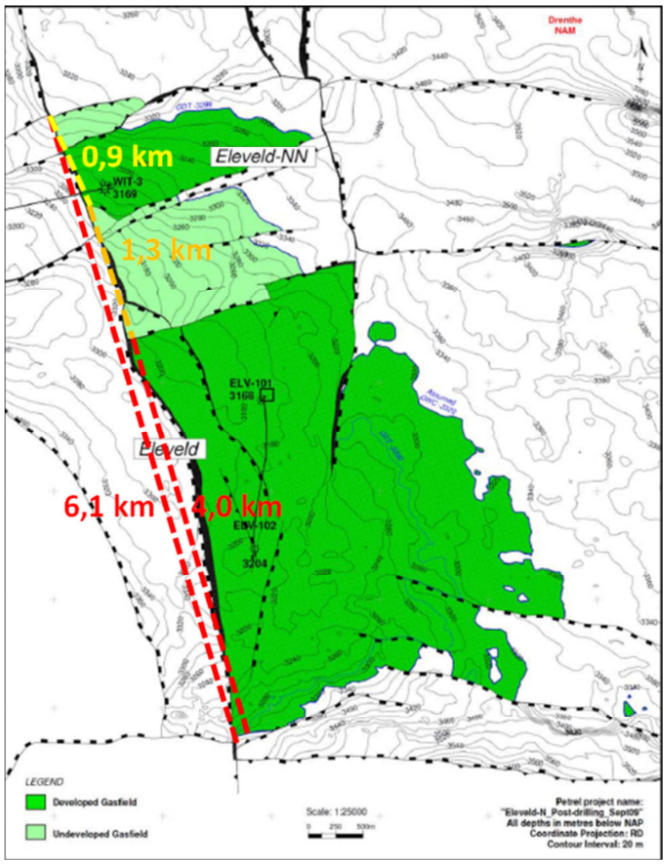
V.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Den Velde veld tot en met 1 april 2016.

W Eleveld

Vanaf begin 2015 wordt er uit het blok tussen Eleveld NN en Eleveld geproduceerd met een nieuwe put (WIT-05). In het laatste winningsplan was echter geen informatie over deze put beschikbaar. Het blok waaruit wordt geproduceerd wordt in Figuur W.1 daarom nog aangegeven met licht groen als een onontwikkeld gasveld. De (verwachte) productie van WIT-05 is daarom niet meegenomen in deze studie.

Het Eleveld gasveld is ontdekt in 1971 door de boring ELV-101 en is gelegen binnen de winningsvergunning Drenthe IIIb van NAM. Dit veld ligt in de provincie Drenthe, ten zuiden van de stad Assen. De Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente. Het veld bestaat uit drie afzonderlijke breukblokken en is momenteel door drie boringen aangeboord. De productie is gestart in 1975 en eindigt naar verwachting in 2027.



Figuur W.1 Structuurkaart van het Eleveld gasveld met de lengte westelijke randbreuk alsook opgesplitst in reservoirdelen (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Boven-Rotliegend Groep.

W.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Slochteren Formatie bestaat in dit gebied voornamelijk uit conglomeraat- en zandafzettingen. De top en basis van het reservoir bestaan voornamelijk uit conglomeraat, terwijl het middelste interval grotendeels uit zandsteen bestaat.

Richting het zuiden worden de zandsteenintervallen, die grotendeels de productiviteit van het veld bepalen, geleidelijk dunner en minder connectief.
De reservoirkwaliteit van de conglomeraatintervallen is, met een porositeit van ongeveer 6% en een gassaturatie van ongeveer 50%, beduidend minder dan die van de zandsteenintervallen, die gekenmerkt worden door een porositeit van 16% en een gassaturatie van gemiddeld 70%.

W.2 Structurele setting

Het Eleveld gasveld (Figuur W.1) wordt aan de westzijde begrensd door een afsluitende breuk. In noord, oost en zuidelijke richting wordt het veld begrensd door de hellende gelaagdheid. Het veld bestaat uit drie reservoirblokken, die worden gescheiden door afsluitende breuken. Hierdoor zijn ook drie afzonderlijke accumulaties aanwezig (ELV-RO, ELV-RO-N en ELV-RO-NN). De ELV-RO en ELV-RO-NN blokken worden op dit moment geproduceerd en zijn de focus van deze studie. Het grootste deel van het aanwezige gas in dit veld bevindt zich in het zuidelijke blok ELV-RO. Dit blok is aangeboord door de boringen ELV-101 en ELV-102 en is al in productie sinds 1975. Het meest noordelijke ELV-RO-NN blok is aangeboord door WIT-03 en is sinds 2009 in productie.
Geen van de drie boringen in het veld heeft het gas-water contact aangeboord. In het model is het gas-water contact aangenomen op -3320 m NAP.

W.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In het Eleveld gasveld is de grootste breuk de westelijke randbreuk (Figuur W.1). Deze heeft een lengte van 6,1 kilometer. De verschillende voorkomens (ELV-RO en ELV-RO-NN) bevinden zich langs deze westelijke randbreuk. Figuur W.1 laat deze breuk zien alsook de lengtes van de breuk voor deze voorkomens. In Tabel W.1 staan de lengtes van de breuk langs de verschillende blokken en het gehele veld samengevat.

Tabel W.1 Breuklengtes Eleveld gasveld.

Segment	Lengte breuk
Gehele veld	6,1 km
Noordelijke blok	0,9 km
Middelste blok	1,3 km
Zuidelijke blok	4,0 km

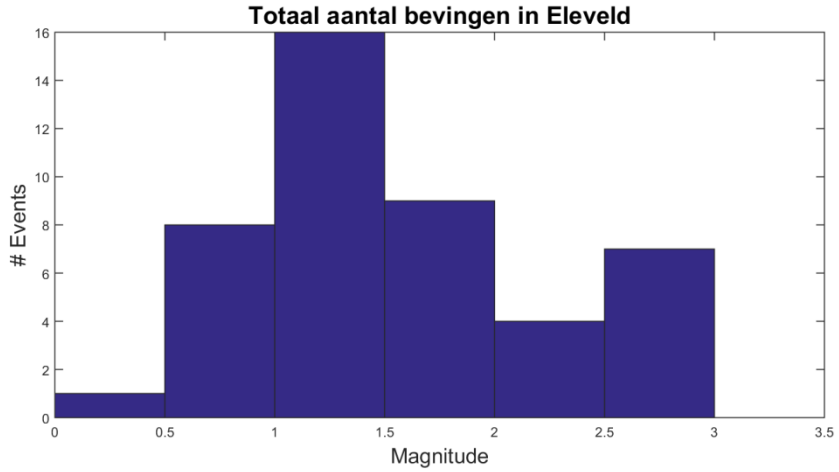
W.3 Productie

Gasproductie uit het Eleveld gasveld is gestart op 1 maart 1975 uit het zuidelijke blok ELV-RO. Momenteel wordt nog steeds gas geproduceerd uit dit blok door de boring ELV-101. ELV-102 is uit productie gehaald in 2008. De productiesnelheid van ELV-102 was significant minder dan die van ELV-101 omdat in die boring het zandsteeninterval kleiner en waarschijnlijk minder connectief was. De boring WIT-03 heeft een zandsteeninterval van 40m aangetroffen en produceert sinds 1 augustus 2009 uit het meest noordelijke blok ELV-RO-NN.

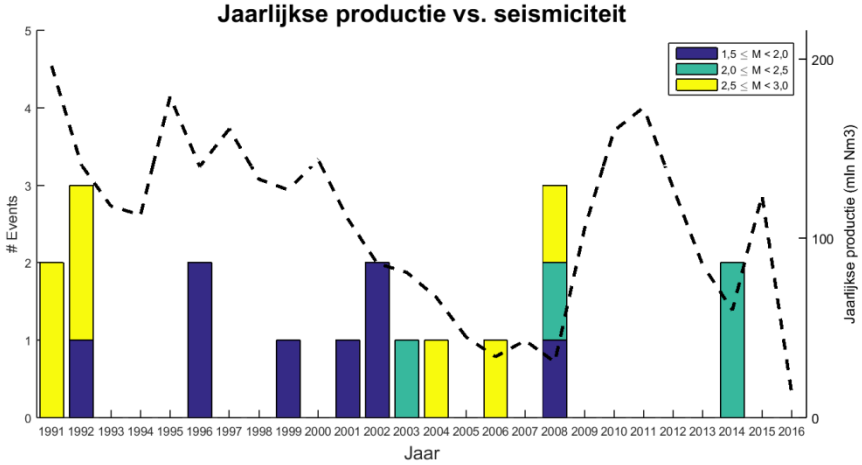
De productie heeft ertoe geleid dat de initiële reservoirdruk van 377 bar is gedaald naar 28 bar in ELV-RO (meting uit 2005).
De reservoirdruk aan het einde van de productie wordt geraamd op 15 bar. Deze druk wordt naar verwachting bereikt in 2025.

W.4 Seismiciteit

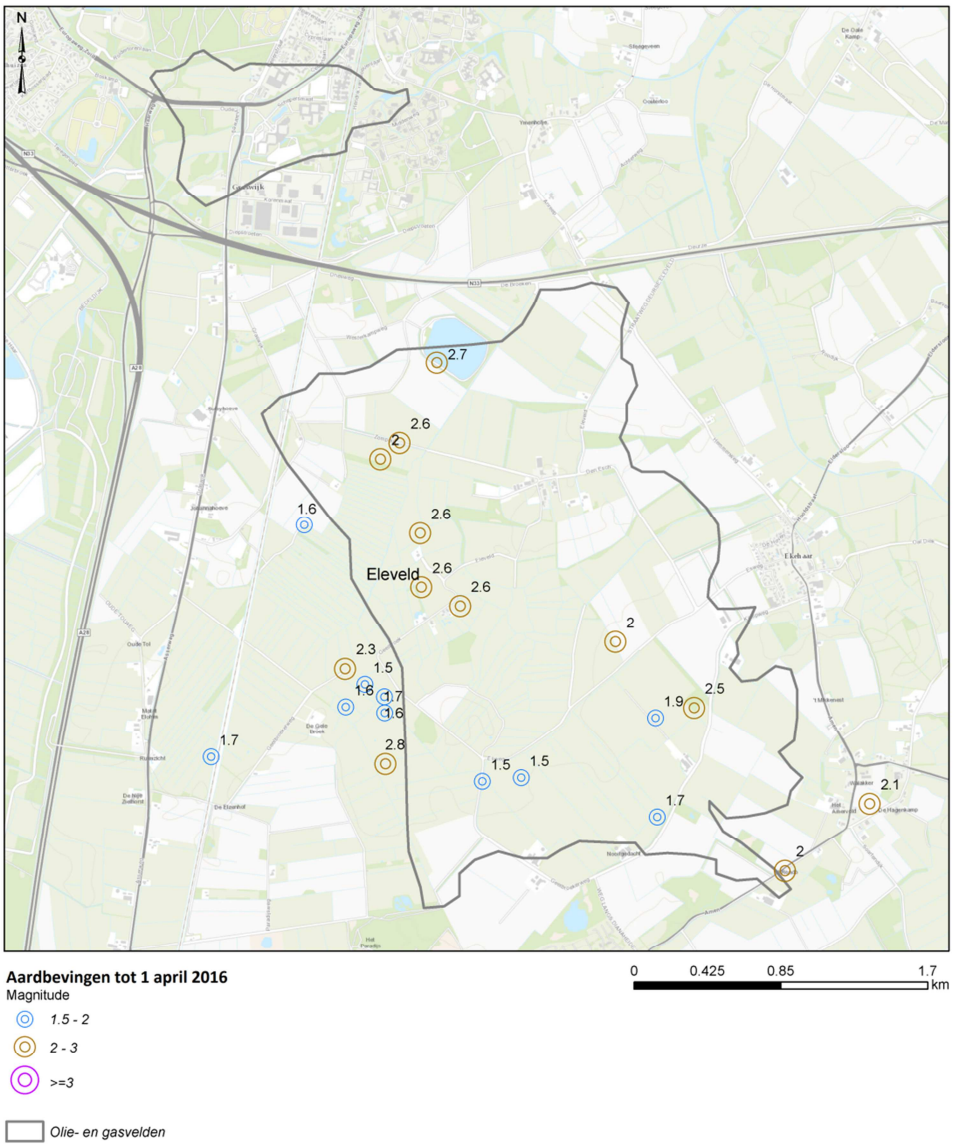
De eerste beving in het Eleveld gasveld vond plaats in december 1986 met een magnitude van ML=2,8. Vanaf 1991 tot 1 april 2016 zijn 44 bevingen geregistreerd, waarvan 19 met een magnitude boven de M_L=1,5. De grootste beving in deze periode, met een magnitude van M_L=2,8 vond plaats op 21 juni 2004. Het noordelijke blok van Eleveld (ELV-RO-NN) wordt pas sinds 2009 geproduceerd en is niet de oorzaak van de bevingen voorafgaande aan dat jaar. In 2008 zijn de meeste bevingen opgetreden.



Figuur W.2 Histogram van de bevingen die in het Eleveld gasveld zijn opgetreden vanaf januari 1991 tot 1 april 2016.



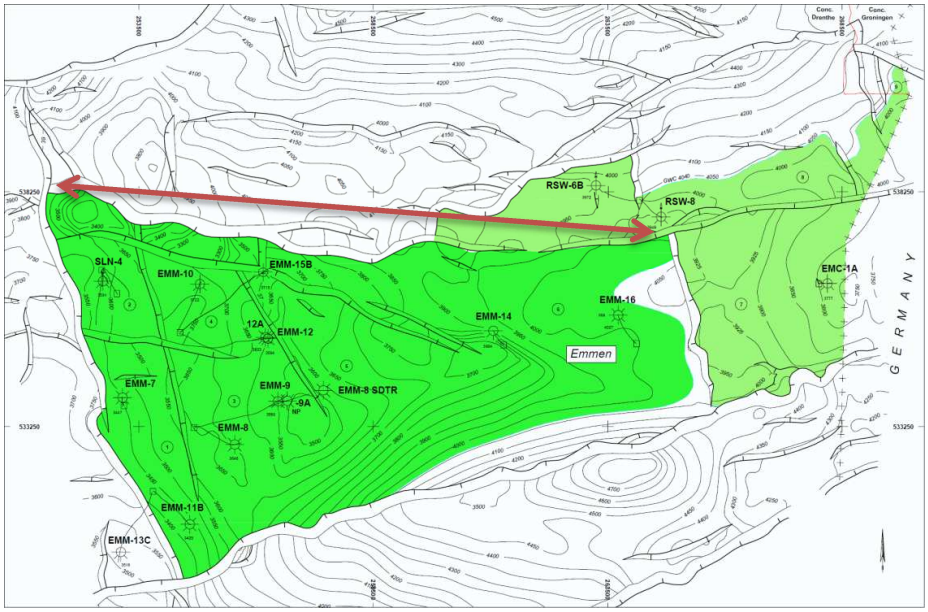
Figuur W.3 Geïnduceerde seismiciteit (M_L≥1,5) vanaf 1991 voor het Eleveld gasveld in de tijd gerangschikt naar magnitude alsook de jaarlijkse productie (miljoen Nm^3).



Figuur W.4 Geïnduceerde seismiciteit (ML≥1,5) vanaf 1991 voor het Eleveld gasveld (zwarte contour).

X Emmen

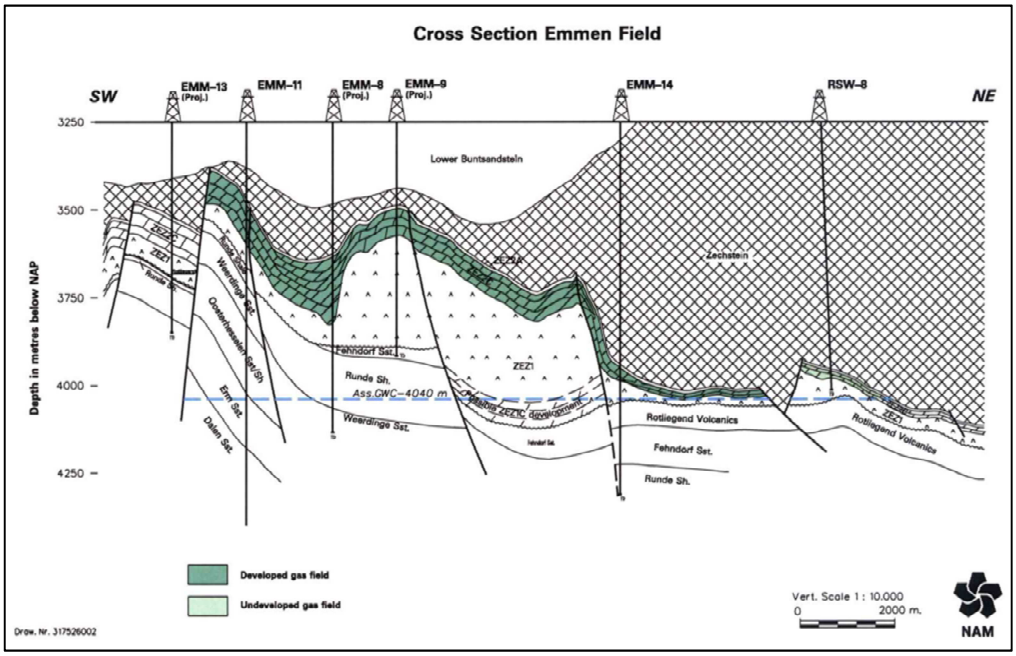
Het Emmen gasveld is ontdekt in 1969 door de boring EMM-07 en is gelegen binnen de winningsvergunning Drenthe IIb van de NAM. Dit veld ligt in het zuidoosten van de provincie Drenthe, onder de stad Emmen. Het reservoirgesteente wordt gevormd door het Zechstein Z2 Carbonaat Laagpakket (ZEZ2C) en bestaat uit twee delen, het westelijke en oostelijke deel, die van elkaar worden gescheiden door een afsluitende breuk (Figuur X.1). Op dit moment is enkel het westelijke deel ontwikkeld voor gasproductie. Er zijn in totaal 15 boringen gezet in dit veld. In 1977 is de productie gestart en in totaal hebben 5 boringen gas geproduceerd. Op dit moment produceert alleen EMM-08 nog gas.



Figuur X.1 Structuurkaart van het Emmen gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Zechstein Z2 Carbonaat Laagpakket.

X.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het ZEZ2C laagpakket (Laat-Perm) vormt het reservoirgesteente van dit veld. Dit lithologische interval bestaat uit relatief dikke gededolomitiseerde kalksteenbanken. Het westelijke deel is afgezet op de flanken van een rif in de *lower slope omgeving*, het centrale deel op het platform en verder naar het oosten verandert de sedimentaire facies naar diep marien (Figuur X.2).
De kalkstenen van dit laagpakket worden gekarakteriseerd door een lage porositeit en permeabiliteit. Dit is het gevolg van dedolomitisatie, wat een sterk verlagend effect heeft op de reservoirporositeit en permeabiliteit. Stroming van gas vindt voornamelijk plaats door open breuken en scheurtjes in het gesteente.
Het gas in dit reservoir is gemigreerd uit de dieper gelegen Limburg Groep (Laat-Carboon), maar gedeeltelijk ook afkomstig uit organisch rijke lagen in de Zechstein Groep zelf. Bovenliggende zout- en anhydrietlagen vormen het afsluitende pakket wat ervoor heeft gezorgd dat gas zich in het ZEZ2C laagpakket heeft geaccumuleerd.



Figuur X.2 Doorsnede van het Emmen gasveld (Winningsplan zuidoost Drenthe Zuur, NAM 2005). Hierin is de diktevariatie van het reservoir, ten gevolge van de verandering in sedimentaire facies van west naar oost, goed te zien.

X.2 Structurele setting

Het Emmen veld is aan meerdere zijden begrensd door afsluitende breuken. De oost-west georiënteerde breuk aan de noordzijde van het veld sluit het westelijke deel af van het oostelijke deel (Figuur X.1). Ook intern zijn enkele breuken aanwezig, maar deze lijken het veld niet in losstaande compartimenten op te delen.
De variatie in afzettingsmilieu heeft geleid tot en vrij sterke variatie (55 meter) van de reservoirdikte. Voor de berekening van de te verwachten compactie is echter een gemiddelde reservoirdikte van 70 meter aangenomen, conform het Winningsplan van NAM uit 2005. Dit is gedaan omdat de basis van het reservoir hoger ligt dan het gas-water contact (4040 meter) en omdat er geen dieptegrid van de basis beschikbaar was. Dit heeft in bepaalde delen van het veld mogelijk een onder- of overschatting van de compactie tot gevolg.

X.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur X.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 13 kilometer.

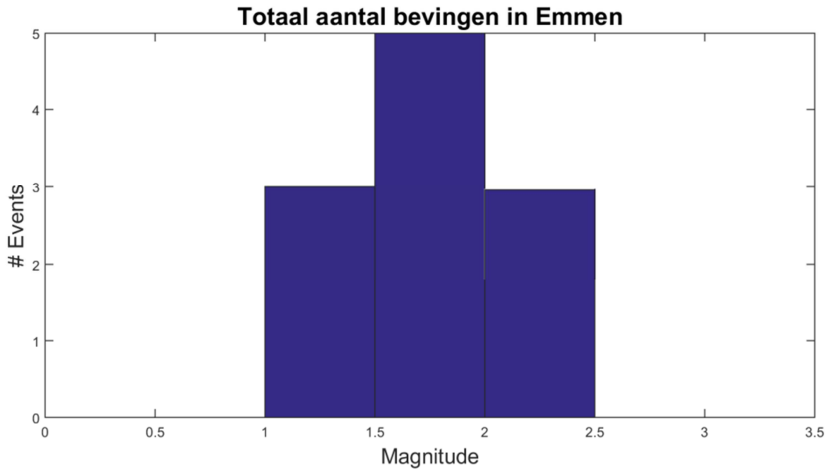
X.3 Productie

De gasproductie uit het westelijke deel van het Emmen veld is gestart in 1977 en eindigt volgens planning in 2022. Omdat op dit moment EMM-08 (horizontale boring door een breuknetwerk) nog de enige boring is waar gas uit gewonnen wordt en het

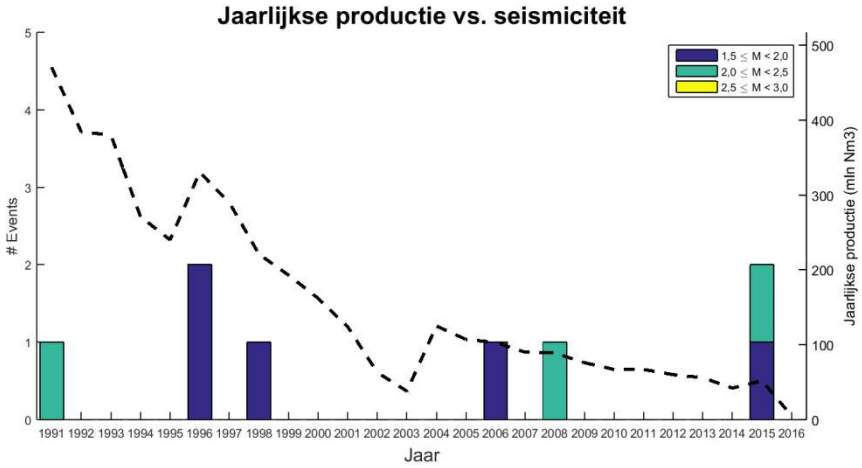
veld al redelijk ver gedepleteerd is, is de jaarlijkse productie uit dit veld ook lager geworden. Het huidige beoogde winningspercentage is 67%.
De oorspronkelijke reservoirdruk was 461 bar. Dit is naarmate meer gas geproduceerd is uit dit veld afgenomen tot ongeveer 70 bar in 2003. De beoogde einddruk van dit veld is 43 bar.

X.4 Seismiciteit

De eerste geïnduceerde beving in het Emmen gasveld was een M_L=2,2 in oktober 1991. Sindsdien, tot 1 april 2016 zijn in totaal 11 bevingen geïnduceerd, waarvan 8 bevingen met een magnitude boven de M_L=1,5. De grootste magnitude, tot nu toe, is de meest recente beving van 30 september 2015. (M_L=2,3).



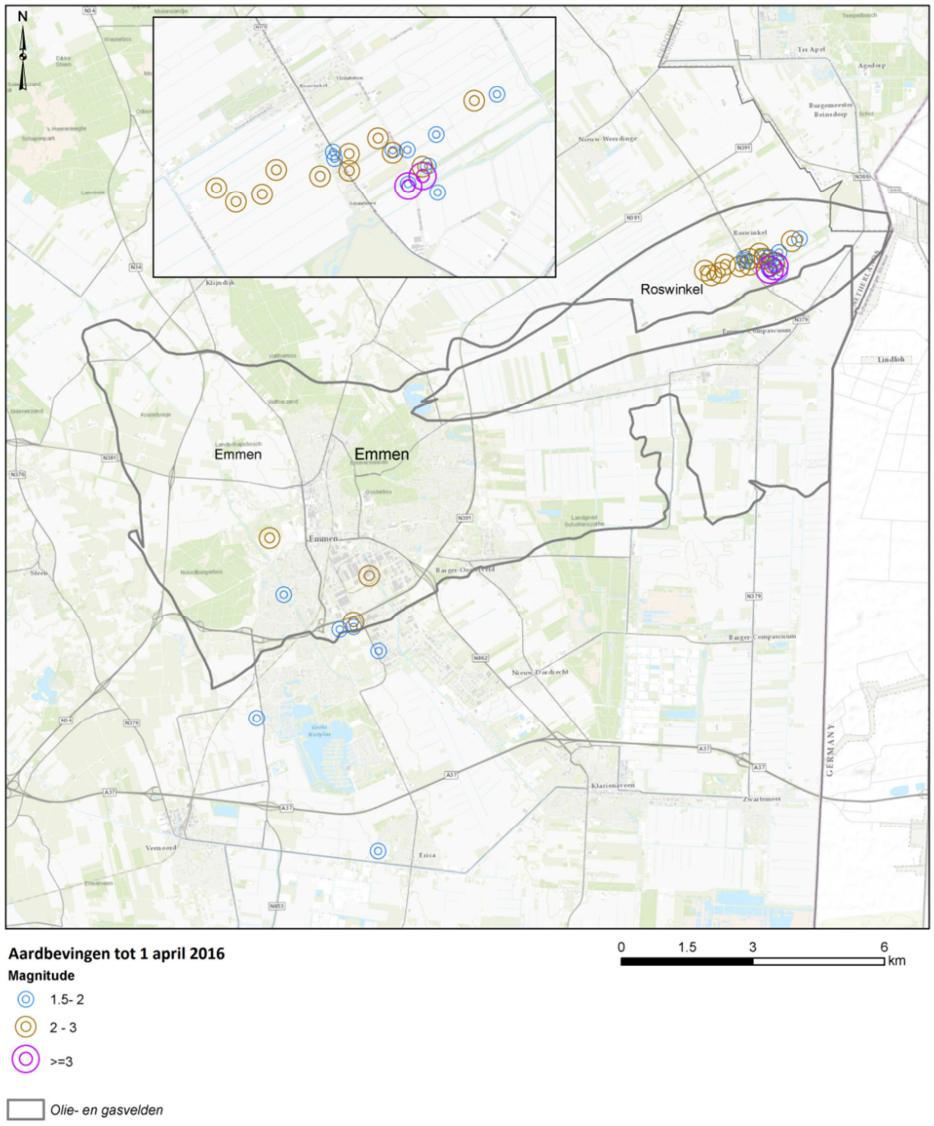
Figuur X.3 Histogram van de bevingen die in het Emmen gasveld zijn opgetreden (tot 01-04-2016).



Figuur X.4 Geïnduceerde seismiciteit (M_L≥1,5) voor het Emmen gasveld in de tijd gerangschikt naar magnitude alsook de jaarlijkse productie (miljoen Nm^3).

Tabel X.1 Datum, locatie (in Rijksdriehoekcoördinaten) en magnitude van alle bevingen tot en met 1 april 2016 in Emmen gasveld.

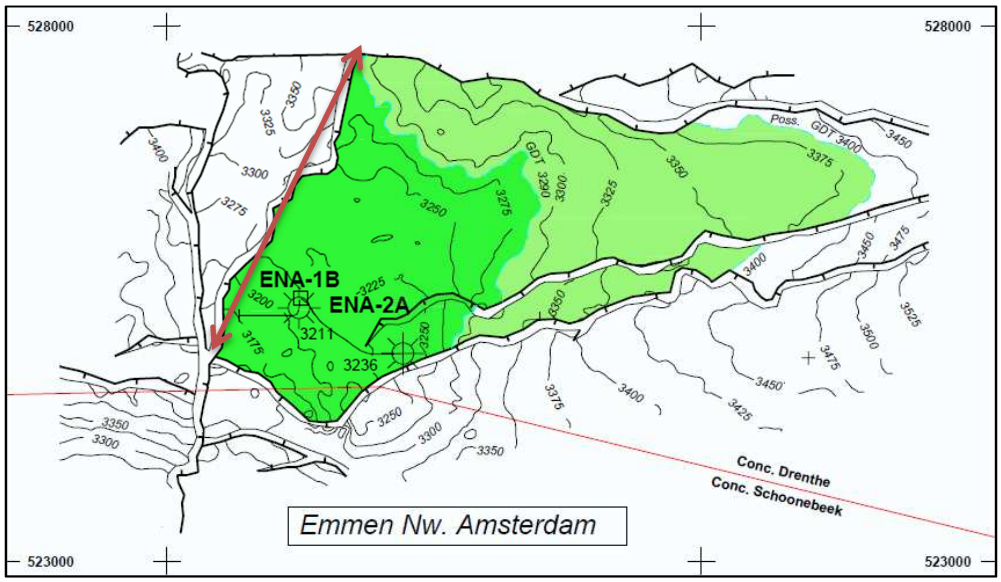
Datum	Locatie X_RD	Locatie Y_RD	Diepte	Magnitude
15-02-1991	257992	532491	3 km	2,2
06-08-1996	258209	530771	3 km	1,6
24-02-1996	257635	531315	3 km	1,8
01-04-997	255255	532137	3 km	1,4
05-09-1998	255427	529229	3km	1,9
15-10-2006	256044	532061	3 km	1,6
02-07-2007	255370	532028	3 km	0,7
05-08-2008	257632	531426	3 km	2
11-02-2009	254531	534515	3 km	1,4
08-07-2013	257320	531259	3 km	1,9
30-09-2015	255724	533341	3 km	2,3



Figuur X.5 Geïnduceerde seismiciteit (ML≥1,5) voor het Emmen gasveld (zwarte contour).

Y Emmen Nieuw-Amsterdam

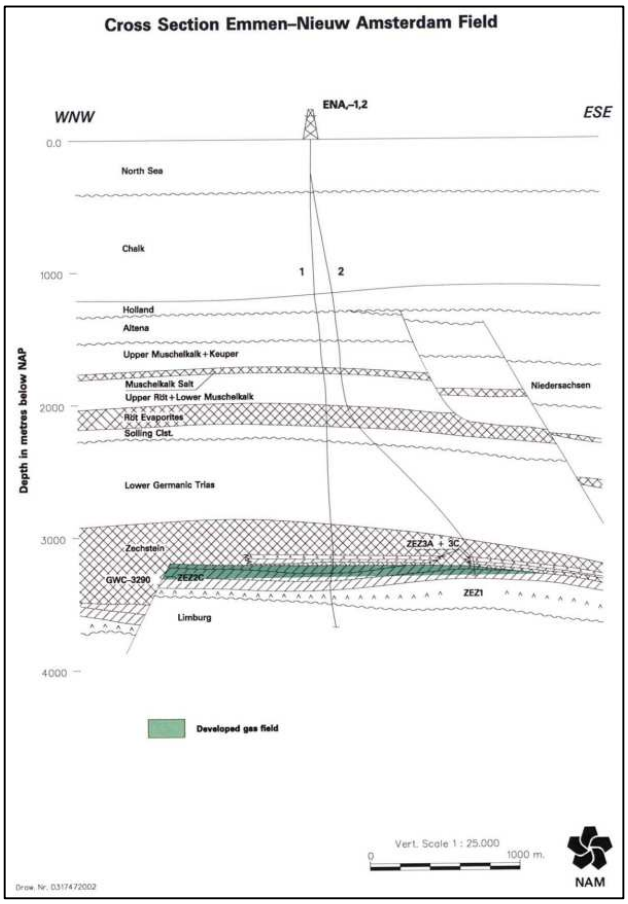
Het Emmen-Nieuw Amsterdam gasveld is ontdekt in 1969 en is gelegen binnen de winningsvergunningen Drenthe IIb en Schoonebeek van de NAM. Dit veld is beperkt in omvang en heeft een vrij eenvoudige structuur (Figuur Y.1). Het Zechstein Z2 Carbonaat Laagpakket vormt het reservoirgesteente. Er zijn slechts 2 boringen gezet in dit veld, ENA-01 en ENA-02 (beide boringen hebben sidetracks), maar alleen ENA-01 is uiteindelijk ontwikkeld tot een productieput. De productie is gestart in 1975 en is gepland te eindigen in 2022.



Figuur Y.1 Structuurkaart van het Emmen-Nieuw Amsterdam gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het ZEZ2C laagpakket.

Y.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het ZEZ2C laagpakket (Laat-Perm) bestaat uit relatief dikke gededolomitiseerde kalksteenbanken, die zijn afgezet op de flanken van een rif in de *lower slope* omgeving. De kalkstenen van het ZEZ2C laagpakket worden gekarakteriseerd door een lage porositeit en permeabiliteit. Dit is het gevolg van dedolomitisatie, wat een sterk verlagend effect heeft op de reservoirporositeit en permeabiliteit. Stroming van gas vindt voornamelijk plaats door open breuken en scheurtjes in het gesteente.
Het gas in dit reservoir is gemigreerd uit de dieper gelegen Limburg Groep (Laat-Carboon), maar gedeeltelijk ook afkomstig uit organisch rijke lagen in de Zechstein Groep zelf. Bovenliggende zout- en anhydrietlagen vormen het afsluitende pakket wat ervoor gezorgd heeft dat gas zich in dit ZEZ2C laagpakket heeft geaccumuleerd.



Figuur Y.2 Schematische doorsnede van het Emmen-Nieuw Amsterdam gasveld (Winningsplan zuidoost Drenthe Zuur, NAM 2005).

Y.2 Structurele setting

Het Emmen-NA veld wordt aan 3 zijden begrensd door breuken. Aan de oostzijde wordt de structuur begrensd door de hellende gelaagdheid. Er bevindt zich slechts één significante breuk binnen het veld, maar deze zorgt niet voor enige compartimentalisatie (Figuur Y.1).
De boring ENA-01 heeft een significant dikker interval aangeboord dan ENA-02. Dit lijkt niet te zijn veroorzaakt door erosie, maar door verschillen in accomodatieruimte voor de afzetting van sedimenten (Figuur Y.2). De diepte van het gas-water contact is vastgesteld op een diepte van 3290 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

Y.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

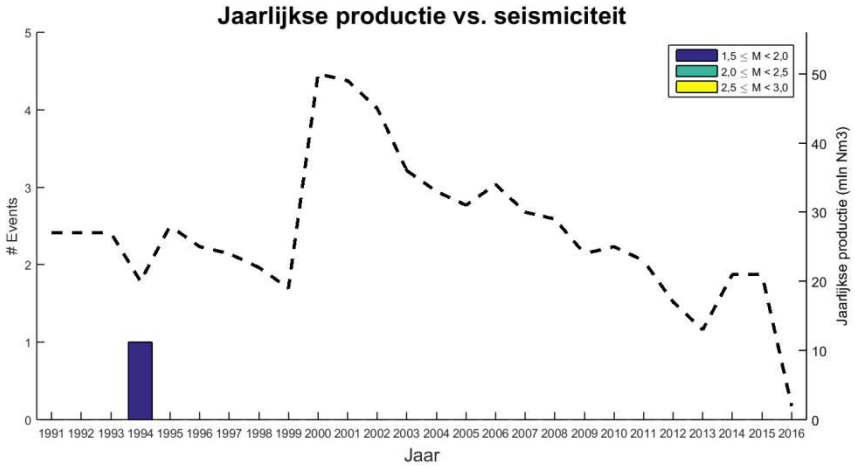
De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur Y.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 3,5 kilometer.

Y.3 Productie

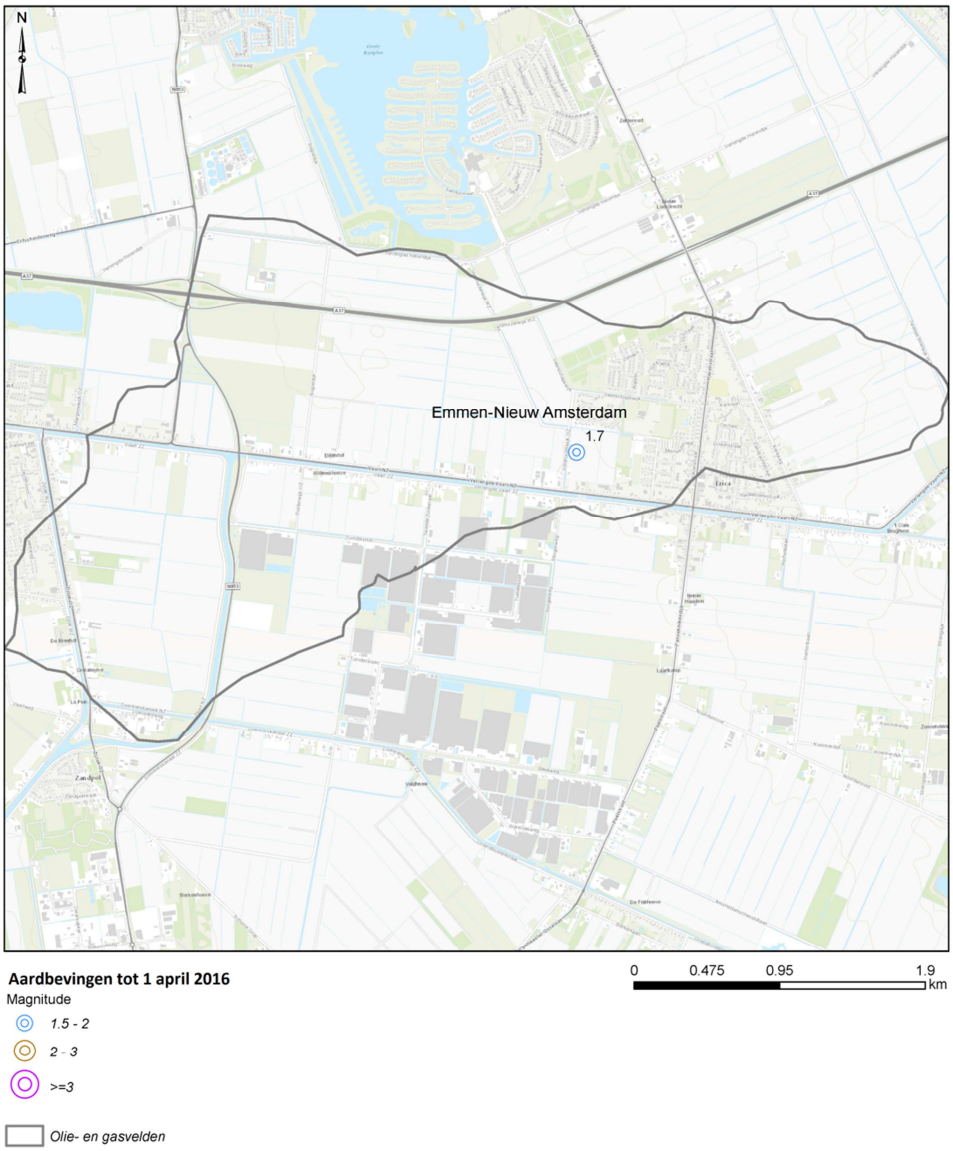
De gasproductie uit dit veld is gestart in 1975 via de boring ENA-01 en eindigt volgens planning in 2022. In 1999 is een horizontale sidetrack geboord vanaf ENA-01 in de bovenste 10 meter van het reservoir. Dit is gedaan omdat de hoofdput veel last had van instroming van water. Sinds de aanleg van deze sidetrack wordt hieruit gas geproduceerd. Dit voorkomen produceert momenteel slechts kleine hoeveelheden gas per jaar. Het winningspercentage is geschat op 92%.
De initiële reservoirdruk was 367 bar. Na jaren van productie is deze druk gedaald naar 178 bar in 2003. De beoogde einddruk van dit gasreservoir is 69 bar.

Y.4 Seismiciteit

De eerste, en enige, geregistreerde geïnduceerde beving in het Emmen Nieuw Amsterdam gasveld was een M_L=1,7 in september 1994.



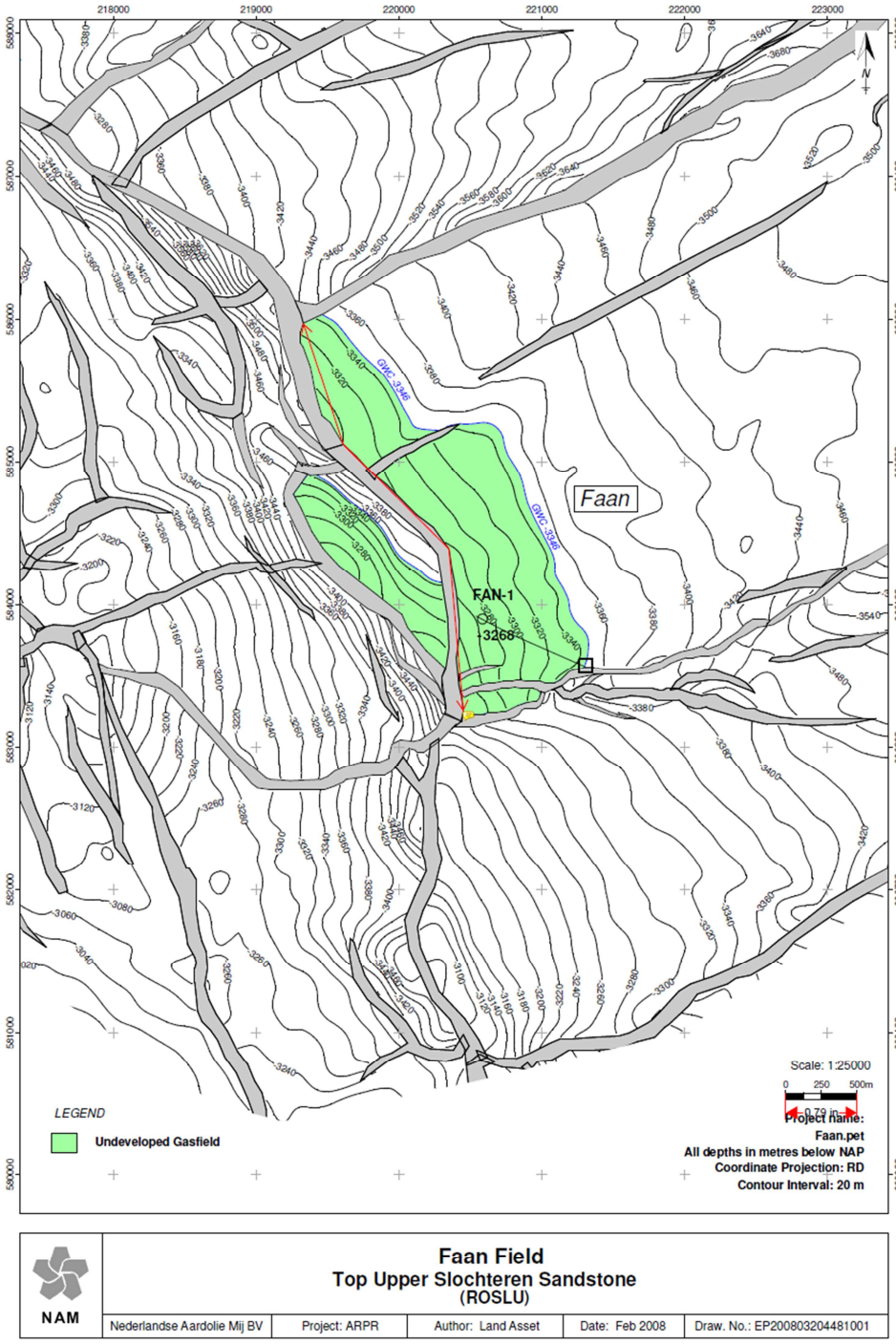
Figuur Y.3 Bevingen vanaf M_L≥1,5 die zijn opgetreden in het Emmen Nieuw Amsterdam gasveld tot 1 april 2016.



Figuur Y.4 Geïnduceerde seismiciteit (ML≥1,5) voor het Emmen-Nieuw Amsterdam gasveld (zwarte contour).

Z Faan

Het Faan gasveld is ontdekt in 2007 door boring FAN-01. Dit veld bevindt zich in het noorden van de provincie Groningen en is gelegen binnen de winnings-vergunning Groningen van de NAM. Het Faan veld ligt ten zuiden van het Grijpskerk Noord systeem dat meerdere gasvelden omvat. Het Faan veld bestaat uit twee voorkomens, Faan Oost en Faan West (Figuur Z.1). De Slochteren Formatie, die op een diepte van ongeveer 3200 meter is aangetroffen, vormt het reservoirgesteente.
Gasproductie uit het veld is gestart in 2009. Het Faan veld is door twee putten aangeboord (FAN-01 en FAN-02). FAN-01 is momenteel ingesloten terwijl de status van FAN-02 onbekend is. De productie wordt naar verwachting in 2020 beëindigd.



Figuur Z.1 Locatiekaart van het Faan gasveld (Winningsplan Faan, NAM 2008). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Slochteren Formatie.

Z.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente van het Faan veld.
Deze formatie is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom).
Deze Groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. Het Ten Boer Kleisteen Laagpakket bestaat voornamelijk uit kleirijke playa en sabkha afzettingen

die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Slochteren Formatie bestaat voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzand-afzettingen. De reservoirkwaliteit van de Ten Boer is slecht en deze geldt vaak als *waste zone*, wat betekent dat deze wel gasvoerend is, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom over het algemeen een betere reservoirkwaliteit. Het gas bevindt zich dan ook voornamelijk in dit laagpakket.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

Z.2 Structurele setting

De Faan veld bestaat uit twee breukblokken, die beide aan de zuidwestzijde begrensd worden en waarvan de gelaagdheid naar het noordoosten toe dipt. Het oostelijke breukblok is groter en wordt door breuken met een NO-ZW oriëntatie onderverdeeld in verschillende compartimenten (Figuur Z.1). De voorkomens grenzen alleen in het zuiden aan elkaar en hebben hetzelfde gas-water contact dat op 3347 meter ligt. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

Z.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. De lengte van de langste breuk is bepaald op 3,1 kilometer.

Z.3 Productie

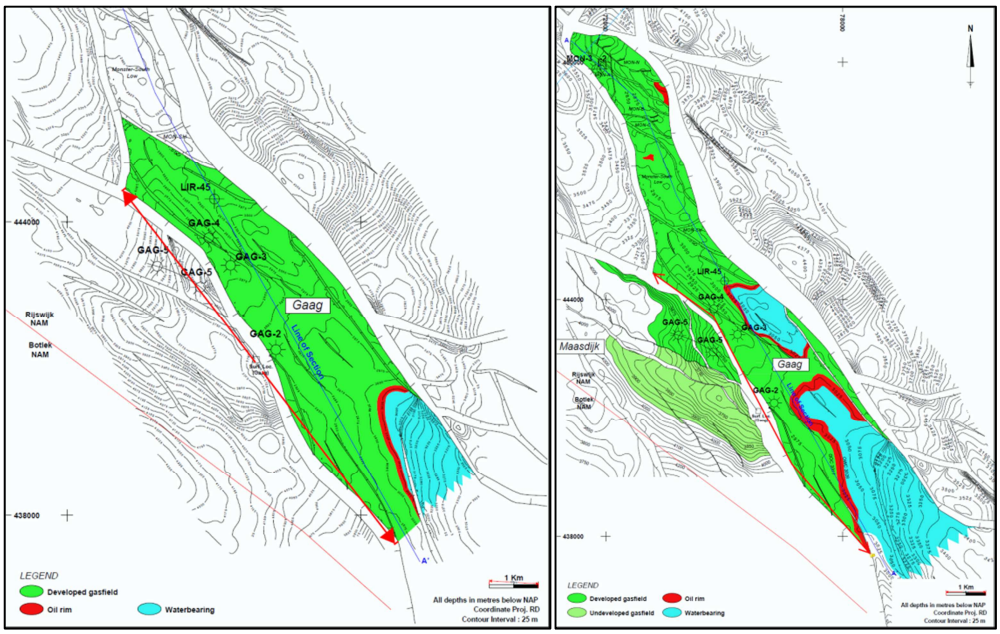
Het Faan Oost veld wordt geproduceerd door FAN-01 die zich op de satellietlocatie Faan (FAN) bevinden. FAN-01 is momenteel ingesloten en de status van FAN-02 is nog niet bekend. Het gas wordt via de satellietlocatie Oosterzand (OZD) naar de Grijpskerk (GRK) faciliteiten getransporteerd waar het wordt samengevoegd met gas uit andere velden. Hier wordt de totale gasstroom behandeld en opnieuw gecomprimeerd. Gasproductie uit het veld is gestart in 2009 en eindigt naar verwachting in 2019. De geschatte hoeveelheid winbaar gas is 449 miljoen Nm^3. Het verwachte winningspercentage is 52% maar een hoger winningspercentage van 58% wordt nagestreefd. De initiële druk van de Slochteren Zandsteen was 387 bar, welke door reservoirdepletie zal afnemen naar de beoogde einddruk van 143 bar.

Z.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Faan veld tot en met 1 april 2016.

AA Gaag

Het Gaag gasveld is ontdekt in 1982 door de boring GAG-02-S1 en is gelegen binnen de winningsvergunning Rijswijk van de NAM. Dit gasveld bevindt zich in het Westland, ten zuiden van de stad Den Haag, en wordt omringd door andere gas- en olievelden. Het Gaag gasveld grenst aan de Monster en Maasdijk gasvelden en ligt onder het De Lier olieveld. Zandsteenlagen van de Röt en Solling Formaties en Hoofd-Bontzandsteen Subgroep, die zich op een diepte van ongeveer 3000 meter bevinden, vormen het reservoirgesteente (Figuur AA.1). Onder het gasgevulde deel van het reservoir bevindt zich tevens een dunne oliehoudende zone die momenteel niet wordt geproduceerd.
De productie van gas uit dit veld is gestart in 1989 en eindigt naar verwachting in 2018. Er zijn in totaal drie boringen gezet in dit veld, waarvan er momenteel nog twee in productie zijn.



Figuur AA.1 Structuurkaart van het Gaag gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Röt Formatie (links) en de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep (rechts). (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

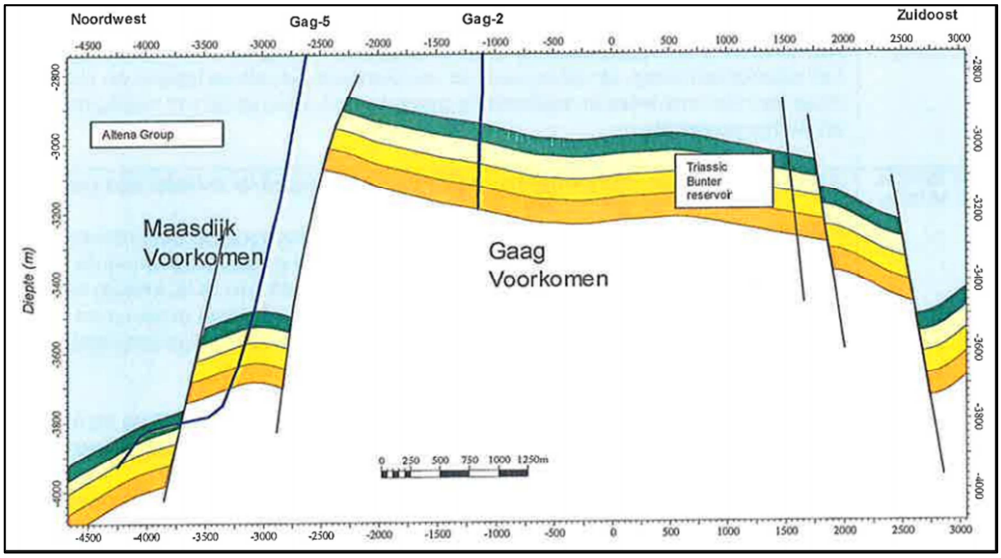
AA.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Zandsteenlagen van de Röt en Solling Formaties en de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep vormen het reservoirgesteente van het Gaag gasveld. De Röt Formatie bestaat hier uit een afwisseling van zand- en kleilagen die zijn afgezet in een lacustriene omgeving. De Solling Formatie wordt eveneens gekenmerkt door zand- en kleilagen waarbij de zandige lagen in een vlechtend riviersysteem zijn afgezet en de kleilagen in een lacustriene omgeving. De reservoirkwaliteit van deze formaties is vrij matig in dit gebied.
De Hoofd-Bontzandsteen Subgroep bestaat uit de Hardegsen, Detfurth en Volpriehausen Formaties. Deze formaties worden gekenmerkt door een afwisseling van zand- en kleirijke lagen die zijn afgezet in een fluviatiele, lacustriene en af en

toe eolische omgeving. De zandige laagpakketten hebben een gemiddelde tot goede reservoirkwaliteit in dit gebied.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. De olie in de oliezone onder het gas is waarschijnlijk afkomstig van de Posidonia Shale (Jura ouderdom) dat via juxtapositie naar de Trias laagpakketten is gemigreerd. De afsluitende lagen worden gevormd door kleilagen van Trias en Jura ouderdom.

AA.2 Structurele setting

Het Gaag gasveld wordt gevormd door een hoog breukblok (Figuur AA.1) dat aan de meeste zijden door normale breuken wordt begrensd en aan de zuidzijde door de hellende gelaagdheid (Figuur AA.1). Het gas-olie contact (GOC) ligt op een diepte van 3017 meter en het olie-water contact (OWC) op een diepte van 3028 meter (Figuur AA.1). De Röt en Solling Formaties liggen direct op de Hoofd-bontzandsteen Subgroep en deze vormen samen een reservoir. Dit blijkt onder andere uit het overeenkomstige GOC en OWC.
Mogelijk staat het Gaag veld ondergronds in contact met het Monster veld, dat hier ten noorden van ligt. In dat geval wordt gas uit het Monster voorkomen mogelijk ook via de putten GAG-03 en GAG-04 geproduceerd. De mate van communicatie is echter nog niet geheel duidelijk. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur AA.2 Schematische doorsnede van het Gaag gasveld (Winningsplan Gaag, NAM 2013).

AA.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur AA.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 9,1 kilometer.

AA.3 Productie

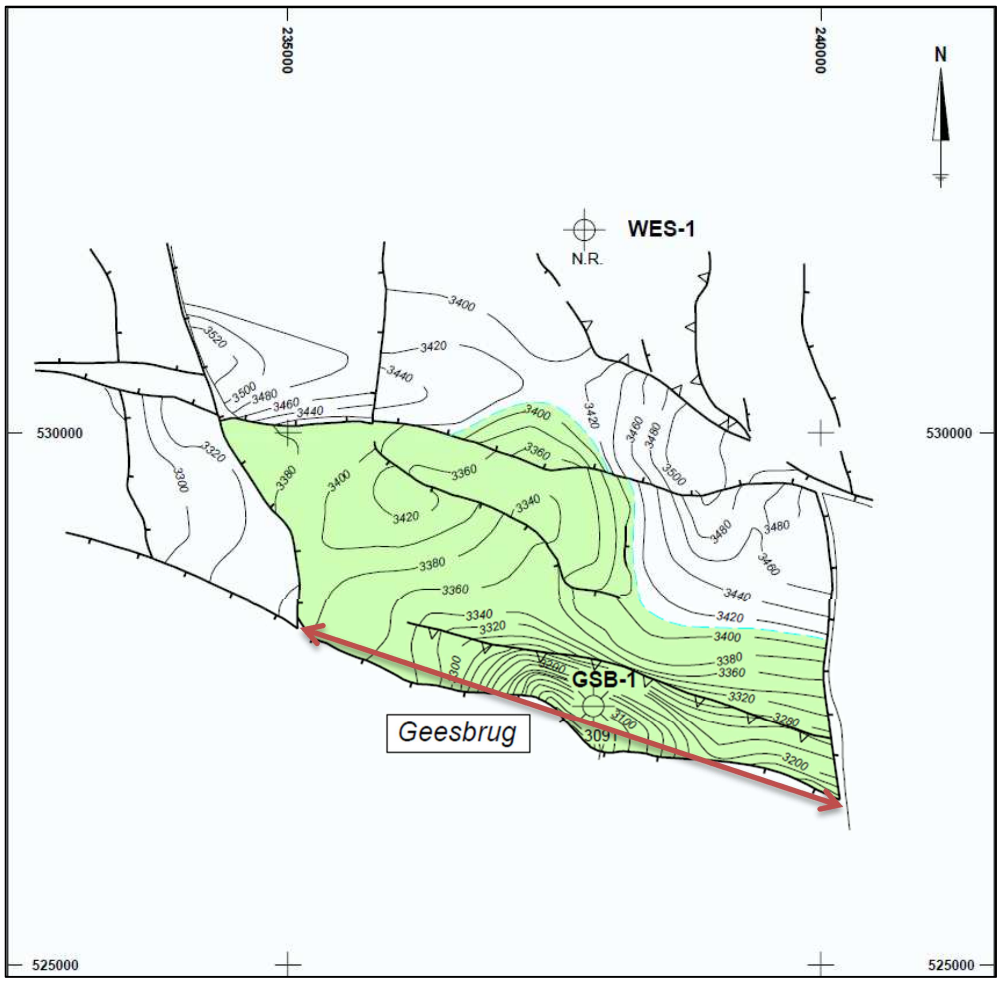
Er zijn in totaal drie boringen gezet in het Gaag veld. Deze hebben in het verleden alle drie gas geproduceerd, maar in 2013 is de productie via de boring GAG-02-S1 gestopt. GAG-02-S1 was de ontdekkingsput, die wat lager op de structuur staat. Later zijn de putten GAG-03 en GAG-04 geboord, hoger op de structuur, om het winningspercentage te verhogen.
De productie van gas is gestart in 1989 en eindigt naar verwachting in 2018.
Het uiteindelijke winningspercentage bedraagt op dat moment 87,5%.
De initiële reservoirdruk was 311 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot 33 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 14 bar.

AA.4 Seismiciteit

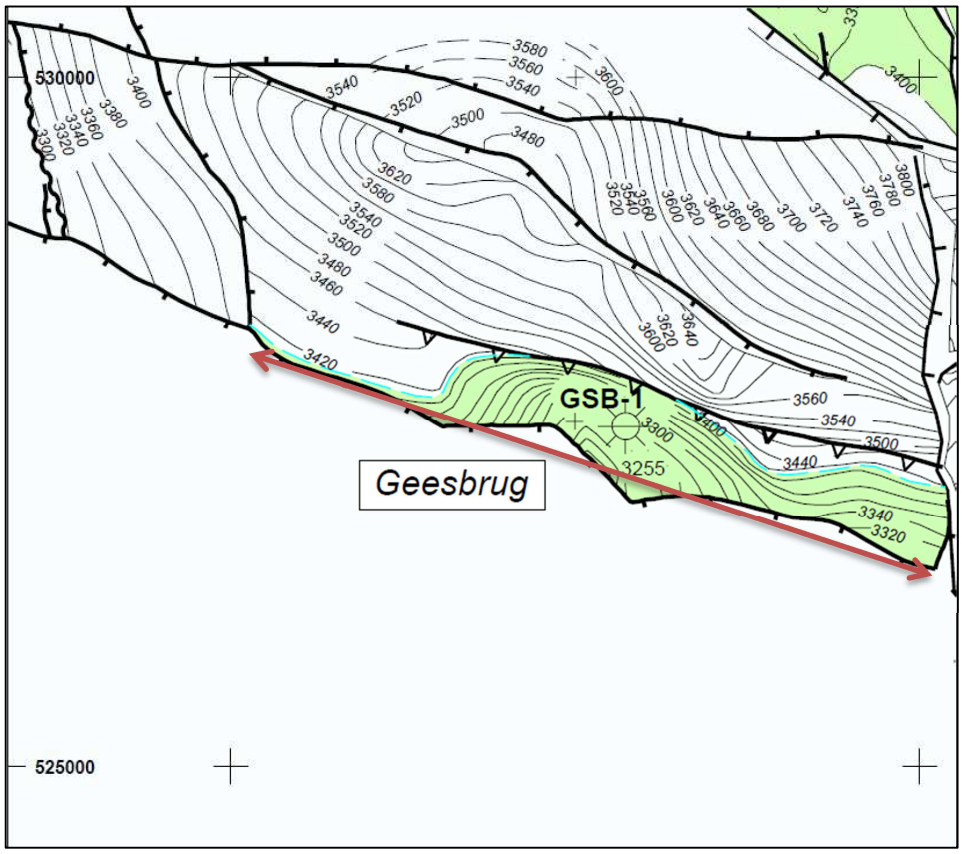
Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Gaag veld tot en met 1 april 2016.

BB Geesbrug

Het Geesbrug gasveld is ontdekt in 1992 door de boring GSB-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Drenthe 5 van Vermilion Oil & Gas Netherlands. Dit veld heeft 3 gasvoerende lithologische formaties, het Zechstein Z2 Carbonaat Laagpakket (Perm), de Slochteren Formatie (Perm) en Tubbergen Formatie (Carboon). Omdat op dit moment enkel uit de Slochteren en Tubbergen Formaties gas wordt gewonnen (deze staan waarschijnlijk met elkaar in contact) zal hier de focus op liggen in deze beschrijving.
Het Geesbrug veld wordt aan meerdere zijden begrensd door breuken, maar aan de noordoost zijde van het veld vormt de hellende gelaagdheid de begrenzing (Figuur BB.1). Er is één boring gezet in het veld (GSB-01) en via deze boring vindt gasproductie plaats. De productie is gestart in 2009 en is gepland te eindigen in 2035.



Figuur BB.1 Structuurkaart van het voorkomen in de Slochteren Formatie van het Geesbrug gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Slochteren Formatie.



Figuur BB.2 Structuurkaart van het Tubbergen voorkomen van het Geesbrug gasveld. De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Tubbergen Formatie.

BB.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De gas producerende intervallen van het Geesbrug veld zijn de Slochteren- en Tubbergen Formaties. Steenkoollagen van Carboon ouderdom zijn het brongesteente voor het aanwezige gas. Zout- en anhydrietlagen van de Zechstein Groep vormen het afsluitende pakket. De eigenschappen van de twee reservoir intervallen zijn verschillend en worden hieronder beschreven.

BB.1.1 Slochteren Formatie

Deze formatie bestaat in dit gebied voornamelijk uit fluviatiele zandsteen en conglomeraat, afgezet in puinwaaiers. Het reservoir heeft een dikte van ongeveer 30 meter en is hier relatief dun ontwikkeld. Verder wordt dit reservoir in dit gebied gekenmerkt door een relatief lage porositeit en permeabiliteit.

BB.1.2 Tubbergen Formatie

De Tubbergen Formatie wordt gekenmerkt door een cyclische opbouw van fluviatiele en lacustriene kleisteen-, zandsteen- en steenkoollagen.
De zandsteenintervallen van deze formatie vormen het reservoirgesteente van het Geesbrug veld en de steenkoollagen vormen het brongesteente. De kwaliteit van de reservoireigenschappen is matig tot slecht. Voor de berekening van de compactie is aangenomen dat de Slochteren Zandsteen een min of meer constante dikte van 32 meter heeft over het veld. Alleen in delen waar het gas-water contact (GWC) binnen deze formatie ligt is de dikte tot aan het GWC gebruikt.

Waar het GWC dieper ligt dan de basis van de Slochteren Fm., ligt het in de Tubbergen Formatie. Voor de dikte van de Tubbergen Fm. is daarom de dikte van de top tot aan het GWC gebruikt voor de compactieberekening.

BB.2 Structurele setting

Het Geesbrug veld bevindt zich in een naar het Noorden hellend, gekanteld breukblok. Het wordt aan meerdere zijden begrensd door breuken, maar op plaatsen ook door de hellende gelaagdheid. Het gas-water contact is bepaald op een diepte van ongeveer 3430 meter.

BB.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. In Figuur BB.1 en Figuur BB.2 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. Deze breuken kunnen, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. De lengte van de langste breuk is bepaald op 7,8 kilometer voor beide voorkomen.

BB.3 Productie

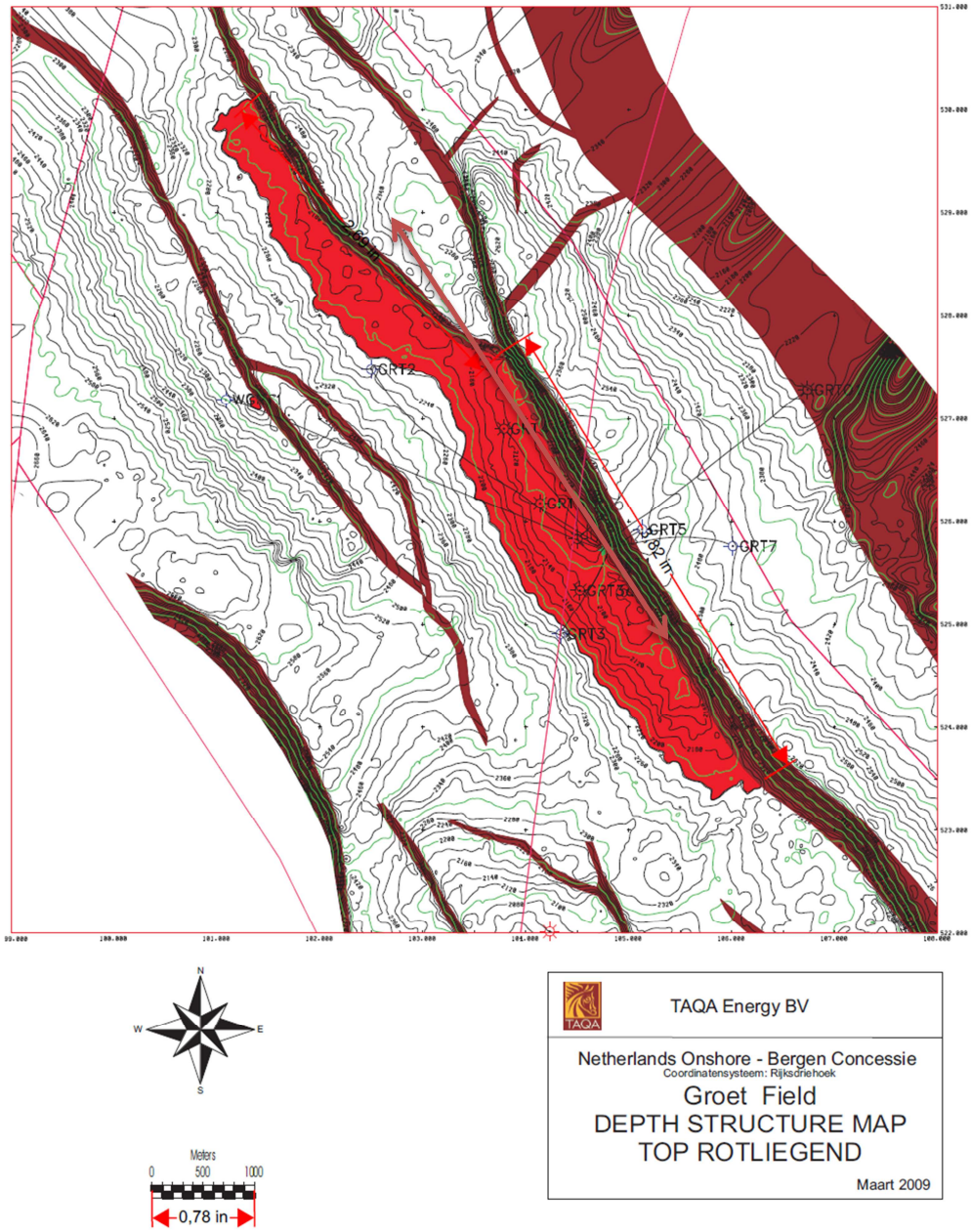
In 2009 is gestart met de gasproductie uit het Geesbrug veld via de boring GSB-01. Deze boring produceerde in 2013 ongeveer 34 miljoen Nm^3 gas. Volgens het Winningsplan 2008 wordt verwacht dat de productie in 2035 eindigt. Het uiteindelijke winningspercentage van dit veld komt uit op ongeveer 58%.

BB.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Geesbrug veld tot en met 1 april 2016.

CC Groet

Het Groet gasveld is ontdekt in 1965 door de boring GRT-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Bergen 2 van Taqa Onshore B.V . Dit gasveld bevindt zich in de provincie Noord-Holland, in het kustgebied van de Noordzee. Het ligt zowel onder land als onder zee. De zandsteenlagen van de Slochteren Formatie vormen hier het reservoirgesteente. Deze formatie is aangetroffen op een diepte van ongeveer 2100 meter.
De productie van gas uit dit veld is gestart in 1974 en heeft plaats gevonden via vier putten. Daarvan is er momenteel nog slechts één in productie (GRT-01). De beëindiging van de gasproductie vindt op hetzelfde moment plaats voor alle velden die liggen binnen dezelfde vergunning. De resterende productieduur van het Groet veld is dus afhankelijk van de andere velden in de vergunning. Wanneer dit precies plaats zal vinden is niet bekend.



Figuur CC.1 Structuurkaart van het Groet gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Slochteren Formatie

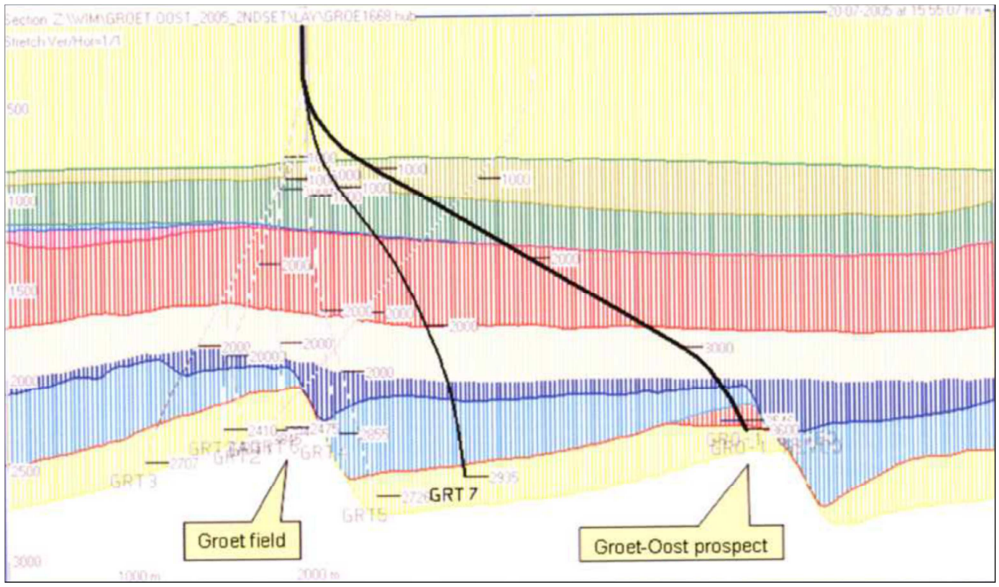
CC.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het gas dat momenteel uit het Groet veld wordt geproduceerd is afkomstig uit zandsteenlagen van de Slochteren Formatie. Deze formatie behoort tot de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Verder naar het noorden zijn ook de Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten onderdeel van deze groep, maar in dit gebied zijn deze afwezig.
De Slochteren Formatie bestaat in dit gebied uit een dik zandsteenpakket (200-270 meter), voornamelijk afgezet als duinzanden in een woestijnklimaat, en wordt onderverdeeld in drie eenheden: fluviatiele en wadi afzettingen aan de basis, eolische zandsteen in het midden en een bleker gekleurde zandsteen aan de top.

Doordat de Slochteren Formatie hier hoofdzakelijk uit eolische afzettingen bestaat is de reservoirkwaliteit vrij goed.
Het gas is gemigreerd vanuit koolrijke lagen in het onderliggende Carboongesteente. Zout, kleisteen en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

CC.2 Structurele setting

Het gebied rondom het Groet veld wordt gekenmerkt door een groot aantal NW-ZO georiënteerde breuken die een horst- en grabenstructuur hebben gevormd. Het Rotliegend voorkomen van het Groet veld bevindt zich in een half graben (Figuur CC.2). Aan de oostzijde wordt het veld begrenst door een normale breuk (afschuiving) en aan de overige zijden door de hellende gelaagdheid. De top van de structuur ligt op ongeveer 2100 meter diepte. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur CC.2 Schematische doorsnede van het Groet en Groet-Oost veld waarin te zien is dat het hier om half graben structuren gaat (Winningsplan Groet-Oost, NAM 2005).

CC.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur CC.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 8,5 kilometer.

CC.3 Productie

Er zijn in totaal vier boringen gezet in het Groet veld. Deze hebben in het verleden alle vier gas geproduceerd, maar momenteel is alleen GRT-01 nog in productie. De boring GRT-02 was ook op het Groet veld gericht, maar is te diep op de structuur geboord en was daarom “droog”.

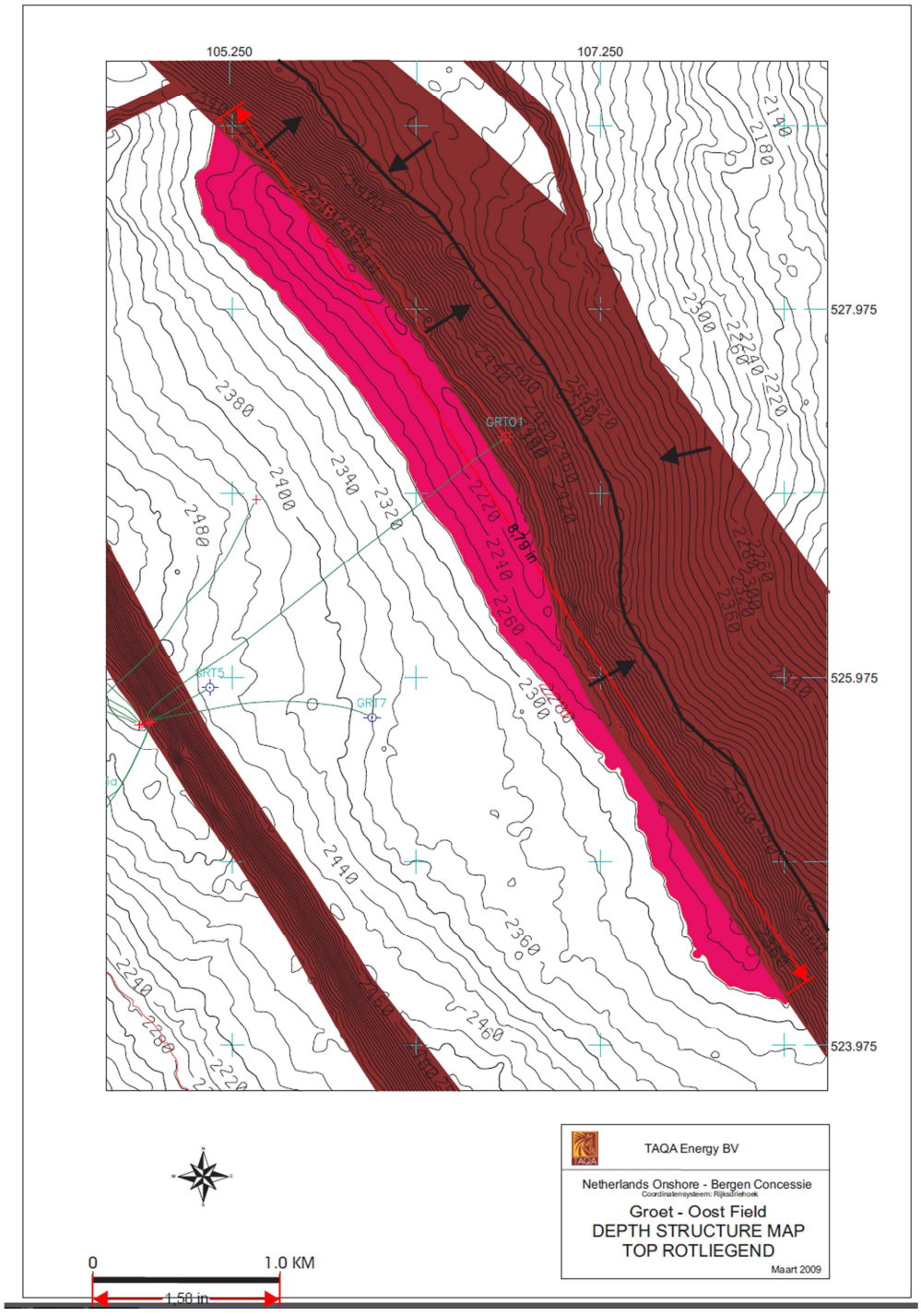
De productie van gas is gestart in 1974. De beëindiging van de gasproductie zal voor de gehele vergunning op hetzelfde moment plaatsvinden. De resterende productieduur van het Groet veld is dus afhankelijk van de andere velden in de vergunning. Wanneer dit precies plaats zal vinden is niet bekend.

CC.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Groet veld tot en met 1 april 2016.

DD Groet-Oost

Het Groet-Oost gasveld is ontdekt in 2006 door de boring GRO-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Middelie van de NAM. Echter, Taqa Onshore B.V. is in dit geval de uitvoerder. Dit gasveld bevindt zich in de provincie Noord-Holland, nabij de Noordzee kust (Figuur DD.1). De zandsteenlagen van de Slochteren Formatie vormen hier het reservoirgesteente. Deze formatie is aangetroffen op een diepte van ongeveer 2200 meter.
De productie uit dit veld is gestart in 2006 via de enige boring in het veld, GRO-01. Het einde van de productie vindt plaats op het moment dat de kosten van de winning de economische opbrengsten overschrijden. Het is nog niet bekend wanneer dit precies zal plaatsvinden.



Figuur DD.1 Overzichtskaart van het Groet-Oost (geel) en Groet voorkomen (rood) (Winningsplan Groet-Oost, NAM 2005).

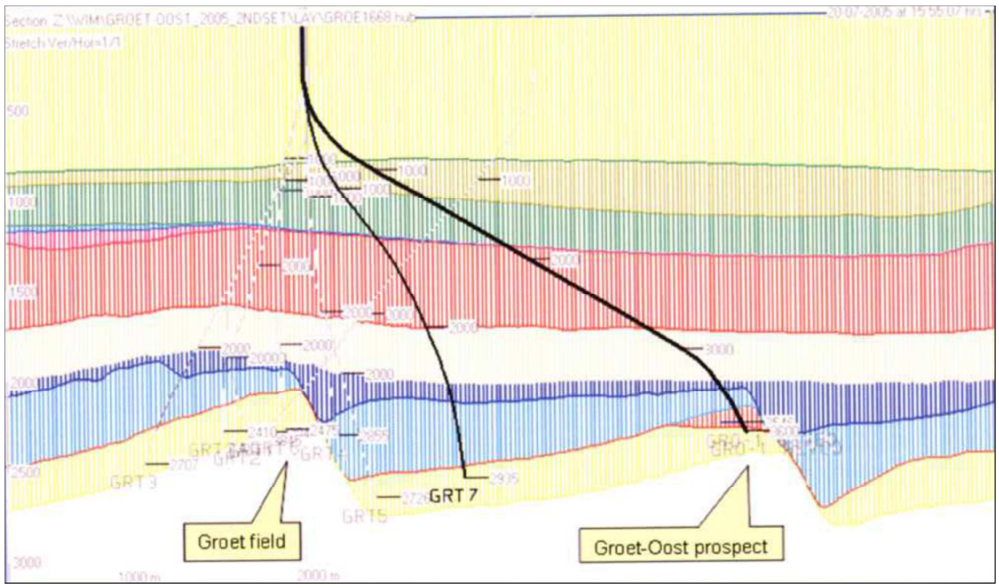
DD.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het gas dat momenteel uit het Groet-Oost veld wordt geproduceerd is afkomstig uit zandsteenlagen van de Slochteren Formatie. Deze formatie behoort tot de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Verder naar het noorden zijn ook de Ten Boer

en Ameland Kleisteen Laagpakketten onderdeel van deze groep, maar in dit gebied zijn deze afwezig.
De Slochteren Formatie bestaat in dit gebied uit een dik zandsteenpakket (200-270 meter), voornamelijk afgezet als duinzanden in een woestijnklimaat, en wordt onderverdeeld in drie eenheden: fluviatiele en wadi afzettingen aan de basis, eolische zandsteen in het midden en een bleker gekleurde zandsteen aan de top. Doordat de Slochteren Formatie hier hoofdzakelijk uit eolische afzettingen bestaat is de reservoirkwaliteit vrij goed.
Het gas is gemigreerd vanuit koolrijke lagen in het onderliggende Carboongesteente. Zout, kleisteen en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

DD.2 Structurele setting

Het gebied rondom het Groet Oost veld wordt gekenmerkt door een groot aantal NW-ZO georiënteerde breuken die een horst- en grabenstructuur hebben gevormd. Het Rotliegend voorkomen van het Groet Oost veld bevindt zich in een half graben (Figuur DD.2). Aan de oostzijde wordt het veld begrenst door een normale breuk (afschuiving) en aan de overige zijden door de hellende gelaagdheid (dip-closure). De top van de structuur ligt op ongeveer 2100 meter diepte. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur DD.2 Schematische doorsnede van het Groet en Groet-Oost veld waarin te zien is dat het hier om half graben structuren gaat (Winningsplan Groet-Oost, NAM 2005).

DD.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. De lengte van de langste breuk is bepaald op 5,6 kilometer.

DD.3 Productie

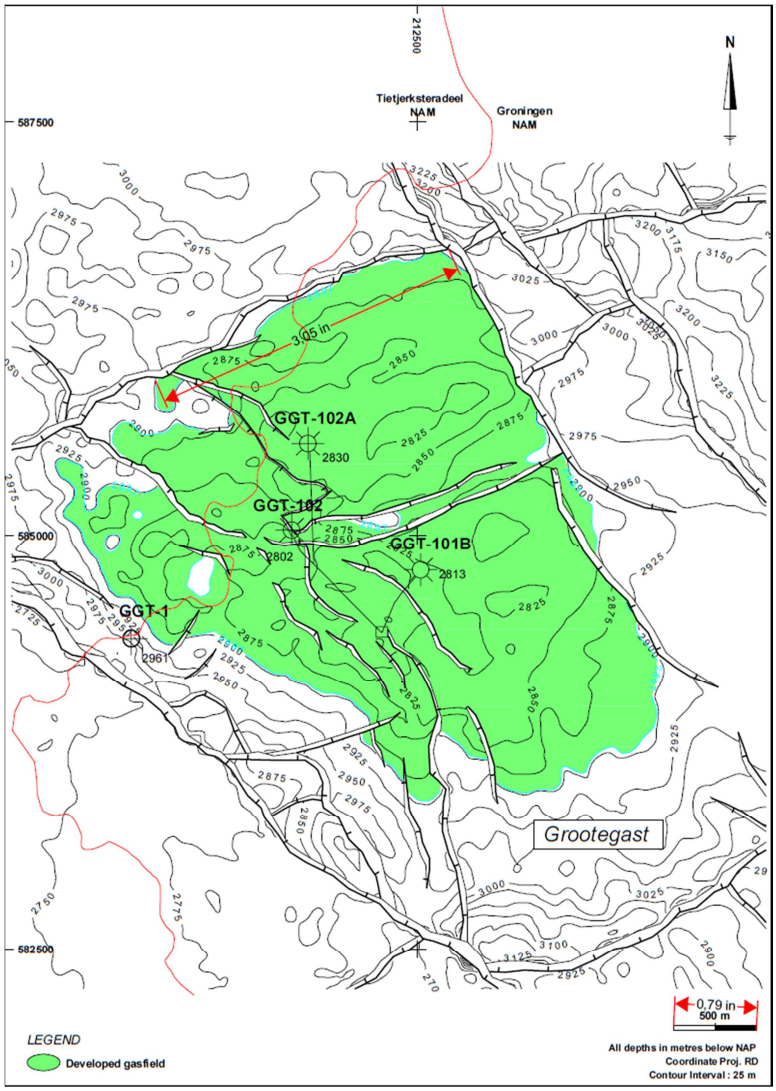
Vanaf de productielocatie Groet 2 is slechts één put geboord in het Groet-Oost veld (GRO-01). GRO-01 is sinds 2006 in productie, maar de productiecijfers laten zien dat sinds eind 2014 de productie onregelmatig is geworden en in bepaalde perioden stil ligt. Het is niet precies bekend wanneer de productie wordt beëindigd, maar dit zal zijn op het moment dat de kosten van de winning de economische opbrengst overstijgen.

DD.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Groet-Oost veld tot en met 1 april 2016.

EE Grootegast

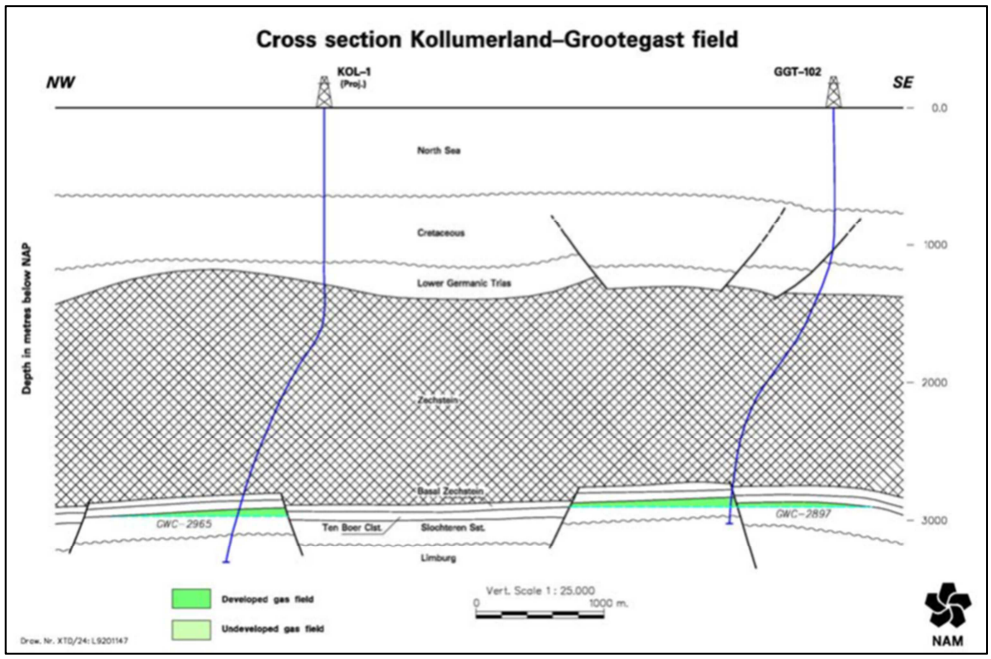
Het Grootegast veld is ontdekt in 1961 door boring GGT-01. Dit veld bevindt zich in west Groningen en is gelegen binnen de winningsvergunning Groningen van de NAM. Het Grootegast veld ligt in het Grootegast systeem dat ook het zuidoostelijker gelegen Kollumerland veld omvat. De Slochteren Formatie vormt hier het reservoirgesteente (Figuur EE.1).
Gasproductie uit het veld is gestart in 1979 en wordt naar verwachting beëindigd in 2027. Het Grootegast veld is in totaal door vier putten aangeboord, waarvan er momenteel twee in productie zijn. Het voorkomen heeft een geschatte initiële hoeveelheid gas van 6,8 miljard Nm^3.



Figuur EE.1 Structuurkaart van het Grootegast gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Slochteren Formatie. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

EE.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente van het Grootegast veld. Deze formatie is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan uit fluviatiele en eolische zandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer is slecht. Dit interval geldt vaak als *waste zone*, wat betekent dat deze wel gasvoerend is, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. De porositeit en permeabiliteit van het reservoir zijn gemiddeld tot goed.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.



Figuur EE.2 Doorsnede van het Grootegast en Kollumerland gasveld (Winningsplan Grootegast, NAM 2013).

EE.2 Structurele setting

Het Grootegast veld wordt door ongeveer vijftien breuken in een aantal breukblokken of compartimenten onderverdeeld. De breuken kruisen elkaar nauwelijks waardoor er kleine verbindingen tussen de verschillende compartimenten (beperkt) mogelijk lijken (Figuur EE.1). De noordoostzijde van het veld wordt gevormd door een breuk met een NNW-ZZO oriëntatie. De noordwestelijke begrenzing wordt gedeeltelijk gevormd door een breuk (met een ONO-WZW oriëntatie) en hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). De west- en zuidzijde van het veld worden gevormd

door hellende gelaagdheid. Het gas-water contact ligt op 2897 meter diep (Figuur EE.2). Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

EE.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur EE.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 1,9 kilometer.

EE.3 Productie

Het Grootegast veld wordt geproduceerd door de GGT-101, GGT-102, en GGT-103 putten vanuit de productielocatie Grootegast (GGT-100). GGT-01 is ingesloten, GGT-101 en GGT-102 produceren en GGT-103 is gesuspendeerd. Het gas wordt samengevoegd met gas uit andere velden en ter plaatsen behandeld en opnieuw gecomprimeerd.

Gasproductie uit het veld is gestart in 1979 en eindigt naar verwachting in 2027. De geschatte initiële gas hoeveelheid is 6,8 miljard Nm^3. Van 1979 tot en met 2012 is er 5,4 miljard Nm^3 gas geproduceerd. Voor de periode 2013 tot en met 2027 is de verwachte nog te produceren hoeveelheid gas 504 miljoen Nm^3. Daarmee is het verwachte winningspercentage is 86,9%.

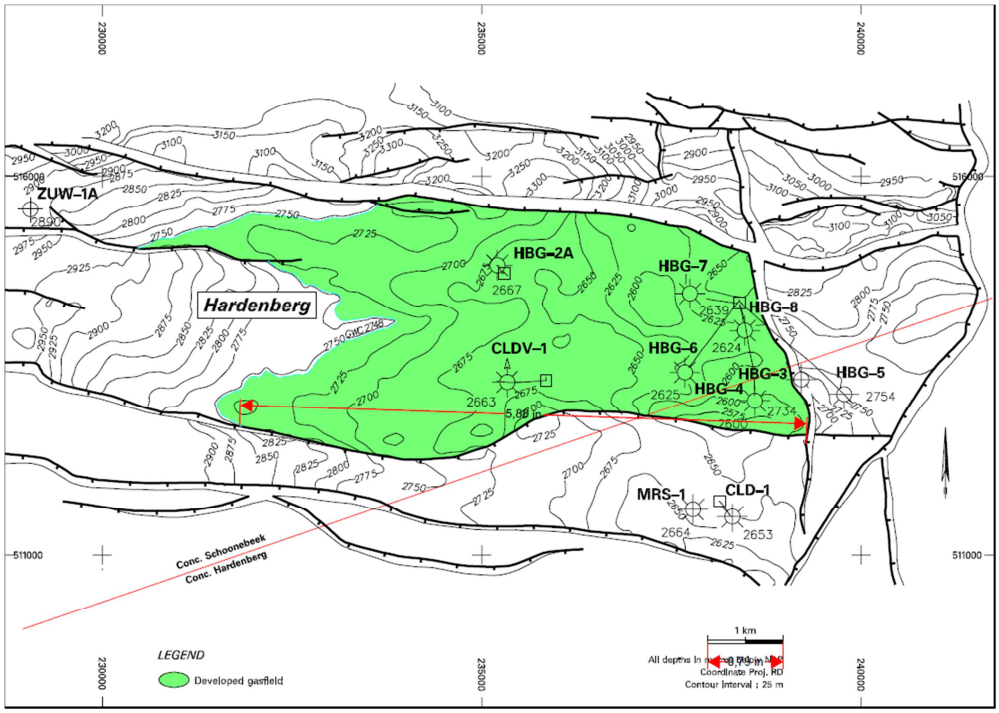
De initiële druk van de Slochteren Zandsteen was 334 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot ongeveer 50 bar in 2013. De beoogde einddruk van het reservoir is 16 bar.

EE.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Grootegast veld tot en met 1 april 2016.

FF Hardenberg

Het Hardenberg gasveld is ontdekt in 1967 door boring HBG-02-S1. Dit veld bevindt zich geografisch ten zuiden van het Coevorden gasveld en ten noorden van het Collendoorn veld. Het veld ligt deels binnen de winningsvergunning Hardenberg en deels binnen de winningsvergunning Schoonebeek, beiden van de NAM. Het gas bevindt zich in de Limburg Groep (Carboon) (Figuur FF.1).
De gasproductie is gestart in 1975 en wordt vanaf twee satellietlocaties (HBG2 en HBG4) geproduceerd. In totaal staan er vijf putten in het Hardenberg veld, die allemaal in productie zijn. De productie wordt naar verwachting in 2020 beëindigd.



Figuur FF.1 Structuurkaart van het Hardenberg gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Limburg Groep. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

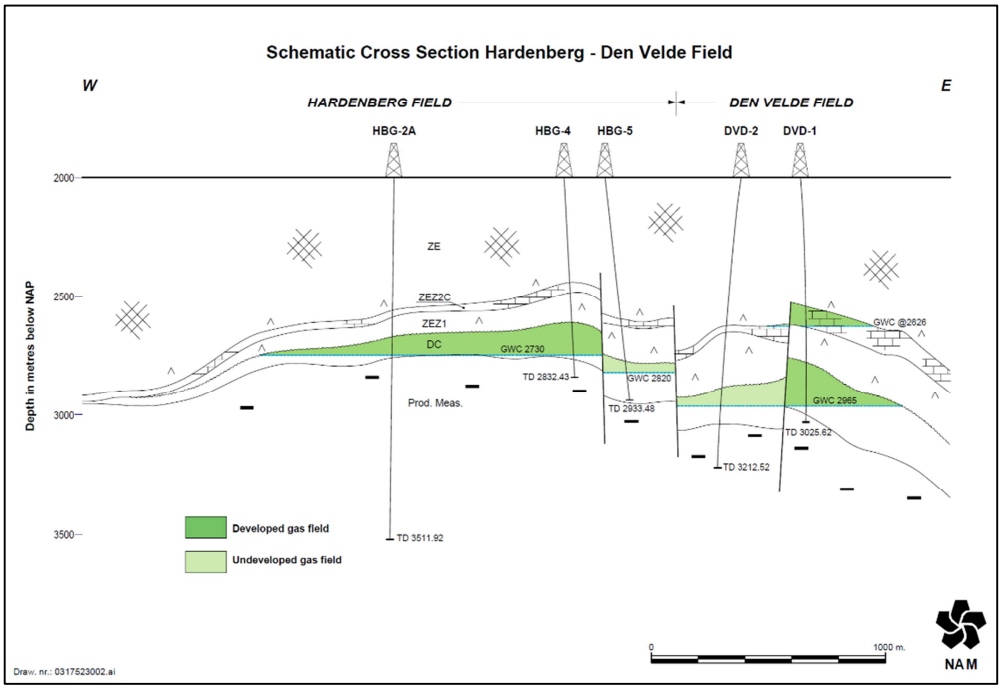
FF.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Limburg Groep omvat zowel het moedergesteente als het reservoirgesteente. Het gas is uit het moedergesteente in de zandlagen van de Tubbergen Formatie gemigreerd, en wordt daar gevangen door de er boven gelegen evaporieten van de Zechstein Groep. De Boven-Rotliegend Groep is afwezig op deze locatie.
Het reservoirgesteente bestaat uit fluviatiele zanden, terwijl het moedergesteente uit steenkoollagen bestaat. De laterale continuïteit van de zanden is goed. Over de porositeit en permeabiliteit wordt niets vermeld in het winningsplan, maar over het algemeen kan gesteld worden dat de porositeit redelijk is en de permeabiliteit laag.

FF.2 Structurele setting

Het breuksysteem dat het Carboon reservoir verzet, bestaat uit twee preferente breukrichtingen; ruwweg noord-zuid en oost-west (Figuur FF.2).

Deze breuken begrenzen het veld aan de noord-, zuid- en oostzijde. De westzijde van het veld wordt gevormd door helende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Binnen het veld zijn er geen breuken. Het gas-water contact ligt op 2730 meter (Figuur FF.2). Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur FF.2 Dwarsdoorsnede door het Hardenberg veld (Winningsplan Hardenberg, NAM 2012).

FF.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur FF.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 7,4 kilometer.

FF.3 Productie

Er zijn in totaal 5 putten geboord in dit veld, die allemaal in productie zijn. Het veld wordt vanaf twee satellietlocaties geproduceerd, HBG2 en HBG4. Het gas wordt samen met gas uit andere voorkomens naar productielocatie COV 17 getransporteerd waar het onder hogere druk wordt gebracht en gedroogd.
Door de goede laterale continuïteit van de zanden kan het veld effectief geproduceerd worden. Het verwachte winningspercentage is daardoor ook 95%.
Om de productie op peil te houden worden er regelmatig werkzaamheden uitgevoerd zoals stimulaties en herperforaties.
Van 2003 tot en met 2011 is er 1,8 miljard Nm^3 geproduceerd en werd er in 2012 verwacht dat er nog 635 miljoen Nm^3 geproduceerd zal gaan worden tot de geplande einddatum in 2020. Door de goede laterale continuïteit van de zanden kan het veld effectief geproduceerd worden. Het verwachte winningspercentage is daardoor ook 95%.

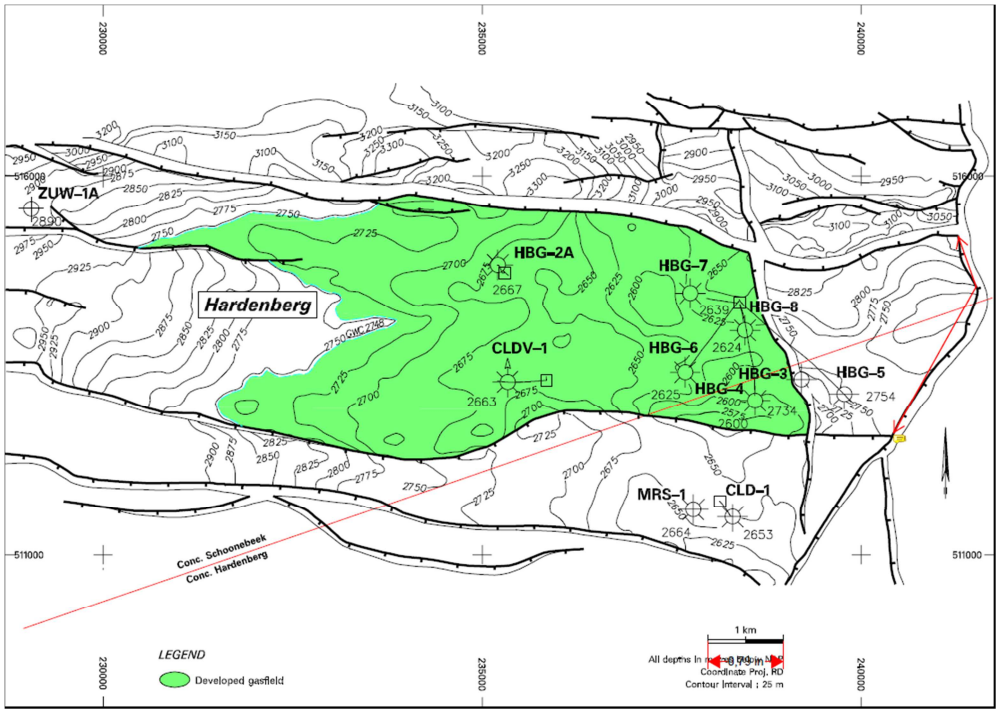
De initiële druk van de Limburg groep was 306 bar, welke door reservoirdepletie is afgenomen tot ongeveer 48 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 30 bar.

FF.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Hardenberg veld tot en met 1 april 2016.

GG Hardenberg-Oost

Het Hardenberg-Oost gasveld is ontdekt in 1988 door boring HBG-05. Dit veld bevindt zich geografisch ten zuiden van het Coevorden gasveld en ten oosten van het Hardenberg veld. Het veld ligt binnen de winningsvergunningen Hardenberg en Schoonebeek van de NAM. Het gas bevindt zich in het reservoirgesteente van de Limburg Groep (Carboon) (Figuur GG.1).
De gasproductie is gestart in 2007 en wordt vanaf satellietlocatie COV-20 geproduceerd door put COV-58. Deze put is momenteel in productie. De productie wordt naar verwachting in 2016 beëindigd.



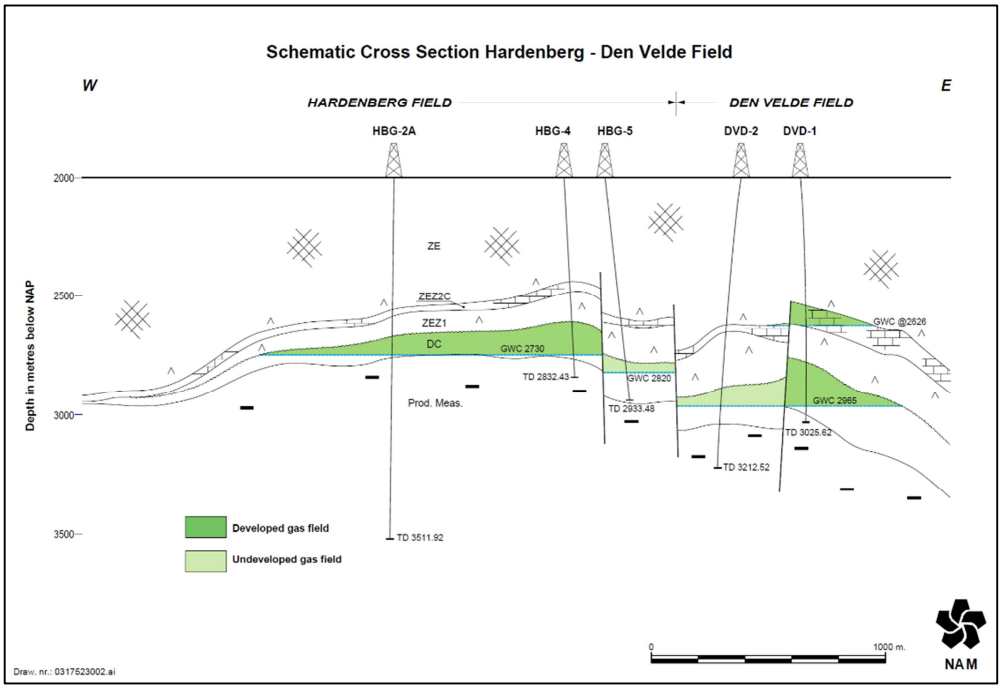
Figuur GG.1 Structuurkaart van het Hardenberg (groen) en Hardenberg-Oost gasveld (breukblok ten oosten van Hardenberg veld) (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Limburg Groep. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

GG.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Limburg Groep omvat zowel het moedergesteente als het reservoirgesteente. Het gas is uit het moedergesteente in de zandlagen van de Tubbergen Formatie gemigreerd, en wordt daar gevangen door de er boven gelegen evaporieten van de Zechstein Groep. De Boven-Rotliegend Groep is afwezig in dit gebied.
Het reservoirgesteente bestaat uit fluviatiele zanden, terwijl het moedergesteente uit steenkoollagen bestaat. De bovenkant van deze formatie is gedeeltelijk geërodeerd door de Saalian discordantie. De laterale continuïteit van de zanden is goed. Over de porositeit en permeabiliteit wordt niets vermeld in het winningsplan, maar over het algemeen kan gesteld worden dat de porositeit redelijk is en de permeabiliteit laag.

GG.2 Structurele setting

Het breuksysteem dat het Carboon reservoir verzet, bestaat uit twee preferente breukrichtingen; ruwweg noord-zuid en oost-west (Figuur GG.1). Deze breuken begrenzen het veld aan alle zijden, met uitzondering van de noordwestzijde, die gevormd wordt door hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Binnen het veld zijn er geen breuken. Het gas-water contact ligt op 2820 meter (Figuur GG.2). Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur GG.2 Dwarsdoorsnede door het Hardenberg veld (Winningsplan Hardenberg-Oost, NAM 2013).

GG.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur GG.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 2,9 kilometer.

GG.3 Productie

Het Hardenberg-Oost veld is door twee putten aangeboord. De put HBG-05 stond echter in verbinding met een kleine hoeveelheid gas en is om die reden afgesloten en verlaten. De productie van gas vindt plaats vanaf satellietlocatie COV20, via de boring COV-58. Het gas wordt onbehandeld samen met gas uit andere voorkomens naar productielocatie COV 24 getransporteerd waar het onder hogere druk wordt gebracht en gedroogd.
Van 2007 tot en met 2010 is er 77 miljoen Nm^3 geproduceerd. Dit was hoger dan de verwachte 73 miljoen Nm^3. De verwachte productie voor de periode 2010 tot en met 2016 is 64 miljoen Nm^3. Het verwachte winningspercentage is 26%.

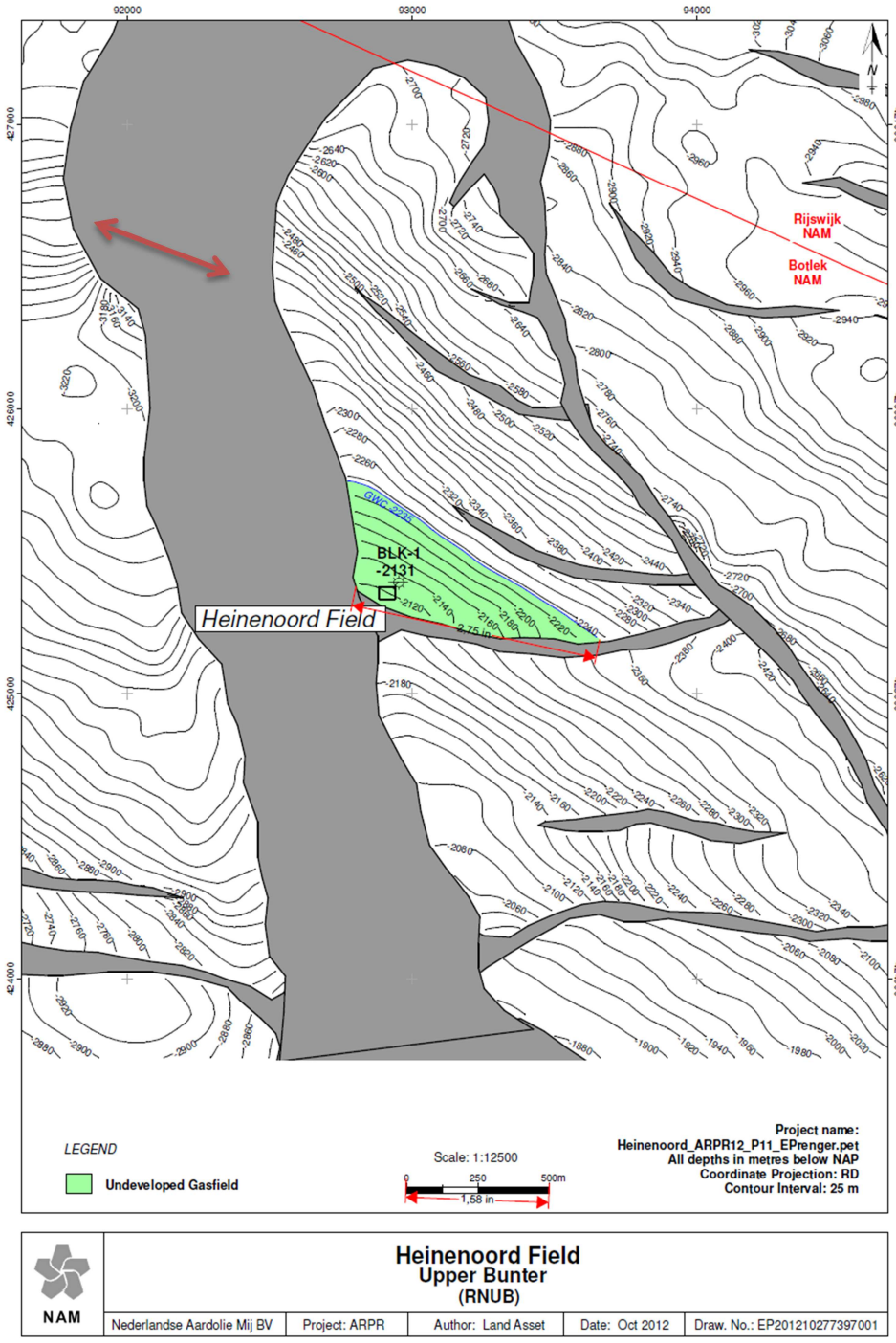
De initiële druk van de Limburg groep was 318 bar, welke door reservoirdepletie zal afnemen tot een beoogde einddruk van 60 bar.

GG.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Hardenberg-Oost veld tot en met 1 april 2016.

HH Heinenoord

Het Heinenoord veld is ontdekt in 2011 door de boring BLK-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Botlek 2 van de NAM. Het veld ligt geografisch in de provincie Zuid-Holland, ten zuiden van de stad Rotterdam. Zandsteenlagen van de Boven-Germaanse Trias Groep, die op een diepte van ongeveer 2150 meter zijn aangetroffen, vormen hier het reservoirgesteente.
De productie van gas is gestart in 2014 via de enige put in het veld (BLK-01) en eindigt naar verwachting in 2015.



Figuur HH.1 Structuurkaart en doorsnede van het Heinenoord gasveld (Winningsplan Heinenoord, NAM 2013).

HH.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Zandsteenlagen van de Boven-Germaanse Trias Groep vormen het reservoirgesteente van het Heinenoord gasveld. De gashoudende lagen van deze groep zijn de Röt- en Solling Formaties. De Röt Formatie bestaat hier uit een afwisseling van zand- en kleilagen die zijn afgezet in een lacustriene omgeving. De Solling Formatie

wordt eveneens gekenmerkt door zand- en kleilagen waarbij de zandige lagen in een vlechtend riviersysteem zijn afgezet en de kleilagen in een lacustriene omgeving. De reservoirkwaliteit van de zandige lagen van deze formaties is goed op deze locatie.
Het gas is gevormd in de steenkoollagen van het Carboon en wordt in het reservoir afgesloten door kleilagen van Trias en Jura ouderdom.

HH.2 Structurele setting

Het Heinenoord gasveld heeft een vrij eenvoudige structuur. Het wordt begrensd door twee breuken, met een NZ en een OW oriëntatie, en door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*) (Figuur HH.1). Het gas-water contact bevindt zich op een diepte van 2235 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

HH.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur HH.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 0,9 kilometer.

HH.3 Productie

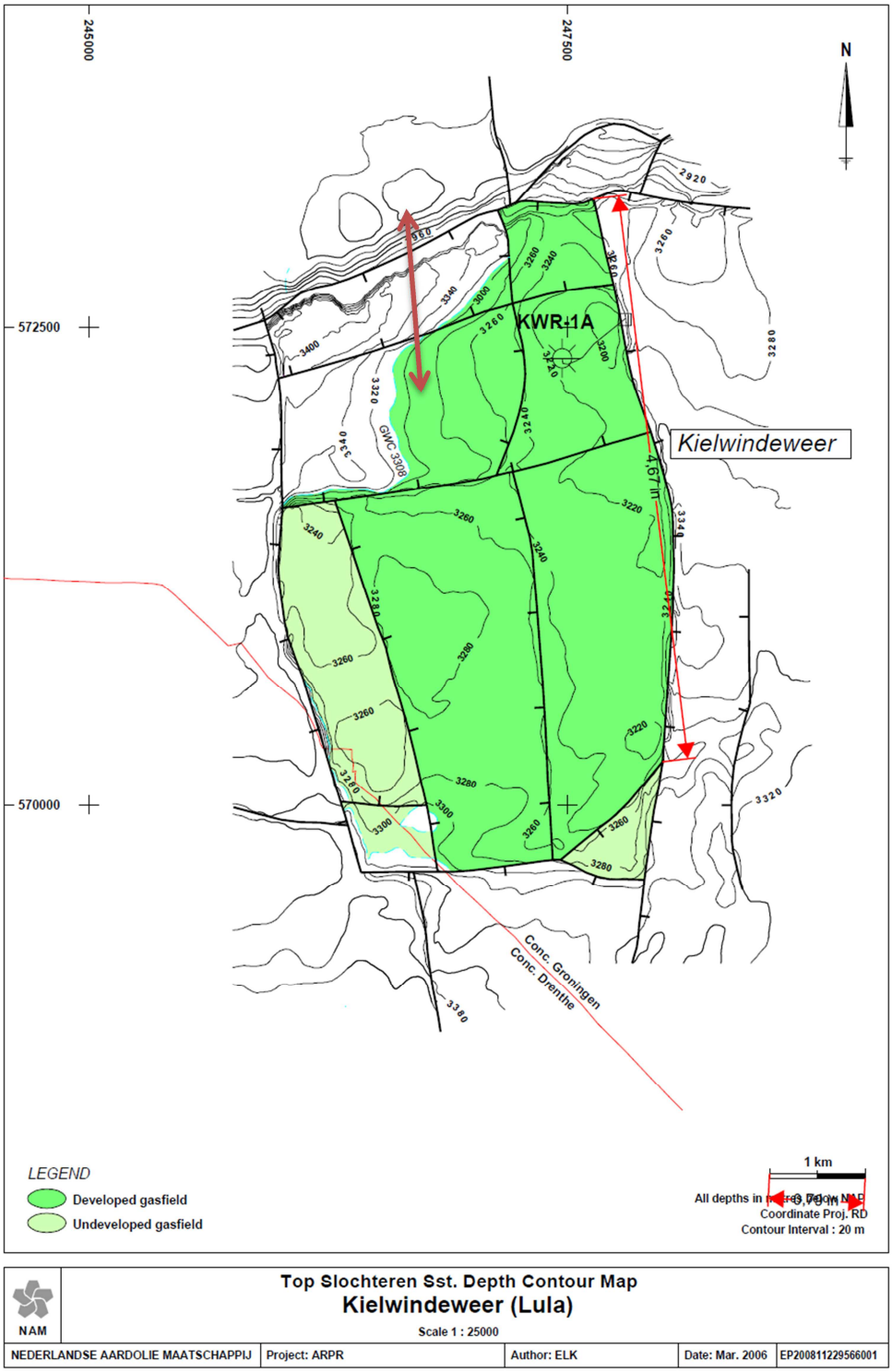
Er is slechts een put geboord naar dit veld (BLK-01) en deze is sinds 2014 in productie. Het einde van de productie wordt verwacht in 2015. De korte productieduur wordt verklaard door het relatief kleine volume van het veld en de hoge gaskolom en hoge porositeit van het gesteente. Het winningspercentage van dit veld wordt geschat op 75% en daarmee bedraagt het te verwachten winbare gasvolume ongeveer 160 miljoen Nm^3. Het gas wordt getransporteerd naar de locatie Reewijk en van daaruit naar de gasbehandelingsinstallatie in Barendrecht. De initiële reservoirdruk van dit veld was 235 bar, maar door depletie zal deze afnemen tot een beoogde einddruk van 72 bar.

HH.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Heinenoord veld tot en met 1 april 2016.

II Kiel-Windeweer

Het Kiel-Windeweer gasveld is ontdekt in 1997 door de boring KWR-01. Dit veld bevindt zich direct ten zuiden van het Groningen gasveld. Het is gelegen binnen de winningsvergunning Groningen van de NAM. De Slochteren Formatie, die hier op een diepte van ongeveer 3300 meter is aangetroffen, vormt het reservoirgesteente (Figuur II.1).
Gasproductie uit dit veld is gestart in 2003 en vindt momenteel plaats vanaf satellietlocatie KWR. Het Kiel-Windeweer veld is in totaal door twee putten aangeboord (KWR-01 en KWR-02). De KWR-01 is momenteel ingesloten en de status van de KWR-02 is onbekend. De productiestop was initieel gepland voor 2010 maar deze is in 2011 verlengd naar 2021.



Figuur II.1 Structuurkaart van het Kiel-Windeweer veld (Winningsplan Kiel-Windeweer, NAM 2003). De diepte contourlijnen representeren de top van de Slochteren Formatie.

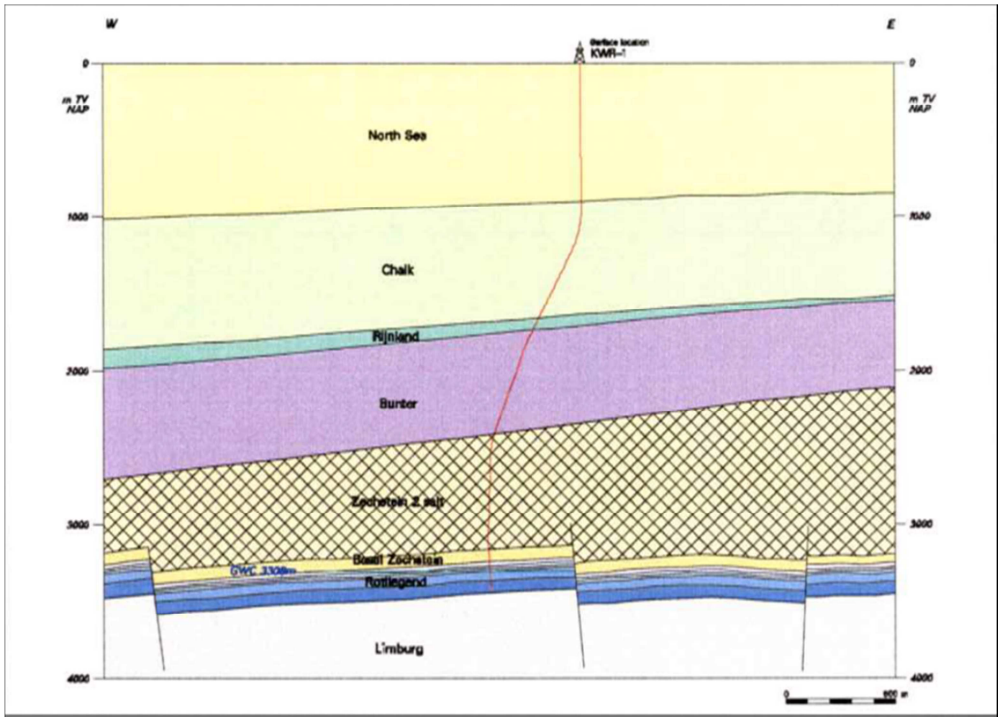
II.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente van het Kiel-Windeweer gasveld. Deze formatie is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm

ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit twee verschillende lithostratigrafische eenheden (Figuur II.2) die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. Het Ten Boer Kleisteen Laagpakket bestaat voornamelijk uit kleirijke playa en sabkha afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. Het Slochteren Zandsteen Laagpakket bestaat voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer Kleisteen is slecht.
Dit interval geldt vaak als *waste zone*, wat betekent dat deze wel gasvoerend is, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. het gas bevindt zich in dit veld dan ook voornamelijk in de Slochteren Zandsteen.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente.
Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

II.2 Structurele setting

Het Kiel-Windeweer veld wordt begrensd door zowel breuken als de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Het veld bestaat uit een koepelvormige structuur die zich in de noordoosthoek van een breukblok bevind. Aan de noord- en oostzijde bevinden zich breuken die ruwweg noord-zuid en oost-west lopen. Het veld bevat meerdere interne breuken met een vergelijkbare oriëntatie (Figuur II.1 en Figuur II.2). Twee breuken lopen dood en een breuk deelt het veld in twee compartimenten. Het gas-water contact van het veld bevindt zich op een diepte van 3308 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur II.2 Doorsnede van het Kiel-Windeweer gasveld (Winningsplan Kiel-Windeweer, NAM 2003).

II.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur II.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 5,9 kilometer.

II.3 Productie

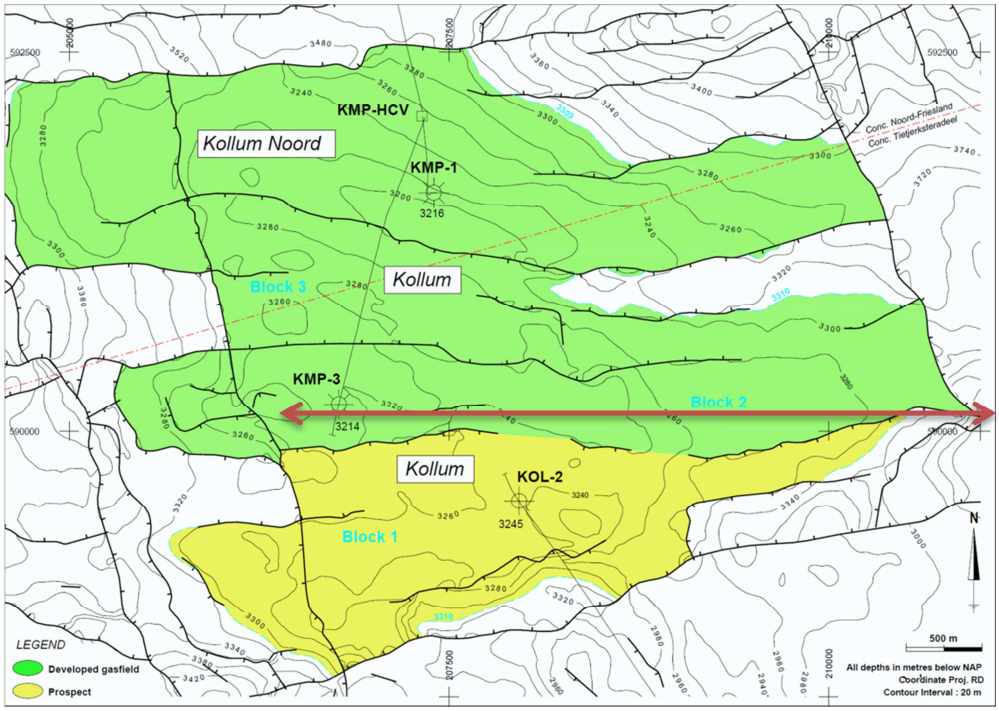
Er zijn in totaal twee putten geboord naar dit veld (KWR-01 en KWR-02). De put KWR-01 is momenteel ingesloten en de status van de recent geboorde KWR-02 is onbekend. Deze putten bevinden zich op de satellietlocatie KWR en het natte gas wordt naar de gasproductie locatie WDV getransporteerd.
De gasproductie is gestart in 2003 en eindigt naar verwachting in 2021. Op dat moment zou ongeveer 53% van de oorspronkelijke hoeveelheid gas geproduceerd moeten zijn. Van 2003 tot en met 2010 is er 378 miljoen Nm^3 gas geproduceerd. De nog te verwachten gasproductie over de periode 2011 t/m 2021 is 361 miljoen Nm^3. De initiële reservoirdruk was 381 bar, maar door depletie zal deze afnemen tot een beoogde einddruk van 207 bar.

II.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Kiel-Windeweer veld tot en met 1 april 2016.

JJ Kollum

Het Kollum gasveld is ontdekt in 1991 door de boring KOL-02 en is grotendeels gelegen binnen de winningsvergunning Tietjerksteradeel van de NAM. Een klein deel van het veld ligt binnen de winningsvergunning Noord-Friesland, ook van de NAM. Geografisch gezien bevindt dit veld zich direct ten zuiden van het Lauwersmeer, in het noordoosten van de provincie Friesland. Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket, dat op een diepte van ongeveer 3210 meter is aangetroffen (Figuur JJ.1), vormt het reservoirgesteente.
Gasproductie uit het Kollum veld is gestart in 2002 en eindigt naar verwachting in 2026. Er zijn in totaal drie boringen gezet in dit veld, waarvan er momenteel nog twee in productie zijn.



Figuur JJ.1 Structuurkaart van het Kollum (Block 1 t/m 3) en Kollum-Noord gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Boven Slochteren Zandsteen.

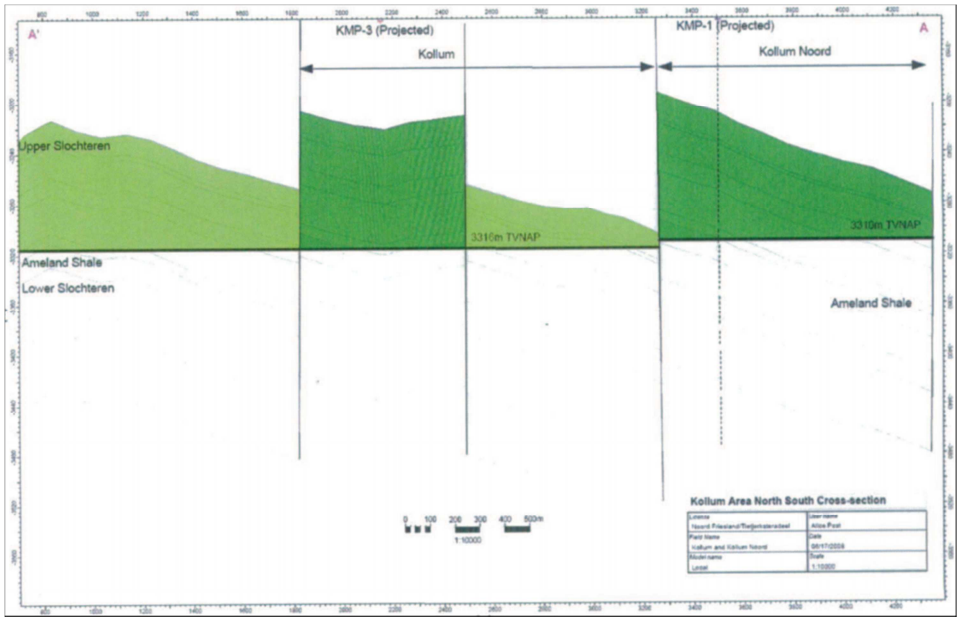
JJ.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Kollum gasveld. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische eenheden die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.

De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht. Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat voornamelijk zand en kent daarom over het algemeen een betere reservoirkwaliteit. In dit veld heeft de Slochteren Zandsteen een gemiddelde porositeit, maar een vrij slechte permeabiliteit. Dit is mogelijk gerelateerd aan de aanwezigheid van kleimineralen zoals illiet. Het gas is bevindt zich enkel in de Boven-Slochteren Zandsteen.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

JJ.2 Structurele setting

Het Kollum veld ligt nabij de Hantum breukzone en de Lauwerszee trog. Deze structurele elementen hebben mogelijk een negatief effect op de reservoirkwaliteit gehad. Het veld wordt gevormd door drie langgerekte, oost-west georiënteerde breukblokken (Figuur JJ.1). Deze blokken worden gescheiden door waarschijnlijk afsluitende breuken. Blok 1, aangeboord door de ontdekkingsput KOL-02, is het meest zuidelijke blok en grenst aan het Kollumerland gasveld dat daar ten zuiden van ligt. Blok 2 is een horstblok en ligt een stuk hoger dan blok 1 en 3. Hierin zijn de putten KMP-03 en KMP-04 gezet. Blok 3 is een afgeschoven blok en ligt een stuk lager dan blok 2 en het Kollum-Noord veld direct ten noorden. Het onderscheid tussen het Kollum en Kollum-Noord veld wordt gemaakt door een verschil in gas-water contact, dat in Kollum op een diepte van 3316 meter ligt (Figuur JJ.2). Daardoor is de gemiddelde dikte van het gasvoerende reservoir ongeveer 95 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur JJ.2 Doorsnede van het Kollum en Kollum-Noord veld (Winningsplan Kollum, NAM 2012).

JJ.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld.
In Figuur JJ.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 4,4 kilometer.

JJ.3 Productie

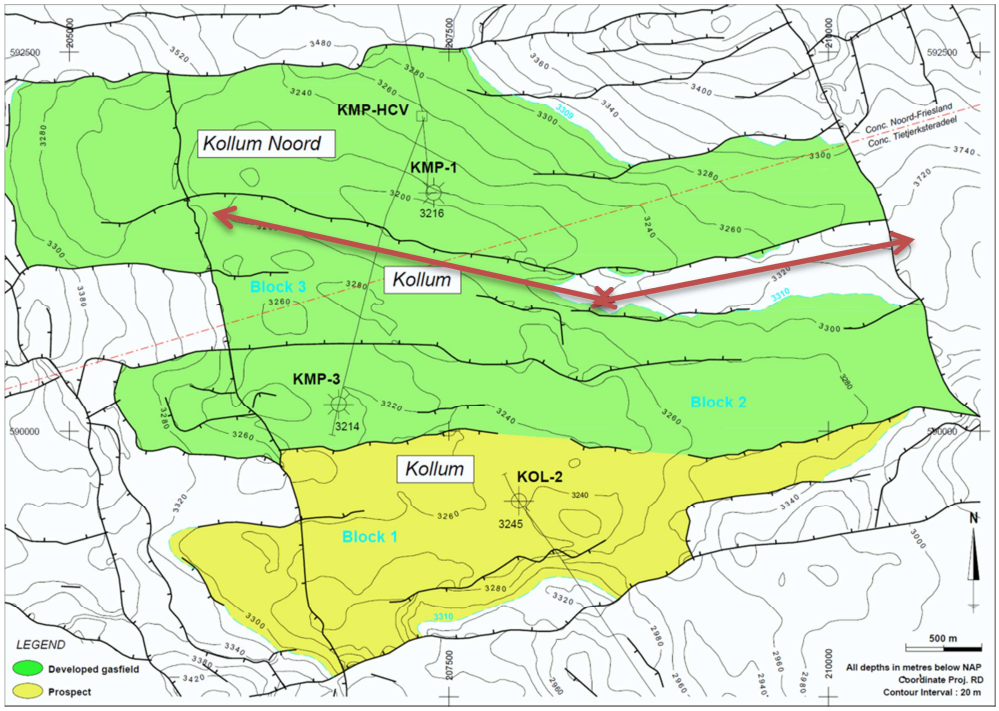
De gasproductie uit het Kollum veld is gestart in 2002 via de put KMP-03. Later, in 2013, is de put KMP-04 geboord. Deze is in 2014 in productie gegaan. Beide putten produceren gas uit blok 2. De overige 2 blokken worden momenteel niet geproduceerd. De gasproductie eindigt naar verwachting in 2026. Op dat moment is naar verwachting 29,7% van het aanwezige gas geproduceerd. Dit percentage is laag door de vrij slechte reservoireigenschappen en doordat niet alle breukblokken worden geproduceerd.
De putten KMP-03 en KMP-04 zijn geboord vanaf de Kollumerpomp satellietlocatie. Het gas wordt vanuit Kollumerpomp naar de productielocatie Grijpskerk getransporteerd. Hier wordt het gas behandeld en op specificatie gebracht voor levering aan GasTerra.
De initiële reservoirdruk was 440 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot 336 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 213 bar.

JJ.4 Seismiciteit

Er is één beving geregistreerd in het Kollum gasveld in 2012 met een magnitude (M_L) van 1,1. Aangezien deze bevingen een kleinere magnitude van 1,5 heeft en er maar één beving is geregistreerd worden de standaard figuren hier niet getoond.

KK Kollum-Noord

Het Kollum-Noord gasveld is ontdekt in 1997 door de boring KMP-01 en is grotendeels gelegen binnen de winningsvergunning Noord-Friesland van de NAM. Een klein deel van het veld ligt binnen de winningsvergunning Tietjerksteradeel, ook van de NAM. Geografisch gezien bevindt dit veld zich direct ten zuiden van het Lauwersmeer, in het noordoosten van de provincie Friesland. De Boven-Slochteren Zandsteen, die op een diepte van ongeveer 3210 meter is aangetroffen (Figuur KK.1), vormt het reservoirgesteente.
Gasproductie uit het Kollum-Noord veld is gestart in 2001 en eindigt naar verwachting in 2026. Er is één put gezet in dit veld. Via deze put wordt momenteel gas geproduceerd.



Figuur KK.1 Structuurkaart van het Kollum (Block 1 t/m 3) en Kollum-Noord gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Boven Slochteren Zandsteen.

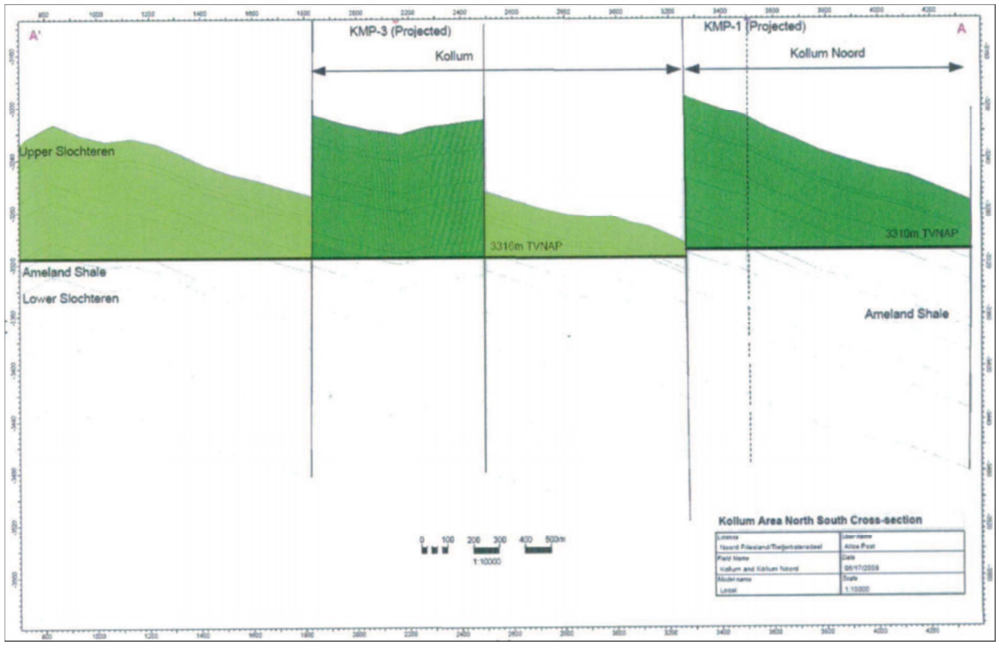
KK.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Kollum-Noord gasveld. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische eenheden die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.

De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht. Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat voornamelijk zand en kent daarom een betere reservoirkwaliteit, met een gemiddelde tot goede porositeit en permeabiliteit. Het gas bevindt zich in dit veld voornamelijk in de Boven-Slochteren Zandsteen.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

KK.2 Structurele setting

Het Kollum-Noord veld ligt nabij de Hantum breukzone en de Lauwerszee trog. Deze structurele elementen hebben mogelijk een negatief effect op de reservoirkwaliteit gehad. Het veld wordt gevormd door een langgerekte, oost-west georiënteerde structuur en wordt aan de meeste zijden begrensd door breuken (Figuur KK.1). Enkel de noordoostelijke begrenzing wordt gevormd door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*).
Het onderscheid tussen het Kollum-Noord en Kollum veld wordt gemaakt door een verschil in gas-water contact, dat in Kollum-Noord op een diepte van 3310 meter ligt (Figuur KK.2). Daardoor is de dikte van het gasvoerende reservoir op de locatie van de put KMP-01 ongeveer 100 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur KK.2 Doorsnede van het Kollum en Kollum-Noord veld (Winningsplan Kollum, NAM 2012).

KK.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur KK.1 is met

een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 4,7 kilometer.

KK.3 Productie

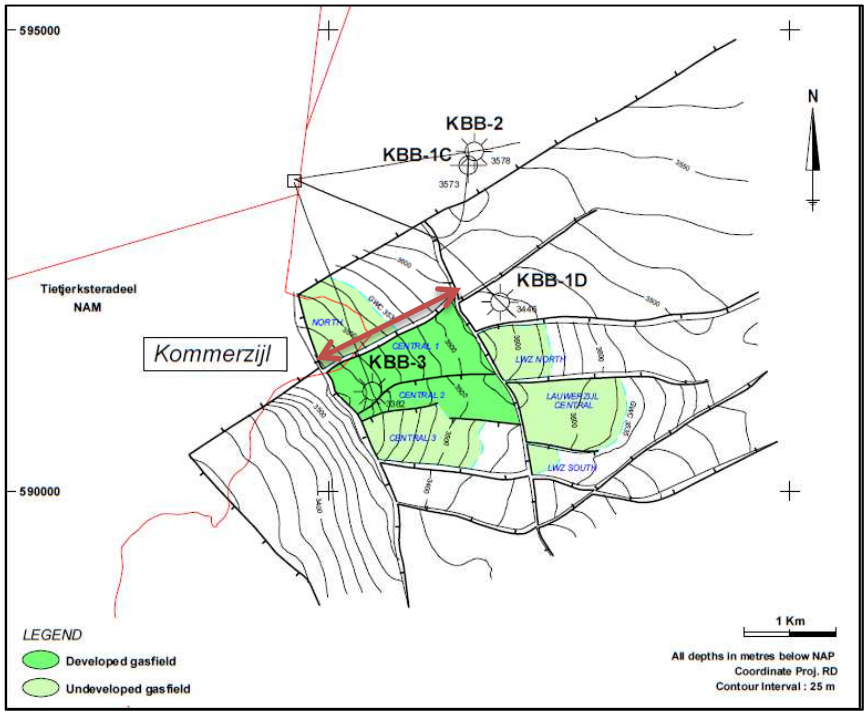
De gasproductie uit het Kollum-Noord veld is gestart in 2001 via de put KMP-01 en eindigt naar verwachting in 2026. Op dat moment zou 87,3% van het aanwezige gas geproduceerd moeten zijn. Dit percentage is vrij hoog vanwege de gemiddeld tot goede reservoirkwaliteit. De put KMP-01 produceert sinds 2014 niet meer continu, maar met intervallen.
De put KMP-01 is geboord vanaf de Kollumerpomp satellietlocatie. Het gas wordt vanuit Kollumerpomp naar de productielocatie Grijpskerk getransporteerd. Hier wordt het gas behandeld en op specificatie gebracht voor levering aan GasTerra.
De initiële reservoirdruk was 442 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot 108 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 45 bar.

KK.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Kollum-Noord veld tot en met 1 april 2016.

LL Kommerzijl

Het Kommerzijl veld is ontdekt in 2000 door boring KBB-03. Dit veld bevindt zich in het noorden van de provincie Groningen en is gelegen binnen de winningsvergunningen Groningen en Tietjerksteradeel van de NAM. Dit veld ligt in het Grijpskerk Noord systeem dat meerdere gasvelden omvat en ten zuidwesten van het Saaksum-West veld. Zandsteenlagen van de Boven-Rotliegend Groep vormen het reservoirgesteente (Figuur LL.1).
Gasproductie uit het veld is gestart in 2001 en eindigt naar verwachting in 2027. Het Kommerzijl veld is in totaal door vier putten aangeboord, die momenteel allemaal in productie zijn. Het voorkomen heeft een geschatte initiële hoeveelheid gas van 3,93 miljard Nm^3.



Figuur LL.1 Structuurkaart van het Kommerzijl gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren laagpakket.

LL.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom) vormt het reservoirgesteente van het Kommerzijl veld. Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke playa en sabkha afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.

De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht en deze gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. De porositeit en permeabiliteit van het reservoir zijn goed in dit veld.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

LL.2 Structurele setting

Het Kommerzijl veld bestaat uit meerdere breukblokken en wordt begrensd door zowel breuken als de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*) (Figuur LL.1). Er zijn twee NNW-ZZO georiënteerde breuken. Een vormt de westelijke begrenzing en de andere deelt het veld op in twee delen. De noordwestelijke begrenzing van het veld wordt gevormd door een breuk met een NO-ZW oriëntatie en de zuidelijke begrenzing door een breuk met ruwweg een oost-west oriëntatie. De interne breuken van het veld hebben ook allen een oost-west oriëntatie.
Het gas-water contact is hetzelfde voor alle compartimenten en is bepaald op een diepte van 3535 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

LL.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur LL.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 1,6 kilometer.

LL.3 Productie

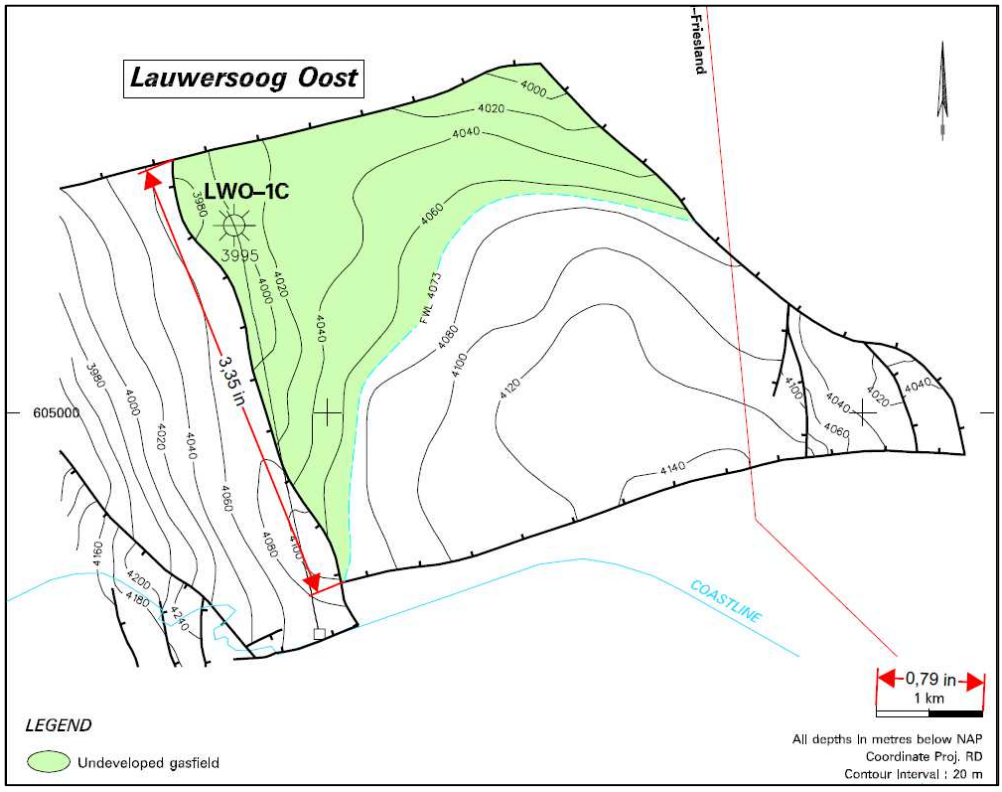
Het Kommerzijl veld wordt geproduceerd door de KBB-03 put die zich op de satellietlocatie Krabburen (KBB) bevindt en de putten LWZ-01, LWZ-02, LWZ-03 die zich op de satellietlocatie Lauwerzijl (LWZ) bevinden. KBB-03 produceert sinds halverwege 2014 geen gas meer, maar de overige drie putten zijn momenteel wel in productie. Het gas wordt naar de Grijpskerk (GRK) faciliteiten getransporteerd waar het wordt samengevoegd met gas uit andere velden. Hier wordt de totale gasstroom behandeld en opnieuw gecomprimeerd. Gasproductie uit het veld is gestart in 2001 en eindigt naar verwachting in 2027. De geschatte initiële hoeveelheid gas is 3,93 miljard Nm^3 . Van 2003 tot en met 2011 is er 1,61 miljard Nm^3 gas geproduceerd. Voor de periode 2012 tot en met 2027 is de verwachte nog te produceren hoeveelheid gas 729 miljoen Nm^3. Het verwachte winningspercentage was 65%, maar een hoger winningspercentage van 83% wordt nagestreefd. De initiële druk van de Slochteren Zandsteen was 410 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot ongeveer 148 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 81 bar.

LL.4 Seismiciteit

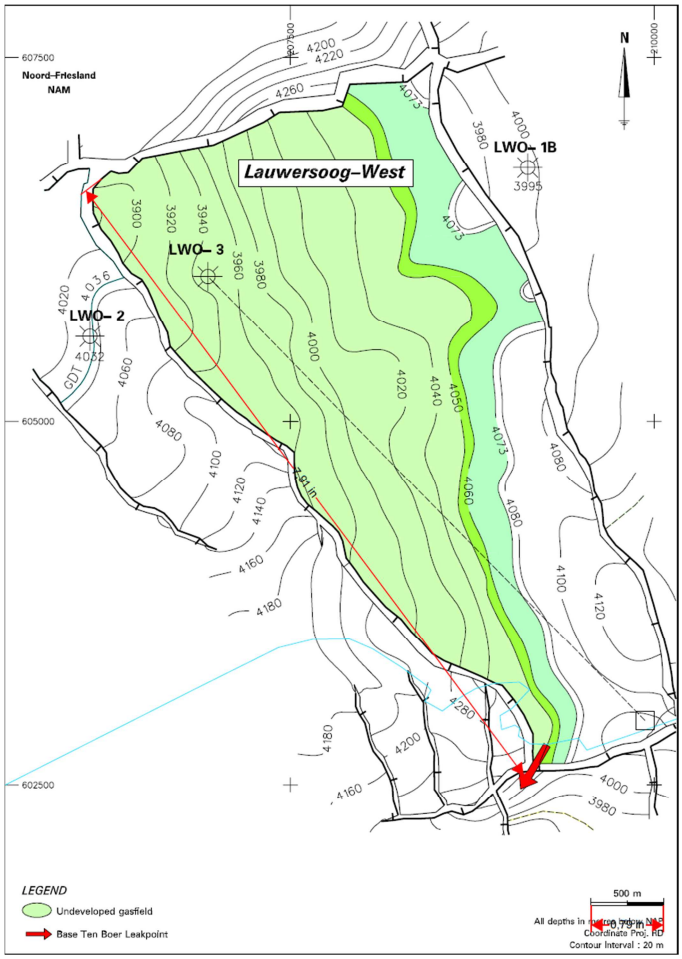
Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Kommerzijl veld tot en met 1 april 2016.

MM Lauwersoog

Het Lauwersoog veld ligt onder de Waddenzee bij Lauwersoog en is ontdekt in 1996 door de boring LWO-01. Het veld bestaat uit drie voorkomens, Lauwersoog West (Figuur MM.2), -Centraal, en -Oost (Figuur MM.1). De naamgeving is opmerkelijk aangezien het Lauwersoog-Centraal voorkomen ten westen van het Lauwersoog West voorkomen ligt, en het “West” voorkomen dus in het midden ligt. Dit veld bevindt zich in het noorden van de provincie Friesland en is gelegen binnen de winningsvergunning Noord-Friesland van de NAM.
Het Boven-Slochteren Laagpakket van de Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente. Het Lauwersoog veld is in totaal door 3 putten aangeboord. De drie voorkomens Oost, Centraal en West zijn aangeboord door respectievelijk LWO-01, LWO-02 en LWO-03.
Gasproductie uit de Lauwersoog Oost en West voorkomens is gestart in 2008 en eindigt naar verwachting in 2035. De geschatte initiële hoeveelheid gas van het Lauwersoog Oost en West voorkomen is respectievelijk 2,67 miljard Nm^3 en 2,85 miljard Nm^3.



Figuur MM.1 Structuurkaart van het Lauwersoog Oost voorkomen (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren laagpakket. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).



Figuur MM.2 Structuurkaart van het Lauwersoog West voorkomen (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren laagpakket. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

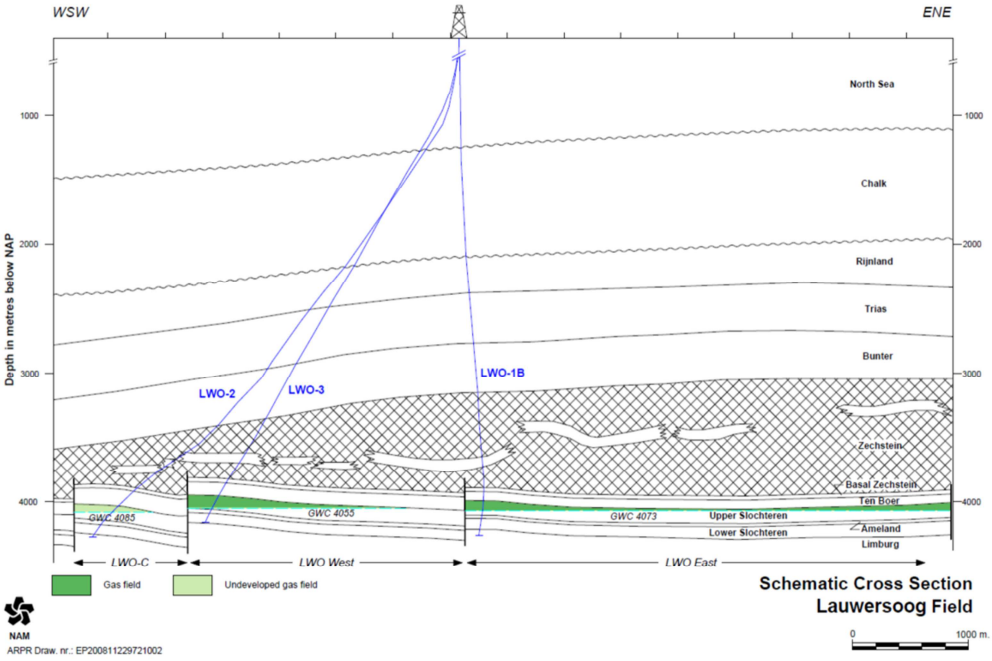
MM.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Lauwersoog gasveld. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke playa en sabkha afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht en deze gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. Het Boven-Slochteren Laagpakket bestaat uit zanden (van ongeveer 105 m dikte) en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. De porositeit (variërend van 9% tot 19%) en permeabiliteit van dit laagpakket zijn gemiddeld. Hieronder bevindt zich de Ameland kleisteen (ongeveer 40m) met daaronder het Onder-Slochteren Laagpakket (circa 90 meter dik), dat een matig tot

slechte reservoirkwaliteit heeft. Het-Boven Slochteren Laagpakket bevat het meeste gas (Figuur MM.3).
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

MM.2 Structurele setting

Het Lauwersoog-Oost voorkomen bevindt zich binnen één breukblok, waarvan de gelaagdheid in het midden van het blok het diepst ligt. De breuken kennen twee preferente richtingen, NNW-ZZO en ONO-WZW (Figuur MM.1). De westelijke, noordelijke en noordoostelijke zijdes van het veld worden gevormd door breuken, en de zuidzijde door hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Het gas-water contact (GWC) van het Lauwersoog Oost voorkomen ligt op 4073 meter diepte en verschilt van het GWC in de andere twee Lauwersoog voorkomens.
De Lauwersoog-West voorkomen bevindt zich binnen één breukblok, waarvan de gelaagdheid naar het oosten helt. Doordat de structuur niet geheel gevuld is, is alleen de westelijke helft van het breukblok gevuld met gas. De breuken kennen twee preferente richtingen, NNW-ZZO en ONO-WZW (Figuur MM.2). De zuidwestelijke en noordwestelijke zijdes van het veld worden gevormd door breuken, en de oostzijde door hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Het gas-water contact (GWC) van Lauwersoog-West voorkomen ligt op 4055 meter diepte en verschilt van het GWC in de andere twee Lauwersoog voorkomens. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur MM.3 Doorsnede van de Lauwersoog voorkomens (Winningsplan Lauwersoog, NAM 2011).

MM.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur MM.1 en Figuur MM.2 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 4,2 en 5,0 kilometer voor respectievelijk Lauwersoog-Oost en -West.

MM.3 Productie

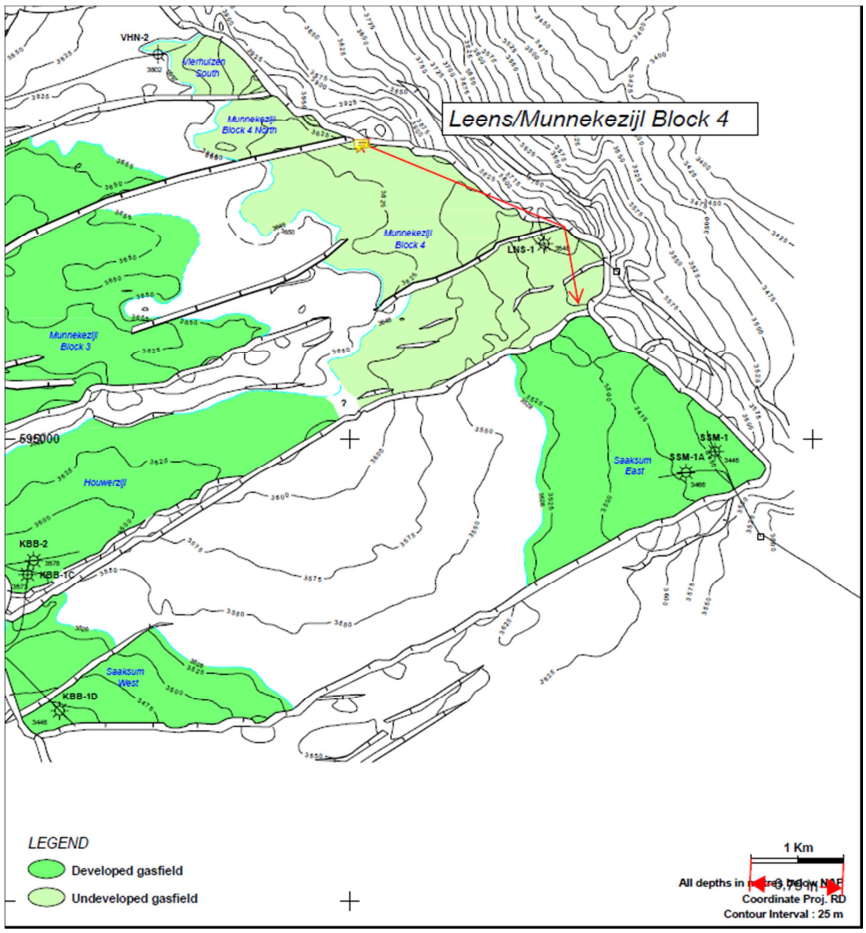
Het Lauwersoog-Oost voorkomen wordt geproduceerd door put LWO-1 en het Lauwersoog-West voorkomen door de put LWO-03. Beiden zijn geboord vanaf de satellietlocatie Lauwersoog (LWO). Deze putten zijn momenteel ingesloten omdat deze voorkomens door hun ligging in de Waddenzee met “de hand aan de kraan‟ geproduceerd worden. Dit wordt gedaan om de bodemdaling binnen de gestelde normen te houden. Deze voorkomens zullen op termijn op de compressoren van Anjum worden aangesloten. Het gas wordt naar de behandelingsinstallatie Anjum (ANJ) getransporteerd waar het wordt samengevoegd met gas uit andere velden. Hier wordt de totale gasstroom behandeld en opnieuw gecomprimeerd.
Gasproductie uit het Lauwersoog veld is gestart in 2008 en eindigt naar verwachting in 2035. De geschatte initiële hoeveelheid gas van het Lauwersoog-Oost voorkomen is 2,67 miljard Nm^3 waarvan 2,05 miljard Nm^3 nog te produceren was in 2011. Het verwachte winningspercentage is 78%. De geschatte initiële hoeveelheid gas van het Lauwersoog-West voorkomen is 2,85 miljard Nm^3 waarvan 1,47 miljard Nm^3 nog te produceren was in 2011. Het verwachte winnings-percentage is 89%.
De initiële druk van de Slochteren Zandsteen was 480 bar in Lauwersoog-Oost en 479 bar in Lauwersoog-West. Door reservoirdepletie zijn deze drukken afgenomen tot respectievelijk 465 en 432 bar in 2010. De beoogde einddruk van het Lauwersoog-Oost voorkomen is 369 bar en van het Lauwersoog-West voorkomen 270 bar.

MM.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Lauwersoog veld tot en met 1 april 2016.

NN Leens

Het Leens veld is ontdekt in 2001 door boring LNS-01. Dit veld bevindt zich in het noorden van de provincie Groningen en is gelegen binnen de winningsvergunning Groningen van de NAM. Het Leens veld ligt in het Grijpskerk Noord systeem dat meerdere gasvelden omvat. Het Boven-Slochteren Laagpakket van de Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente (Figuur NN.1).
Gasproductie uit het veld is gestart in 2003 en eindigt naar verwachting in 2027. Het Leens veld is in totaal door 2 putten aangeboord. Beide putten zijn momenteel in productie. De geschatte initiële hoeveelheid gas van dit veld is 2,83 miljard Nm^3.



Figuur NN.1 Structuurkaart van het Leens gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Laagpakket. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

NN.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Leens gasveld. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke playa

en sabkha afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht en deze gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. De porositeit en permeabiliteit van het reservoir zijn goed op deze locatie.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

NN.2 Structurele setting

Het Leens veld bestaat uit twee breukblokken die zich ten noorden bevinden van het breukblok dat het Saaksum-Oost veld bevat (Figuur NN.1). De noordoostelijke begrenzing van het veld wordt gevormd door een breuk die ruwweg een NW-ZO oriëntatie heeft. Een drietal breuken met een NO-ZW oriëntatie deelt het voorkomen op in twee breukblokken en begrenst de noord- en zuidzijde. Het gas-water contact van dit veld ligt op 3646 meter diepte. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

NN.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur NN.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 3,3 kilometer.

NN.3 Productie

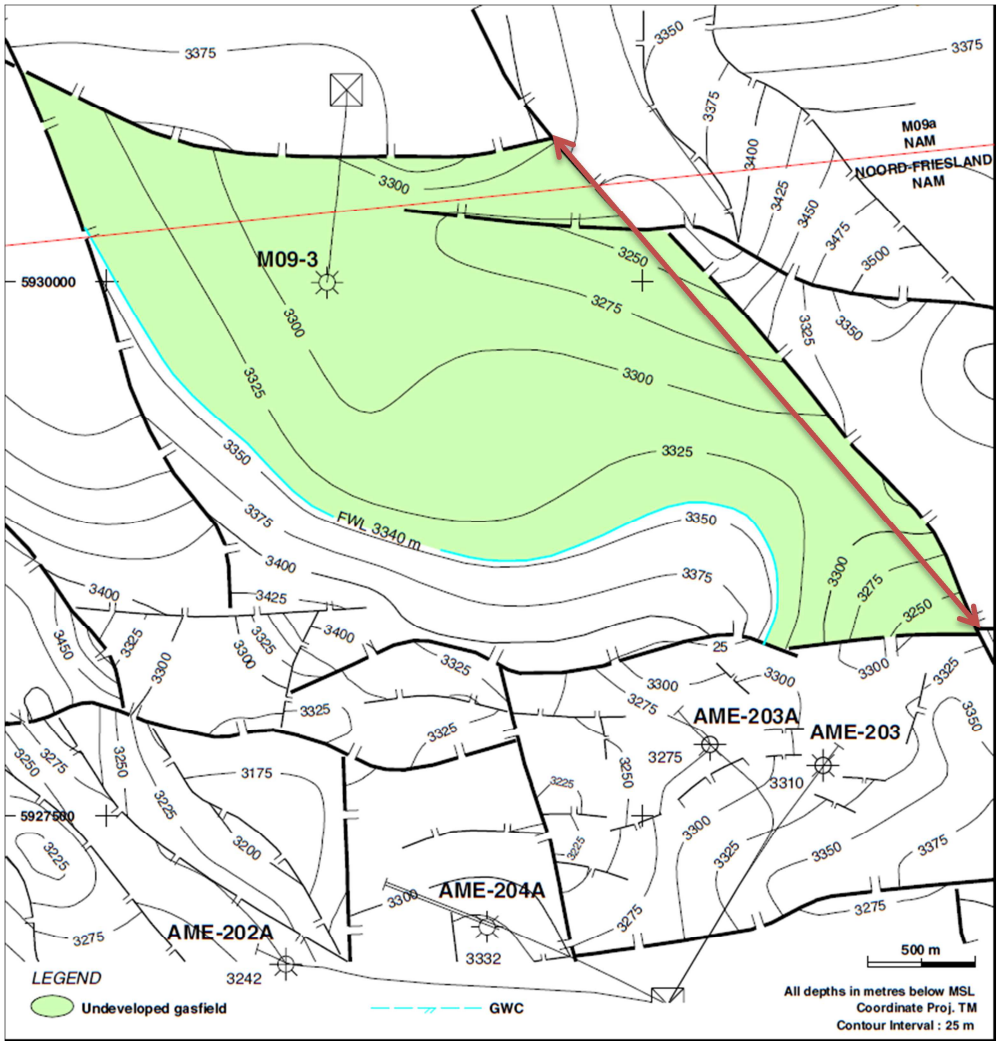
Het Leens veld wordt geproduceerd door putten LNS-01 en LNS-02 die zich op de satellietlocatie Leens (LNS) bevinden. Het gas wordt naar de Grijpskerk (GRK) faciliteiten getransporteerd waar het wordt samengevoegd met gas uit andere velden. Hier wordt de totale gasstroom behandeld en opnieuw gecomprimeerd.
Gasproductie uit het veld is gestart in 2003 en eindigt naar verwachting in 2027. De geschatte initiële hoeveelheid gas is 2,83 miljard Nm^3. Van 2003 tot en met 2011 is er 1,36 miljard Nm^3 gas geproduceerd. Voor de periode 2012 tot en met 2027 is de verwachte nog te produceren hoeveelheid gas 346 miljoen Nm^3. Het verwachte winningspercentage was 38%, maar een hoger winningspercentage van 86% wordt nagestreefd.
De initiële druk van de Slochteren Zandsteen was 424 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot ongeveer 178 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 106 bar.

NN.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Leens veld tot en met 1 april 2016.

OO M09-FA

Het M09-FA gasveld is ontdekt in 1997 door de boring M09-03 en is gelegen binnen de winningsvergunning Noord-Friesland en M09a van de NAM. Dit veld bevindt zich geografisch gezien onder de Noordzee, ten noorden van het Waddeneiland Ameland. Het Boven-Slochteren Zandsteen laagpakket van de Slochteren Formatie vormt hier het reservoirgesteente. Het veld is nog niet in productie, maar er wordt verwacht dat dit binnen 5 jaar zal gebeuren.



Figuur OO.1 Structuurkaart van het M09-FA veld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket.

OO.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het M09-FA gasveld. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus.

De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht. Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. het gas bevindt zich in dit veld dan ook voornamelijk in de Boven-Slochteren Zandsteen. De porositeit en permeabiliteit van het reservoir zijn matig tot slecht op deze locatie.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente.
Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

OO.2 Structurele setting

Het M09-FA veld bevindt zich binnen één breukblok dat aan de noord- en oostzijde begrensd wordt door breuken (Figuur OO.1). De breuken hebben ruwweg een O-W en een NW-ZO oriëntatie. De zuidwestelijke begrenzing wordt gevormd door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Er is één interne breuk die doodloopt en het veld zodoende niet in compartimenten onderverdeeld. Het *Free Water Level* ligt op een diepte van 3340 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

OO.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur OO.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 3,0 kilometer.

OO.3 Productie

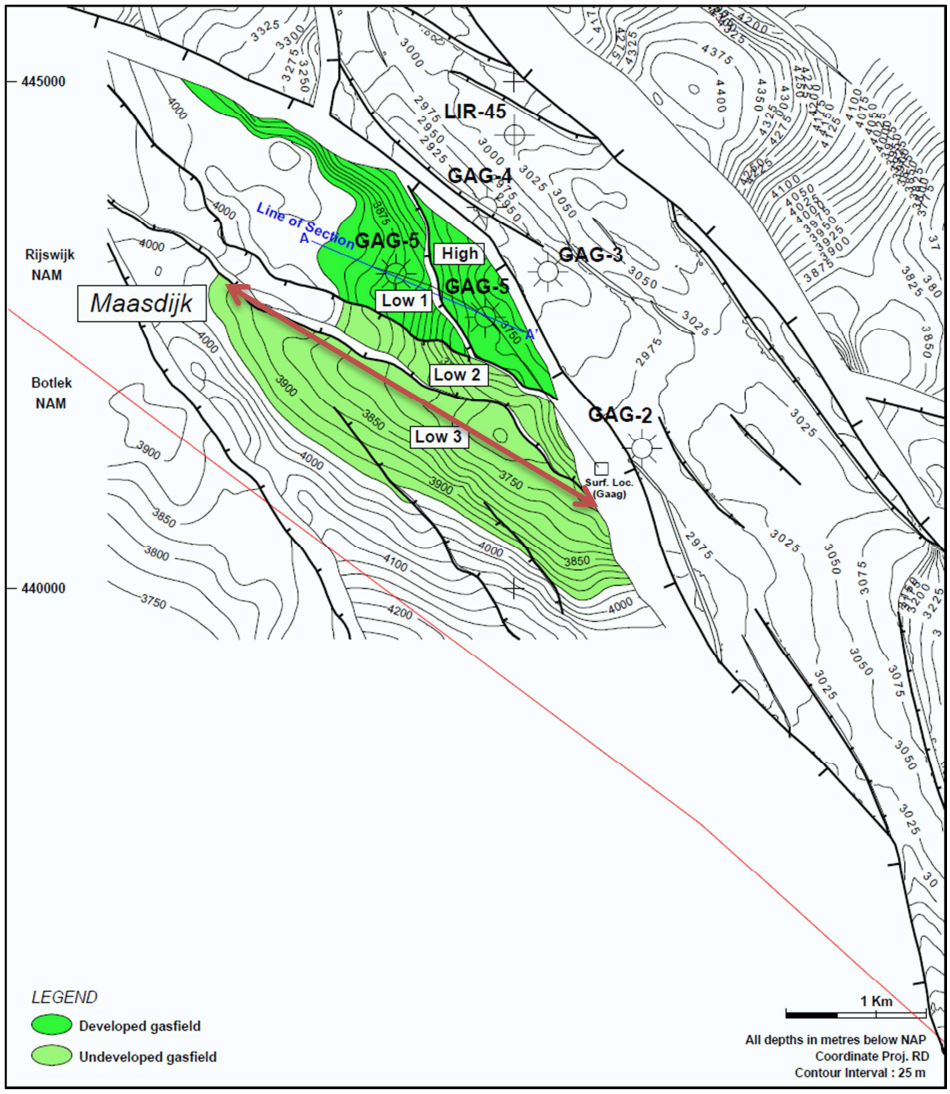
Er is één boring gezet in het M09-FA veld (M09-03). Het veld is nog niet in productie, maar er wordt verwacht dat dit binnen 5 jaar zal gebeuren.

OO.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het M09-FA veld tot en met 1 april 2016.

PP Maasdijk

Het Maasdijk gasveld is ontdekt in 1998 door de boring GAG-05 en is gelegen binnen de winningsvergunning Rijswijk van de NAM. Geografisch gezien ligt dit veld in de provincie Zuid-Holland, ten zuiden van de stad Den Haag. Maasdijk maakt deel uit van een cluster velden (Gaag, Maasdijk, 's-Gravezande, Geestvaartpolder, Noorderdam, Monster en De Lier) die produceren via de Gaag gasbehandelings-installatie. Het reservoir wordt gevormd door de zandsteenlagen behorende tot de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep.
De gasproductie uit dit veld werd in 2000 gestart en eindigt naar verwachting in 2018. Er zijn twee putten geboord in dit veld, die momenteel beide in productie zijn.



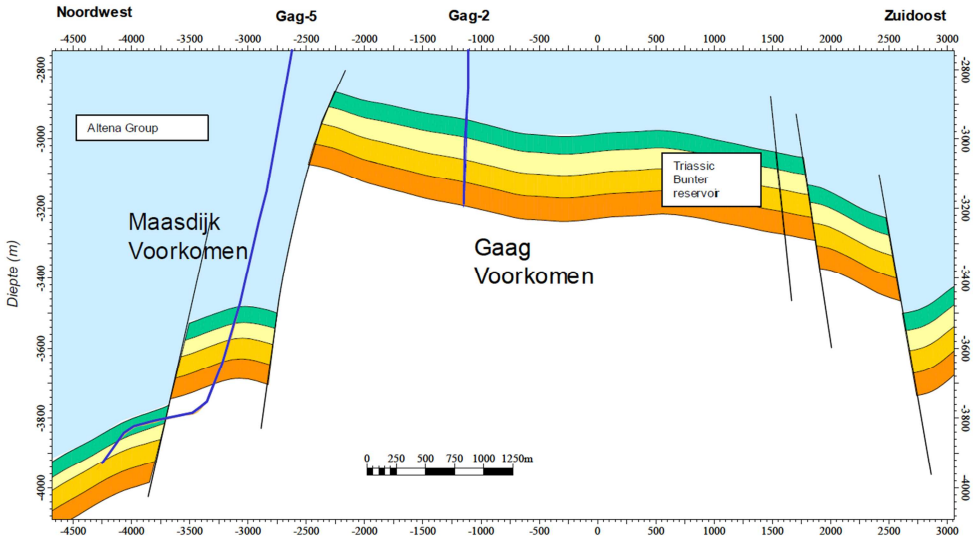
Figuur PP.1 Structuurkaart van het Maasdijk gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep.

PP.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Zandsteenlagen van de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep vormen het reservoir-gesteente van het Maasdijk gasveld. Deze groep bestaat uit de Hardegsen, Detfurth en Volpriehausen Formaties. Deze formaties worden gekenmerkt door een afwisseling van zand- en kleirijke lagen die zijn afgezet in een fluviatiele, lacustriene en af en toe eolische omgeving. Dit veld wordt gekenmerkt door een relatief slechte reservoirkwaliteit.
Het gas is gevormd in de steenkoollagen van het Carboon en wordt in het reservoir afgesloten door kleilagen van Trias en Jura ouderdom.

PP.2 Structurele setting

Het veld heeft een aantal interne NW-ZO georiënteerde breuken die het geheel opdelen in vier breukblokken. Een andere NW-ZO breuk scheidt het veld van het Gaag veld, dat hier direct ten noorden van ligt. De (zuid)westelijke begrenzing van het veld wordt gevormd door de hellende gelaagdheid en het gas-water contact, dat is bepaald op een diepte van ongeveer 3950 meter (Figuur PP.2). Voor de berekening van de compactie is de dikte van de vier breukblokken afzonderlijk bepaald. De basis van een deel van de breukblokken ligt hoger dan het GWC. Voor de compactieberekening is daarom een dikte van het gasvoerende pakket van 190 meter aangenomen voor dit deel van het veld. Deze gemiddelde dikte is bepaald door NAM en gegeven in het Winningsplan uit 2013. Waar de basis van het reservoir onder het GWC ligt is voor de berekening van de compactie voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur PP.2 Doorsnede van de Maasdijk en Gaag gasvelden (Winningsplan Gaag-Monster, NAM 2013).

PP.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur PP.1 is met

een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 7,2 kilometer.

PP.3 Productie

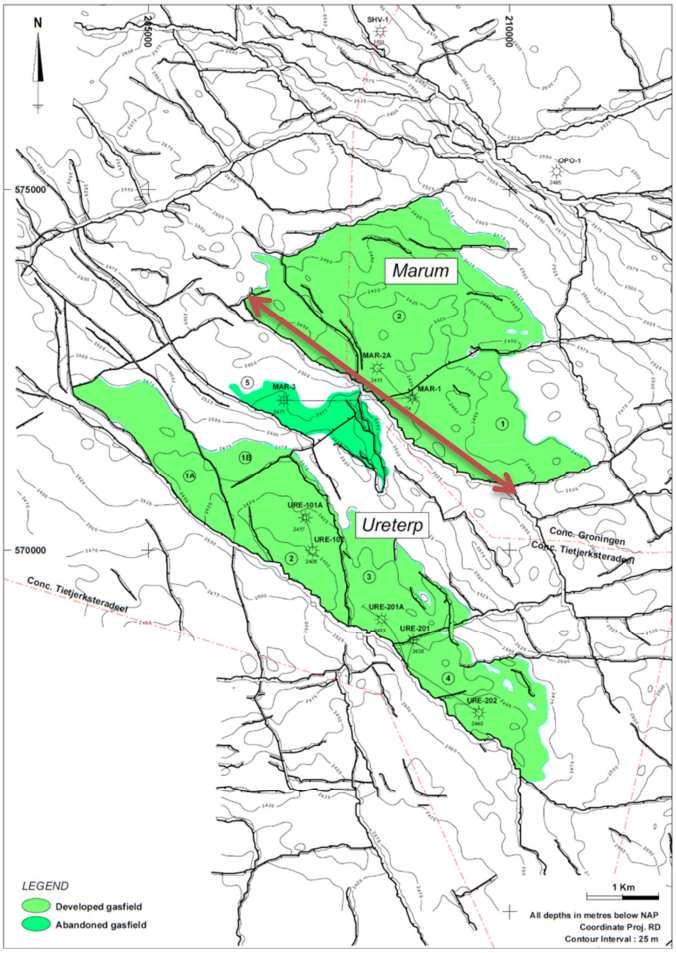
Dit veld is door twee putten aangeboord (GAG-05 en GAG-06), die momenteel beiden in productie zijn. De productie is gestart in het jaar 2000 via de boring GAG-05 en in 2009 is ook de put GAG-06 in productie genomen.
De gasproductie eindigt naar verwachting in 2018. Op dat moment is ongeveer 1,5% van het totale gasvolume geproduceerd. Dit lage winningspercentage is het gevolg van de slechte reservoirkwaliteit van het gesteente.
De initiële reservoirdruk bedroeg 416 bar, maar door depletie is deze afgenomen tot 386 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir bedraagt 363 bar.

PP.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Maasdijk veld tot en met 1 april 2016.

QQ Marum

Het Marum gasveld is ontdekt in 1975 door de boring MAR-101. Dit veld bevindt zich in de provincie Groningen, ten westen van de stad Groningen, en is gelegen binnen de winningsvergunningen Groningen en Tietjerksteradeel van de NAM. Het Marum veld ligt in het UMOG systeem dat meerdere gasvelden omvat. De Slochteren Formatie vormt hier het reservoirgesteente (Figuur QQ.1). Gasproductie uit het veld is gestart in 1978 en eindigt naar verwachting in 2028. Het Marum veld is in totaal door twee putten aangeboord, die alle twee in productie zijn.



Figuur QQ.1 Structuurkaart van het Marum gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Slochteren Formatie.

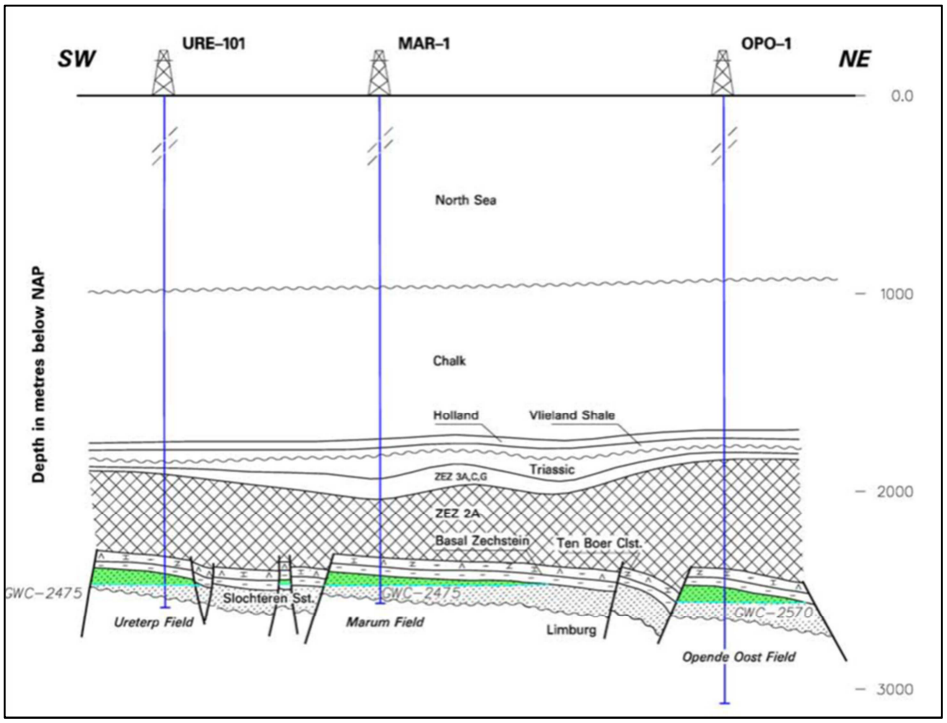
QQ.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente van het Marum gasveld. Deze formatie is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. Het Ten Boer Kleisteen Laagpakket bestaat voornamelijk uit kleirijke playa en sabkha afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het

Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Slochteren Formatie bestaat voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzand-afzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer is slecht en deze geldt vaak als *waste zone*, wat betekent dat deze wel gasvoerend is, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. De porositeit en permeabiliteit van het reservoir zijn gemiddeld tot goed.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

QQ.2 Structurele setting

Het Marum veld wordt aan de zuidwestzijde begrensd door een breuk die een NW-ZO oriëntatie heeft en over de volle lengte van het veld loopt (Figuur QQ.2).
De noordwest- en zuidoostzijde van het voorkomen worden gevormd door breuken met een NO-ZW oriëntatie. De noordoostelijke begrenzing van het veld wordt met name gevormd door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Tevens is het veld opgedeeld in verschillende breukblokken door breuken die twee globale trends hebben (NNW-ZZO en NO-ZW). Het gas-water contact ligt op gelijke diepte voor verschillende breuk blokken (2473 meter). Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur QQ.2 Doorsnede van de Ureterp, Marum en Opende Oost gasvelden (Winningsplan UMOG, NAM 2012).

QQ.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur QQ.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk .De lengte van de langste breuk is bepaald op 4,4 kilometer.

QQ.3 Productie

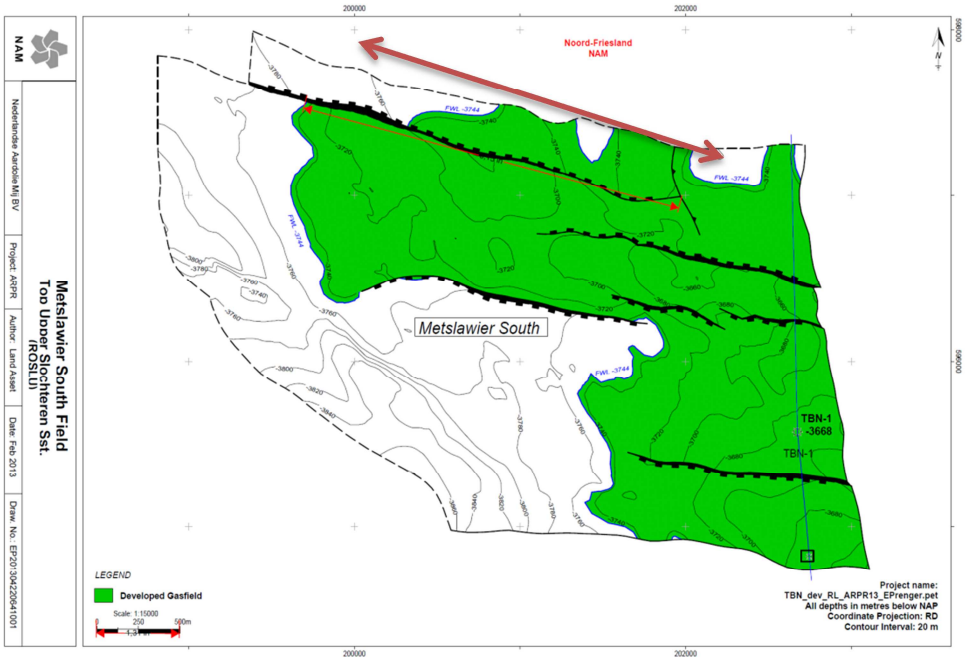
Het Marum veld wordt geproduceerd door middel van twee putten die zich op de satellietlocatie MAR bevinden. Het gas wordt van deze satellietlocatie naar gasbehandelingsinstallatie Ureterp (URE-1) getransporteerd waar het wordt samengevoegd met gas uit andere velden en wordt ontwaterd.
Gasproductie uit het veld is gestart in 1978 en eindigt naar verwachting in 2028. Van 2003 tot en met 2008 werd er 141 miljoen Nm^3 geproduceerd waarna de putten zijn ingesloten tot en met 2012. In 2013 werd gepland om het veld weer in productie te nemen door middel van een tweetraps compressie op de Ureterp locatie. In 2013 was de verwachte nog te produceren hoeveelheid gas 1,567 miljard Nm^3. Het verwachte winningspercentage is 61%, terwijl het streef winnings-percentage 88% is.
De initiële druk van de Slochteren Zandsteen was 281 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot ongeveer 190 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 80 bar.

QQ.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Marum veld tot en met 1 april 2016.

RR Metslawier-Zuid

Het Metslawier-Zuid gasveld is ontdekt in 2011 door de boring TBN-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Noord-Friesland van de NAM. Het ligt geografisch gezien in het noordoosten van de provincie Friesland, ten westen van het Lauwersmeer. Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket, dat op een diepte van ongeveer 3700 meter is aangetroffen, vormt in dit veld het reservoirgesteente (Figuur RR.1).
Gasproductie uit het Metslawier-Zuid veld is gestart in 2012 en eindigt naar verwachting in 2027. Er zijn in totaal drie putten geboord naar dit veld. Alle drie zijn momenteel in productie.



Figuur RR.1 Structuurkaart en doorsnede van het Metslawier-Zuid gasveld (Winningsplan Metslawier-Zuid, NAM 2014).

RR.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Metslawier-Zuid gasveld. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische eenheden die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht. Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn,

maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen kent een betere reservoirkwaliteit.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

RR.2 Structurele setting

Het Metslawier-Zuid veld ligt nabij de Hantum breukzone en de Lauwerszee trog. Deze structurele elementen hebben mogelijk een negatief effect op de reservoirkwaliteit gehad. Het veld wordt aan meerdere zijden begrensd door breuken en aan de westzijde door de hellende gelaagdheid. Verder bevat het veld interne breuken die het geheel opdelen in drie afzonderlijke compartimenten (Noord, Centraal en Zuid) (Figuur RR.1). In elk breukblok is een put gezet. Het Gas-Water-Contact is bepaald op een diepte van ongeveer 3744 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

RR.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur RR.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 2,4 kilometer.

RR.3 Productie

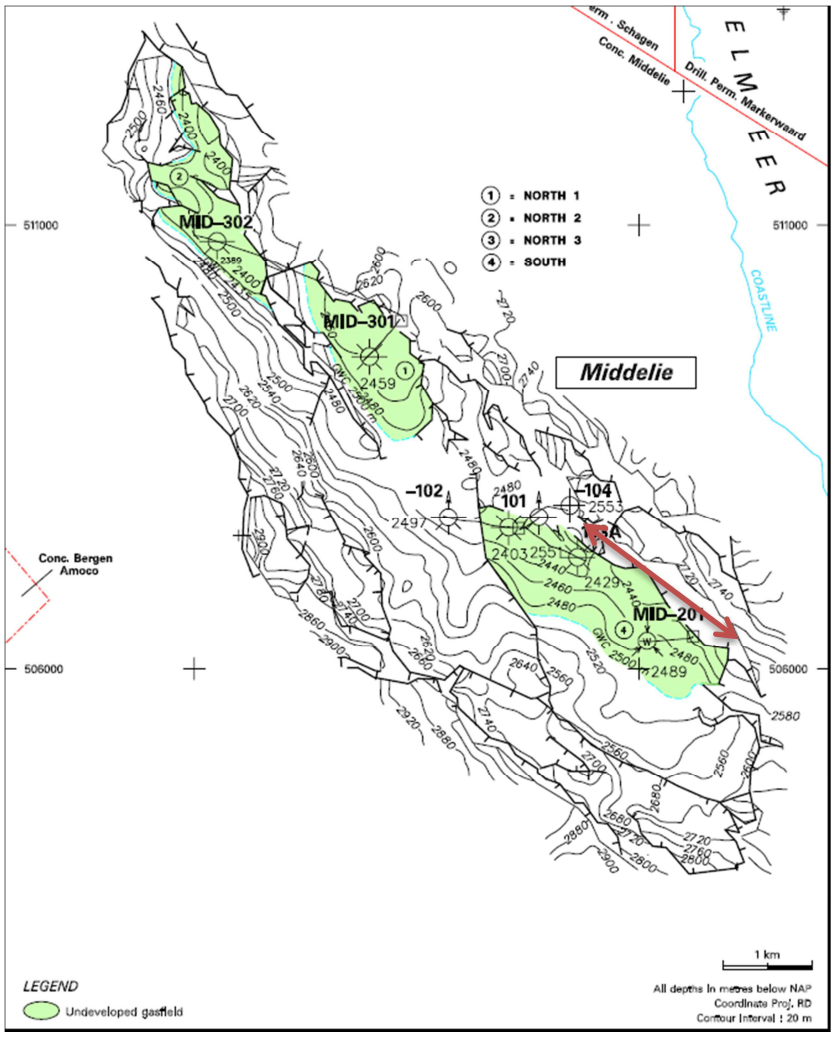
De gasproductie uit het Metslawier-Zuid veld is gestart in 2012 via de boring TBN-01. In 2013 zijn de ontwikkelingsputten TBN-02 en TBN-03 geboord. Deze zijn in 2014 in productie gegaan. De productie eindigt naar verwachting in 2027. Op dat moment is ongeveer 80,6% van de totale hoeveelheid gas (2,76 miljard Nm^3) geproduceerd.
Het gas wordt geproduceerd vanaf de locatie De Tibben en wordt getransporteerd naar de locatie Grijpskerk. Hier wordt het gas behandeld en op specificatie gebracht voor levering aan GasTerra.
De initiële reservoirdruk was 552 bar, maar door reservoirdepletie zal deze druk afnemen tot een beoogde einddruk van 40 bar.

RR.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Metslawier-Zuid veld tot en met 1 april 2016.

SS Middelie

Het Middelie gasveld is ontdekt in 1964 door de boring MID-101 en is gelegen binnen de winningsvergunning Middelie van de NAM. Dit gasveld bevindt zich in de provincie Noord-Holland, ten noorden van de stad Purmerend. Dit veld kent meerdere voorkomens in verschillende lithostratigrafische eenheden. Gas bevindt zich in de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep, het Zechstein Z3 Carbonaat Laagpakket en in de Slochteren Formatie (Figuur SS.1). Winning vindt momenteel alleen plaats uit de twee laatst genoemde laagpakketten, maar in deze tekst zal enkel de Slochteren Formatie worden besproken.
De productie van gas uit de Slochteren Formatie is gestart in 1976 en beëindigd in 1991. Echter, naar verwachting wordt de productie uit het Slochteren voorkomen in 2015 weer hervat en eindigt in 2022. Het veld is door acht putten aangeboord, waarvan er momenteel nog twee in productie zijn.



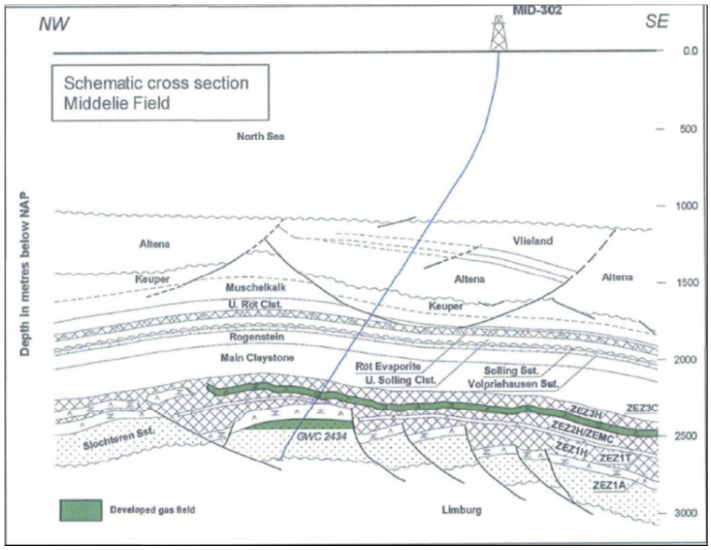
Figuur SS.1 Structuurkaart van het Middelie gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Boven-Rotliegend Groep.

SS.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het gas dat momenteel uit het Middelie veld wordt geproduceerd is afkomstig uit zandsteenlagen van de Slochteren Formatie. Deze formatie behoort tot de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Verder naar het noorden zijn ook de Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten onderdeel van deze groep, maar in dit gebied zijn deze afwezig.
De Slochteren Formatie bestaat in dit gebied uit een dik zandsteenpakket (200-270 meter), voornamelijk afgezet als duinzanden in een woestijnklimaat, en wordt onderverdeeld in drie eenheden: fluviatiele en wadi afzettingen aan de basis, eolische zandsteen in het midden en een bleker gekleurde zandsteen aan de top. Doordat de Slochteren Formatie hier hoofdzakelijk uit eolische afzettingen bestaat is de reservoirkwaliteit vrij goed.
Het gas is gemigreerd vanuit koolrijke lagen in het onderliggende Carboongesteente. Zout, kleisteen en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

SS.2 Structurele setting

Het Slochteren voorkomen van het Middelie gasveld bestaat uit vier afzonderlijke breukblokken. Deze blokken zijn vaak half graben structuren (Figuur SS.2) en worden begrensd door breuken en de hellende gelaagdheid (*fault/dip closures*) (Figuur SS.1). Het zuidelijke breukblok is aangeboord door de putten MID-101 tot en met -104 en MID-201. De verschillende noordelijke blokken worden aangeboord door de putten MID-301 tot en met MID-303.
Het gas-water contact (GWC) in het zuidelijke blok en noord blok 1 ligt op een diepte van 2500 meter. Het noordelijke blok 2 heeft een afwijkend GWC op een diepte van 2434 meter (Figuur SS.1).
Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van de verschilllende blokken de dikte van de top van het reservoir tot het GWC horend bij het desbetreffende blok gebruikt.



Figuur SS.2 Doorsnede van het Middelie veld, met de Zechstein en Slochteren voorkomens (Winningsplan Middelie, NAM 2007).

SS.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

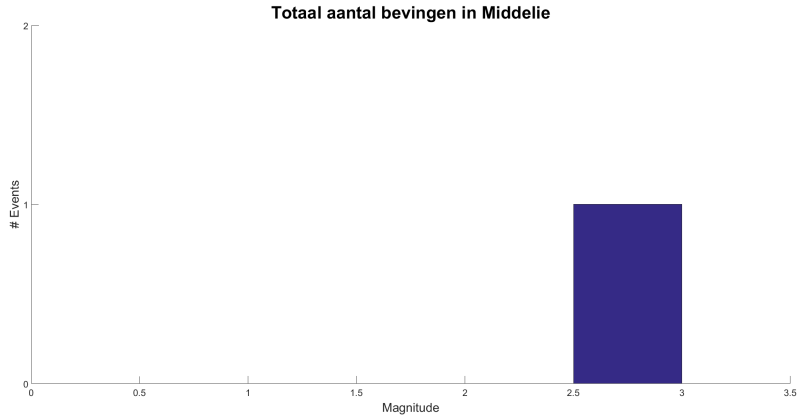
De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur SS.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 1,9 kilometer.

SS.3 Productie

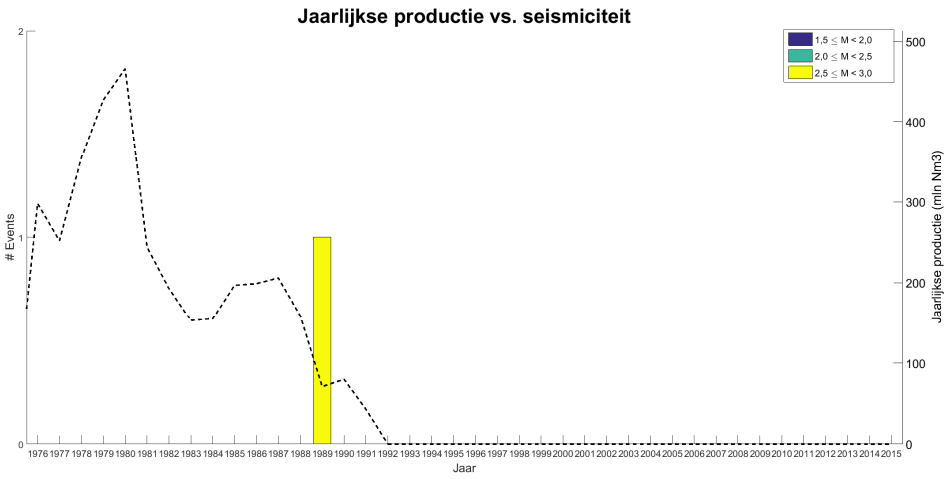
Er zijn in totaal acht putten geboord in het Middelie veld en naar het Slochteren Zandsteen voorkomen. In 1976 is de productie uit dit voorkomen gestart vanaf de productielocatie MID-100, via de putten MID-101 tot en met MID-104. In 1991 is de productie gestaakt en is de productielocatie MID-100 ontmanteld. In 2007 is de productie uit het Zechstein weer voortgezet via de productielocatie MID-301. De initiële hoeveelheid gas dat zich in de Zechstein bevond is 1,36 miljard Nm^3 gas, waarvan de verwachte te winnen hoeveelheid 1,1 miljard Nm^3 is. Dit komt overeen met een verwacht winningspercentage van 77%.
Naar verwachting wordt in 2015 ook de productie uit het Slochteren voorkomen weer hervat. De boring MID-201 is omgebouwd tot een water injectieput. De productie uit het Slochteren voorkomen eindigt naar verwachting in 2022. Op dat moment is ongeveer 32,9% van het aanwezige gas geproduceerd. De initiële hoeveelheid gas was 9,9 miljard Nm^3 en de verwachte winbare hoeveelheid gas is 3,2 miljard Nm^3.
De initiële reservoirdruk van dit voorkomen was 270 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot 230 bar in 2007. De beoogde einddruk van dit reservoir is 120 bar.

SS.4 Seismiciteit

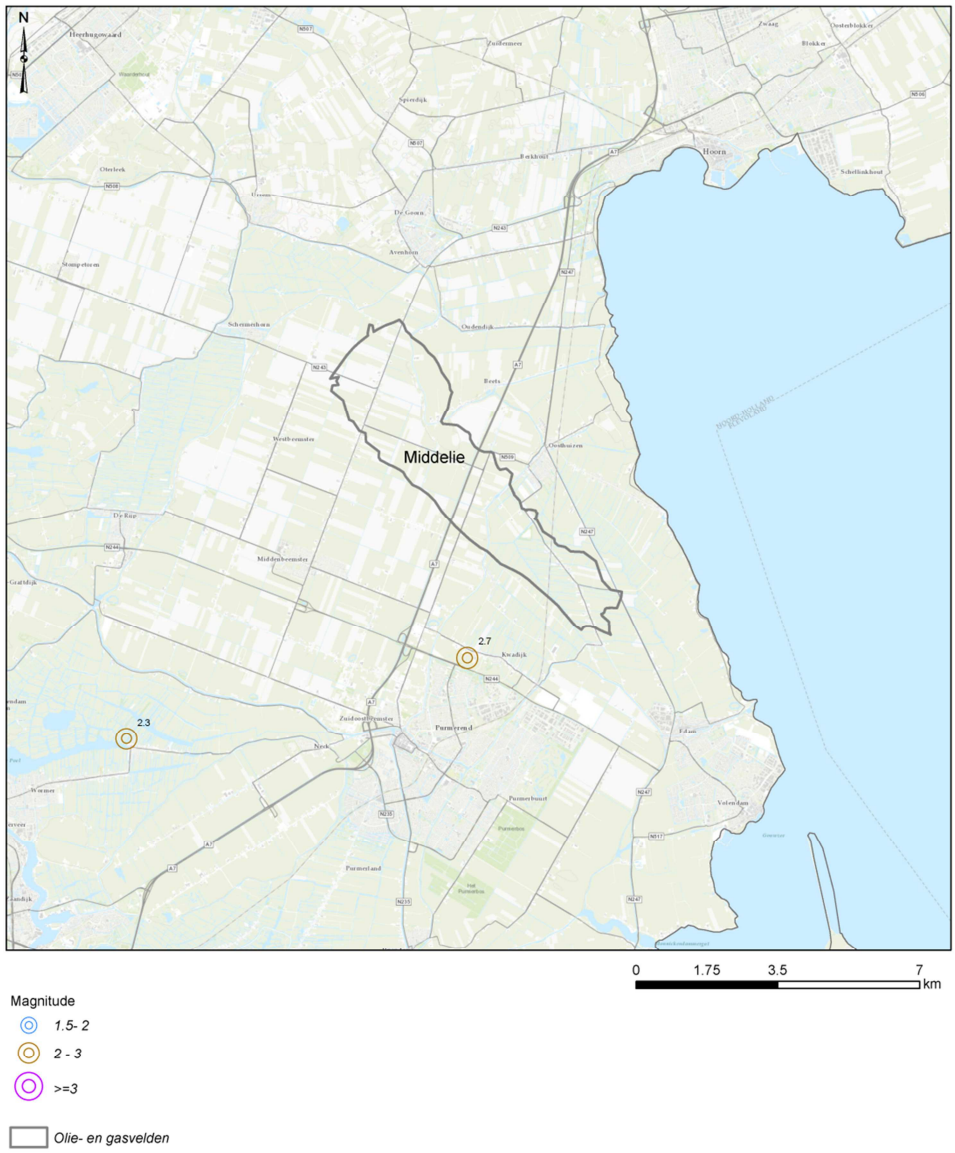
Er is één beving geregistreerd nabij het Middelie gasveld in 1989 (M_L=2,7) De beving bevond zich op meer dan 3 km afstand van het gasveld (Figuur SS.5). Het is onduidelijk of gaswinning de oorzaak is van deze beving vanwege de relatief grote afstand tot het gasveld. Het seismometer netwerk in 1989 was van beduidend mindere kwaliteit waardoor de locatie van deze beving onzeker is. Ondanks deze onduidelijkheid wordt deze beving toch toegeschreven aan het Middelie gasveld. Hierdoor wordt het risico voor dit veld mogelijk overschat.



Figuur SS.3 Histogram van de bevingen die in het Middelie gasveld zijn opgetreden tot 01-10-2015



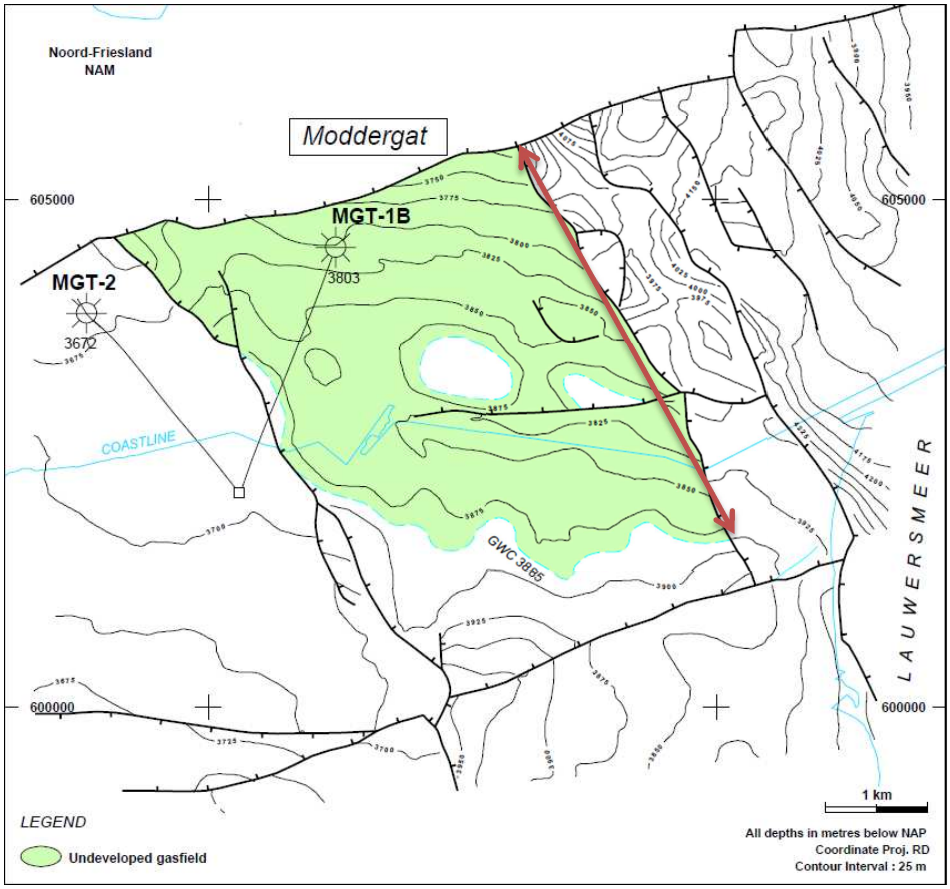
Figuur SS.4 Geïnduceerde seismiciteit ($M_L \geq 1,5$) voor het Middelie gasveld in de tijd geranschikt naar magnitude alsook de jaarlijkse productie (mln. Nm^3).



Figuur SS.5 Locatie van mogelijke geïnduceerde beving bij aardgas voorkomen Middelie

TT Moddergat

Het Moddergat gasveld is ontdekt in 1995 door boring MGT-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Noord-Friesland van de NAM. Het veld bevindt zich in het noorden van de provincie Friesland en ligt gedeeltelijk onder de Waddenzee. Het ligt ten noorden van het Anjum veld en ten oosten van het Nes veld. Het Boven-Slochteren Laagpakket van de Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente (Figuur TT.1).
Gasproductie uit het Moddergat voorkomen is gestart in 2007 via de enige put geboord in dit veld (MGT-01). De productie wordt naar verwachting in 2029 beëindigd. Het Moddergat voorkomen heeft een geschatte initiële gashoeveelheid van 5,40 miljard Nm^3.



Figuur TT.1 Structuurkaart van het Moddergat gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren laagpakket.

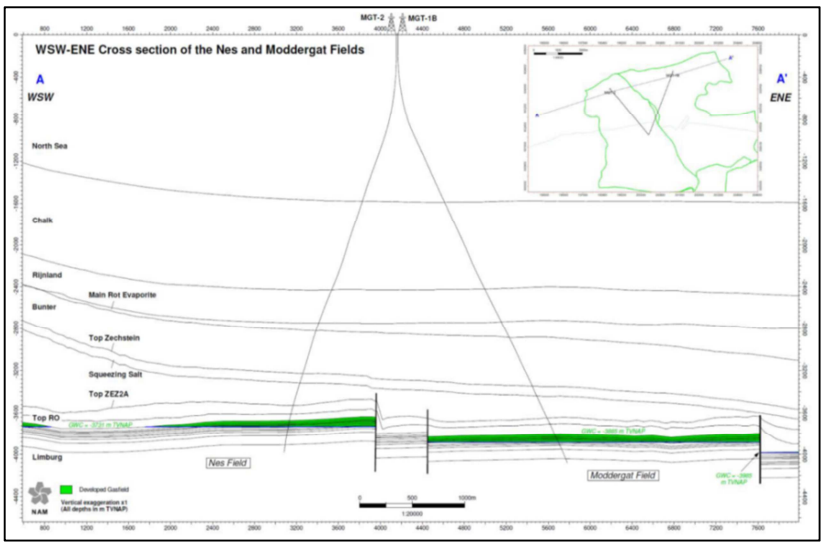
TT.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Moddergat gasveld. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke playa

en sabkha afzettingen, afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht en deze gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. Het Boven-Slochteren laagpakket bestaat uit zanden (van ongeveer 105 m dikte) en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. De porositeit, die varieert van 11% tot 19%, en permeabiliteit van het reservoir zijn op deze locatie matig tot gemiddeld. Hieronder bevindt zich de Ameland kleisteen (ongeveer 40m) met daaronder het Onder-Slochteren laagpakket (circa 90 meter dik). Het Boven-Slochteren Laagpakket bevat het meeste gas (Figuur TT.2).
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

TT.2 Structurele setting

De Moddergat veld bevindt zich binnen één breukblok waarvan de gelaagdheid in het midden van het blok en aan de zuidzijde het diepst ligt. Tevens bevat het blok een doodlopende breuk (oost-west) die het veld niet in aparte breukblokken onderverdeeld, maar wel een barrière vormt, zodat een gedeelte van het voorkomen niet in verbinding staat met de put. De breuken kennen twee preferente richtingen, NNW-ZZO en ONO-WZW (Figuur TT.1). De westelijke, noordelijke en oostelijke zijden van het veld worden gevormd door breuken, en de zuidzijde door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Het gas-water contact van het Moddergat voorkomen ligt op 3885 meter diepte. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur TT.2 Doorsnede van het Moddergat veld (Winningsplan Moddersgat, Lauwersoog en Vierhuizen, NAM 2011).

TT.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur TT.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 5,3 kilometer.

TT.3 Productie

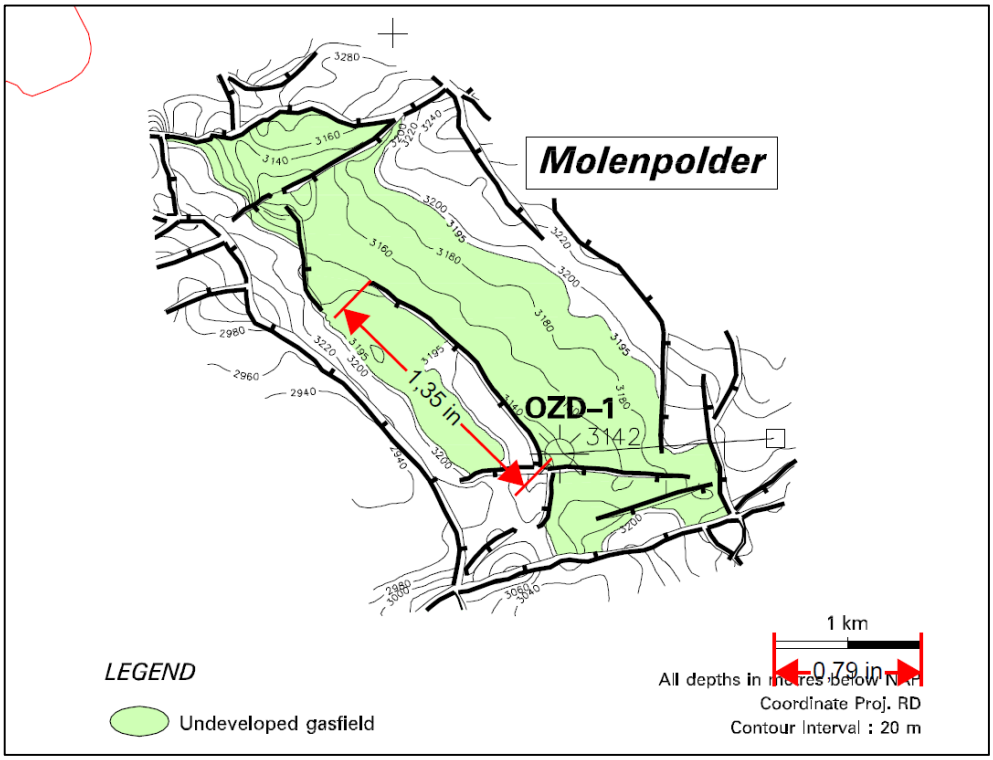
Het Moddergat veld wordt geproduceerd door put MGT-01 die zich op de satellietlocatie Moddergat (MGT) bevindt. Deze put wordt, door zijn ligging in de Waddenzee, met “de hand aan de kraan" geproduceerd. Dit wordt gedaan om de bodemdaling binnen de gestelde normen te houden. Dit voorkomen zal op termijn (2017) op de compressoren van Anjum worden aangesloten. Het gas wordt naar de behandelingsinstallatie Anjum (ANJ) getransporteerd waar het wordt samengevoegd met gas uit andere velden. Hier wordt de totale gasstroom behandeld en opnieuw gecomprimeerd.
Gasproductie uit het veld is gestart in 2007 en eindigt naar verwachting in 2029. De geschatte initiële gas hoeveelheid is 5,4 miljard Nm^3 waarvan 3,2 miljard Nm3 nog te produceren was in 2011. Het verwachte winningspercentage is 89%.
De initiële druk van de Slochteren Zandsteen was 567 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot ongeveer 485 bar in 2010. De beoogde einddruk van het reservoir is 320 bar.

TT.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Moddergat veld tot en met 1 april 2016.

UU Molenpolder

Het Molenpolder gasveld is ontdekt in 1999 door de boring OZD-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Groningen van de NAM. Dit veld ligt geografisch gezien nabij de grens tussen de provincies Groningen en Friesland en ten zuiden van de Grijpskerk gasopslaglocatie. Het Molenpolder veld maakt deel uit van een cluster voorkomens (Boerakker, Molenpolder, Pasop en Sebaldeburen) behorende tot het Grijpskerk-Zuid systeem. Het reservoirgesteente wordt gevormd door zandsteenlagen van het Boven-Slochteren Laagpakket, onderdeel van de Slochteren Formatie.
De productie van gas is gestart in 2001, via de enige put in het veld (OZD-01), en eindigt naar verwachting in 2018.



Figuur UU.1 Structuurkaart van het Molenpolder gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Slochteren Formatie. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

UU.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Molenpolder gasveld. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond.

De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan uit fluviatiele en eolische duinzandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer is slecht. Dit interval geldt vaak als *waste zone*, wat betekent dat deze wel gasvoerend is, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat over het algemeen aanzienlijk minder klei en kent daarom vaak een betere reservoirkwaliteit. Het gas bevindt zich in dit veld enkel in het Boven-Slochteren Laagpakket, dat hier een dikte heeft van gemiddeld 92 meter.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

UU.2 Structurele setting

Het Molenpolder veld wordt gevormd door een gekanteld breukblok dat aan meerder zijden wordt begrensd door twee breukensets met een ZO – NW en ZW-NO oriëntatie, en verder door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Het gas-water contact is bepaald op een diepte van ongeveer 3195 meter. Verder bevat het veld een aantal interne breuken die het geheel opdelen in meerdere compartimenten. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

UU.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur UU.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 1,8 kilometer.

UU.3 Productie

Er is slechts één put geboord in het Molenpolder veld, OZD-01, die in 2001 in productie is gegaan. De productie eindigt naar verwachting in 2018, bij een winningspercentage van ongeveer 63%. Dit percentage is relatief laag vanwege het gecompartimentaliseerde reservoir. Het gas wordt via de satellietlocatie Oosterzand (OZD) naar de Grijpskerk (GRK) faciliteiten getransporteerd waar het wordt samengevoegd met gas uit andere velden. Hier wordt de totale gasstroom behandeld en opnieuw gecomprimeerd.

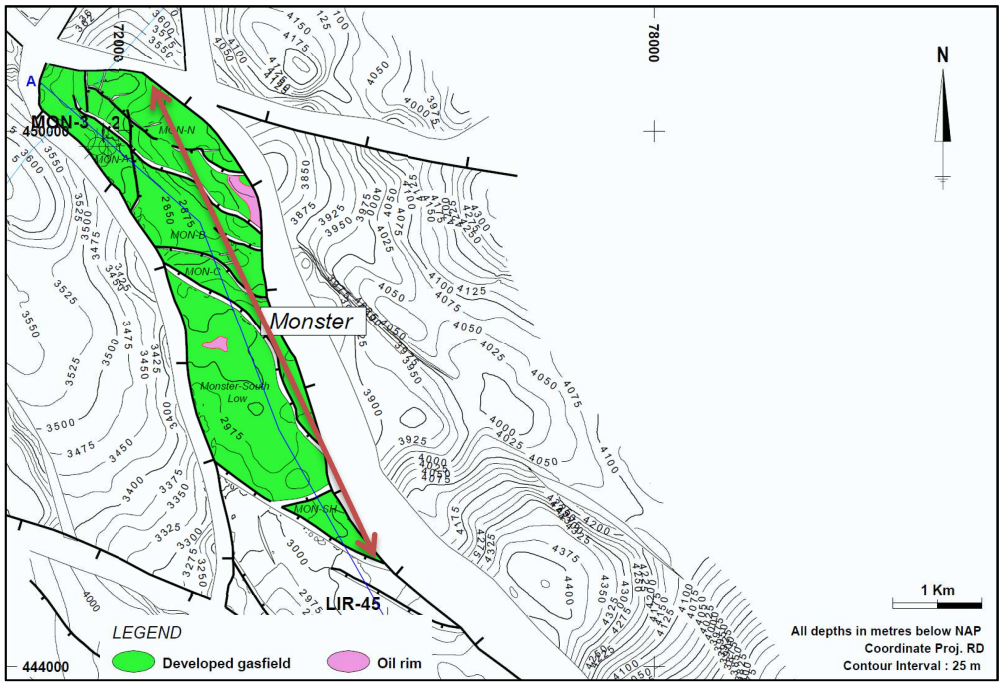
De initiële reservoirdruk was 424 bar, maar door depletie is deze afgenomen tot 285 bar in 2003. De beoogde einddruk van het reservoir bedraagt 130 bar.

UU.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Molenpolder veld tot en met 1 april 2016.

VV Monster

Het Monster gasveld is ontdekt in 1982 door de boring MON-02 en is gelegen binnen de winningsvergunning Rijswijk van de NAM. Het veld ligt in de provincie Zuid-Holland, ten zuiden van de stad Den Haag, en direct ten noordwesten van het Gaag gasveld. Monster maakt deel uit van een cluster velden (Gaag, Maasdijk, 's-Gravezande, Geestvaartpolder, Noorderdam, De Lier en Monster) die produceren via de Gaag behandelingsinstallatie. Het reservoir wordt gevormd door zandsteenlagen behorende tot de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep (Figuur VV.1). Onder het gasgevulde deel van het reservoir bevindt zich tevens een dunne oliehoudende zone die momenteel niet wordt geproduceerd.
De gasproductie is gestart in 1990 en eindigt naar verwachting in 2018. Er zijn in totaal drie boringen gezet in dit veld, waarvan er momenteel één gas produceert.



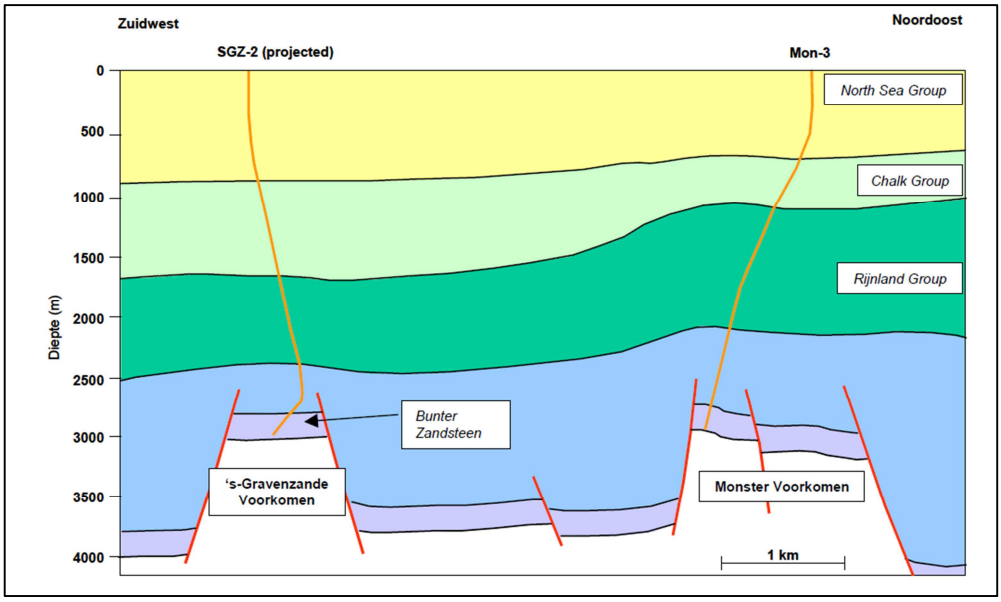
Figuur VV.1 Structuurkaart van het Monster gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Hoofd-Bontzandsteen subgroep.

VV.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Zandsteenlagen van de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep vormen het reservoirgesteente van het Monster gasveld. Deze subgroep bestaat hier uit de Hardegsen, Detfurth en Volpriehausen Formaties. Deze formaties worden gekenmerkt door een afwisseling van zand- en kleirijke lagen die zijn afgezet in fluviatiele, lacustriene en af en toe eolische omgeving. De zandige laagpakketten hebben een matig tot gemiddelde reservoirkwaliteit in dit gebied.
Het gas is gevormd in de steenkoollagen van het Carboon. De olie in de oliezone onder het gas is waarschijnlijk afkomstig van de Posidonia Shale (Jura ouderdom) dat via juxtapositie naar de Trias laagpakketten is gemigreerd. De koolwaterstoffen worden in het reservoir afgesloten door kleilagen van Trias en Jura ouderdom.

VV.2 Structurele setting

Het Monster gasveld is een langgerekte structuur met een NNW-ZZO oriëntatie. Het betreft een horstblok dat aan alle zijden wordt begrensd door breuken (Figuur VV.2). De grootste breuken hebben een NNW-ZZO oriëntatie. De dikte van het gasvoerende reservoir is ongeveer 150 meter.
Mogelijk staat het Monster veld ondergronds in contact met het Gaag veld, dat hier ten zuidoosten van ligt. In dat geval wordt gas uit het Monster voorkomen mogelijk ook via de putten GAG-03 en GAG-04 geproduceerd. De mate van communicatie is echter nog niet geheel duidelijk. De basis van een deel van het reservoir ligt hoger dan het GWC. Voor de compactieberekening is daarom een dikte van het gasvoerende pakket van 150 meter aangenomen voor dit deel van het reservoir. Deze gemiddelde dikte is bepaald door NAM en gegeven in het Winningsplan uit 2003. Waar de basis van het reservoir onder het GWC ligt is voor de berekening van de compactie voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur VV.2 Doorsnede door het Monster veld (Winningsplan Gaag-Monster, NAM 2003).

VV.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur TT.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 6,0 kilometer.

VV.3 Productie

Dit veld is door drie putten aangeboord, maar momenteel is slechts één daarvan in productie (MON-03). De productie is gestart in 1990 en eindigt naar verwachting in 2018. Op dat moment is ongeveer 51% van het aanwezige gas geproduceerd. Echter, omdat het Monster veld wellicht in communicatie staat met het Gaag veld, is voor deze velden een gezamenlijk winningspercentage bepaald van 63%. Er wordt

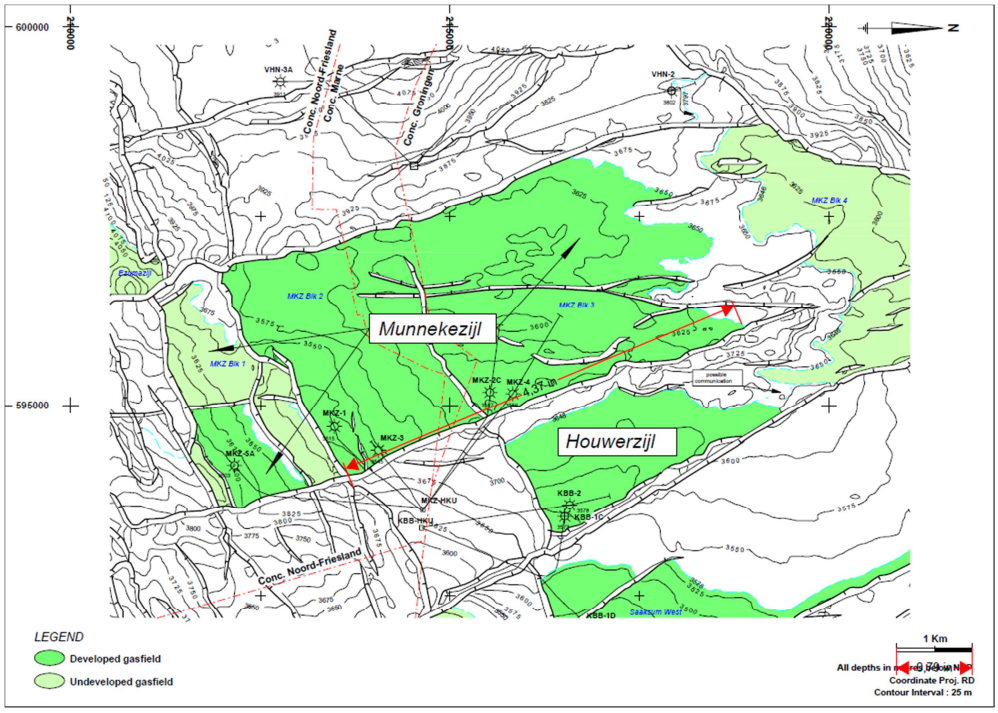
gestreefd naar een winningspercentage van 88%, mede door een extra put en de installatie van extra compressiefaciliteiten.
De initiële druk van dit veld was 309 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot 39 bar in 2012. De beoogde einddruk bedraagt 32 bar.

VV.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Monster veld tot en met 1 april 2016.

WW Munnekezijl

Het Munnekezijl gasveld is ontdekt in 1992 door boring MKZ-01 en is gelegen binnen de winningsvergunningen Groningen, de Marne en Noord-Friesland van de NAM. Het veld is onderdeel van het Grijpskerk Noord systeem dat meerdere gasvelden omvat en ligt in het noorden van de provincie Groningen, ten noorden van het Houwerzijl veld en ten westen van het Leens veld. Het Boven-Slochteren Laagpakket van de Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente (Figuur WW.1).
Gasproductie uit het veld is gestart in 1995 en wordt naar verwachting in 2027 beëindigd. Het Munnekezijl veld is in totaal door acht putten aangeboord, waarvan er momenteel drie in productie zijn. Het voorkomen heeft een geschatte initiële gashoeveelheid van 13,45 miljard Nm^3.



Figuur WW.1 Structuurkaart van het Munnekezijl gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Laagpakket. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

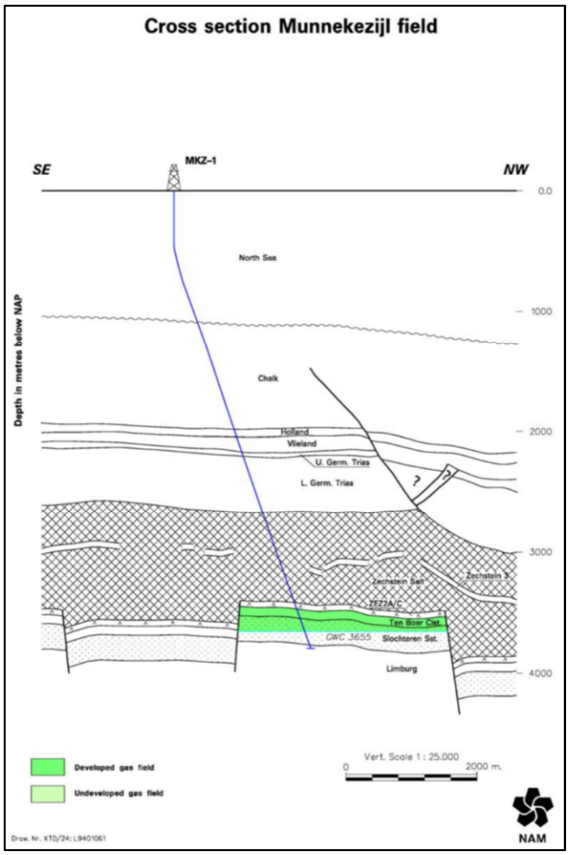
WW.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Munnekezijl gasveld. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus (Figuur WW.1). De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke playa en sabkha afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.

De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht en deze gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. De porositeit en permeabiliteit van het reservoir zijn gemiddeld op deze locatie.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

WW.2 Structurele setting

Het Munnekezijl veld bestaat uit meerdere breukblokken. Het veld wordt aan drie zijden begrensd door breuken (Figuur WW.2). De noordwest- en zuidoost-zijden van het veld worden gevormd door breuken met een ONO-WZW oriëntatie. De zuidwestzijde van het veld wordt gevormd door een breuk met een NNW-ZZO oriëntatie. Breuken met eenzelfde oriëntatie en oost-west georiënteerde breuken verdelen het voorkomen in verschillende compartimenten. De noordoostzijde van het veld wordt gevormd door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur WW.2 Doorsnede van het Munnekezijl gasveld (Winningsplan Munnekezijl, NAM 2012).

WW.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur WW.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 5,5 kilometer.

WW.3 Productie

Het Munnekezijl veld wordt geproduceerd door 6 putten (MKZ-01 t/m MKZ-05, MKZ-07) die zich op de satellietlocatie Munnekezijl (MKZ) bevinden en de KBB-05 put die zich op de satellietlocatie Krabburen (KBB) bevindt. Deze putten zijn momenteel allemaal nog in productie. De putten zijn in verschillende compartimenten geboord. Het gas-water contact van de verschillende compartimenten is verschillend. Het gas-water contact van het grootste breukblok ligt op 3650 meter.

Het gas wordt naar de Grijpskerk (GRK) faciliteiten getransporteerd waar het wordt samengevoegd met gas uit andere velden. Hier wordt de totale gasstroom behandeld en opnieuw gecomprimeerd.

Gasproductie uit het veld is gestart in 1995 en eindigt naar verwachting in 2027. De geschatte initiële gashoeveelheid is 13,45 miljard Nm^3. Van 2003 tot en met 2011 is er 1,45 miljard Nm^3 gas geproduceerd. Voor de periode 2012 tot en met 2027 is de verwachte nog te produceren hoeveelheid gas 1,43 miljard Nm^3. Het verwachte winningspercentage is 71%, maar een hoger winningspercentage van 73% wordt nagestreefd.

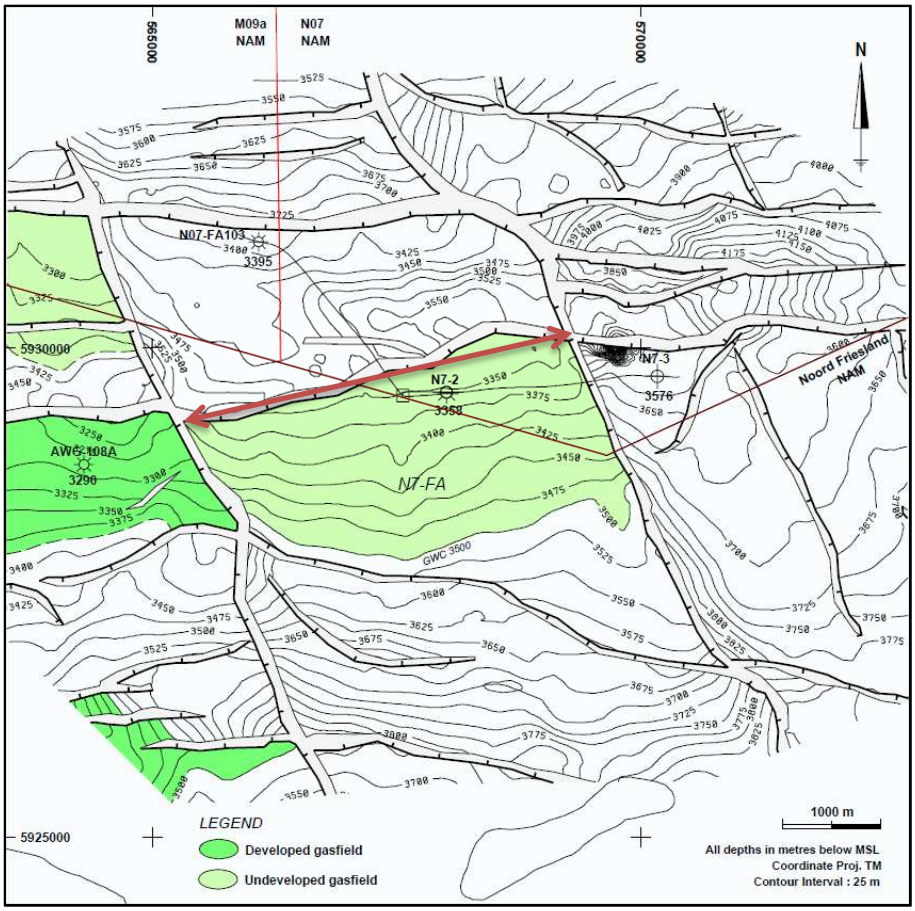
De initiële reservoirdruk was 424 bar, maar door depletie is deze afgenomen tot ongeveer 141 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 90 bar.

WW.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Munnekezijl veld tot en met 1 april 2016.

XX N07-FA

Het N07-FA gasveld is ontdekt in 1991 door de boring N07-02 en is gelegen binnen de winningsvergunningen Noord-Friesland en N07 van de NAM. Dit veld bevindt zich geografisch gezien onder de Noordzee, ten noorden van het Waddeneiland Ameland. Het veld ligt ten oosten van het Ameland-Westgat veld. Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket van de Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente (Figuur XX.1).
Gasproductie uit dit veld is gestart in 2011 en eindigt naar verwachting in 2035. Het N07-FA veld is in totaal door twee putten aangeboord, waarvan er momenteel een in productie is.



Figuur XX.1 Structuurkaart van het N07-FA gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de top van het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket.

XX.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het N07-FA gasveld. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich

ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht. Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. Het gas bevindt zich in dit veld dan ook voornamelijk in de Boven-Slochteren Zandsteen. De porositeit en permeabiliteit van het reservoir zijn matig tot gemiddeld.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

XX.2 Structurele setting

Het N07-FA veld bevindt zich binnen één breukblok (Figuur XX.1) en wordt zodoende aan drie zijdes begrenst door breuken. De breuken hebben ruwweg een O-W en NNW-ZZO oriëntatie. Alleen de zuidelijke zijde van het veld wordt gevormd door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Het gas-water contact is bepaald op een diepte van 3500 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

XX.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. In Figuur XX.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. De lengte van deze breuk is bepaald op 4,2 kilometer.

XX.3 Productie

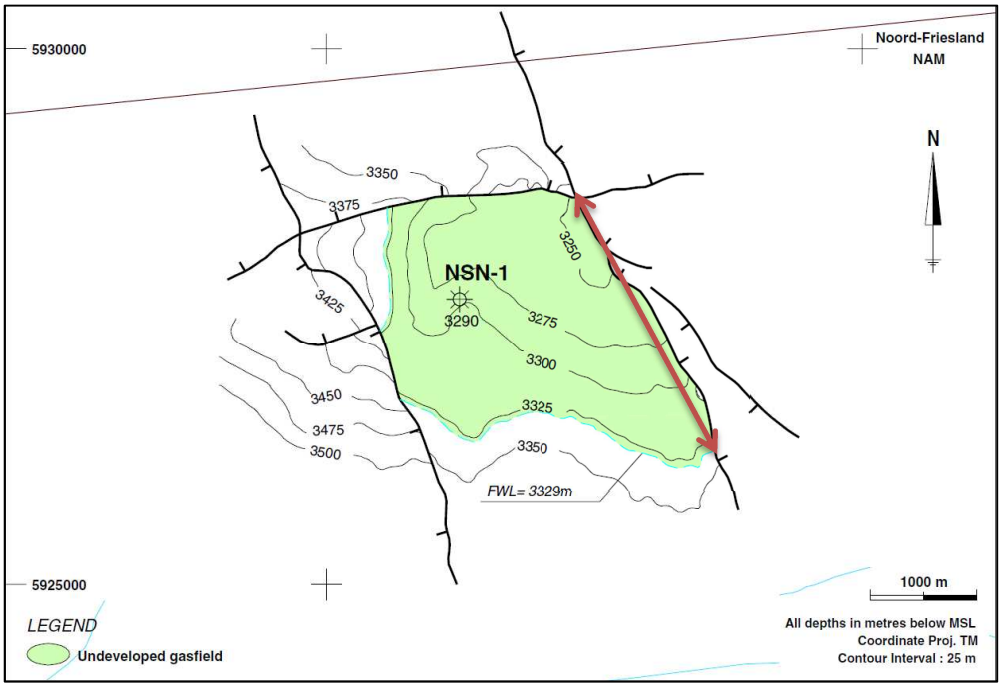
Er zijn twee boringen gezet in het N07-FA veld. De eerste (N07-02) was een exploratieboring die later is ingesloten. De productie is gestart in 1991 via de boring AWG-110. De productie uit dit veld eindigt naar verwachting in 2035. Op dat moment zou ongeveer 40% van de oorspronkelijke hoeveelheid gas geproduceerd moeten zijn. De te verwachten te produceren gashoeveelheid was 1,2 miljard Nm^3 in 2011. Echter, wanneer blijkt dat de bodemdaling boven een bepaalde grens uitkomt kan de productie eerder gestaakt worden.
De initiële reservoirdruk was 570 bar en de beoogde einddruk van het reservoir is ongeveer 270 bar.

XX.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het N07-FA veld tot en met 1 april 2016.

YY Nes-Noord

Het Nes-Noord gasveld is ontdekt in 1970 door de boring NSN-01 en is gelegen binnen de winningsvergunningen Noord-Friesland en M09a van de NAM. Dit veld bevindt zich geografisch gezien onder de Noordzee, ten noorden van het Waddeneiland Ameland. Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente. Het veld is nog niet in productie, maar er wordt verwacht dat dit binnen 5 jaar zal gebeuren.



Figuur YY.1 Structuurkaart van het Nes-Noord veld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket.

YY.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Nes-Noord gasveld. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht. Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. het gas bevindt zich in dit veld dan ook voornamelijk in de Boven-Slochteren Zandsteen. De porositeit en permeabiliteit van het reservoir zijn matig tot gemiddeld.

Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

YY.2 Structurele setting

Het Nes-Noord veld bevindt zich binnen één breukblok dat aan drie zijden begrensd wordt door breuken met ruwweg een O-W en een NNW-ZZO oriëntatie (Figuur YY.1). De westelijke en zuidelijke begrenzing wordt gevormd door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Het *Free Water Level* (FWL) ligt op een diepte van 3329 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

YY.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur YY.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 4,1 kilometer.

YY.3 Productie

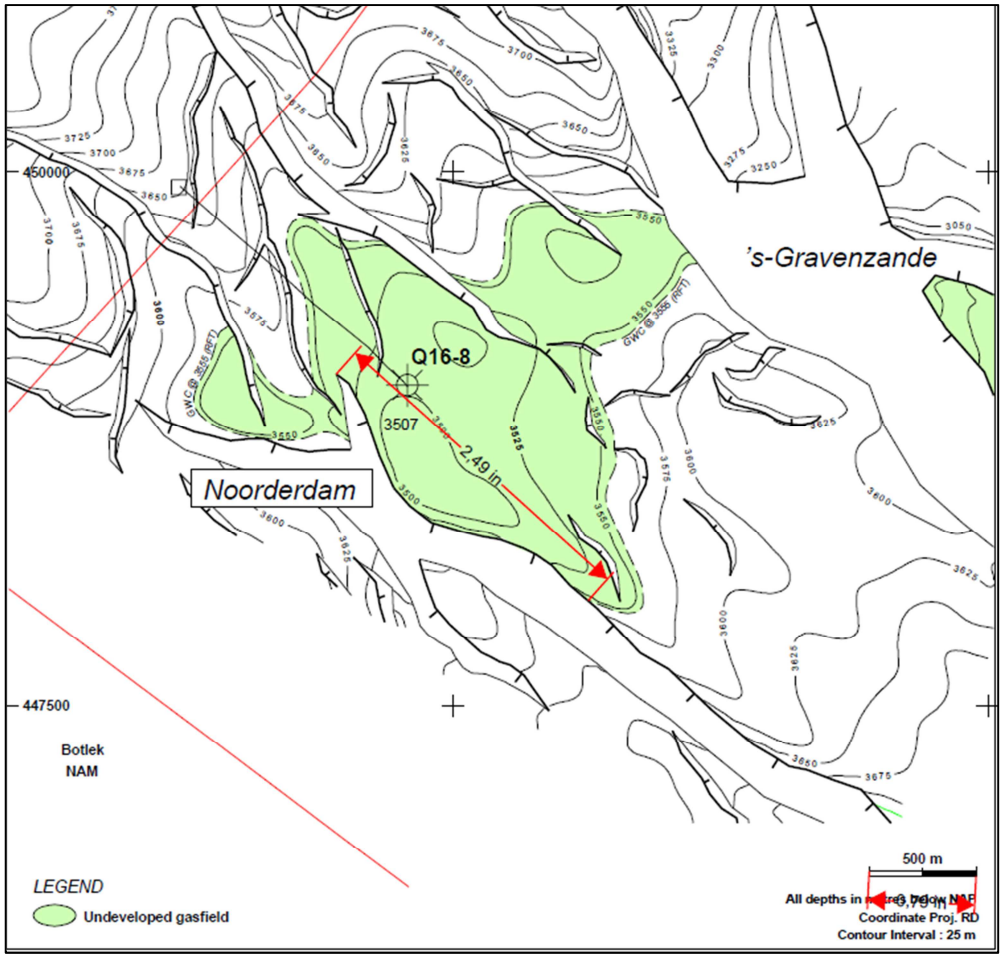
Er is één boring gezet in het Nes-Noord veld (NSN-01). Het veld is nog niet in productie, maar er wordt verwacht dat dit binnen 5 jaar zal gebeuren.

YY.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Nes-Noord veld tot en met 1 april 2016.

ZZ Noorderdam

Het Noorderdam gasveld is ontdekt in 1998 door de boring Q16-08 en is gelegen binnen de winningsvergunning Rijswijk van de NAM. Dit veld ligt in de territoriale wateren, ten noorden van de Maasvlakte, en maakt deel uit van het Monster-Gaag systeem. Het reservoir wordt gevormd door zandsteenlagen van de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep.
Gasproductie uit dit veld is gestart in 2006 en eindigt naar verwachting in 2018.
Het veld is door twee putten aangeboord, Q16-08 en SGZ-04, maar alleen SGZ-04 wordt gebruikt voor de productie van gas.



Figuur ZZ.1 Structuurkaart van het Noorderdam gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

ZZ.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het reservoirgesteente van het Noorderdam veld wordt gevormd door de zandsteenlagen van de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep (Trias ouderdom). Deze groep wordt gekenmerkt door een afwisseling van zand- en kleirijke lagen die zijn afgezet in een fluviatiele, lacustriene en af en toe eolische omgeving. De zandige laagpakketten hebben een goede reservoirkwaliteit in dit gebied.

Het gas dat gevormd is in de steenkoolpakketten van het Carboon wordt in dit reservoir gehouden door afsluitende lagen van de Muschelkalk Formatie. Lateraal vindt afsluiting plaats door de kleisteen pakketten behorende tot de Altena Groep in het zuiden en het Hoofd-Kleisteen Laagpakket van de Onder-Bontzandsteen Formatie in het noorden.

ZZ.2 Structurele setting

Het Noorderdam veld is gelegen in een graben structuur met een NW-ZO oriëntatie. Het veld wordt aan de noordoost- en zuidwest-zijde begrensd door breuken (Figuur ZZ.1). De overige begrenzingen worden gevormd door de hellende gelaagdheid en het gas-water contact gelegen op een diepte van 3555 meter. Er zijn verder nog een aantal interne breuken aanwezig, met hoofdzakelijk een NW-ZO en NNW-ZZO oriëntatie, die het veld lijken te compartimentaliseren. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

ZZ.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur ZZ.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 1,6 kilometer.

ZZ.3 Productie

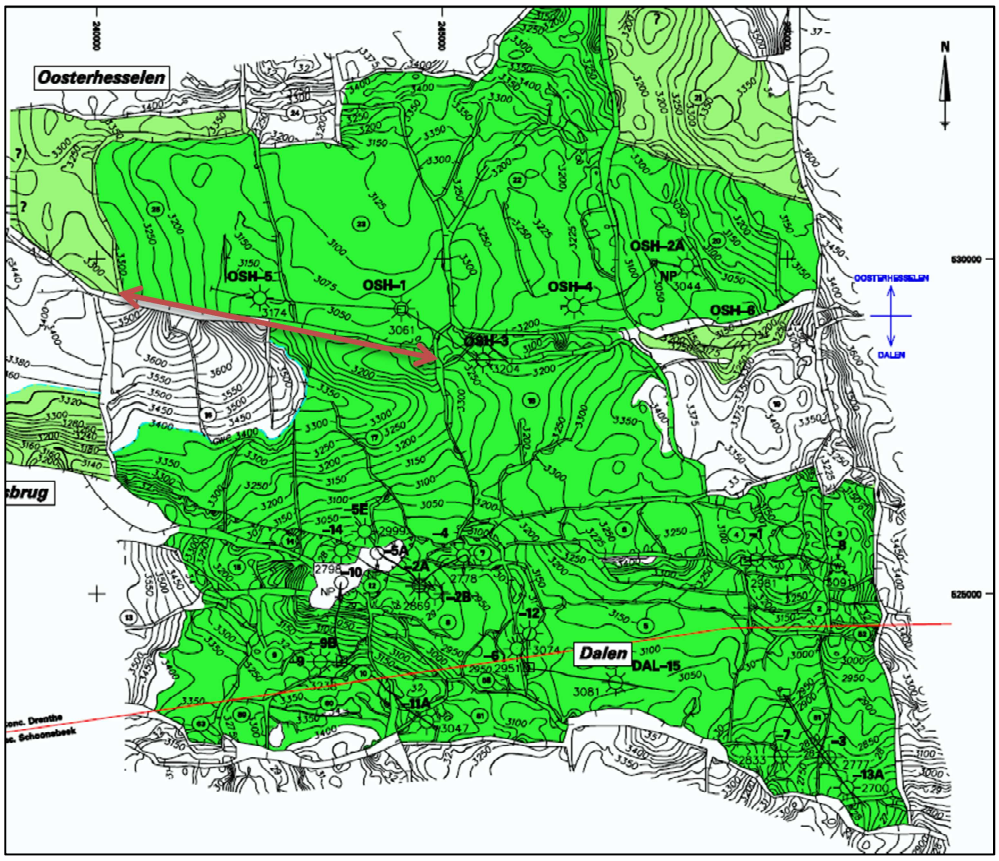
Dit veld is door twee putten aangeboord. Q16-08 was een exploratieput en is afgesloten en verlaten. De productie van gas vindt plaats via de put SGZ-04. Het gas wordt getransporteerd van de satellietlocatie SGZ naar de GAG gasbehandelingslocatie. Hier wordt het behandeld en op specificatie gebracht voor levering aan GasTerra. De productie is vrij laag omdat de mate van compartimentalisatie zorgt voor een trage drukopbouw gedurende de ingesloten periodes. Dit wordt ook wel “slow gas” genoemd. Het verwachte winningspercentage voor het Noorderdam veld bedraagt 68%, maar er wordt gestreefd naar een percentage van 76% door bijvoorbeeld additionele compressiefaciliteiten te installeren.
De initiële druk bedraagt 379 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot 46 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 20 bar.

ZZ.4 Seismiciteit

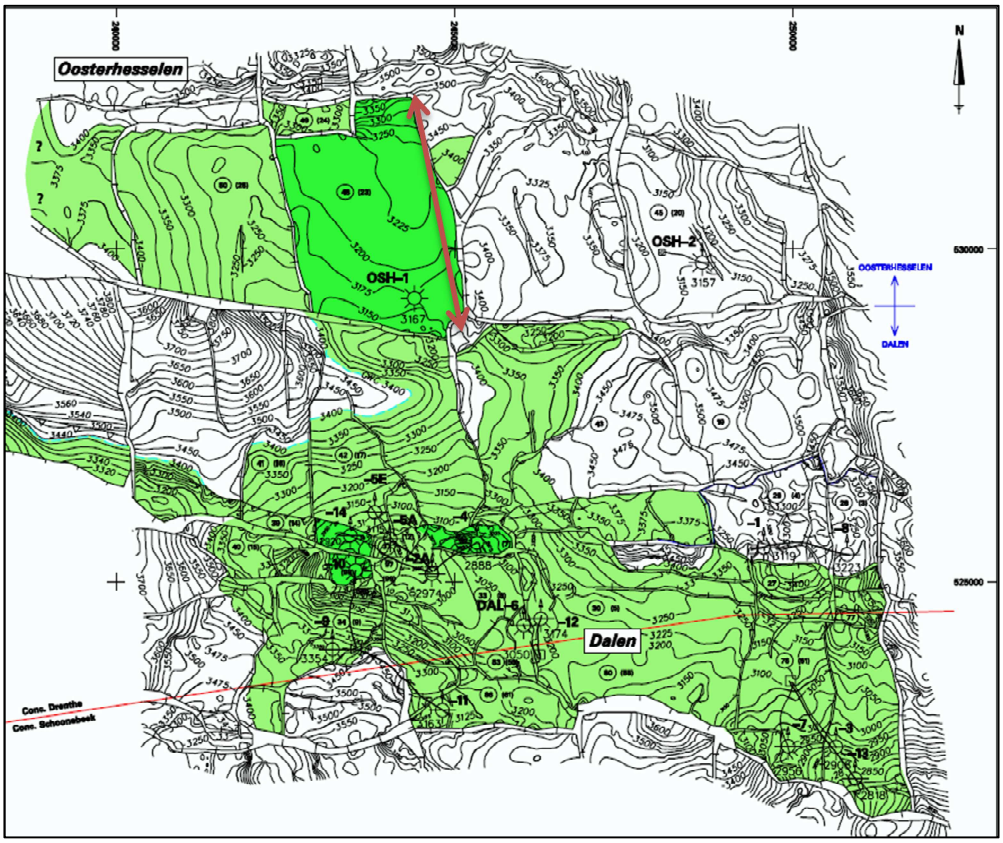
Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Noorderdam veld tot en met 1 april 2016.

AAA Oosterhesselen

Het Oosterhesselen gasveld is ontdekt door de boring OSH-01 in 1973 en is gelegen binnen de winningsvergunning Drenthe IIb van de NAM. Dit veld ligt direct ten noorden van het Dalen gasveld. De velden worden gescheiden door een afsluitende, en oost-west georiënteerde breuk (Figuur AAA.1). Omdat gas is aangetroffen in zowel het Zechstein Z2 Carbonaat Laagpakket (ZEZ2C, Figuur AAA.1) als in de Limburg Groep (DC, Figuur AAA.2) bestaat het Oosterhesselen gasveld uit twee voorkomens.
Gasproductie uit de ZEZ2C en DC is gestart in respectievelijk 1976 en 1988 en productiebeëindiging was gepland in respectievelijk 2008 en 2007. De verwachte productiebeëindiging is later uitgesteld tot 2022. Er zijn in totaal 6 boringen gezet in dit veld.



Figuur AAA.1 Structuurkaart van het ZEZ2C voorkomen van het Oosterhesselen veld (www.nlog.nl). De scheiding tussen het Dalen en Oosterhesselen veld wordt gevormd door een grote oost-west georiënteerde breuk.



Figuur AAA.2 Structuurkaart van het DC voorkomen van het Oosterhesselen veld (www.nlog.nl). De scheiding tussen het Dalen en Oosterhesselen veld wordt gevormd door een grote oost-west georiënteerde breuk.

AAA.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Zowel gesteenten van het Zechstein Z2 Carbonaat Laagpakket (Perm) als van de Limburg Groep (Laat-Carboon) zijn gasvoerend in het Oosterhesselen veld. Uit beide stratigrafische intervallen wordt gas gewonnen.

AAA.1.1 Zechstein Z2 Carbonaat

Het ZEZ2C laagpakket (Laat-Perm) bestaat uit relatief dikke gededolomitiseerde kalksteenbanken, die zijn afgezet op de flanken van een rif in de *lower slope* omgeving. De kalkstenen van dit laagpakket worden gekarakteriseerd door een lage porositeit en permeabiliteit. Dit is het gevolg van dedolomitisatie, wat een sterk verlagend effect heeft op de reservoirporositeit en permeabiliteit. Stroming van gas vindt voornamelijk plaats door open breuken en scheurtjes in het gesteente.

Het gas in dit reservoir is gemigreerd uit de dieper gelegen Limburg Groep (Laat-Carboon), maar gedeeltelijk ook afkomstig uit organisch rijke lagen in de Zechstein Groep zelf. Bovenliggende zout- en anhydrietlagen vormen het afsluitende pakket wat ervoor gezorgd heeft dat gas zich in dit ZEZ2C laagpakket heeft geaccumuleerd.

AAA.1.2 Limburg Groep

De Limburg Groep is tijdens het Laat-Carboon afgezet en bestaat voornamelijk uit grijs-zwarte fijnkorrelige siliciklastische sedimenten. Een alternatie van zand-, silt-, kool- en schalielagen, afgezet in een fluviatiel-marine omgeving, vormt het laagpakket van deze formatie. De koollagen van de Limburg Groep zijn een belangrijke bron voor gas geweest voor een groot deel van de Nederlandse gasvelden. Zo ook voor het Oosterhesselen veld. Gas heeft zich geaccumuleerd in de wat poreuzere zandsteenlagen van de Limburg Groep, die worden gekenmerkt door een matige porositeit en een slechte permeabiliteit.
Boven de reservoirlagen van de Limburg Groep ligt eerst een dun, laag poreus kiezelgesteente uit de Rotliegend Groep en daarboven liggen dikke zout- en anhydrietlagen van de Zechstein Groep, die een afsluiting vormen voor het gas in de zandsteenlagen van de Limburg Groep.

AAA.2 Structurele setting

Het Oosterhesselen veld is, doordat het vrij sterk verbreukt is, relatief complex. Zowel het Zechstein als het Limburg voorkomen bestaan uit meerdere breukblokken die mogelijk niet met elkaar in contact staan.

AAA.2.1 Zechstein Z2 Carbonaat

Het ZEZ2C voorkomen van het Oosterhesselen veld is een complexe structuur, aan alle zijden begrensd door breuken. Ook binnen het veld doorsnijden meerdere breuken het reservoir waardoor het is opgedeeld in 6, mogelijk niet-connectieve breukblokken.
Het gas-water contact (GWC) is gelegen op een diepte van 3400 meter. Dit resulteerde uit een veldevaluatie uitgevoerd in 1994. Voorheen werd aangenomen dat het GWC op een diepte van 3275 meter diepte lag. Er is echter nog steeds onzekerheid over de diepte van het huidige GWC.
Omdat in het grootste deel van het veld het GWC dieper ligt dan de basis van het reservoir is voor de compactieberekening een gemiddelde dikte van het gasvoerende pakket van 45 meter aangenomen. Deze gemiddelde dikte is bepaald door de NAM en gegeven in het Winningsplan uit 2005.

AAA.2.2 Limburg Groep

De Limburg Groep is aanwezig in het gehele gebied, maar is sterk verbreukt. Boringen hebben aangetoond dat een aantal breukblokken watervoerend zijn. Enkele van de westelijke breukblokken bevatten wel gas, maar zijn door de slechte reservoirkwaliteit moeilijk te produceren. De aanwezigheid van openstaande breuken en scheurtjes in het gesteente is vereist om voldoende gas te kunnen produceren uit het reservoir. Het GWC is mogelijk variabel in de verschillende breukblokken en ligt in de range van 3275 – 3400 meter diep.
Omdat in dit reservoir het GWC dieper ligt dan de basis van het reservoir is in de berekening van de compactie een constante reservoirdikte van 45 meter. aangenomen. Deze dikte is bepaald door NAM en gegeven in het Winningsplan uit 2005.

AAA.2.3 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur AAA.1 en

AAA.2 zijn met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk De lengte van de langste breuk in het ZEZ2C voorkomen is bepaald op 4,9 kilometer en in het Limburg voorkomen op 3,3 kilometer.

AAA.3 Productie

AAA.3.1 Zechstein Z2 Carbonaat

Gasproductie uit dit voorkomen is gestart in 1976 en eindigt volgens planning in 2022. Op dit moment wordt nog uit 4 boringen gas geproduceerd. De jaarlijks geproduceerde hoeveelheid gas is gering, mede doordat de reservoirdruk inmiddels sterk is afgenomen in dit veld. Het verwachte winningspercentage zoals vermeld in het Winningsplan uit 2005 bedraagt 64%. Afhankelijk van de technische en economische ontwikkelingen wordt gestreefd naar een percentage van 71%.
De reservoirdruk is sinds de productiestart in 1976 gedaald van 380 naar 134 bar in 2003. Inmiddels is de reservoirdruk verder gedaald omdat sindsdien continu productie heeft plaatsgevonden. De beoogde einddruk bedraagt 80 bar volgens het Winningsplan uit 2005.

AAA.3.2 Limburg Groep

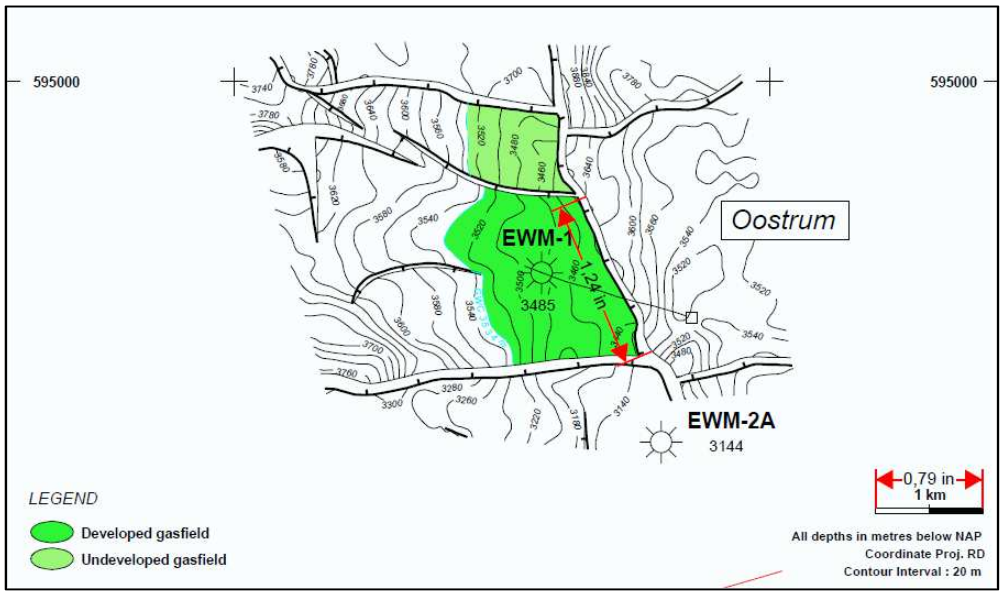
In het verleden hebben een aantal van de Oosterhesselen boringen kleine hoeveelheden gas geproduceerd uit de Limburg Groep. Momenteel vindt gasproductie echter alleen via de boring OSH-01 plaats. De jaarlijkse productie is zeer beperkt en wordt waarschijnlijk voortgezet omdat dezelfde boring ook is gecompleteerd in het ZEZ2C laagpakket. Het verwachte winningspercentage is volgens het Winningsplan uit 2005 slechts 7%. Afhankelijk van de technische en economische ontwikkelingen kan dit maximaal tot 30% worden verhoogd.
De productie uit dit voorkomen is later gestart dan in het Zechstein Z2 Carbonaat, namelijk in 1988. De reservoirdruk in 2003 was daarom nog relatief hoog t.o.v. het Zechstein Z2 Carbonaat voorkomen, namelijk 277 bar. De initiële druk was 380 bar. De beoogde einddruk was volgens het Winningsplan uit 2005 eveneens 277 bar.

AAA.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Oosterhesselen gasveld tot en met 1 april 2016.

BBB Oostrum

Het Oostrum gasveld is ontdekt in 1994 door de boring EWM-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Noord-Friesland van de NAM. Het ligt geografisch gezien in het noordoosten van de provincie Friesland, nabij het Lauwersmeer. De Boven-Rotliegend Groep, die op een diepte van ongeveer 3450 meter is aangetroffen (Figuur BBB.1), vormt in dit veld het reservoirgesteente. Gasproductie uit het Oostrum veld is gestart in 2002 en eindigt naar verwachting in 2026. Er zijn twee putten gezet in dit veld. Beide zijn momenteel nog in productie.



Figuur BBB.1 Structuurkaart van het Oostrum gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Slochteren Zandsteen Formatie. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

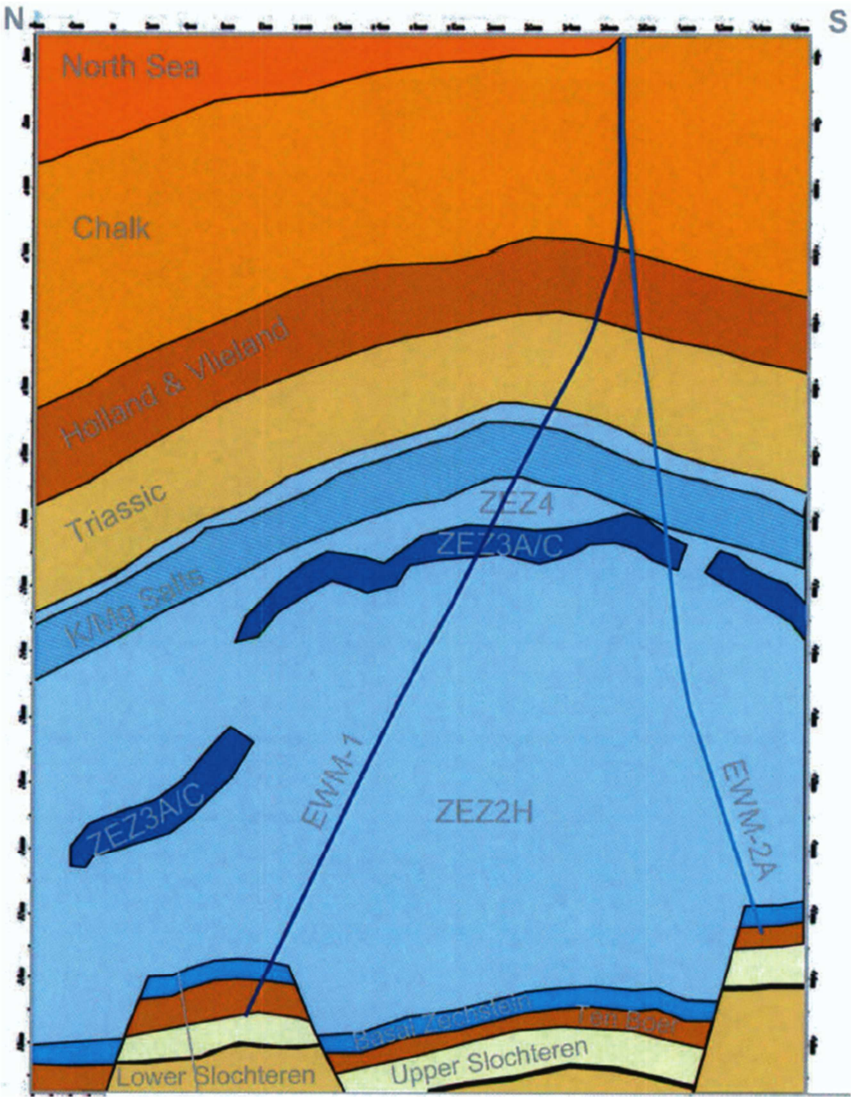
BBB.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom) vormt het reservoirgesteente van het Oostrum veld. Deze Formatie bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische eenheden die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht. Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen kent een betere reservoirkwaliteit, met een gemiddelde tot goede porositeit en permeabiliteit. Het gas bevindt zich in dit veld voornamelijk in de Boven-Slochteren Zandsteen.

Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

BBB.2 Structurele setting

Het Oostrum veld ligt nabij de Hantum breukzone en de Lauwerszee trog. Deze structurele elementen hebben mogelijk een negatief effect op de reservoirkwaliteit gehad. Het veld wordt gevormd door een hellend horstblok (Figuur BBB.2), en heeft een vrij eenvoudige structuur. Het wordt aan drie zijden begrensd door breuken en aan de westzijde door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*) (Figuur BBB.1). Verder bevat het veld nog een duidelijke interne breuk.
Het gas-water contact vormt voor dit veld de begrenzing in diepte en is bepaald op een diepte van 3534 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur BBB.2 Doorsnede van het Oostrum veld (Winningsplan Kollum, NAM 2012).

BBB.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur BBB.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 1,6 kilometer.

BBB.3 Productie

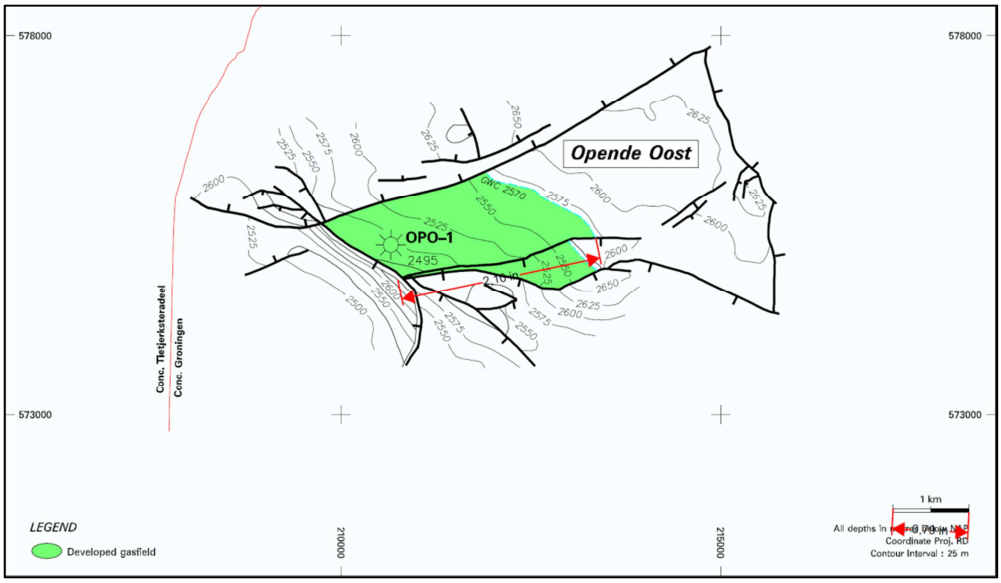
De gasproductie uit het Oostrum veld is gestart in 2002 via de put EWM-01 en eindigt naar verwachting in 2026. Deze put produceert momenteel niet meer continu, maar enkel in bepaalde tijdsintervallen. Echter, in 2014 is een tweede productieput geboord in dit veld (EWM-03) die momenteel wel continu gas produceert. Naar verwachting is aan het eind van de productie ongeveer 75,8% van het aanwezige gas geproduceerd.
De putten EWM-01 en EWM-03 zijn geboord vanaf de Engwierum satellietlocatie. Het gas wordt vanuit Engwierum naar de productielocatie Grijpskerk getransporteerd. Hier wordt het gas behandeld en op specificatie gebracht voor levering aan GasTerra.
De initiële reservoirdruk was 522 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot 140 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 55 bar.

BBB.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Oostrum veld tot en met 1 april 2016.

CCC Opende-Oost

Het Opende-Oost veld is ontdekt in 1979 door boring OPO-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Groningen van de NAM. Geografisch gezien ligt dit veld ten westen van de stad Groningen, nabij de grens tussen de provincies Friesland en Groningen. Dit veld ligt in het UMOG systeem dat meerdere gasvelden omvat. De Boven-Rotliegend Groep, die hier op een diepte van ongeveer 2500 meter is aangetroffen (Figuur CCC.1), vormt het reservoirgesteente.
Gasproductie uit het veld is gestart in 1993 via de enige put in het veld (OPO-01), die momenteel nog steeds in productie is. De productie wordt naar verwachting in 2018 beëindigd.



Figuur CCC.1 Structuurkaart van het Opende-Oost gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Slochteren Formatie. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

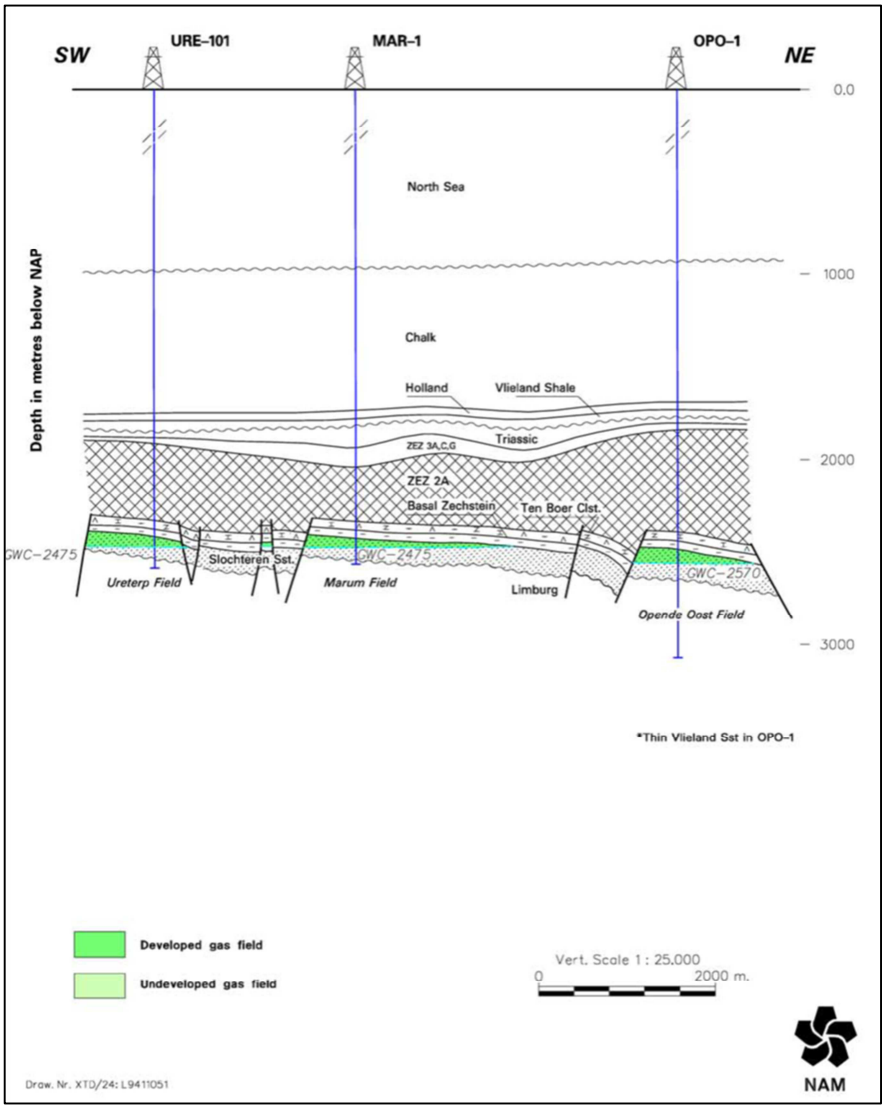
CCC.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom) vormt het reservoirgesteente van het Opende-Oost veld. Deze groep bestaat in dit gebied uit twee lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. Het Ten Boer Kleisteen Laagpakket bestaat voornamelijk uit kleirijke playa en sabkha afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Slochteren Formatie bestaat voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer is slecht en deze geldt vaak als *waste zone*, wat betekent dat deze wel gasvoerend is, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. De porositeit en permeabiliteit van het reservoir zijn goed op deze locatie. Het grootste deel van het gas bevindt zich dan ook in de Slochteren Formatie.

Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

CCC.2 Structurele setting

Het Opende-Oost veld betreft een gekanteld breukblok dat aan de noordwestzijde wordt begrensd door een breuk die een ONO-WZW oriëntatie heeft. De zuidzijde wordt gevormd door een ruwweg oost-west georiënteerde breuk, en de westzijde door een noordwest-zuidoost georiënteerde breuk. De noordoostzijde van het veld wordt gevormd door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Tevens heeft een interne breuk het veld opgedeeld in twee breukblokken. Het gas-water contact voor beide breukblokken is bepaald op een diepte van 2570 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur CCC.2 Doorsnede van het Opende Oost, Marum en Ureterp veld (Winningsplan UMOG, NAM 2012).

CCC.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur CCC.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 2,7 kilometer.

CCC.3 Productie

Het Opende-Oost veld wordt geproduceerd door de OPO-01 put, die zich op de satellietlocatie OPO bevindt. Het gas wordt naar gasbehandelingsinstallatie Ureterp (URE-1) getransporteerd, waar het wordt samengevoegd met gas uit andere velden en wordt ontwaterd.

Gasproductie uit het veld is gestart in 1993 en eindigt naar verwachting in 2018. Van 2003 tot en met 2011 is er 1,04 miljard Nm^3 geproduceerd. In 2012 was de verwachte nog te produceren gashoeveelheid 676 miljoen Nm^3. Het verwachte winningspercentage is 96,8%.

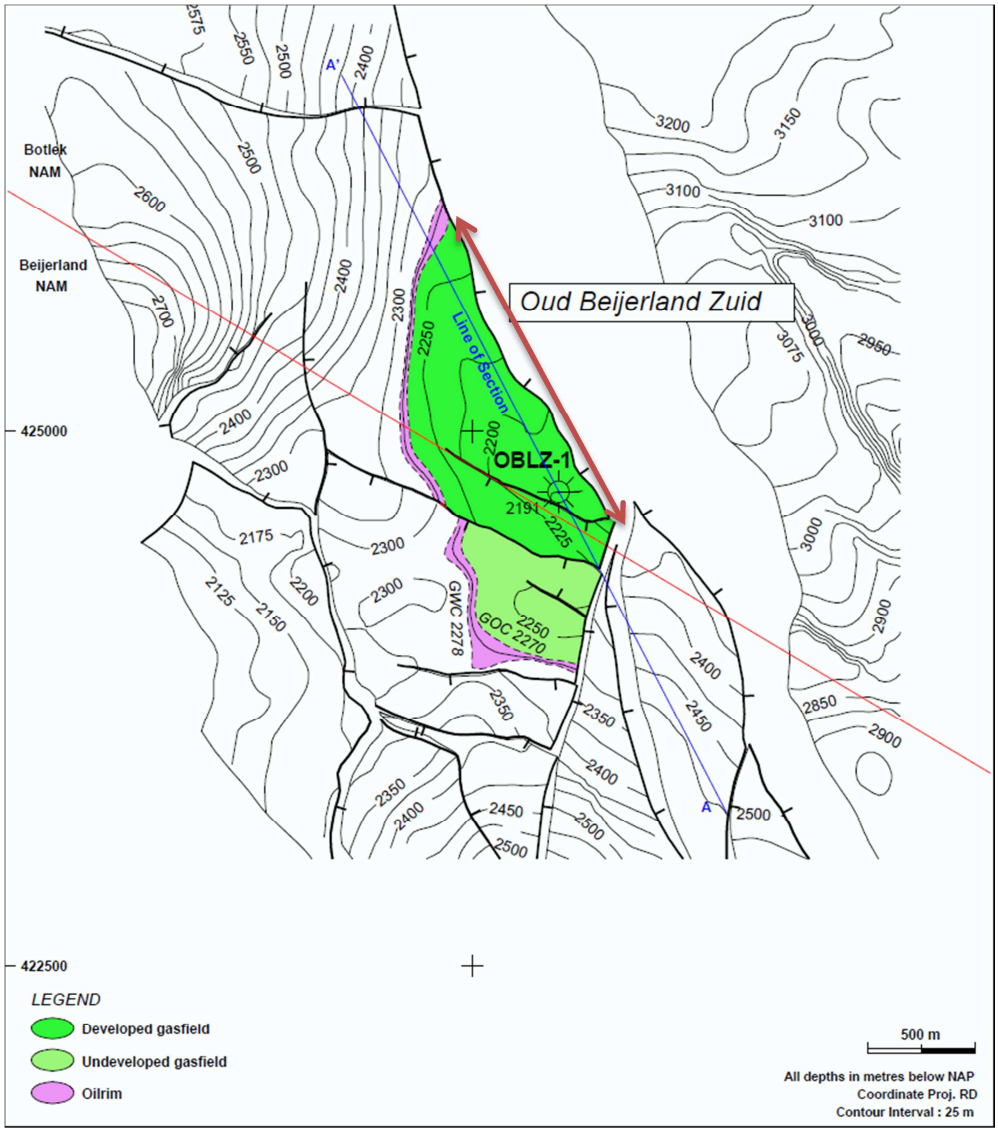
De initiële druk van de Slochteren Zandsteen was 292 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot ongeveer 192 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 64 bar.

CCC.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Opende-Oost veld tot en met 1 april 2016.

DDD Oud-Beijerland Zuid

Het Oud-Beijerland Zuid veld is ontdekt in 1990 door de boring OBLZ-01 en is gelegen binnen de winningsvergunningen Beijerland en Botlek 2 van de NAM. Dit veld ligt in de provincie Zuid-Holland, ten zuiden van de stad Rotterdam, en vormt samen met het Reedijk veld het Spijkenisse Cluster. Dit veld heeft twee voorkomens, het ondiepste voorkomen bevindt zich in de zandstenen van de Röt Formatie (Figuur DDD.1) en het diepste in de zandstenen van de Hoofd Bontzandsteen Subgroep. Van de twee voorkomens wordt alleen het voorkomen behorend tot de Röt Formatie geproduceerd. Beide voorkomens hebben naast een gaskolom ook een kleine olie-rand die niet geproduceerd wordt.
De gasproductie is gestart in 2003 via de enige put in het veld (OBLZ-01) en eindigt naar verwachting in 2016.



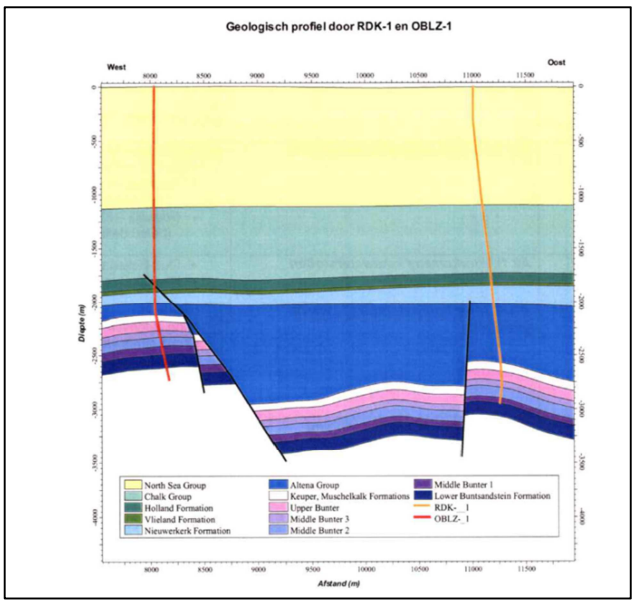
Figuur DDD.1 Structuurkaart van het Röt voorkomen van het Oud-Beijerland Zuid gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de top van de Röt Formatie.

DDD.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De twee voorkomens van het Oud-Beijerland Zuid gasveld bevinden zich in zandsteenlagen van de Röt Formatie en van de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep. De Röt Formatie bestaat hier uit een afwisseling van zand- en kleilagen die zijn afgezet in een lacustriene omgeving. De zandsteenlagen hebben een goede reservoirkwaliteit en het grootste deel van het gas in dit veld bevindt zich dan ook in deze formatie. Het Röt voorkomen staat niet in connectie met het Hoofd-Bontzandsteen voorkomen omdat de tussenliggende Solling Formatie en afsluitende laag vormt. De Solling Formatie wordt hier gekenmerkt door voornamelijk kleirijke lagen, eveneens afgezet in een lacustriene omgeving.
Het gas is geproduceerd in de onderliggende steenkoollagen van het Carboon. De olie in de oliezone onder het gas is waarschijnlijk afkomstig van de Posidonia Shale (Jura ouderdom) dat via juxtapositie naar de Trias laagpakketten is gemigreerd. Kleisteenlagen van Trias en Jura ouderdom vormen het afsluitend gesteente.

DDD.2 Structurele setting

Het Oud-Beijerland Zuid veld wordt gevormd door een gekanteld breukblok (Figuur DDD.2), dat aan de oostzijde wordt begrensd door een grote breuk met een NW – ZO oriëntatie. Het veld bevat een aantal interne breuken met een WNW-OZO oriëntatie, waarvan er één het veld opdeelt in twee compartimenten. De westelijk en zuidelijke begrenzing van het veld wordt gevormd door de hellende gelaagdheid en het gas-water contact dat zich op een diepte van 2270 meter bevindt (Figuur DDD.1). De basis van een deel van het reservoir ligt hoger dan het GWC. Voor de compactieberekening is daarom een dikte van het gasvoerende pakket van 60 meter aangenomen voor dit deel van het veld. Deze gemiddelde dikte is bepaald door NAM en gegeven in het Winningsplan uit 2011. Waar de basis van het reservoir onder het GWC ligt is voor de berekening van de compactie voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur DDD.2 Doorsnede van de Oud-Beijerland Zuid en Reedijk gasvelden (Winningsplan Spijkenisse, NAM 2011).

DDD.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur DDD.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 1,6 kilometer.

DDD.3 Productie

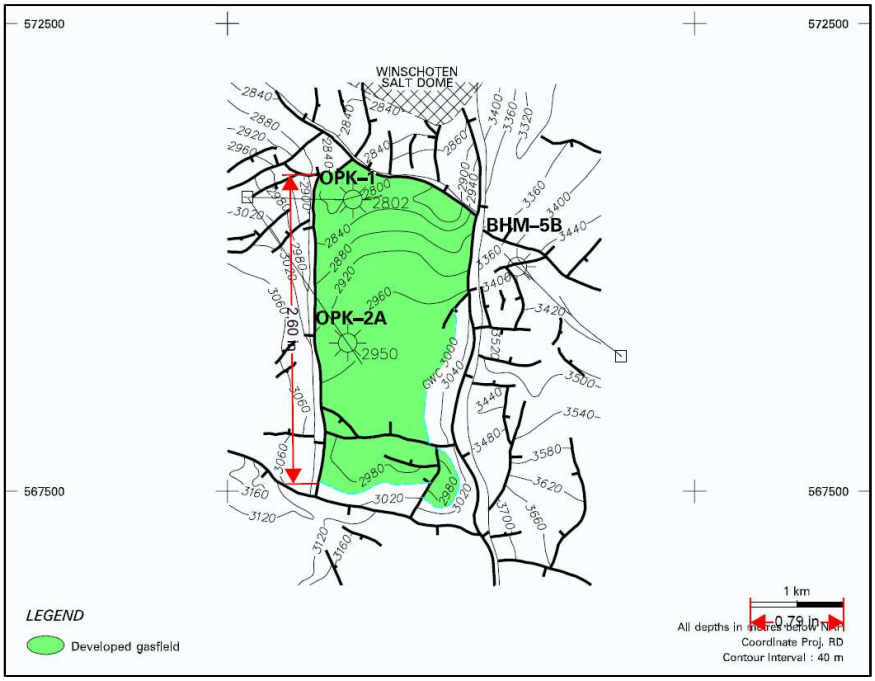
Dit veld is slechts door een enkele put aangeboord (OBLZ-01), die tevens wordt gebruikt voor de productie van gas. Deze put staat in het noordelijke compartiment (Figuur DDD.1), waardoor momenteel alleen gas uit dit breukblok wordt geproduceerd. De productie is gestart in 2003 en eindigt naar verwachting in 2016. De verwachte nog te produceren gashoeveelheid in de periode 2011-2016 bedraagt 163 miljoen Nm^3. Het verwachte winningspercentage is 84,9%.
De initiële druk in het Röt voorkomen was 234 bar, maar deze zal door reservoirdepletie afnemen tot een beoogde einddruk van 37 bar.

DDD.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Oud-Beijerland Zuid gasveld tot en met 1 april 2016.

EEE Oude Pekela

Het Oude Pekela gasveld is ontdekt in 1989 door de boring OPK-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Groningen van de NAM. Geografisch gezien ligt het direct ten zuidoosten van het Groningen gasveld. De Boven-Rotliegend Groep, die op een diepte van ongeveer 2800 meter is aangetroffen (Figuur EEE.1), vormt het reservoirgesteente.
De gasproductie is gestart in 1995 en eindigt naar verwachting in 2023. Er zijn in totaal vier boringen gezet in dit veld, waarvan er slechts één momenteel in productie is.



Figuur EEE.1 Structuurkaart van het Oude Pekela gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Boven-Rotliegend Groep. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

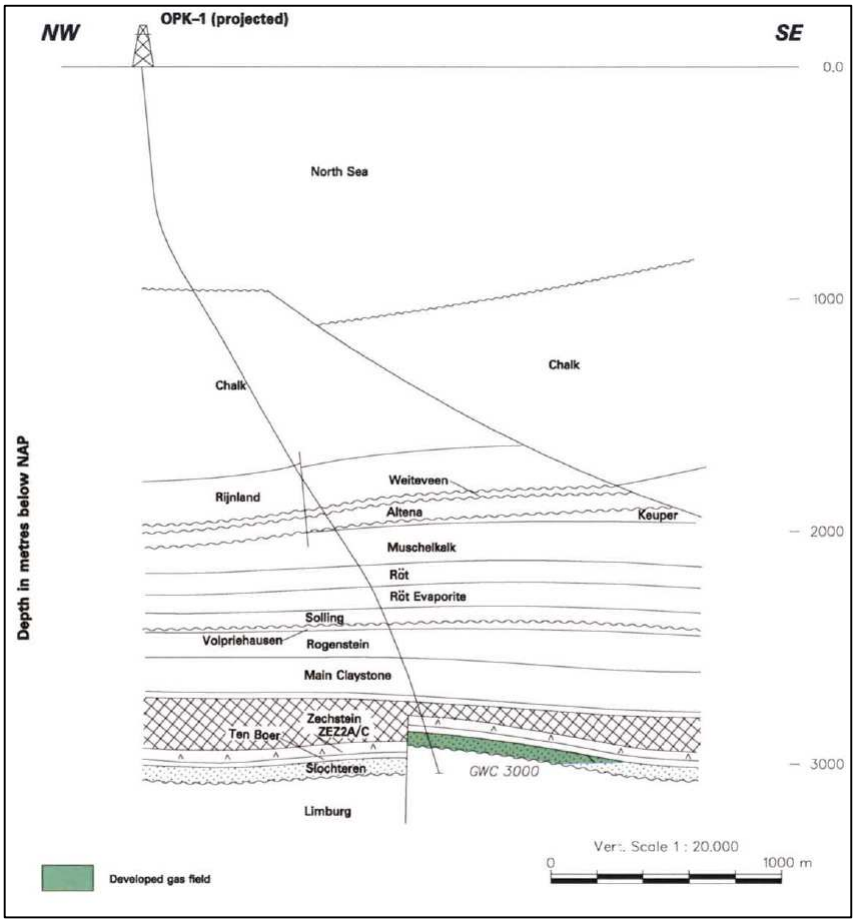
EEE.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom) vormt het reservoirgesteente van het Oude Pekela gasveld. Deze groep bestaat in dit gebied uit twee verschillende lithostratigrafische eenheden die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer Kleisteen bestaat uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Slochteren Zandsteen bestaat in dit gebied uit fluviatiele zandafzettingen, eveneens afgezet in een woestijnomgeving.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer Kleisteen is slecht. Dit interval wordt vaak gezien als een *waste zone*, wat betekent dat hij wel gasvoerend is, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen kent een betere reservoirkwaliteit.

Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

EEE.2 Structurele setting

Het breukblok waarin het Oude Pekela veld ligt vormt een structureel hoog. Het ligt direct naast het Groningen gasveld, maar wordt ervan gescheiden door afsluitende breuken aan de noordelijke grens van het veld. Dit blijkt ook uit het verschil in drukregime en het gas-water contact (GWC) in Oude Pekela, op een diepte van 3000 meter, dat anders is dan in het Groningen veld.
Het breukblok waarin het veld ligt wordt aan alle zijden begrensd door afschuivingsbreuken, maar het veld zelf wordt in het zuiden begrensd door de aansnijding van het GWC met de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*) (Figuur EEE.2). Er bevinden zich nog een aantal interne breuken in het zuiden van het veld, maar deze lijken niet afsluitend te zijn, aangezien het GWC hetzelfde is voor het hele veld. De basis van het reservoir ligt voor het grootste deel van het veld hoger dan het GWC. Voor de compactieberekening is daarom een dikte van het gasvoerende pakket van 70 meter aangenomen voor dit deel van het veld. Deze gemiddelde dikte is bepaald door NAM en gegeven in het Winningsplan uit 2005. Waar de basis van het reservoir onder het GWC ligt is voor de berekening van de compactie voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur EEE.2 Doorsnede van het Oude Pekela gasveld (Winningsplan Oude Pekela, NAM 2005).

EEE.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld.
In Figuur EEE.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 3,3 kilometer.

EEE.3 Productie

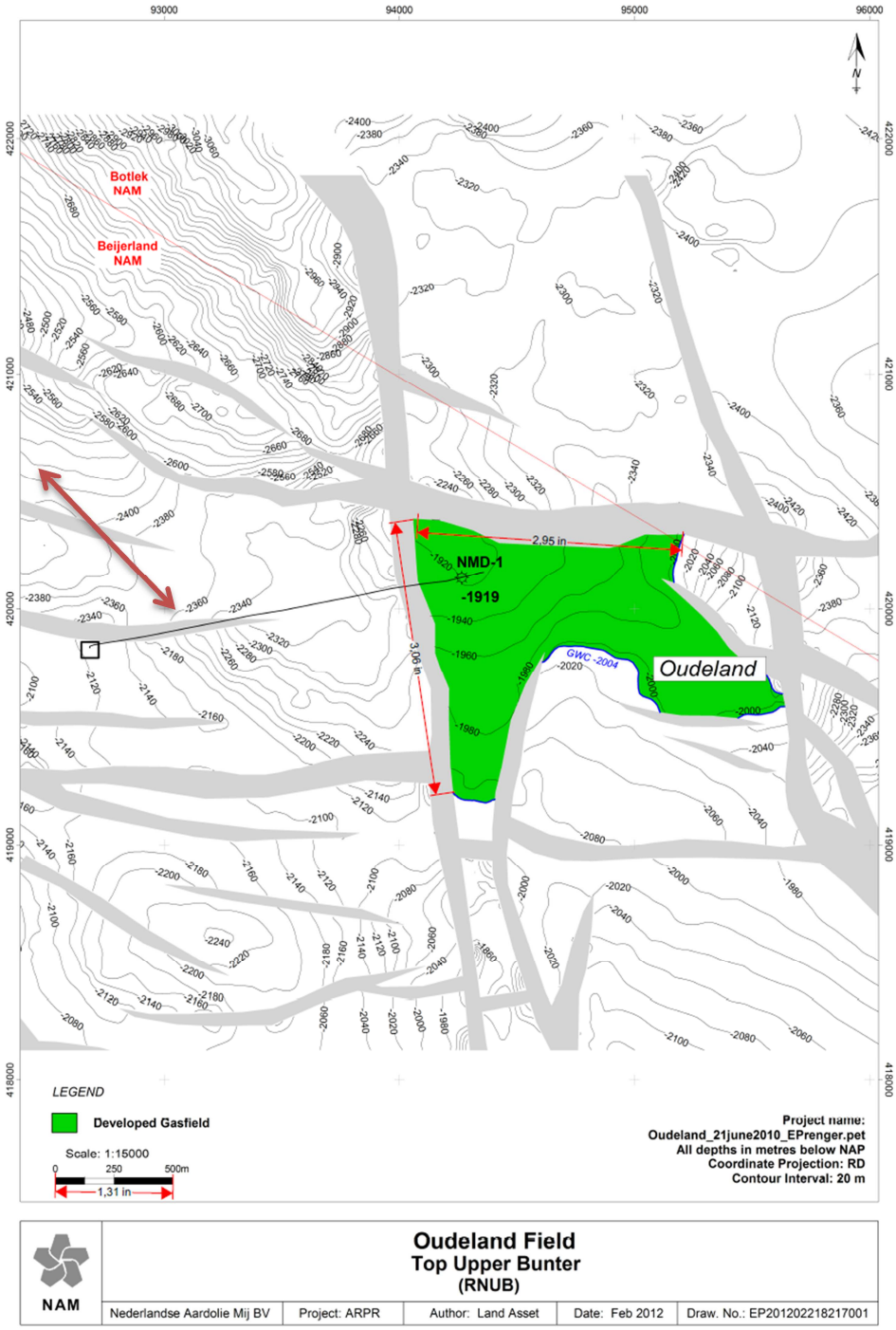
Er zijn twee putten geboord naar het Oude Pekela veld (OPK-01 en OPK-02). De productie van gas, die in 1995 is gestart, vindt enkel plaats via de put OPK-01 die hoger op de structuur staat. OPK-02-S1 is waarschijnlijk geboord om het GWC aan te tonen, wat ook gelukt is, en heeft daardoor slechts een gaskolom van ongeveer 25 meter aangetroffen. De gasproductie eindigt naar verwachting in 2023. Het uiteindelijke winningspercentage bedraagt op dat moment 94%.
De initiële reservoirdruk was 331 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot 57 bar in 2003. De beoogde einddruk van het reservoir is 16 bar.

EEE.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Oude Pekela gasveld tot en met 1 april 2016.

FFF Oudeland

Het Oudeland gasveld is ontdekt in 2010 door de boring NMD-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Beijerland van de NAM. Het veld ligt in de provincie Zuid-Holland, ten zuiden van de stad Rotterdam. Het reservoirgesteente wordt gevormd door de zandsteenlagen van de Röt en Solling Formaties, die op een diepte van ongeveer 1920 meter zijn aangetroffen.
De gasproductie uit dit veld is gestart in 2011 en eindigt naar verwachting in 2018. Dit veld wordt geproduceerd met een put, NMD-01, wat tevens de enige put is in dit veld.



Figuur FFF.1 Structuurkaart en doorsnede van het Oudeland gasveld (Winningsplan Oudeland, NAM 2011).

FFF.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De zandsteenlagen van de Röt en Solling Formaties vormen het reservoirgesteente van dit veld. De Röt Formatie bestaat hier uit een afwisseling van zand- en kleirijke lagen die zijn afgezet in een lacustriene omgeving. De Solling Formatie wordt eveneens gekenmerkt door zand- en kleirijke lagen waarbij de zandige lagen in een

vlechtend riviersysteem zijn afgezet en de kleilagen in een lacustriene omgeving. De reservoirkwaliteit van de Röt en Solling Formaties is goed in dit gebied.
Het gas is gevormd in de steenkoollagen van het Carboon. Het veld wordt afgesloten door kleilagen van Trias en Jura ouderdom.

FFF.2 Structurele setting

Het veld is gelegen in een gekanteld vierkant breukblok dat wordt begrensd door breuken met een N-Z en O-W oriëntatie (Figuur FFF.1). Ook binnen dit breukblok zijn een aantal breuken aanwezig. De diepte van de gelaagdheid binnen dit blok neemt toe in zuidoostelijke richting (*fault-dip closure*). De put NMD-01 is in het hoogste deel van de structuur geboord, in de noordwestelijke hoek van het breukblok. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

FFF.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur FFF.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 1,2 kilometer.

FFF.3 Productie

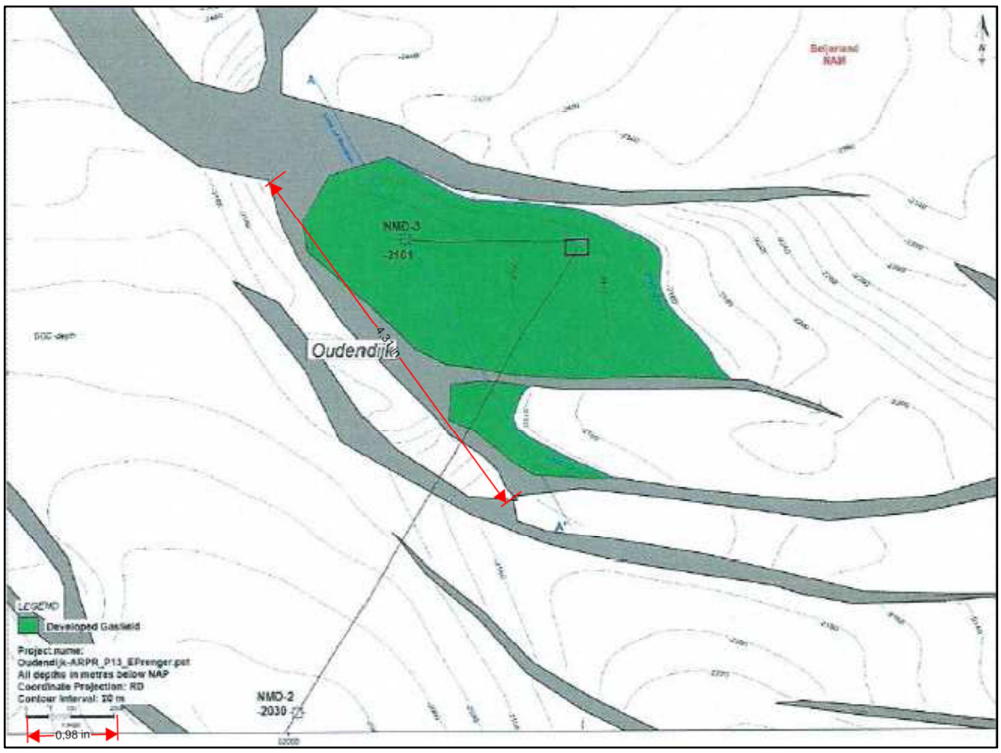
De productie van gas uit dit veld vindt plaats via de enige boring in dit veld, NMD-01, en is gestart in 2011. Naar verwachting eindigt de productie in 2018. Het gas wordt geproduceerd vanaf de locatie Numansdorp en wordt getransporteerd naar de gasbehandelingsinstallatie Barendrecht. Hier wordt het samengevoegd met gas uit andere velden en gecomprimeerd en op specificatie gebracht voor levering aan GasTerra. De te verwachte produceerbare gashoeveelheid in de periode 2011-2018 bedraagt 526 miljoen Nm^3. Dit komt overeen met een winningspercentage van 86%.
De initiële druk bedraagt 206 bar, maar door reservoirdepletie zal deze afnemen tot een verwachte einddruk van 14 bar.

FFF.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Oudeland gasveld tot en met 1 april 2016.

GGG Oudendijk

Het Oudendijk veld is in 2014 ontdekt door de boring NMD-03 en is gelegen binnen de winningsvergunning Beijerland van de NAM. Dit veld ligt in de provincie Zuid-Holland, ten zuiden van de stad Rotterdam. Het reservoirgesteente wordt gevormd door zandsteenlagen van de Röt en Solling Formaties, die hier op een diepte van ongeveer 2100 meter zijn aangetroffen (Figuur GGG.1).
De gasproductie is gestart in 2014 via de enige boring in het veld (NMD-03) en eindigt naar verwachting in 2018.



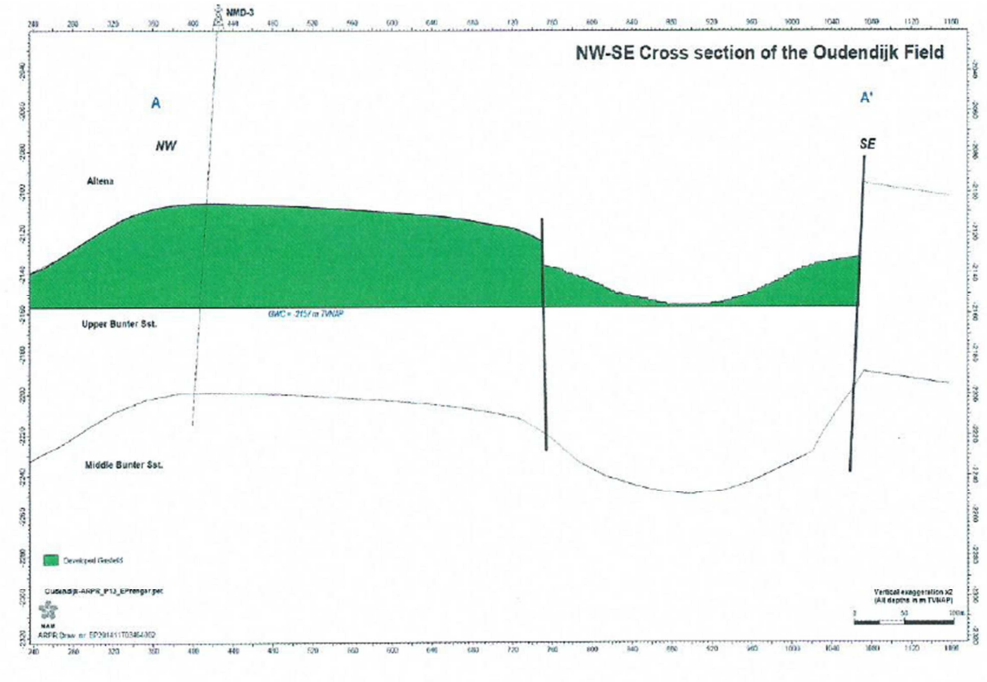
Figuur GGG.1 Structuurkaart van het Oudendijk gasveld (Winningsplan Oudendijk, NAM 2014). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Röt Formatie. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

GGG.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het reservoirgesteente wordt gevormd door de zandsteenlagen van de Röt en Solling Formaties (Figuur GGG.2). De Röt Formatie bestaat hier uit een afwisseling van zand- en kleirijke lagen die zijn afgezet in een lacustriene omgeving. De Solling Formatie wordt eveneens gekenmerkt door zand- en kleirijke lagen waarbij de zandige lagen in een vlechtend riviersysteem zijn afgezet en de kleilagen in een lacustriene omgeving. Beide formaties worden gekenmerkt door goede reservoireigenschappen.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente en wordt ingesloten door kleirijke lagen van Trias en Jura ouderdom.

GGG.2 Structurele setting

Het Oudendijk veld is gesitueerd in een kleine horst structuur dat zowel aan de noord-, west- en zuidzijde wordt begrensd door afschuivingsbreuken. De oostelijke begrenzing wordt gevormd door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*) en het gas-water contact, dat bepaald is op een diepte van 2157 meter (Figuur GGG.2). Een O-W georiënteerde breuk deelt het veld op in twee compartimenten. Het is onduidelijk in hoeverre deze compartimenten connectief zijn. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur GGG.2 Doorsnede van het Oudendijk gasveld (Winningsplan Oudendijk, NAM 2014).

GGG.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur GGG.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 0,9 kilometer.

GGG.3 Productie

De productie van gas uit dit veld vindt plaats via de enige boring in dit veld, NMD-03, en is gestart in 2014. Naar verwachting eindigt de productie in 2018. De korte duur van de productieperiode is te wijten aan het geringe gasvolume van het veld en de relatief kleine gaskolom. Hierdoor vindt mogelijk ook een vroege waterdoorbraak plaats. Het gas wordt geproduceerd vanaf de locatie Numansdorp en wordt getransporteerd naar de gasbehandelingsinstallatie Barendrecht. Hier wordt het samengevoegd met gas uit andere velden en gecomprimeerd en op specificatie gebracht voor levering aan GasTerra. De te verwachte produceerbare

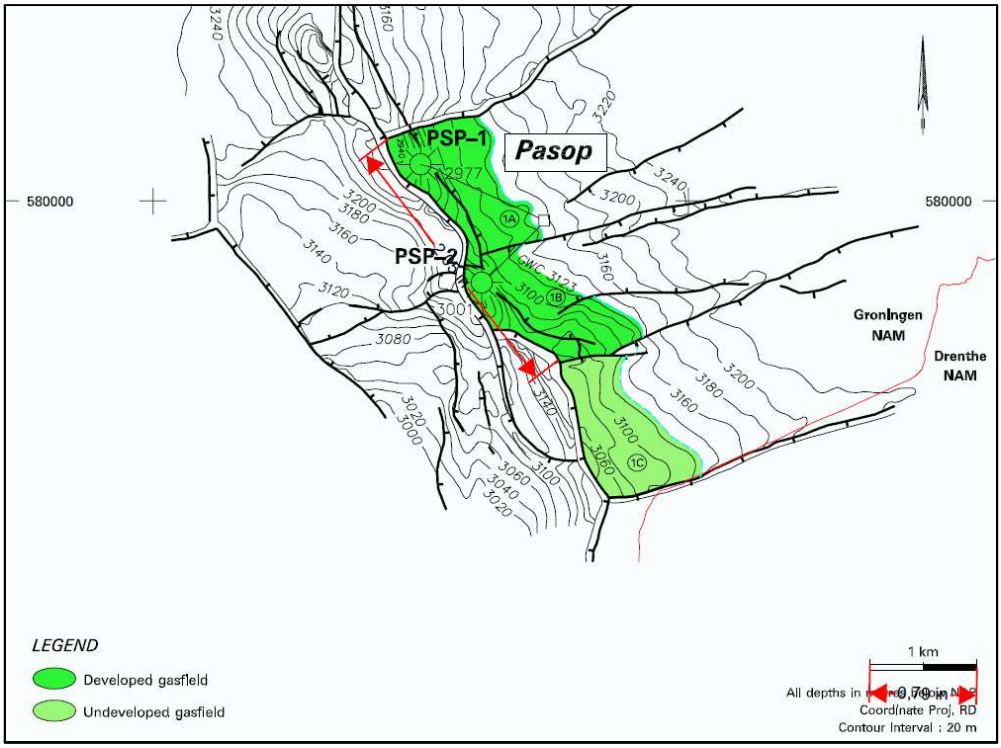
gashoeveelheid in de periode 2014-2018 bedraagt 183 miljoen Nm^3. Dit komt overeen met een winningspercentage van 90%.
De initiële druk bedraagt 220 bar, maar door reservoirdepletie zal deze afnemen tot een verwachte einddruk van 25 bar.

GGG.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Oudendijk gasveld tot en met 1 april 2016.

HHH Pasop

Het Pasop gasveld is ontdekt in 1991 door de boring PSP-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Groningen van de NAM. Het veld ligt ten westen van de stad Groningen en maakt deel uit van een cluster voorkomens (Boerakker, Molenpolder, Pasop en Sebaldeburen) behorende tot het Grijpskerk-Zuid systeem. De Boven-Rotliegend Groep vormt het reservoirgesteente van dit veld.
In 1997 is de gasproductie gestart via de boring PSP-01 en deze eindigt naar verwachting in 2018. Er zijn in totaal drie putten geboord naar dit veld, waarvan er momenteel nog twee in productie zijn.



Figuur HHH.1 Structuurkaart van het Pasop gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Slochteren Formatie. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

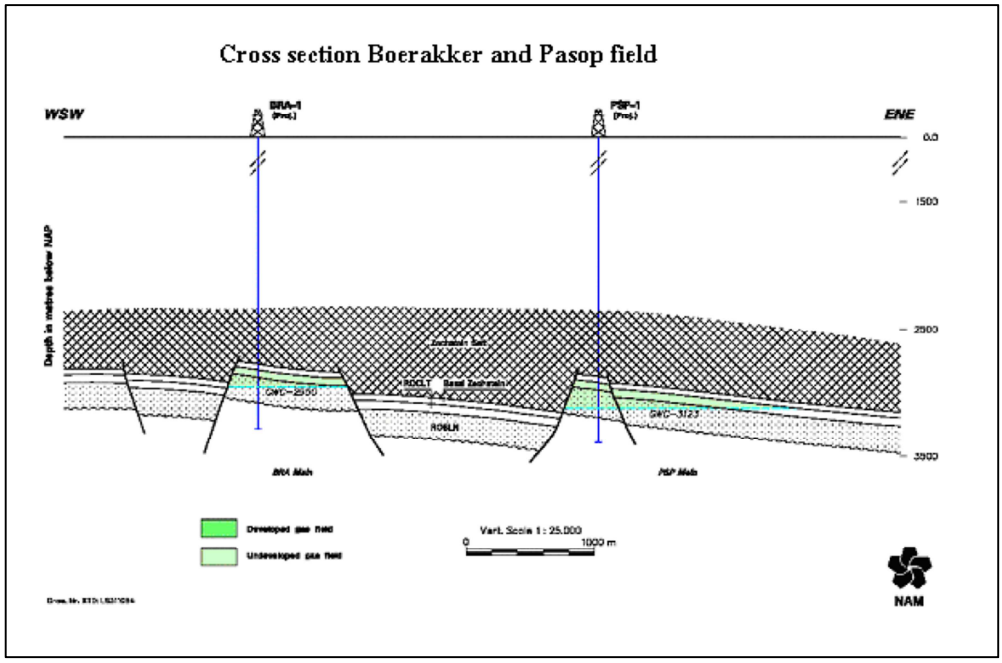
HHH.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Boven Rotliegend Groep (Perm ouderdom) vormt het reservoirgesteente van het Pasop veld (Figuur HHH.1). Deze groep bestaat in dit gebied uit twee lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. Het Ten Boer Kleisteen laagpakket bestaat voornamelijk uit kleirijke playa en sabkha afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Slochteren Formatie bestaat voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer is slecht en deze geldt vaak als *waste zone*, wat betekent dat deze wel gasvoerend is, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. In dit veld wordt echter ook gas uit de Ten Boer Kleisteen gewonnen.

De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. De porositeit en permeabiliteit van het reservoir zijn goed op deze locatie.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

HHH.2 Structurele setting

Het Pasop veld heeft een langgerekte NNW-ZZO georiënteerde structuur. Een aantal ONO-WZW georiënteerde breuken begrenzen het veld aan de noord- en zuidzijde en delen het veld op in een serie compartimenten. Deze compartimenten worden aan de oostelijke zijde begrensd door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Het gas-water contact ligt in het gehele veld op eenzelfde diepte van 3123 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur HHH.2 Geologische doorsnede van het Pasop en Boerakker gasveld (Winningsplan Grijpskerk-Zuid, NAM 2005).

HHH.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur HHH.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 2,6 kilometer.

HHH.3 Productie

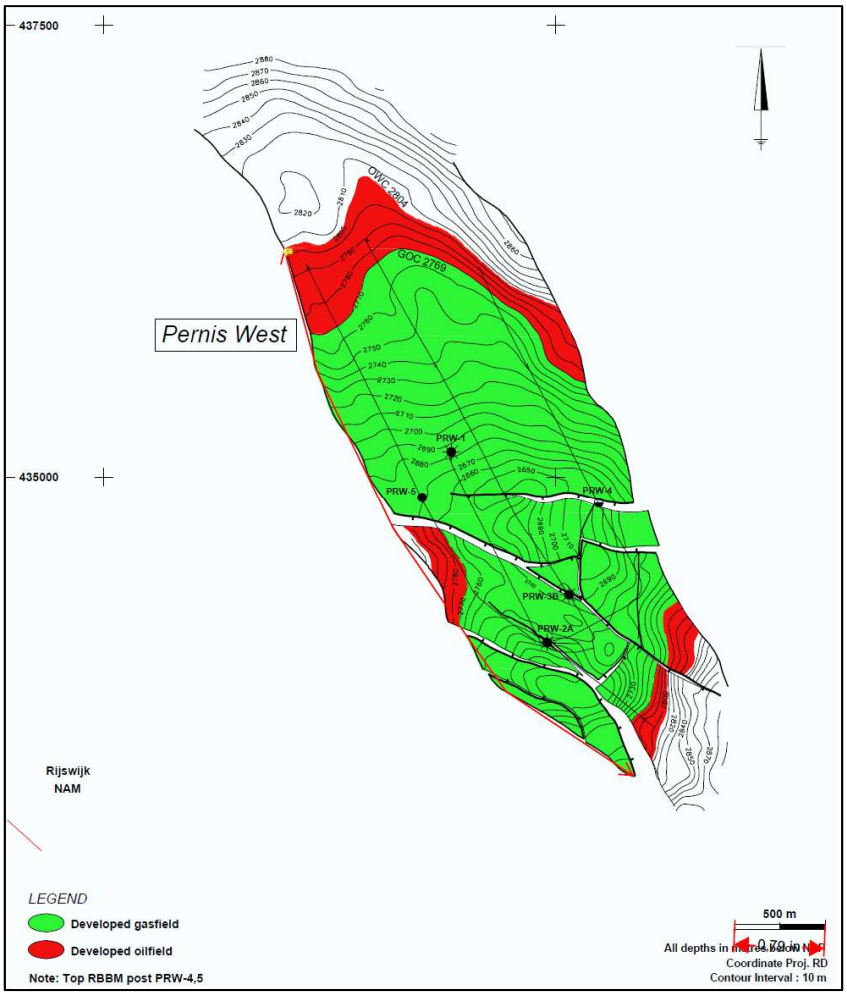
Dit veld is in totaal door drie putten aangeboord (PSP-01 tot en met PSP-03) (Figuur HHH.1) die alle drie gas hebben geproduceerd. PSP-02 is momenteel ingesloten, maar de andere twee zijn nog in productie.
Deze hebben echter een lange periode van drukopbouw nodig voordat een geringe hoeveelheid gas kan worden geproduceerd. Deze drie putten zijn geboord in verschillende compartimenten van het veld zodat zoveel mogelijk gas gewonnen kan worden. Het gas wordt geproduceerd vanaf de satellietlocatie PSP en wordt via de locaties BRA en OZD getransporteerd naar de gasbehandelingsinstallatie GRK-GDF2. Het verwachte winningspercentage van dit veld bedraagt 54%. Dit relatief lage percentage wordt veroorzaakt door de mate van compartimentalisatie van het reservoir.
De initiële druk was 358 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot 230 bar in 2003. De beoogde einddruk is 90 bar.

HHH.4 Seismiciteit

Er is één beving geregistreerd in het Pasop gasveld in 2012 met een magnitude (M_L) van 0,9. Aangezien deze bevingen een kleinere magnitude van 1,5 heeft en er maar één beving is geregistreerd worden de standaard figuren hier niet getoond.

III Pernis-West

Het Pernis-West veld is ontdekt in 1987 door de boring PRW-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Rijswijk van de NAM. Dit veld ligt in de provincie Zuid-Holland, onder het Rotterdamse havengebied, en maakt deel uit van het Pernis West systeem dat ook het Pernis gasveld omvat. Het veld bestaat uit twee verschillende voorkomens, een in de zandsteenlagen van de Röt en Solling Formaties en Hoofd-Bontzandsteen Subgroep (Trias ouderdom) (Figuur III.1), en een in het IJsselmonde Zandsteen Laagpakket. Omdat uit laatstgenoemd voorkomen tot op heden geen gasproductie heeft plaats gevonden zal deze hier niet verder beschreven worden. Het Trias voorkomen heeft zowel een gas- als een oliekolom, die beiden in productie zijn (geweest).
De olieproductie is gestart in 1995 en de gasproductie in 1998. De olieproductie is reeds in 2005 beëindigd en de gasproductie zal naar verwachting eindigen in 2018. Het veld is door 5 putten aangeboord. Daarvan zijn er momenteel nog 4 in productie.



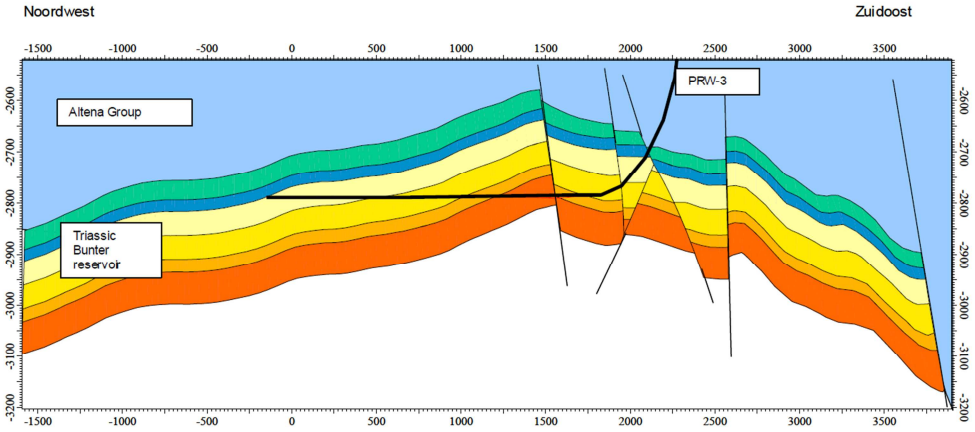
Figuur III.1 Structuurkaart van het Pernis West Trias voorkomen (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de top van de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

III.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het reservoirgesteente van het Trias voorkomen wordt gevormd door de zandsteenlagen van de Röt- en Solling Formaties en de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep. De Röt Formatie bestaat hier uit een afwisseling van zand- en kleirijke lagen die zijn afgezet in een lacustriene omgeving. De Solling Formatie wordt eveneens gekenmerkt door zand- en kleirijke lagen waarbij de zandige lagen in een vlechtend riviersysteem zijn afgezet en de kleilagen in een lacustriene omgeving. De Hoofd-Bontzandsteen Subgroep bestaat uit de Hardegsen, Detfurth en Volpriehausen Formaties. Deze formaties worden gekenmerkt door een afwisseling van zand- en kleirijke lagen die zijn afgezet in fluviatiele, lacustriene en af en toe eolische omgeving. Het gehele gasgevulde interval heeft goede reservoir-eigenschappen.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. De olie in de oliezone onder het gas is waarschijnlijk afkomstig van de Posidonia Shale (Jura ouderdom) dat via juxtapositie naar de Trias laagpakketten is gemigreerd. De afsluitende lagen worden gevormd door kleilagen van Trias en Jura ouderdom.

III.2 Structurele setting

Het Trias voorkomen van het Pernis-West veld is gelegen in een horst structuur die wordt begrensd door twee NNW-ZZO grensbreuken (Figuur III.2). De NNW en ZZO begrenzing van dit voorkomen wordt gevormd door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Dit blok is vooral in het centrale en zuidelijke deel van het veld complex verbreukt. Het gas-olie contact bevindt zich op een diepte van 2769 meter en het olie-water contact op een diepte van 2804 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur III.2 Doorsnede door het Pernis West Trias voorkomen (Winningsplan Pernis-West, NAM 2009).

III.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur III.1 is met

een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 3,6 kilometer.

III.3 Productie

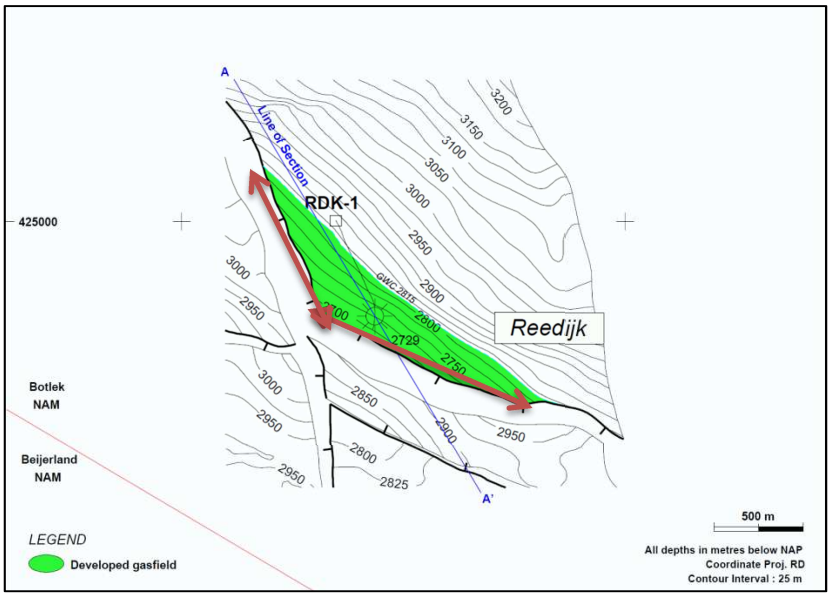
Het Pernis-West veld is in totaal door 5 putten aangeboord (PRW-01 tot en met PRW-05), waarvan er 4 worden gebruikt voor de productie van koolwaterstoffen. De put PRW-01 is omgebouwd tot waterinjector en wordt gebruikt om geproduceerd formatiewater te herinjecteren in het IJsselmonde Zandsteen Laagpakket. Het Trias voorkomen was initieel ontwikkeld voor de productie van olie, maar sinds 1998 wordt hieruit ook gas geproduceerd. De olieproductie is beëindigd in 2005 en het einde van de gasproductie wordt verwacht in 2018. Het verwachte winnings-percentage is op dat moment 82%. Door extra compressie kan echter een percentage van 84% worden behaald. De verwachte nog te produceren hoeveelheid gas in de periode 2009-2018 bedraagt 829 miljoen Nm^3.
De initiële reservoirdruk bedroeg 289 bar, maar door depletie is deze afgenomen tot 61 bar in 2008. De beoogde einddruk van het Trias voorkomen is 35 bar.

III.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Pernis-West gasveld tot en met 1 april 2016.

JJJ Reedijk

Het Reedijk veld is ontdekt in 1992 door de boring RDK-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Botlek 2 van de NAM. Dit veld ligt in de provincie Zuid-Holland, ten zuiden van de stad Rotterdam, en vormt samen met het Oud-Beijerland Zuid veld het Spijkenisse Cluster. Het veld kent twee voorkomens die niet in connectie staan met elkaar, een in de zandsteenlagen van de Röt Formatie en een in de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep. Beide voorkomens zijn in productie genomen, maar volgens de DHAIS analyse is de kans op, aan gaswinning gerelateerde, geïnduceerde bevingen in het Röt voorkomen verwaarloosbaar. Daarom wordt deze hier niet geanalyseerd.
Gasproductie uit het Reedijk veld is gestart in 2003 via de enige boring in het veld (RDK-01) en eindigt naar verwachting in 2016.



Figuur JJJ.1 Structuurkaart van het Reedijk gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep.

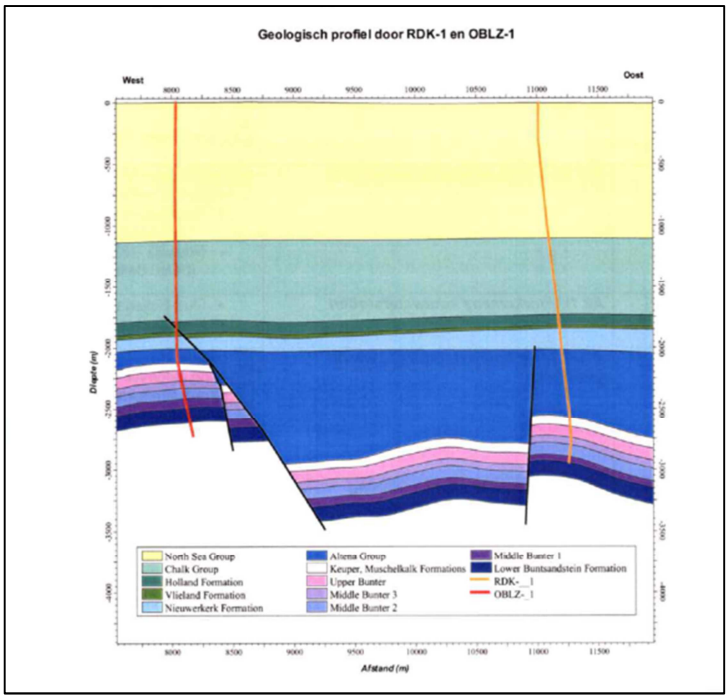
JJJ.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Zandsteenlagen van de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep vormen het reservoir-gesteente van het Reedijk gasveld. Deze Subgroep bestaat uit de Hardegsen, Detfurth en Volpriehausen Formaties. Deze formaties worden gekenmerkt door een afwisseling van zand- en kleirijke lagen die zijn afgezet in een fluviatiele, lacustriene en af en toe eolische omgeving. De zandige laagpakketten hebben een goede reservoirkwaliteit in dit gebied.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. De afsluitende lagen worden gevormd door kleilagen van Trias en Jura ouderdom.

JJJ.2 Structurele setting

Het Reedijk veld betreft een gekanteld breukblok met een langgerekte driehoekige structuur (Figuur JJJ.2), die aan twee zijden wordt begrensd door breuken en aan

de noordoostzijde door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). De twee voorkomens liggen boven elkaar, maar worden gescheiden door een kleilaag van de Solling Formatie. Daarom verschilt ook het gas-water contact (GWC) van beide voorkomens enigszins. Het GWC van de Röt Formatie ligt op een diepte van 2816,5 meter en die van de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep op 2815 meter diepte. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur JJJ.2 Geologische doorsnede van de Reedijk en Oud-Beijerland Zuid gasvelden (Winningsplan Spijkenisse cluster, NAM 2003).

JJJ.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur JJJ.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk De lengte van de langste breuk is bepaald op 3,0 kilometer.

JJJ.3 Productie

Dit veld is slechts door één put aangeboord, die in 2003 in productie is genomen. Het einde van de productie wordt verwacht in 2016. Het Reedijk veld vormt samen met het Oud-Beijerland Zuid veld het Spijkenisse cluster. Gas geproduceerd uit deze velden wordt getransporteerd naar de Barendrecht gasbehandelingsinstallatie, waar het gas wordt samengevoegd met gas uit andere velden. Hier wordt het gas gecomprimeerd en op specificatie gebracht voor levering aan GasTerra. De verwachte nog te produceren hoeveelheid gas in de periode 2011-2016 bedraagt 327 miljoen Nm^3. Naar verwachting is in 2016 97,8% van de initieel aanwezige gashoeveelheid geproduceerd.

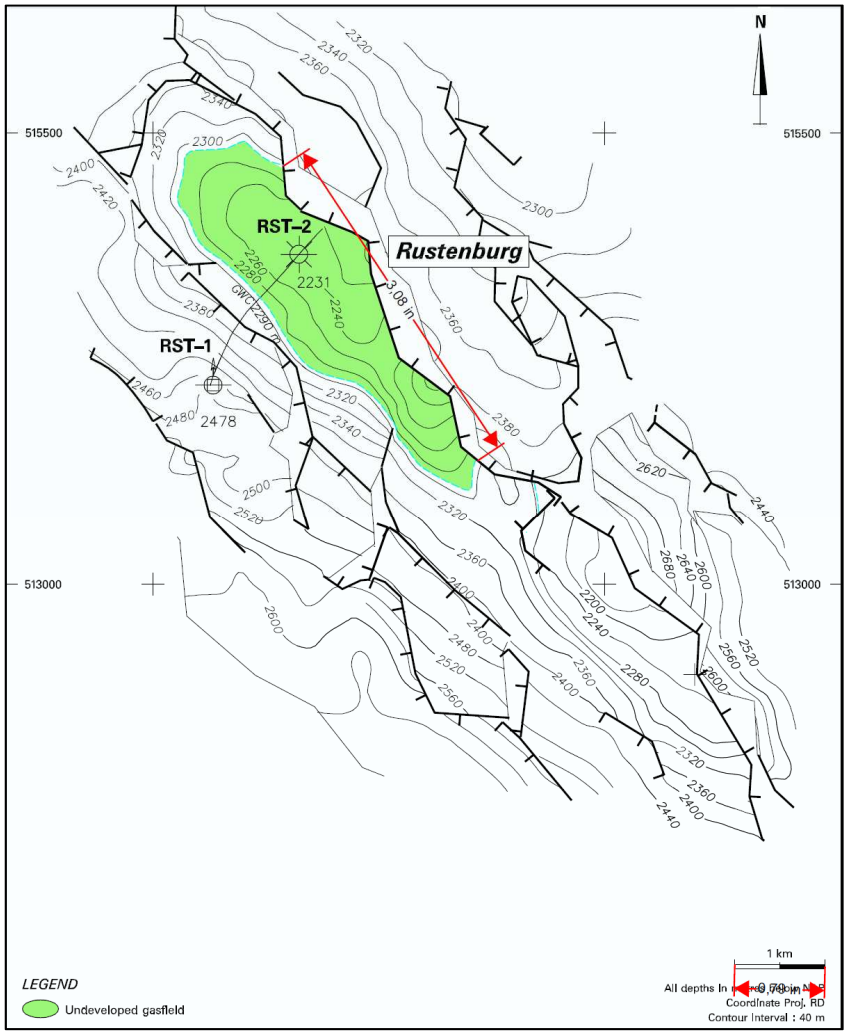
De initiële druk was 294 bar, maar door reservoirdepletie zal deze afnemen tot een beoogde einddruk van 24 bar.

JJJ.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Reedijk gasveld tot en met 1 april 2016.

KKK Rustenburg

Het Rustenburg gasveld is ontdekt in 1997 door boring RST-02-S1 en is gelegen binnen de winningsvergunning Middelie van de NAM (Figuur KKK.1). Het veld ligt in de provincie Noord-Holland, ten oosten van Alkmaar. Verder ligt het ten noorden van het Westbeemster veld en ten noordwesten van het Middelie veld. De Slochteren Formatie vormt het voornaamste reservoirgesteente, maar er is ook gas aangetroffen in het Z3 Carbonaat laagpakket, en de Onder-Germaanse Trias Groep. De laatste twee zijn ontdekt door de boring RST-01. Omdat momenteel alleen gas wordt gewonnen uit de Slochteren Formatie is alleen deze hier beschreven.
Gasproductie uit het Rustenburg voorkomen is gestart in 2009 via de WBMS-02 put, die ook momenteel nog in productie is. Het Rustenburg voorkomen heeft een geschatte initiële gashoeveelheid van 996 miljoen Nm^3. De productie stopt naar verwachting in 2019.



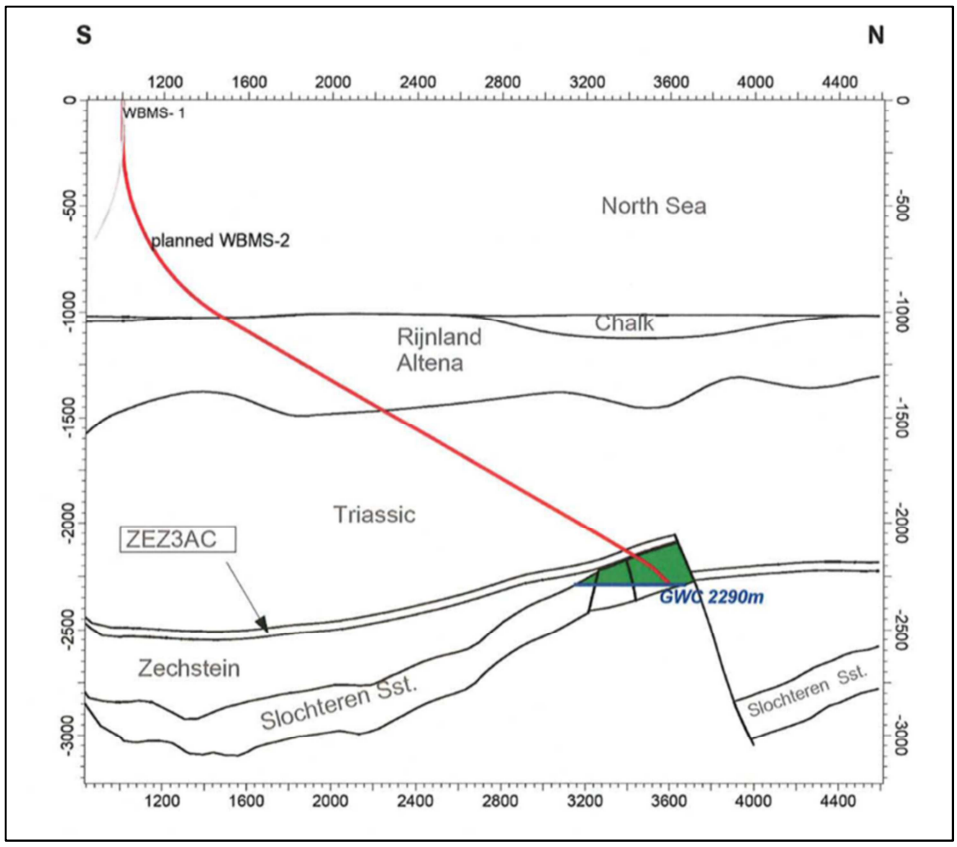
Figuur KKK.1 Structuurkaart van het Rustenburg gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Slochteren Formatie. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

KKK.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het gas dat momenteel uit het Rustenburg veld wordt geproduceerd is afkomstig uit zandsteenlagen van de Slochteren Formatie. Deze formatie behoort tot de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Verder naar het noorden zijn ook de Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten onderdeel van deze groep, maar in dit gebied zijn deze afwezig.
De Slochteren Formatie bestaat in dit gebied uit een dik zandsteenpakket, voornamelijk afgezet als duinzanden in een woestijnklimaat. Maar intervallen met fluviatiele zandafzettingen komen ook voor. Het veld heeft een gemiddelde reservoirkwaliteit.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

KKK.2 Structurele setting

Het Rustenburg veld heeft bevindt zich binnen een gekanteld breukblok en heeft een langgerekte NW-ZO georiënteerde structuur. De noordoostelijke begrenzing van het veld wordt gevormd door een breuk. Verder vormt de hellende gelaagdheid de begrenzing (*3-way dip closure*) (Figuur KKK.1). Het gas-water contact van het Rustenburg voorkomen is bepaald op 2290 meter diepte (Figuur KKK.2). Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur KKK.2 Doorsnede van het Rustenburg voorkomen (Winningsplan Rustenburg, NAM 2009).

KKK.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In KKK.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 3,9 kilometer.

KKK.3 Productie

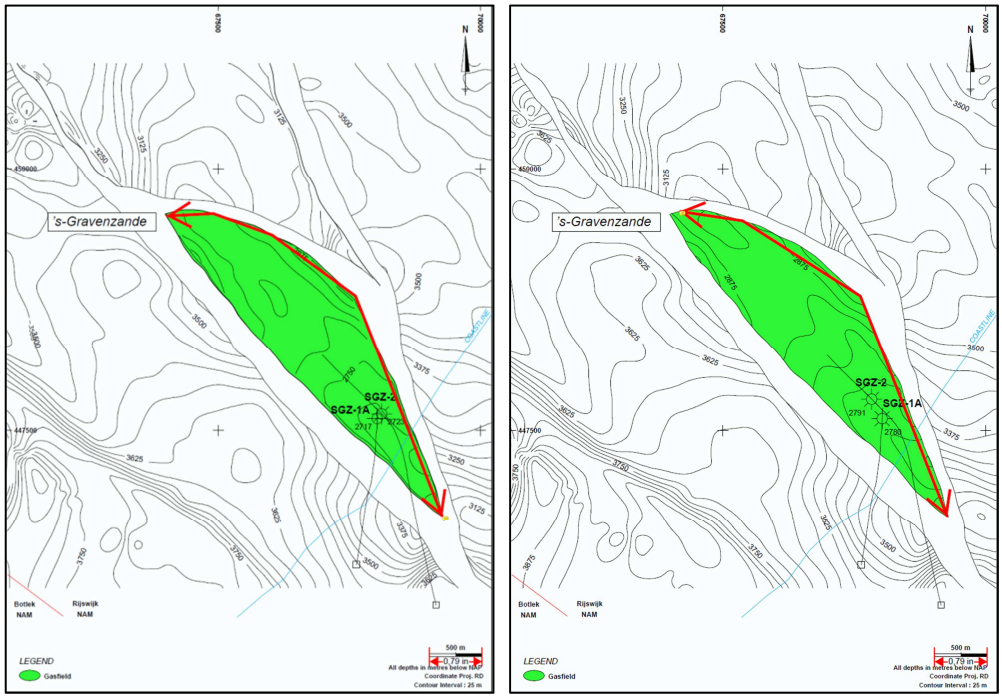
Het Rustenburg Rotliegend voorkomen is in totaal door twee putten aangeboord (RST-02-S1 en WBMS-02). De exploratieput RST-02-S1 is ingesloten. Het gas wordt geproduceerd door WBMS-02, vanaf de satellietlocatie Westbeemster (WBMS), en wordt vervolgens naar de behandelingsinstallatie Middelie-300 (MID300) getransporteerd. Hier wordt het samengevoegd met gas uit andere velden (Westbeemster) en wordt de totale gasstroom behandeld en opnieuw gecomprimeerd. Gasproductie uit het veld is gestart in 2009 en eindigt naar verwachting in 2019. De geschatte initiële gas hoeveelheid is 1,15 miljard Nm^3 waarvan 643 miljoen Nm^3 winbaar is. Dit komt overeen met een winningspercentage van 56%.
De initiële druk van de Slochteren Zandsteen was 250 bar, welke door reservoirdepletie zal afnemen tot de beoogde einddruk van 105 bar.

KKK.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Rustenburg gasveld tot en met 1 april 2016.

LLL s' Gravenzande

Het 's Gravenzande gasveld is ontdekt in 1997 door de boring SGZ-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Rijswijk van de NAM. Dit gasveld bevindt zich onder het kustgebied bij de stad Den Haag en ligt in de nabijheid van andere velden zoals Geestvaartpolder direct ten zuidoosten en Noorderdam ten westen van het veld. De zandsteenlagen van de Röt en Solling Formaties en de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep vormen het reservoirgesteente (Figuur LLL.1). Onder het gasgevulde deel van het reservoir bevindt zich tevens een dunne oliehoudende zone die momenteel niet wordt geproduceerd.
De productie van gas uit dit veld is gestart in 2002 en eindigt naar verwachting in 2018. Er zijn twee boringen gezet in dit veld, waarvan er één gas produceert.



Figuur LLL.1 Structuurkaart van het 's-Gravenzande gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Röt Formatie (links) en de Hardegsen Formatie (onderdeel van de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep) (rechts). (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

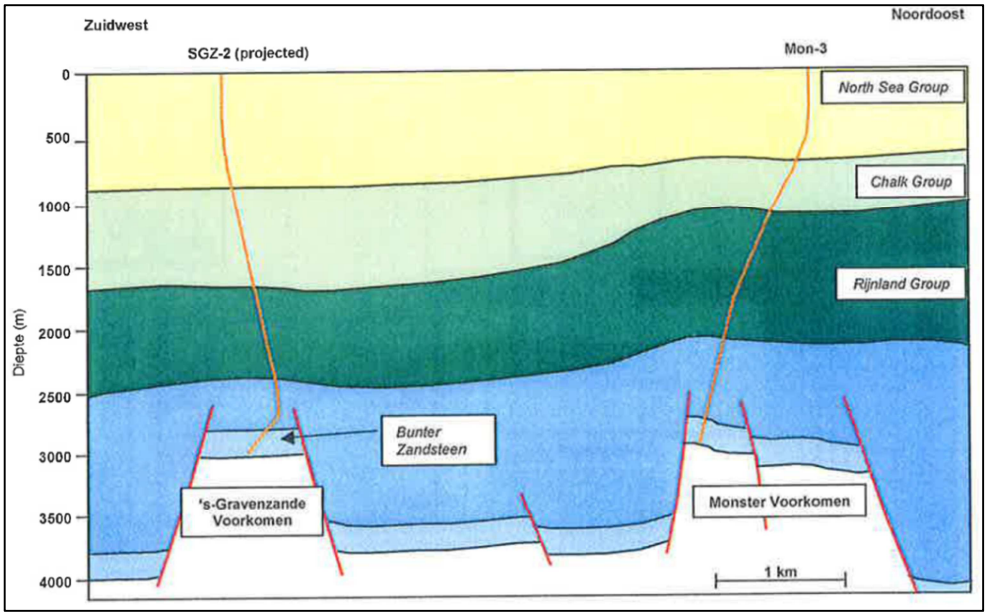
LLL.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Zandsteenlagen van de Röt en Solling Formaties en de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep vormen het reservoirgesteente van het 's-Gravenzande gasveld. De Röt Formatie bestaat in dit gebied uit een afwisseling van zand- en kleilagen die zijn afgezet in een lacustriene omgeving. De Solling Formatie wordt eveneens gekenmerkt door zand- en kleilagen, waarbij de zandige lagen in een vlechtend riviersysteem zijn afgezet en de kleilagen in een lacustriene omgeving. De reservoirkwaliteit van deze formaties is matig tot gemiddeld in dit gebied.
De Hoofd-Bontzandsteen Subgroep bestaat uit de Hardegsen, Detfurth en Volpriehausen Formaties. Deze formaties worden gekenmerkt door een afwisseling

van zand- en kleirijke lagen die zijn afgezet in fluviatiele, lacustriene en af en toe eolische omgeving. De zandige laagpakketten hebben een goede reservoirkwaliteit in dit gebied.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. De afsluitende lagen worden gevormd door kleilagen van Trias en Jura ouderdom.

LLL.2 Structurele setting

Het 's-Gravenzande gasveld wordt gevormd door een langgerekt, NW-ZO georiënteerd breukblok dat aan drie kanten begrensd wordt door afschuivingen (normale breuken) (Figuur LLL.2). Hierdoor ligt het breukblok hoger en is door juxtapositie van de Trias gesteenten tegen schalielagen van Jura ouderdom een *trap* gevormd. De vloeistofcontacten zijn niet aangeboord door beide putten in het veld. Daardoor zijn aannames gemaakt voor het gas-olie contact (GOC) op een diepte van ongeveer 3011 meter en het olie-water contact (OWC) op een diepte van ongeveer 3021 meter.
De gashoudende zandsteenlagen van de Röt en Solling Formaties en de Hoofd-Bontzandsteen Subgroep liggen in dit veld direct op elkaar en vormen samen één reservoir. De basis van het reservoir ligt voor het grootste deel van het veld hoger dan het GWC. Voor de compactieberekening is daarom een dikte van het gasvoerende pakket van 170 meter aangenomen voor dit deel van het veld. Deze gemiddelde dikte is bepaald door NAM en gegeven in het Winningsplan uit 2013. Waar de basis van het reservoir onder het GWC ligt is voor de berekening van de compactie voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur LLL.2 Doorsnede van het 's-Gravenzande gasveld (Winningsplan Gaag-Monster, NAM 2013).

LLL.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur LLL.1 is met

een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 4,2 kilometer.

LLL.3 Productie

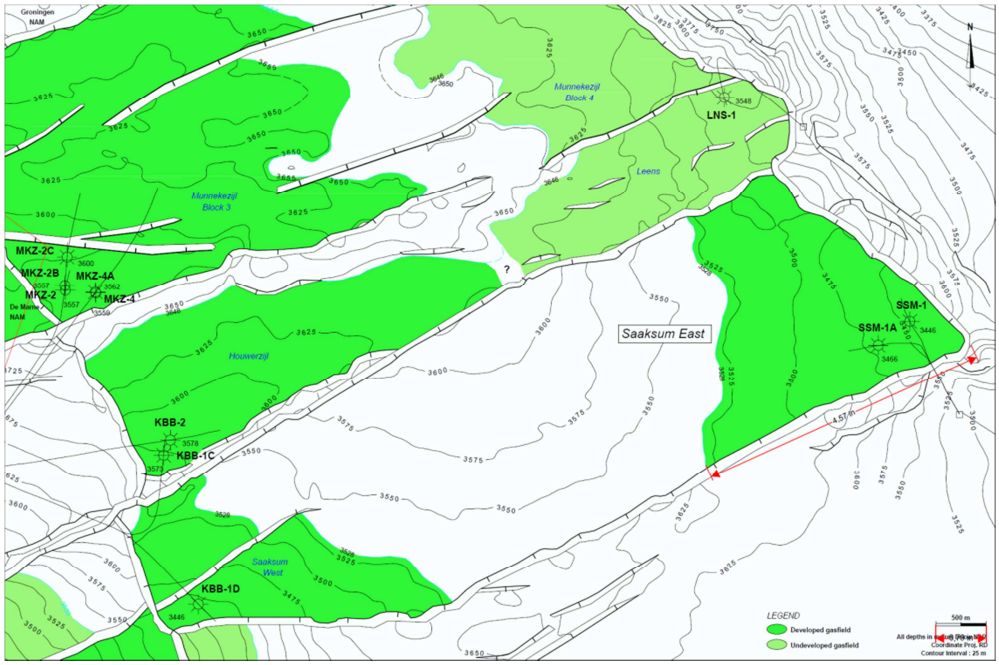
Er zijn in totaal twee boringen gezet in het ’s-Gravenzande veld. De eerste, SGZ-01, was een exploratieput en is afgesloten en verlaten. Gasproductie vindt enkel plaats via de boring SGZ-02, die in 2002 in productie is gegaan. De productie eindigt naar verwachting in 2018. Op dat moment is 83,6% van het aanwezige gas geproduceerd.
De initiële reservoirdruk was 308 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen tot 33 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 8 bar.

LLL.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het ‘s-Gravenzande gasveld tot en met 1 april 2016.

MMM Saaksum-Oost

Het Saaksum-Oost voorkomen is ontdekt in 1993 door boring SSM-01 en is gelegen binnen de winningsvergunningen Groningen en Noord-Friesland van de NAM. Dit voorkomen bevindt zich in het noordwesten van de provincie Groningen. Het is onderdeel van het Grijpskerk Noord systeem dat meerdere gasvelden omvat. Het Saaksum veld bestaat uit twee voorkomens, Saaksum-Oost en Saaksum-West (Figuur MMM.1). Het Boven-Slochteren Laagpakket van de Slochteren Formatie vormt hier het reservoirgesteente.
Gasproductie uit het voorkomen is gestart in 2000 en eindigt naar verwachting in 2020. Het voorkomen is in totaal door 2 putten aangeboord (SSM-01 en SSM-03) die momenteel beiden in productie zijn. De geschatte initiële hoeveelheid gas bedraagt 4,96 miljard Nm^3.



Figuur MMM.1 Structuurkaart van het Saaksum gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Laagpakket. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

MMM.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Saaksum-Oost voorkomen. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke playa en sabkha afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzand-afzettingen.

De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht en deze gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. De porositeit is hier goed ontwikkeld, maar de permeabiliteit van het reservoir is vrij matig.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

MMM.2 Structurele setting

De Saaksum-Oost en -West voorkomens bevinden zich binnen één breukblok, waarvan de gelaagdheid in het midden het diepst ligt en omhoog loopt naar zowel het oosten als het westen. Hierdoor zijn er twee aparte voorkomens ontstaan in de NO en ZW hoeken van dit breukblok (Figuur MMM.1). De begrenzende breuken hebben een ONO-WZW en een NW-ZO oriëntatie. De voorkomens grenzen niet aan elkaar maar hebben wel eenzelfde gas-water contact op 3528 meter diepte. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

MMM.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur MMM.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 2,9 kilometer.

MMM.3 Productie

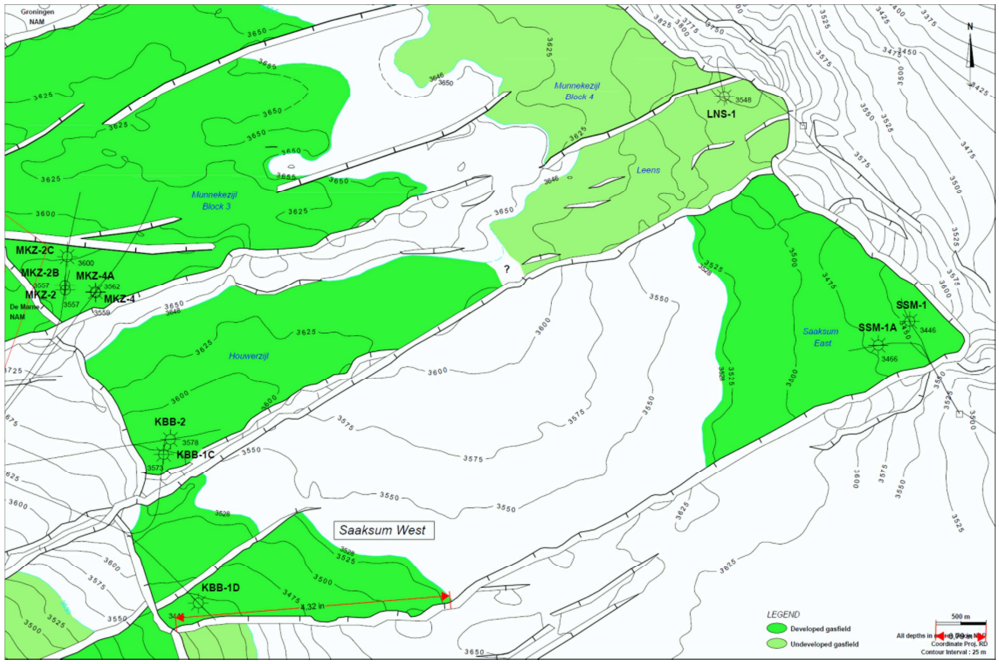
Het Saaksum-Oost voorkomen wordt geproduceerd door putten SSM-1 en SSM-3 vanuit de satellietlocatie Saaksum (SSM). Beide putten zijn momenteel in productie. Het gas wordt naar de Grijpskerk (GRK) faciliteiten getransporteerd, waar het wordt samengevoegd met gas uit andere velden. Hier wordt de totale gasstroom behandeld en opnieuw gecomprimeerd.
Gasproductie uit het veld is gestart in 2000 en eindigt naar verwachting in 2020. De geschatte initiële hoeveelheid gas is 4,96 miljard Nm^3 waarvan 514 miljoen Nm^3 nog te produceren was in 2013. Het verwachte winningspercentage is 52% maar een hoger winningspercentage van 75% wordt nagestreefd.
De initiële druk van de Slochteren Zandsteen was 412 bar, welke door reservoirdepletie is afgenomen tot ongeveer 163 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 115 bar.

MMM.4 Seismiciteit

De eerste, en enige, geïnduceerde beving in het Saaksum-Oost gasveld was een M_L=1,3 in december 2006. Aangezien deze bevingen een kleinere magnitude van 1,5 heeft en er maar één beving is geregistreerd worden de standaard figuren hier niet getoond.

NNN Saaksum-West

Het Saaksum-West voorkomen is ontdekt in 1999 door boring KBB-01-S4 en is gelegen binnen de winningsvergunningen Groningen en Noord-Friesland van de NAM. Dit voorkomen bevindt zich in het noordwesten van de provincie Groningen. Het is onderdeel van het Grijpskerk Noord systeem dat meerdere gasvelden omvat. Het Saaksum veld bestaat uit twee voorkomens, Saaksum-Oost en Saaksum-West (Figuur NNN.1). Het Boven-Slochteren Laagpakket van de Slochteren Formatie vormt hier het reservoirgesteente.
Gasproductie uit het veld is gestart in 1999 en eindigt naar verwachting in 2027. Het Saaksum-West veld is door één put aangeboord welke momenteel in productie is. De geschatte initiële hoeveelheid gas bedraagt 2,20 miljard Nm^3.



Figuur NNN.1 Structuurkaart van het Saaksum gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren laagpakket. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

NNN.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Saaksum-West voorkomen. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke playa en sabkha afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzand-afzettingen.

De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht en deze gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. De porositeit is hier goed ontwikkeld, maar de permeabiliteit van het reservoir is vrij matig.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

NNN.2 Structurele setting

De Saaksum-Oost en -West voorkomens bevinden zich binnen één breukblok, waarvan de gelaagdheid in het midden het diepst ligt en omhoog loopt naar zowel het oosten als het westen. Hierdoor zijn er twee aparte voorkomens ontstaan in de NO en ZW hoeken van dit breukblok (Figuur NNN.1). De begrenzende breuken hebben een ONO-WZW en een NW-ZO oriëntatie. De voorkomens grenzen niet aan elkaar maar hebben wel eenzelfde gas-water contact op 3528 meter diepte. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

NNN.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

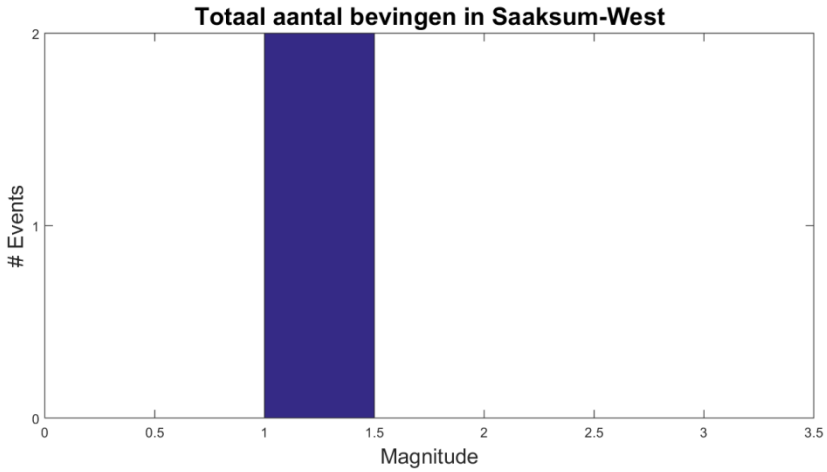
De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur NNN.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 2,7 kilometer.

NNN.3 Productie

Het Saaksum-West veld wordt geproduceerd door put KBB-01-S4 vanuit de satellietlocatie Krabburen (KBB). Het gas wordt naar de Grijpskerk (GRK) faciliteiten getransporteerd waar het wordt samengevoegd met gas uit andere velden. Hier wordt de totale gasstroom behandeld en opnieuw gecomprimeerd. Gasproductie uit het veld is gestart in 1999 en eindigt naar verwachting in 2027. De geschatte initiële gashoeveelheid is 2,20 miljard Nm^3 waarvan 404 miljoen Nm^3 nog te produceren was in 2013. Het nagestreefde winningspercentage is 71%, terwijl het verwachte winningspercentage 63% is.
De initiële druk van de Slochteren Zandsteen was 412 bar, welke door reservoirdepletie is afgenomen tot ongeveer 201 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 134 bar.

NNN.4 Seismiciteit

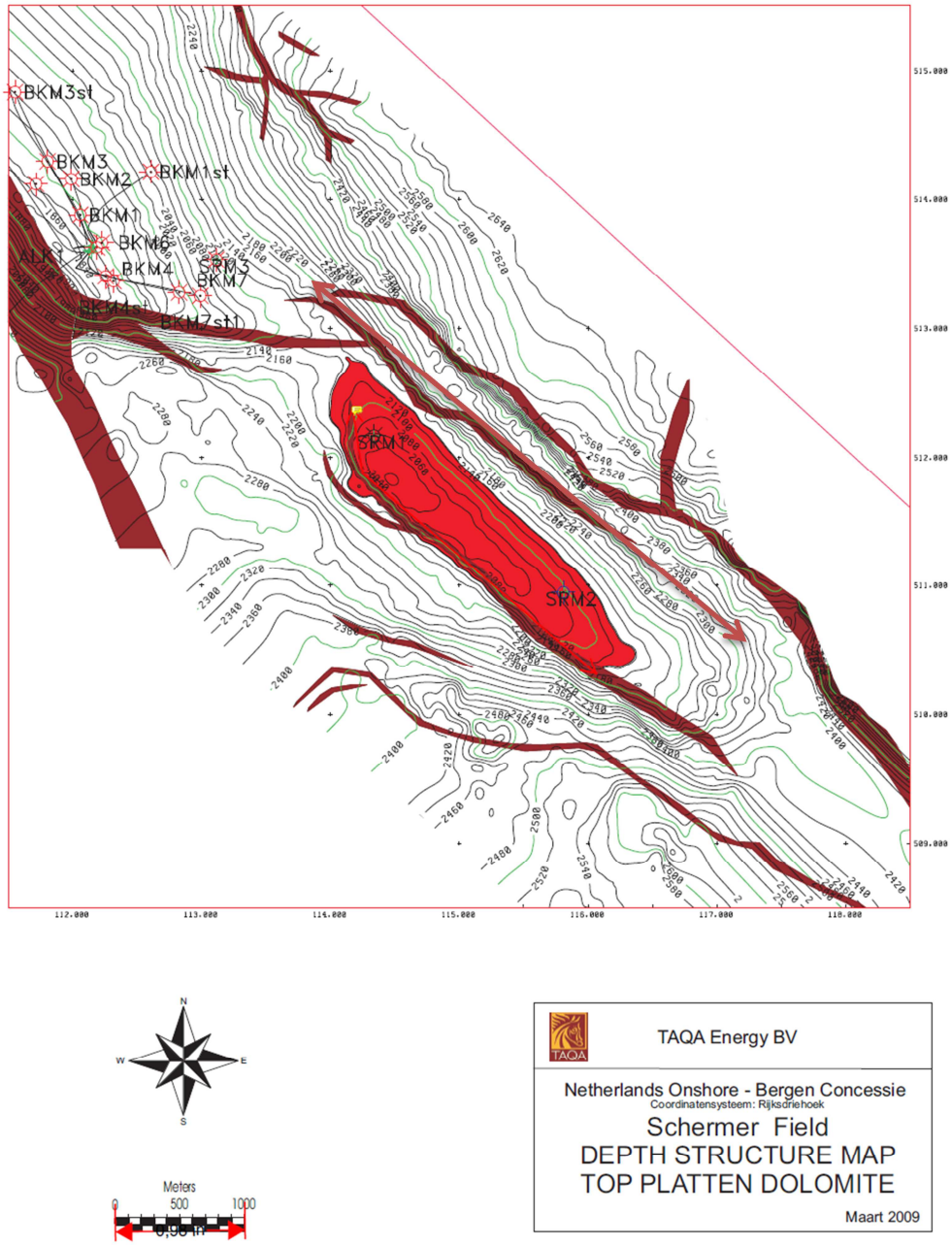
Er zijn twee bevingen geregistreerd in het Saaksum-West gasveld. De eerste beving vond plaats in 2013 (M_L=1,0). De grootste beving was een M_L=1,4 in 2015.



Figuur NNN.2 Histogram van alle bevingen die in het Saaksum-Oost gasveld zijn opgetreden (tot 1 april 2016).

OOO Schermer

Het Schermer gasveld is ontdekt in 1964 door de boring SRM-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Bergen 2 van Taqa Onshore B.V. Dit gasveld ligt geografisch gezien in de provincie Noord-Holland, ten zuidoosten van de stad Alkmaar. De kalksteenlagen van het Zechstein Z3 Carbonaat Laagpakket (Platten Dolomiet), die zich op een diepte van ongeveer 2100 meter bevinden, vormen hier het reservoirgesteente.
De productie van gas uit dit veld is gestart in 1979 via de put SRM-01. Het moment van beëindiging van de gasproductie is nog niet bekend omdat dit afhangt van de resterende productieduur van andere velden die zich binnen deze vergunning bevinden.



Figuur OOO.1 Structuurkaart van het Schermer gasveld (www.nlog.nl).

OOO.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De kalksteenlagen van het Zechstein Z3 Carbonaat Laagpakket, ook wel de Platten Dolomiet genoemd, vormen het reservoirgesteente van het Schermer veld en hebben een dikte van 30-50 meter. Dit laagpakket is afgezet in de ondiepe delen van het Zechstein bekken.

De dikste ontwikkeling van deze dolomietbanken is te vinden in de sub-bekkens, waarna het pakket steeds dunner wordt in de richting van het centrum van het noordelijker gelegen bekken. Terwijl de Platten Dolomiet dunner wordt, wordt het Z3 Anhydriet laagpakket, dat er bovenop ligt, steeds dikker. Binnen de Platten Do-

lomiet kunnen drie typen afzettingen worden onderscheiden die een afnemende waterdiepte weerspiegelen:

- Goed gelamineerde carbonaat mudstone en wackestone (lagunair milieu, 5-15 meter diep).
- Oolitische en algen packstones en grainstones (getijden milieu, 3-8 meter diep).
- Fijn-kristallijne dolomiet met packstone/grainstone textuur met sedimentaire structuren en verdrogingsscheuren opgevuld met anhydriet (0-5 meter diep).

Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. De afsluitende lagen worden gevormd door zout- en anhydrietlagen in de bovenliggende Z3 en Z4 laagpakketten van de Zechstein Groep.

OOO.2 Structurele setting

Het veld wordt begrensd door breuken aan de zuidwestzijde en door de hellende gelaagdheid aan de noordoostzijde. Het betreft een half graben en de structuur wordt ook wel een *fault-dip closure* genoemd. Het gas-water contact (GWC) bevindt zich op een diepte van ongeveer 2175 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

OOO.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur OOO.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 2,9 kilometer.

OOO.3 Productie

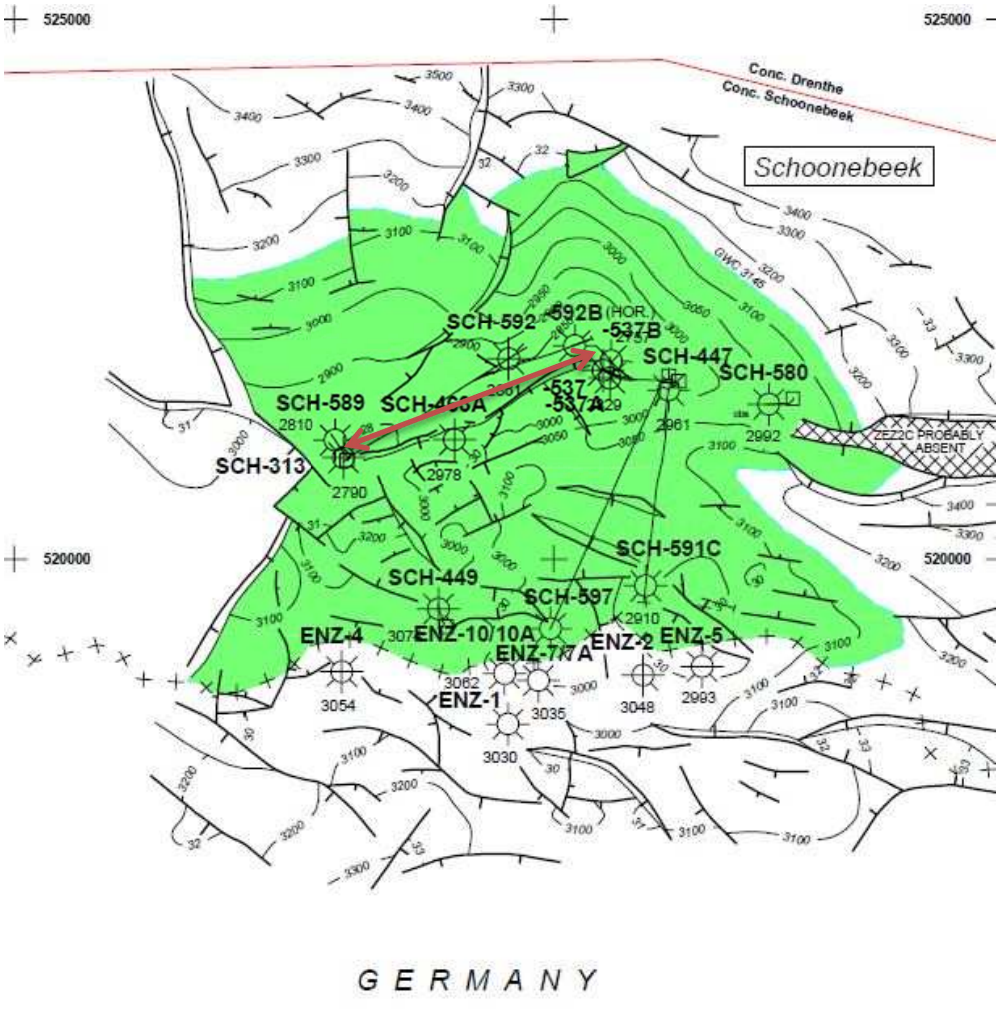
De productie van gas is gestart in 1979 via de put SRM-01. In 1995 is een tweede put geboord door deze formatie (SRM-04), maar deze was gericht op de onderliggende Slochteren Zandsteen en heeft nooit gas geproduceerd uit het Zechstein reservoir. De beëindiging van de gasproductie vindt op hetzelfde moment plaats voor alle velden die liggen binnen dezelfde vergunning. De resterende productieduur van het Schermer veld is dus afhankelijk van de andere velden in de vergunning. Wanneer dit precies plaats zal vinden is niet bekend.

OOO.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Schermer voorkomen tot en met 1 april 2016.

PPP Schoonebeek Gas

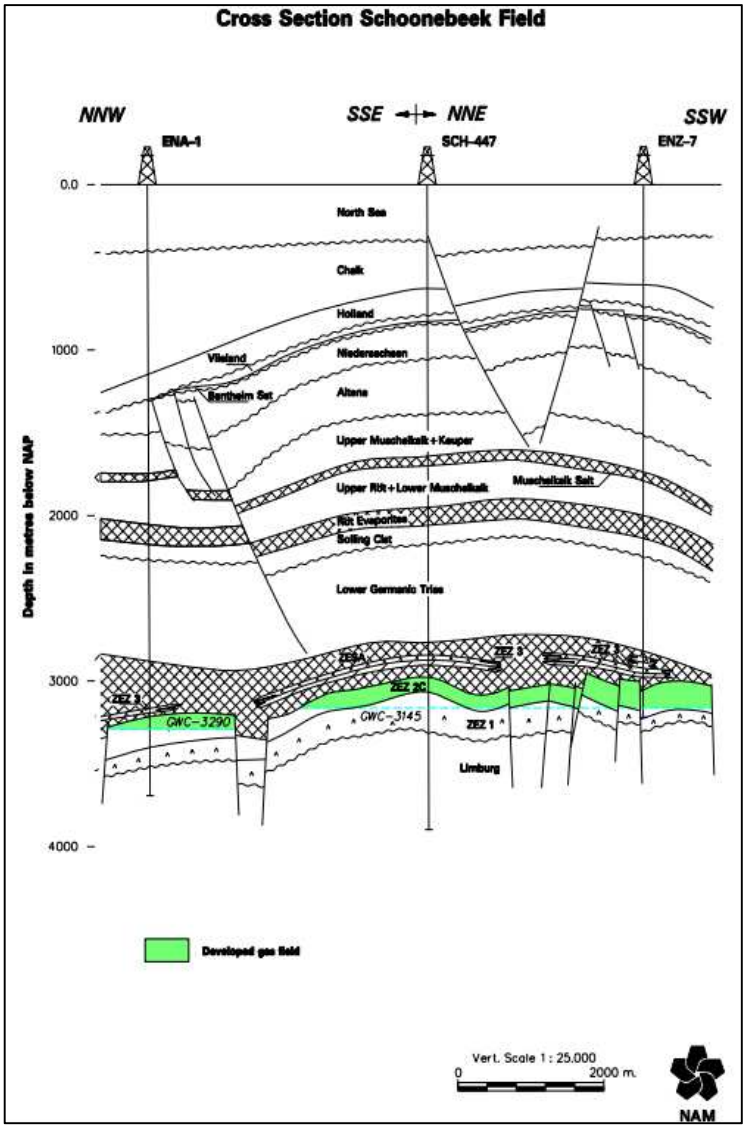
Het Schoonebeek gasveld is ontdekt in 1957 door de boring SCH-313 en is gelegen binnen de winningsvergunning Schoonebeek van de NAM. Het zuidelijke deel van het veld ligt in Duitsland. Het Zechstein Z2 Carbonaat Laagpakket vormt het reservoirgesteente van dit veld en heeft een vrij complexe structuur. Het veld wordt begrensd door breuken en hellende gelaagdheid, maar ook binnen het veld zijn een groot aantal breuken aanwezig (Figuur PPP.1).
Er zijn in totaal 19 boringen gezet in het Schoonebeek gasveld, waarvan er 9 bruikbaar zijn geweest voor productie. Momenteel zijn er nog 3 producerende putten en een aantal anderen worden gebruikt voor waterinjectie. In 1957 is de gasproductie uit het Schoonebeek gasveld gestart en naar verwachting eindigt dit in 2022.



Figuur PPP.1 Structuurkaart van het Schoonebeek gasveld (Winningsplan Schoonebeek, NAM 2003). Het Zechstein Z2 Carbonaat Laagpakket vormt hier het reservoirgesteente.

PPP.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Zechstein Z2 Carbonaat Laagpakket (ZEZ2C) (Laat-Perm) bestaat uit relatief dikke gededolomitiseerde kalksteenbanken. In het westen zijn deze afgezet op de flanken van een rif, in de *lower slope* omgeving, maar verder naar het oosten verandert het afzettingsmilieu in een platform facies. De kalkstenen van de *slope* facies worden gekarakteriseerd door een lage porositeit. Dit is het gevolg van dedolomitisatie, wat een sterk verlagend effect heeft op de reservoirporositeit en permeabiliteit. De kalkstenen afgezet in de platform facies hebben een hogere porositeit. Stroming van gas vindt voornamelijk plaats door open breuken en scheurtjes in het gesteente. Deze zijn beter ontwikkeld in de *slope* afzettingen in het westen en daar is dus de permeabiliteit ook hoger. Het gas in dit reservoir is gemigreerd uit de dieper gelegen Limburg Groep (Laat-Carboon), maar gedeeltelijk ook afkomstig uit organisch rijke lagen in de Zechstein Groep zelf. Bovenliggende zout- en anhydrietlagen vormen het afsluitende pakket wat ervoor gezorgd heeft dat gas zich in het ZEZ2C Laagpakket heeft geaccumuleerd.



Figuur PPP.2 Schematische doorsnede van het Schoonebeek gasveld (Winningsplan Schoonebeek, NAM 2003).

PPP.2 Structurele setting

Het Schoonebeek gasveld heeft een vrij complexe structuur en wordt aan meerdere zijden begrensd door breuken, maar op plaatsen ook door de hellende gelaagdheid. Ook binnen het veld bevinden zich een groot aantal breuken. De openstaande scheuren en breukjes die op kleinere schaal aanwezig zijn verhogen de permeabiliteit van het reservoir. Het gas-water contact (GWC) in dit veld is bepaald op een diepte van 3145 meter met behulp van drukdata (Figuur PPP.2). Omdat in bepaalde delen van het veld het GWC dieper ligt dan de basis van het reservoir (Figuur PPP.2), is in de compactieberekening op die plekken voor de dikte van het gasvoerende reservoir een gemiddelde dikte aangenomen. Deze gemiddelde dikte van 100 meter is bepaald door de NAM en gegeven in het Winningsplan uit 2003.

PPP.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

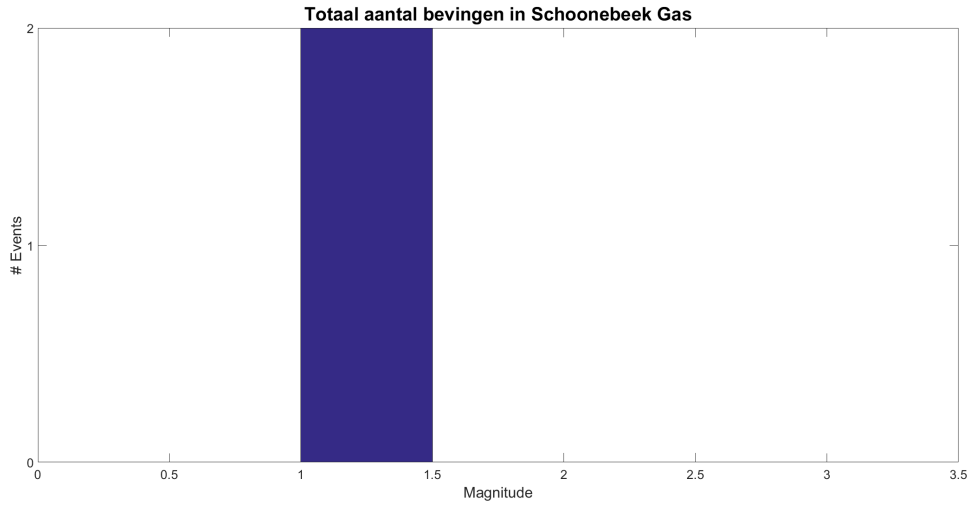
De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur PPP.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 3,4 kilometer.

PPP.3 Productie

Gasproductie uit het Schoonebeek veld is gestart in 1957. Er zijn 9 boringen gezet die bruikbaar zijn voor gasproductie, waaronder 2 Duitse boringen. Op dit moment zijn er drie boringen nog in productie. Gas gewonnen uit deze boringen komt samen op 2 locaties, de productielocatie bij de boring SCH-313 en een satellietlocatie bij de boring SCH-447. Op de productielocatie wordt het gas gedroogd en doorgestuurd naar de gaszuiveringsinstallatie. Formatiewater dat vrijkomt bij het drogen van gas wordt samen met water uit andere velden geherinjecteerd in het Schoonebeek veld via een aantal gasboringen en oude olieboringen.
De initiële reservoirdruk was 358 bar. Dat is door productie van gas gedaald naar 118 bar in 2003 en is inmiddels nog verder gedaald. De beoogde einddruk is 88 bar. Een groot deel van het verwachte winningspercentage van 83% is inmiddels geproduceerd, waardoor naast de reservoirdruk ook de jaarlijkse gasproductie ver gedaald is ten opzichte van de initiële productiesituatie.

PPP.4 Seismiciteit

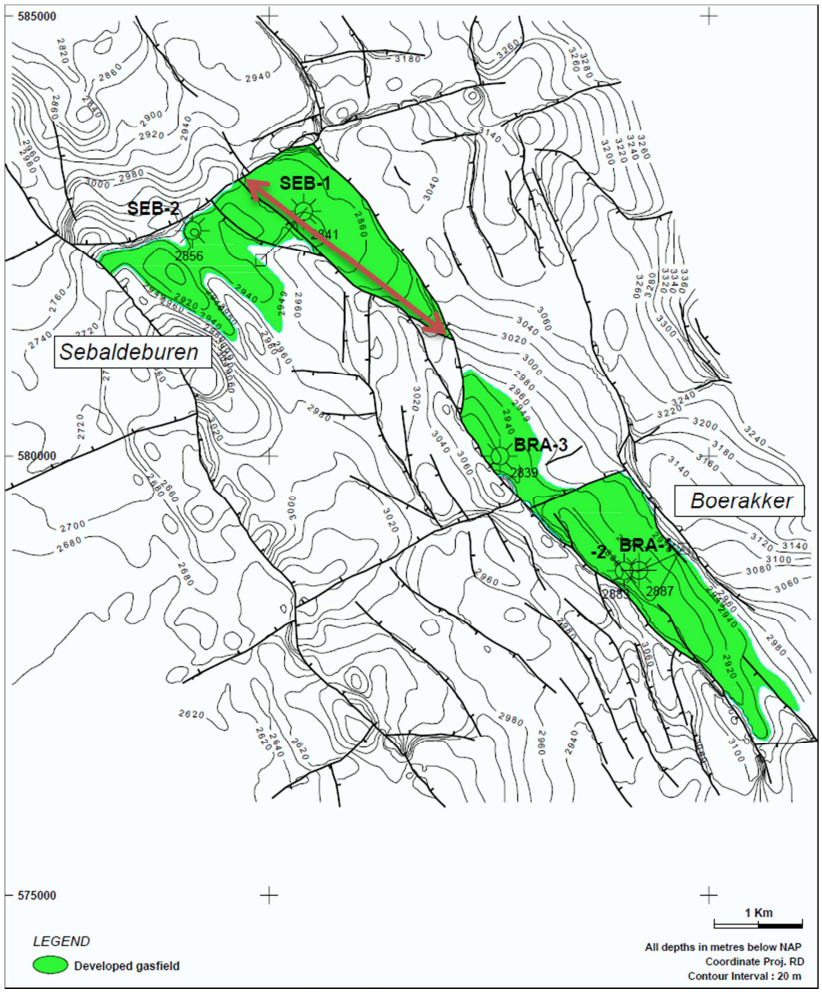
De eerste geïnduceerde beving in het Schoonebeek geassocieerd gasveld was een M_L=1,3 in september 1994. Tot 1 januari 2015 zijn in totaal 2 bevingen geregistreerd, geen boven de M_L=1,5. De grootste magnitude is een M_L=1,4 van 14 december 2002.



Figuur PPP.3 Histogram van alle bevingen die in het Schoonebeek gasveld zijn opgetreden (tot 01-01-2015).

QQQ Sebaldeburen

Het Sebaldeburen gasveld werd in 1990 ontdekt door de boring SEB-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Groningen van de NAM. Dit veld ligt in het westen van de provincie Groningen en maakt deel uit van een cluster voorkomens (Boerakker, Molenpolder, Pasop en Sebaldeburen) behorend tot het Grijpskerk-Zuid systeem. Het reservoirgesteente wordt gevormd door zandsteenlagen van de Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket (Figuur QQQ.1).
De gasproductie is gestart in 1997 en eindigt naar verwachting in 2017. Er zijn twee putten geboord in dit veld, waarvan er momenteel nog één in productie is.



Figuur QQQ.1 Structuurkaart van het Sebaldeburen gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Laagpakket.

QQQ.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Sebaldeburen gasveld. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende

depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan uit fluviatiele en eolische zandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht. Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat over het algemeen aanzienlijk minder klei en kent daarom vaak een betere reservoirkwaliteit. Het gas bevindt zich in dit veld voornamelijk in het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket. In dit veld zijn de reservoireigenschappen van dit laagpakket goed.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

QQQ.2 Structurele setting

Het veld wordt begrensd door zowel NW-ZO en NO-ZW georiënteerde breuken als door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*) (Figuur QQQ.1). Verder zijn een aantal interne breuken aanwezig, met eveneens een NW-ZO oriëntatie, die het veld opdelen in twee breukblokken. Het gas-water contact bevindt zich op een diepte van 2949 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

QQQ.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur QQQ.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 2,9 kilometer.

QQQ.3 Productie

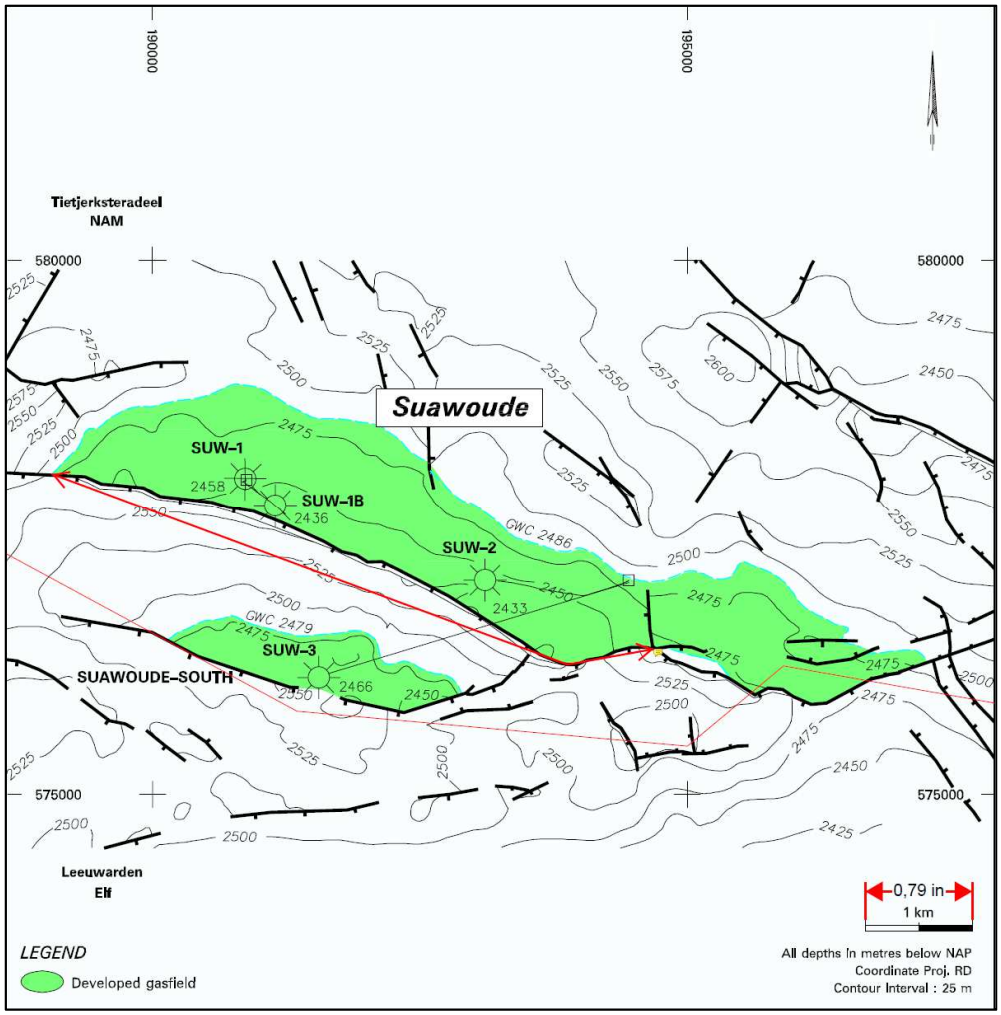
Beide breukblokken van het Sebaldeburen gasveld zijn aangeboord. Het oostelijke blok door de put SEB-01 en het westelijke blok door SEB-02. De gasproductie is gestart in 1997 via SEB-01 en later, in 2003, aangevuld door SEB-02. De productie uit SEB-02 is inmiddels weer gestopt. Het geproduceerde gas wordt via de satellietlocatie OZD naar de Grijpskerk-Zuid gasbehandelingsinstallatie getransporteerd. Hier wordt het gas gecomprimeerd en op specificatie gebracht voor levering aan GasTerra. De gasproductie eindigt naar verwachting in 2017, wanneer ongeveer 78% van de initieel aanwezige gashoeveelheid is geproduceerd. De initiële reservoirdruk was 338 bar, maar door depletie is deze afgenomen tot 235 bar in 2003. De beoogde einddruk is 30 bar.

QQQ.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Sebaldeburen gasveld tot en met 1 april 2016.

RRR Suawoude

Het Suawoude veld is ontdekt in 1965 door de boring SUW-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Tietjerksteradeel van de NAM. Het ligt in de provincie Friesland, ten oosten van de stad Leeuwarden. Het veld kent twee voorkomens, een in de Vlieland Zandsteen Formatie en een in de Boven-Rotliegend Groep (Figuur RRR.1). Omdat de eerste niet economisch produceerbaar is zal deze hier niet verder beschreven worden.
De gasproductie is gestart in 1984, en eindigt naar verwachting in 2015. Er zijn drie putten geboord in dit veld, die alle drie zijn gebruikt voor de productie van gas. Geen van deze putten is momenteel in productie.



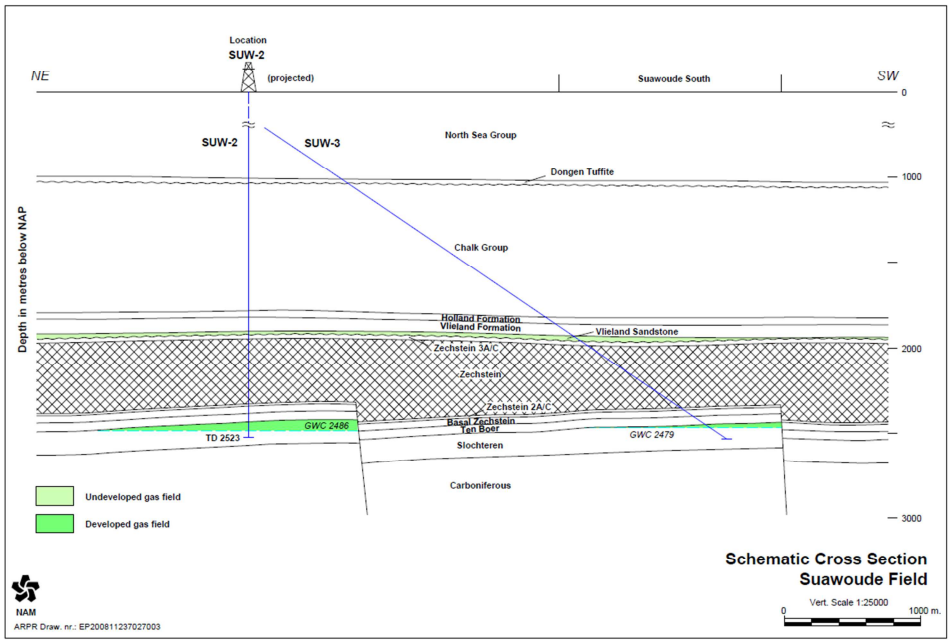
Figuur RRR.1 Structuurkaart van het Suawoude gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Slochteren Formatie. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

RRR.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Boven Rotliegend Groep (Perm ouderdom) vormt het reservoirgesteente van het Suawoude gasveld. Deze groep bestaat in dit gebied uit twee verschillende lithostratigrafische eenheden die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. Het Ten Boer Kleisteen Laagpakket bestaat uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Slochteren Formatie bestaat in dit gebied uit fluviatiele en eolische zandafzettingen, eveneens afgezet in een woestijnomgeving.
De reservoirkwaliteit van het Ten Boer Kleisteen laagpakket is slecht. Dit interval wordt vaak gezien als een *waste zone*, wat betekent dat het wel gasvoerend is, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Formatie bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. Ook in dit veld is de reservoirkwaliteit van dit gesteentepakket goed.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

RRR.2 Structurele setting

Het Suawoude veld bestaat uit een tweetal gekantelde breukblokken begrensd door breuken in een WNW-OZO richting (Figuur RRR.2). De overige zijden van beide compartimenten worden afgesloten door de hellende gelaagdheid (*3-way dip closure*). Het gas-water contact van het noordelijke compartiment ligt op een diepte van 2486 meter en die van het zuidelijke compartiment op een diepte van 2479 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur RRR.2 Geologische doorsnede door het Suawoude gasveld (Winningsplan Tietjerk, NAM 2012).

RRR.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur RRR.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 5,9 kilometer.

RRR.3 Productie

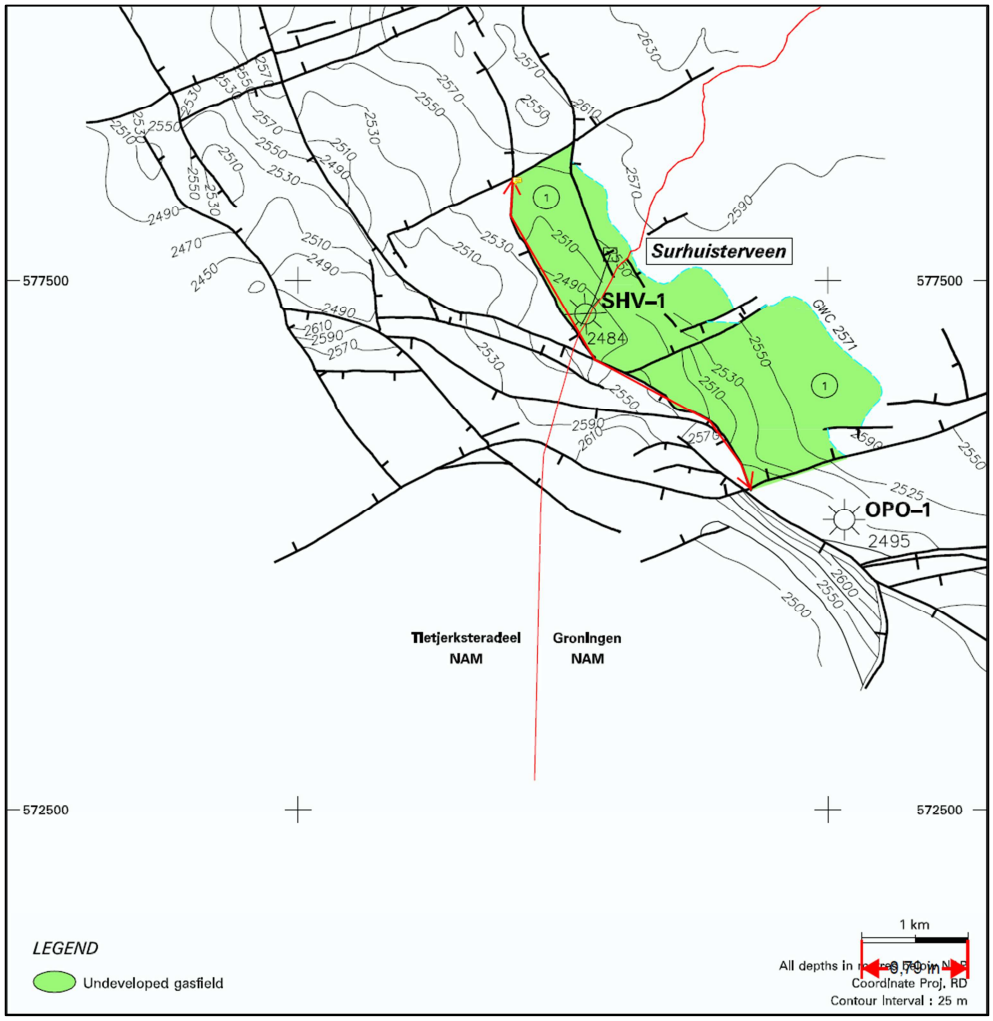
Dit veld is door drie putten aangeboord. De putten SUW-01 en SUW-201 staan in het noordelijke blok en de put SUW-03 in het zuidelijke blok. Deze putten hebben alle drie gas geproduceerd, maar SUW-01 is reeds verlaten en SUW-03 is sinds 1998 gesuspendeerd. Ook SUW-201 produceert sinds 2011 geen gas meer, maar het winningsplan vermeld dat naar verwachting gedurende een korte periode (2014 en 2015) nog een kleine hoeveelheid gas (29 miljoen Nm^3) kan worden geproduceerd via deze put. Dit kan echter alleen als een putinterventie wordt uitgevoerd. Tot op heden heeft deze productie nog niet plaatsgevonden. De productie is gestart in 1984 en eindigt naar verwachting in 2015. Op dat moment is ongeveer 47% van de initieel aanwezige gashoeveelheid geproduceerd. Dit percentage is relatief laag vanwege de onzekerheid in de aanwezige hoeveelheid gas.
De initiële reservoirdruk bedraagt 283 bar, maar door depletie is deze afgenomen tot 41 bar in 2012. De beoogde einddruk is 30 bar.

RRR.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Suawoude gasveld tot en met 1 april 2016.

SSS Surhuisterveen

Het Surhuisterveen veld is ontdekt in 1991 door boring SHV-01 en is gelegen op de grens tussen de winningsvergunningen Groningen en Tietjerksteradeel van de NAM (Figuur SSS.1). Dit veld is onderdeel van het UMOG systeem dat meerdere gasvelden omvat. De Boven-Rotliegend Groep vormt hier het reservoirgesteente. Gasproductie uit het veld is gestart in 2008 via de enige boring in het veld (SHV-01) en eindigt naar verwachting in 2019.



Figuur SSS.1 Structuurkaart van het Surhuisterveen gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Laagpakket. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

SSS.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Boven Rotliegend Groep (Perm ouderdom) vormt het reservoirgesteente van het Surhuisterveen veld. Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus.

De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke playa en sabkha afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzand-afzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht en deze gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. De porositeit en permeabiliteit van het reservoir zijn gemiddeld op deze locatie.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

SSS.2 Structurele setting

Het Surhuisterveen veld wordt aan de zuidwestzijde begrenst door een breuk die een NNW-ZZO oriëntatie heeft en over de volle lengte van het veld loopt. De overige zijden van het voorkomen worden begrensd door de hellende gelaagdheid. Tevens is het veld opgedeeld in twee breukblokken door een breuk die globaal een NO-ZW trend heeft. Het gas-water contact ligt op gelijke diepte voor de twee breukblokken (2571 meter). Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

SSS.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur SSS.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 3,9 kilometer.

SSS.3 Productie

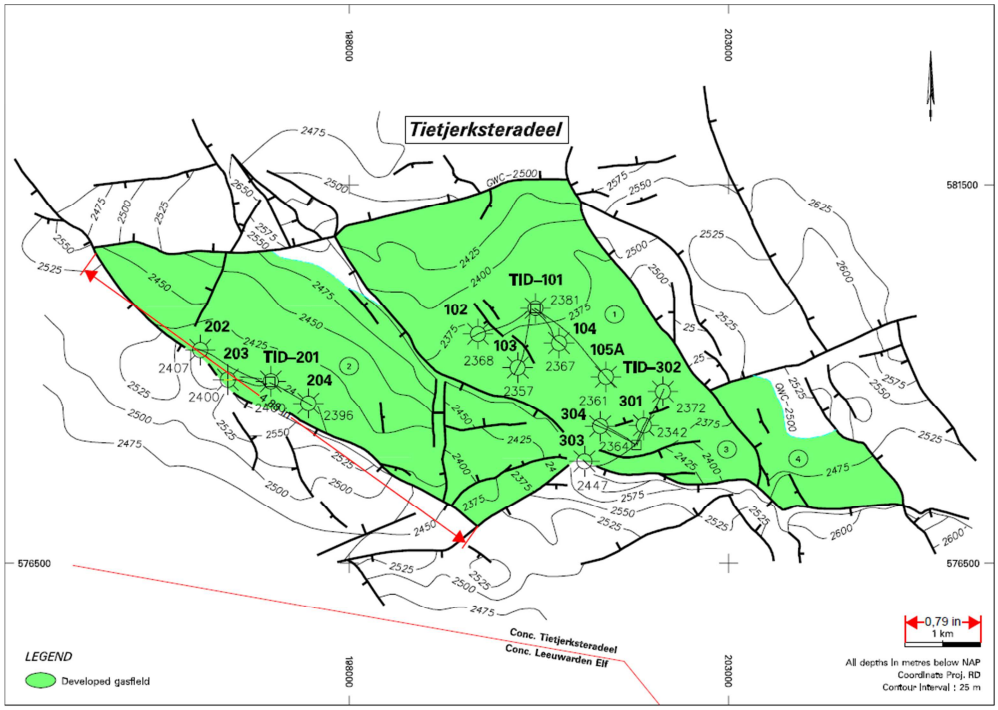
Het Surhuisterveen veld wordt geproduceerd door middel van één put (SHV-01) vanaf de satellietlocatie SHV. Het gas wordt van deze satellietlocatie naar de gasbehandelingsinstallatie URE-1 getransporteerd waar het wordt samengevoegd met gas uit andere velden en wordt ontwaterd.
Gasproductie uit het veld is gestart in 2008 en eindigt naar verwachting in 2019. Van 2008 tot en met 2011 werd 136 miljoen Nm^3 gas geproduceerd. De verwachte gasproductie van 2012 tot en met 2018 is 133 miljoen Nm^3. Het verwachte winningspercentage is 77,2%.
De initiële druk van de Slochteren Zandsteen was 292 bar, welke door reservoirdepletie is afgenomen tot ongeveer 151 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 87 bar.

SSS.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Surhuisterveen gasveld tot en met 1 april 2016.

TTT Tietjerksteradeel

Het Tietjerksteradeel gasveld werd ontdekt in 1965 door de boring TID-101 en ligt in het oosten van de provincie Friesland. Dit veld heeft twee geïsoleerde voorkomens, een in de zandsteenlagen van de Slochteren Formatie (Figuur TTT.1) en een in het Friesland Laagpakket (onderdeel van de Vlieland Zandsteen Formatie). Het Slochteren voorkomen is gelegen binnen de winningsvergunning Tietjerksteradeel van de NAM en het Friesland voorkomen ligt zowel binnen de winningsvergunning Tietjerksteradeel als binnen de winningsvergunning Leeuwarden van Vermillion. Volgens de DHAIS analyse is de kans op, aan gaswinning gerelateerde, geïnduceerde bevingen in het Friesland voorkomen verwaarloosbaar, daarom wordt deze hier niet verder beschreven.
Het Slochteren voorkomen is aangeboord door 13 putten, waarvan er 12 in productie zijn genomen. De productie van gas is gestart in 1974 en eindigt naar verwachting in 2015.



Figuur TTT.1 Structuurkaart van het Slochteren voorkomen van het Tietjerksteradeel gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Boven-Rotliegend Groep. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

TTT.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente van het Tietjerksteradeel gasveld. Deze formatie is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom), die in dit gebied uit twee verschillende lithostratigrafische eenheden bestaat. Deze worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. Het Ten Boer Kleisteen laagpakket bestaat uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het

Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Slochteren Formatie bestaat in dit gebied uit fluviatiele en eolische zandafzettingen, eveneens afgezet in een woestijnomgeving. De reservoirkwaliteit van het Ten Boer Kleisteen laagpakket is slecht. Dit interval wordt vaak gezien als een *waste zone*, wat betekent dat het wel gasvoerend is, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Formatie bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. Ook in dit veld is de reservoirkwaliteit van dit gesteentepakket goed.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

TTT.2 Structurele setting

Het Slochteren voorkomen wordt begrensd door breuken met een NW-ZO en O-W oriëntatie (Figuur TTT.1). In bepaalde kleine gebieden wordt de begrenzing gevormd door de hellende gelaagdheid en het gas-water contact dat zich op een diepte van 2500 meter bevindt. Het voorkomen kent een aantal interne breuken die het geheel opdelen in meerdere compartimenten. Daarom is een groot aantal boringen nodig om zoveel mogelijk gas uit het voorkomen te onttrekken. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

TTT.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

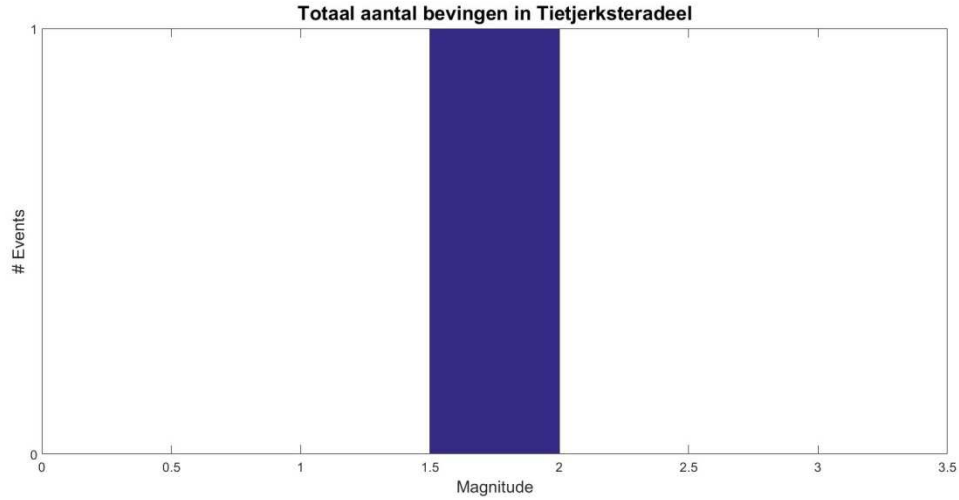
De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur TTT.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 6,2 kilometer.

TTT.3 Productie

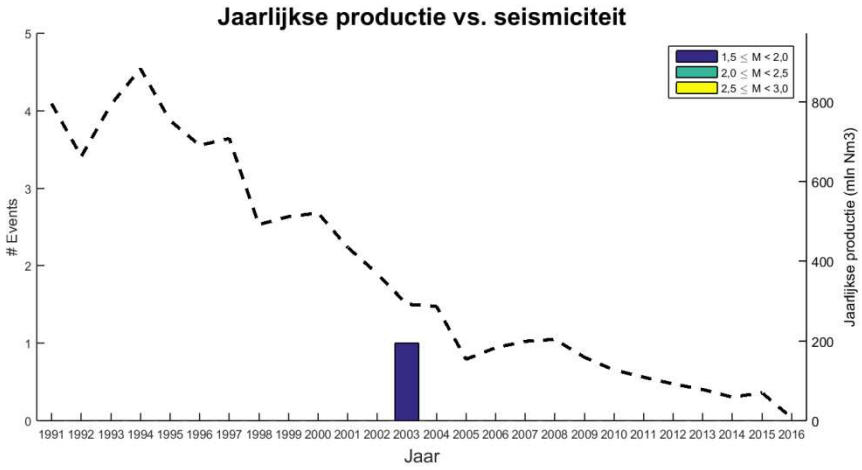
De gasproductie uit het Slochteren voorkomen is gestart in 1974 en eindigt naar verwachting in 2015. 12 van de 13 putten in dit voorkomen zijn gebruikt voor de productie van gas. Momenteel zijn er daarvan nog 5 in productie. De verwachte nog te produceren hoeveelheid gas vanaf 2013 bedraagt 92 miljoen Nm^3. Het uiteindelijke winningspercentage van dit voorkomen komt daarmee uit op ongeveer 96%.
De initiële reservoirdruk in het Slochteren voorkomen was 284 bar, maar door depletie is deze afgenomen tot 17 bar in 2012. De beoogde einddruk bedraagt eveneens 17 bar.

TTT.4 Seismiciteit

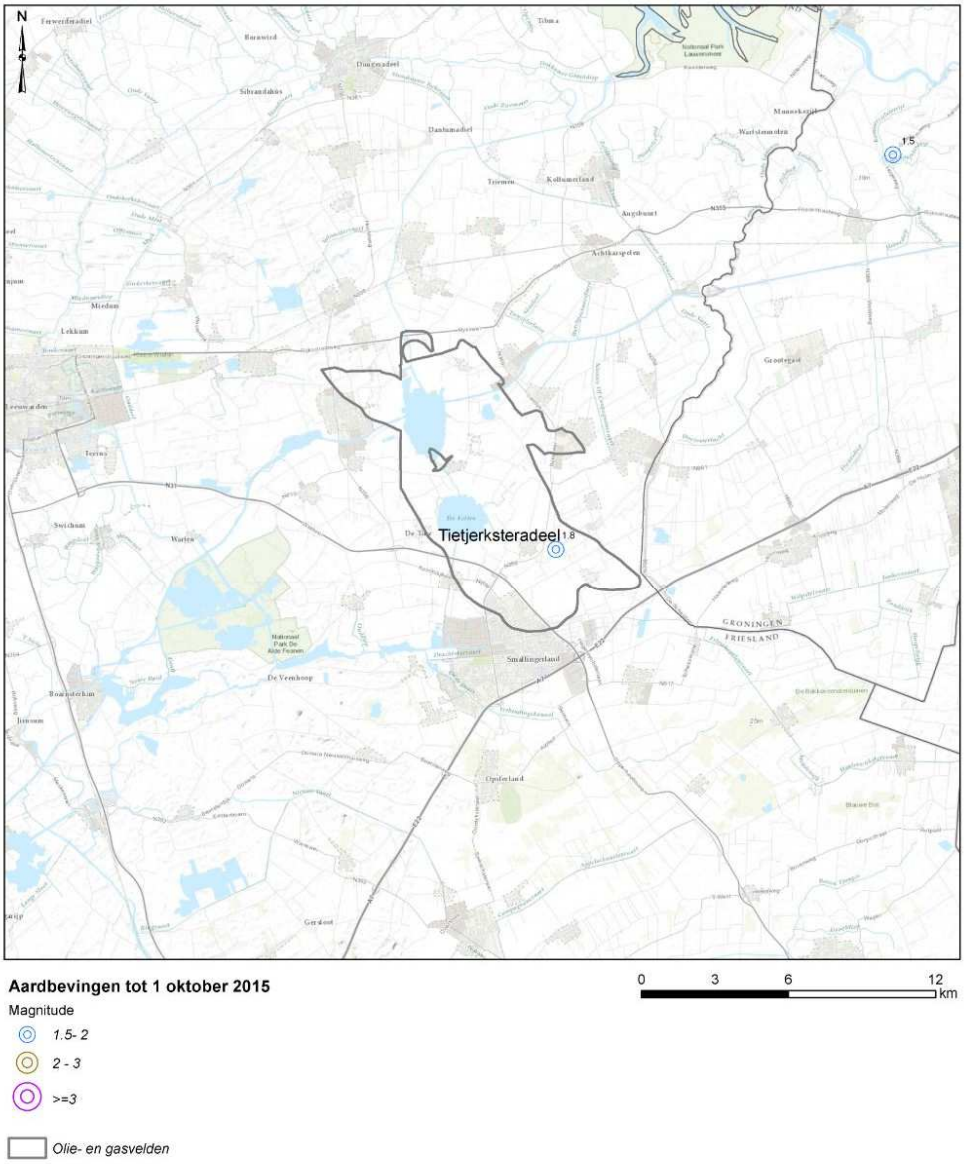
De eerste geïnduceerde beving in het Tietjerksteradeel gasveld was een M_L=1,8 in 2003. Deze beving ligt iets ten noorden van het Ureterp gasveld. Daar deze beving zowel door gasdepletie van Ureterp als Tietjerksteradeel zou kunnen komen wordt deze beving bij beide gasvelden meegenomen.



Figuur TTT.2 Histogram van de bevingen die in het Tietjerksteradeel gasveld zijn opgetreden tot 01-04-2016



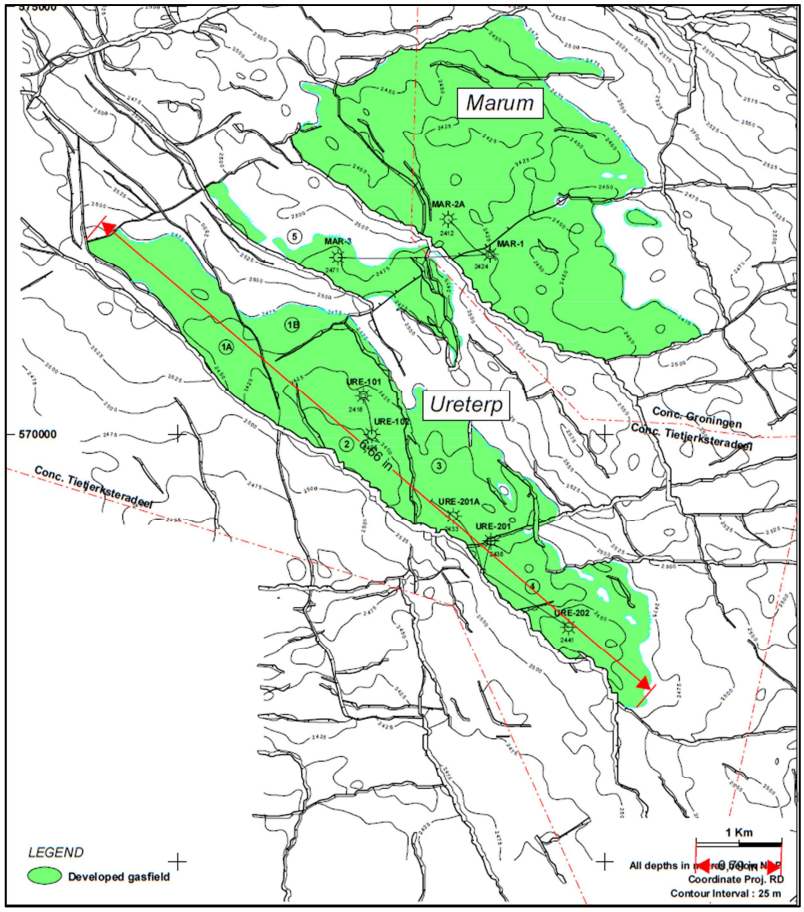
Figuur TTT.3 Geïnduceerde seismiciteit ($M_L \geq 1{,}5$) voor het Tietjerksteradeel gasveld in de tijd gerangschikt naar magnitude alsook de jaarlijkse productie (mln. Nm^3).



Figuur TTT.4 Geïnduceerde seismiciteit (ML≥1,5) voor het Tietjerkteradeel gasveld (zwarte contour)

UUU Ureterp

Het Ureterp veld is ontdekt in 1966 door de boring URE-101 en is gelegen binnen de winningsvergunningen Groningen en Tietjerksteradeel van de NAM (Figuur UUU.1). Dit veld bevindt zich in de provincie Friesland, ten oosten van de stad Drachten. Verder is het onderdeel van het UMOG systeem dat meerdere gasvelden omvat. De Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente.
Gasproductie uit het veld is gestart in 1978 en eindigt naar verwachting in 2018. Het Ureterp veld is in totaal door 5 putten aangeboord waarvan er momenteel 3 gas produceren.



Figuur UUU.1 Structuurkaart van het Ureterp gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Laagpakket. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

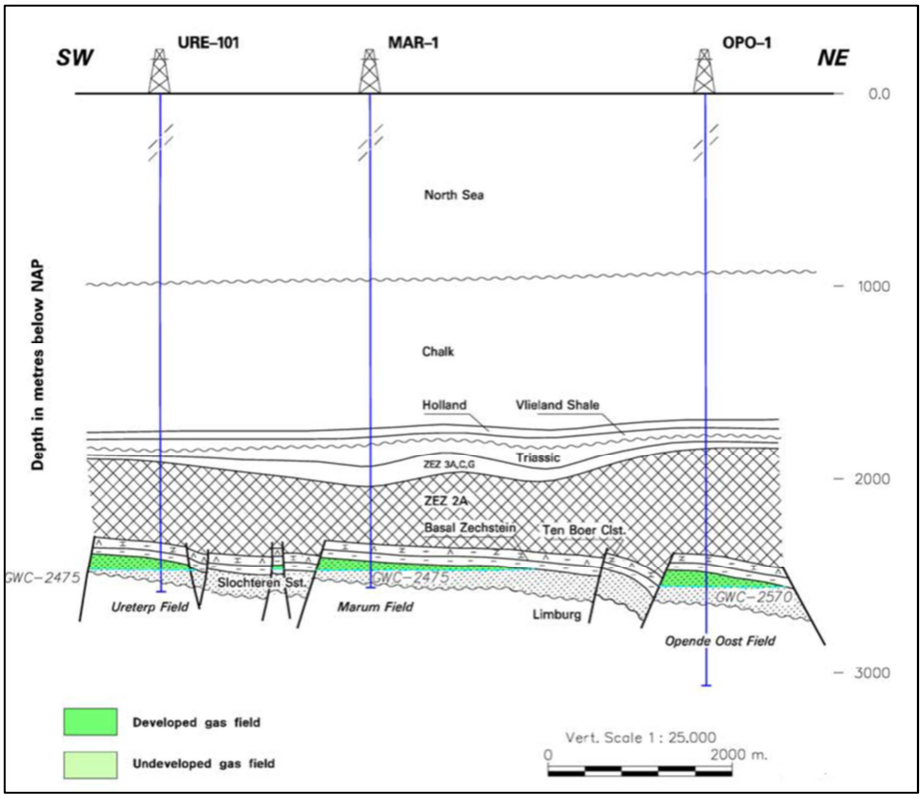
UUU.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente van het Ureterp gasveld. Deze formatie is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom), die in dit gebied uit twee verschillende lithostratigrafische eenheden bestaat.
Deze worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. Het Ten Boer Kleisteen Laagpakket bestaat voornamelijk uit kleirijke playa en sabkha afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in

het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Slochteren Formatie bestaat voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzand-afzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer is slecht en deze geldt vaak als *waste zone*, wat betekent dat deze wel gasvoerend is, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. De porositeit en permeabiliteit van het reservoir in dit veld zijn gemiddeld.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

UUU.2 Structurele setting

Het Ureterp veld wordt aan de zuidwestzijde begrensd door een breuk die een NW-ZO oriëntatie heeft en over de volle lengte van het veld loopt (Figuur UUU.2).
De noordoostzijde van het veld wordt met name gevormd door hellende gelaagdheid (*dip-closure*). Tevens is het veld opgedeeld in zes verschillende breukblokken (Figuur UUU.1) door breuken die twee globale trends hebben (NNW-ZZE en NO-ZW). De gas-water contacten (GWC) van deze blokken verschillen van elkaar. Blok 1A, 1B, 2 en 3 hebben een GWC op een diepte van 2473,5 meter, in blok 4 bevindt het GWC zich op 2466,5 meter diepte en in blok 5 op 2482 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van de blokken de dikte van de top van het blok tot het GWC gebruikt.



Figuur UUU.2 Doorsnede van het Ureterp, Marum en Opende Oost veld (Winningsplan UMOG, NAM 2012).

UUU.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

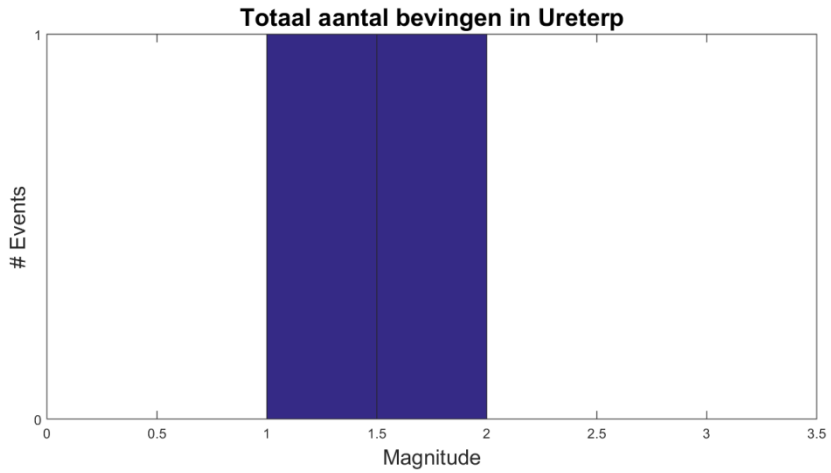
De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur UUU.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 8,4 kilometer.

UUU.3 Productie

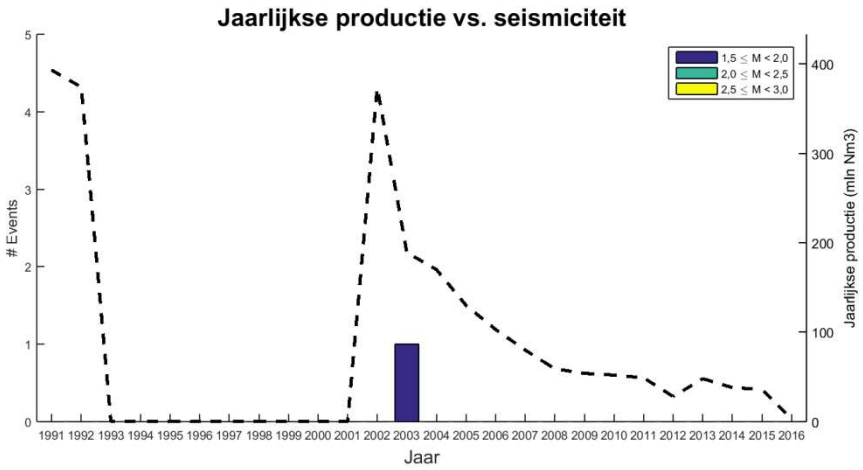
Er zijn in totaal 5 putten geboord in het Ureterp veld. Daarvan zijn er momenteel 3 in productie (URE-101, URE-201 en URE-202). MAR-03 produceert sinds 1999 geen gas meer en URE-102 heeft sinds begin 2014 geen gas meer geproduceerd. Deze drie producerende putten zijn geboord vanaf de behandellocatie URE-1 en satellietlocatie URE-2. Het gas wordt van satellietlocatie URE-2 naar gasbehandelingsinstallatie URE-1 getransporteerd waar het wordt samengevoegd met gas uit andere velden en wordt ontwaterd.
Gasproductie uit het veld is gestart in 1978 en eindigt naar verwachting in 2018. In 2012 was de verwachte nog te produceren gas hoeveelheid 232 miljoen Nm^3. Het verwachte winningspercentage is 86%.
De initiële druk van de Slochteren Zandsteen was 281 bar, welke door reservoirdepletie is afgenomen tot ongeveer 51 bar in 2012. De beoogde einddruk van het reservoir is 31 bar.

UUU.4 Seismiciteit

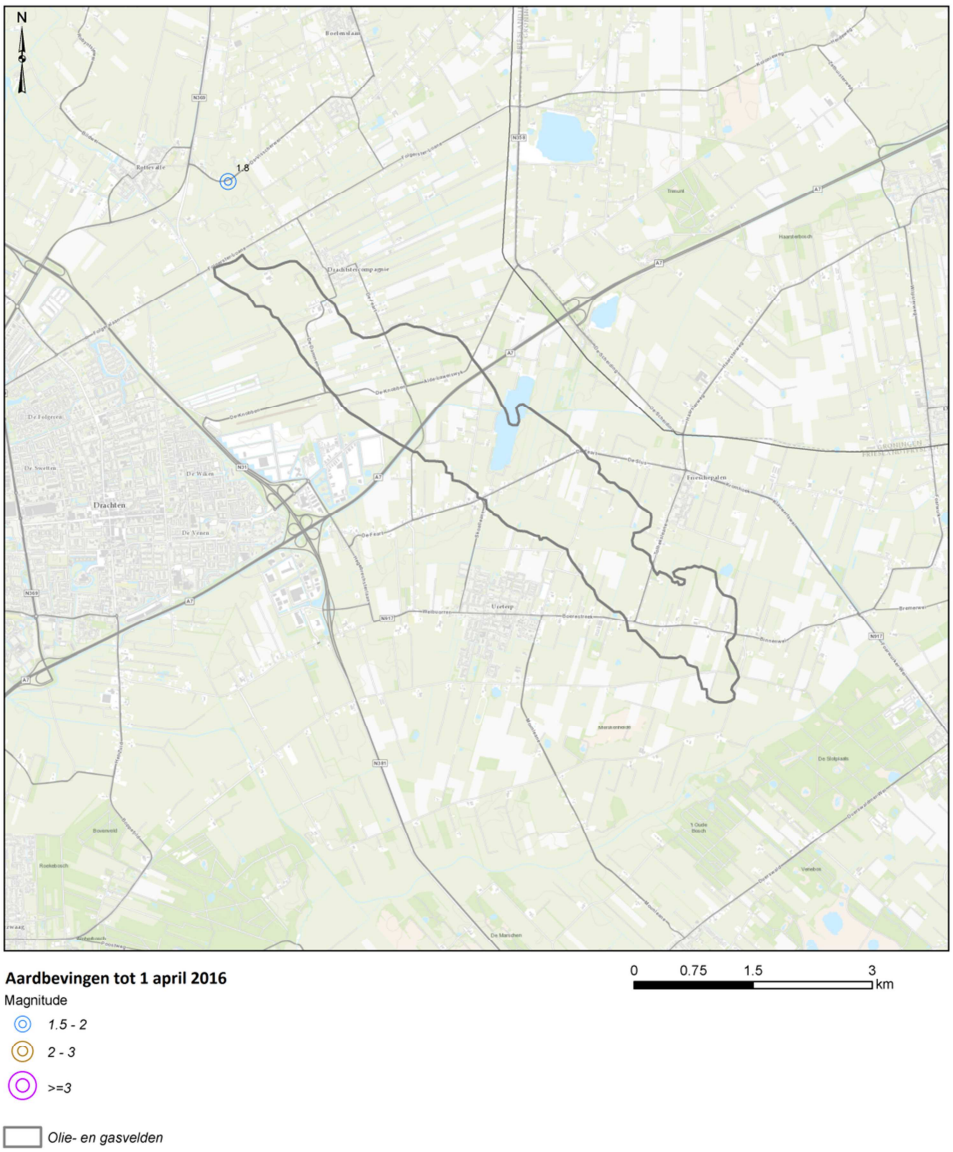
De eerste geïnduceerde beving in het Ureterp gasveld was een M_L=1,0 in september 1999. Sindsdien, tot 1 januari 2015 is er nog 1 geregistreerd.
De grootste magnitude is een M_L=1,8 van 2003, iets ten noorden van het Ureterp gasveld. Daar deze beving zowel door gasdepletie van Ureterp als Tietjerksteradeel zou kunnen komen wordt deze beving bij beide gasvelden meegenomen.



Figuur UUU.3 Histogram van alle bevingen die in het Ureterp gasveld zijn opgetreden (tot 01-01-2015).



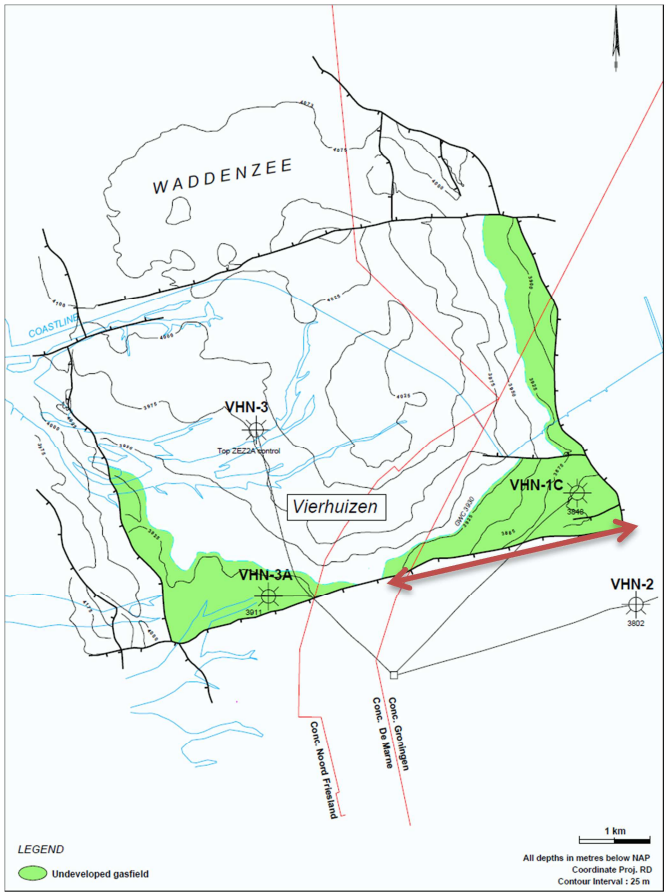
Figuur UUU.4 Geïnduceerde seismiciteit (M_L≥1,5) voor het Ureterp gasveld, in de tijd gerangschikt naar magnitude alsook de jaarlijkse productie (miljoen Nm^3).



Figuur UUU.5 Geïnduceerde seismiciteit (M_L≥1,5) voor het Ureterp gasveld (zwarte contour).

VVV Vierhuizen-Oost

Het Vierhuizen gasveld is ontdekt in 1994 door de boring VHN-01. Dit veld bestaat uit twee breukblokken die niet met elkaar in contact staan. Alleen het oostelijke blok is in productie genomen en daarom wordt alleen dit blok hier beschreven.
Vierhuizen-Oost ligt grotendeels binnen de winningsvergunning Groningen en deels binnen de winningsvergunning De Marne, beiden van de NAM (Figuur VVV.1). Het reservoirgesteente wordt gevormd door zandsteenlagen van het Boven-Slochteren Laagpakket.
De gasproductie uit dit veld is gestart in 2008 via de enige boring in dit blok (VHN-01) en eindigt naar verwachting in 2017.



Figuur VVV.1 Structuurkaart van het Vierhuizen veld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket.

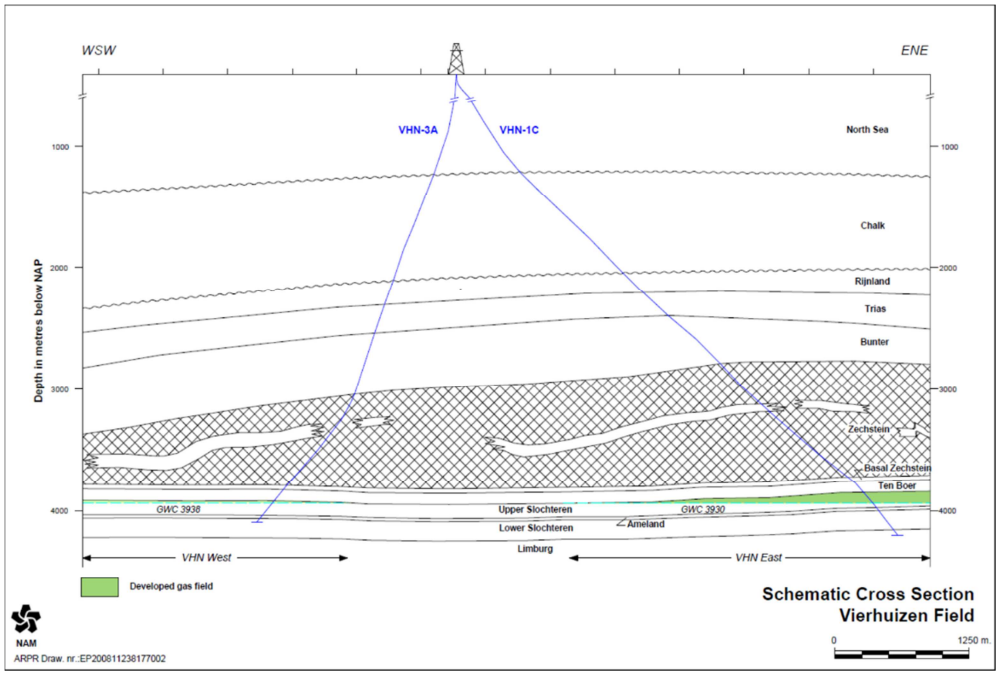
VVV.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Vierhuizen-Oost voorkomen. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus.

De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan uit fluviatiele en eolische zandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer is slecht. Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat over het algemeen aanzienlijk minder klei en kent daarom vaak een betere reservoirkwaliteit. Het gas bevindt zich in dit veld enkel in het Boven-Slochteren Laagpakket waarvan de reservoirkwaliteit op deze locatie gemiddeld is.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

VVV.2 Structurele setting

Het Vierhuizen-Oost veld ligt in een vierkant breukblok (Figuur VVV.1). De breuken die dit blok begrenzen hebben een NNW-ZZO en ONO-WZW oriëntatie en vormen een complexe wrench-zone met een veelvoud aan kleine breukblokken in de richting van de strike van de hoofdbreuk. De diepte van het reservoirgesteente neemt toe in noordelijke richting. Het gas-water contact op een diepte van 3930 meter (Figuur VVV.2) zorgt er voor dat niet het gehele blok gas gevuld is. Verder wordt het Vierhuizen-Oost veld door een interne breuk opgedeeld in twee compartimenten. Naar verwachting is de put VHN-01 niet in staat ook het gas in het noordelijke blok te produceren. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur VVV.2 Doorsnede van het Vierhuizen veld (Winningsplan Waddenzee, NAM 2011).

VVV.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur VVV.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van de langste breuk is bepaald op 3,3 kilometer.

VVV.3 Productie

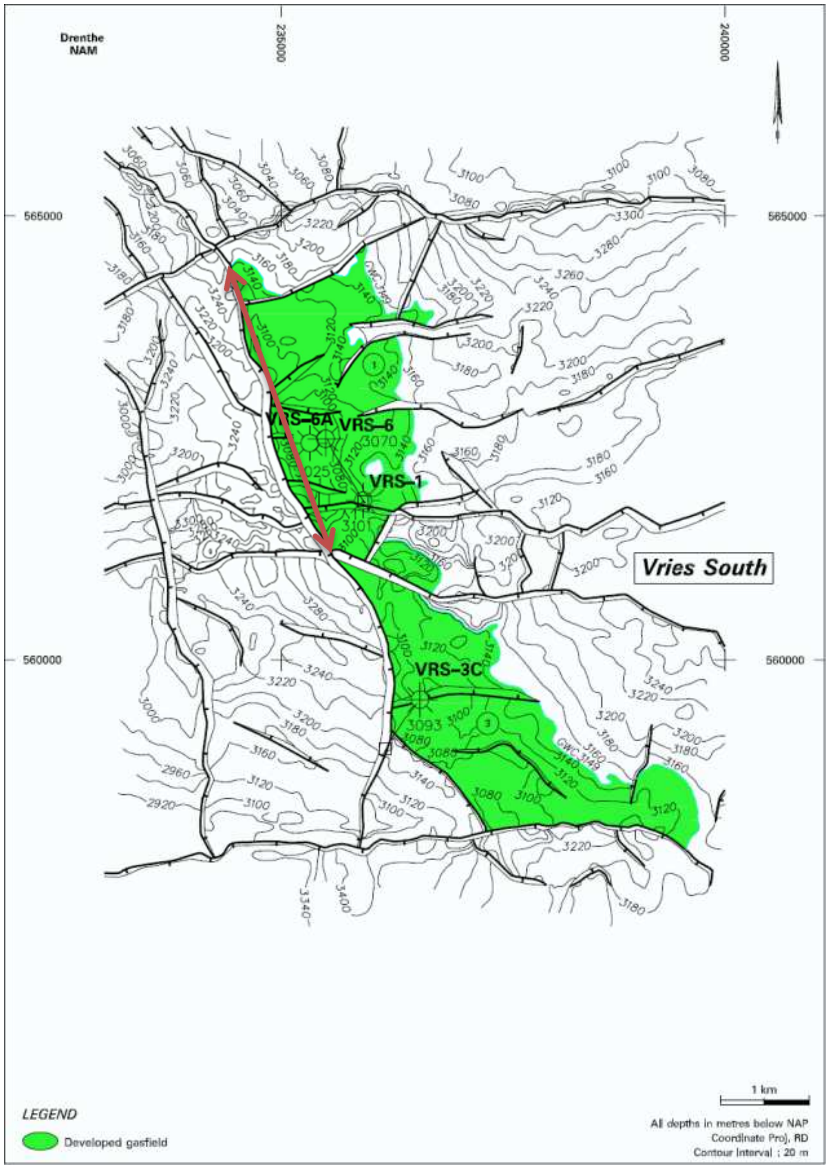
Het Vierhuizen-Oost blok is slechts door één put aangeboord. De gasproductie via deze put is gestart in 2008 en eindigt naar verwachting in 2017. De nog te verwachten produceerbare hoeveelheid gas in de periode 2011-2017 bedraagt 357 miljoen Nm^3. Het uiteindelijke winningspercentage bedraagt ongeveer 76%. Het op de satellietlocatie VHN geproduceerde gas wordt getransporteerd naar de Grijpskerk gasbehandelingsinstallatie. Hier wordt het gas behandeld en op specificatie gebracht voor levering aan GasTerra.
De initiële reservoirdruk bedraagt 459 bar, maar door depletie is deze afgenomen tot 410 bar in 2010. De beoogde einddruk van het reservoir is 103 bar.

VVV.4 Seismiciteit

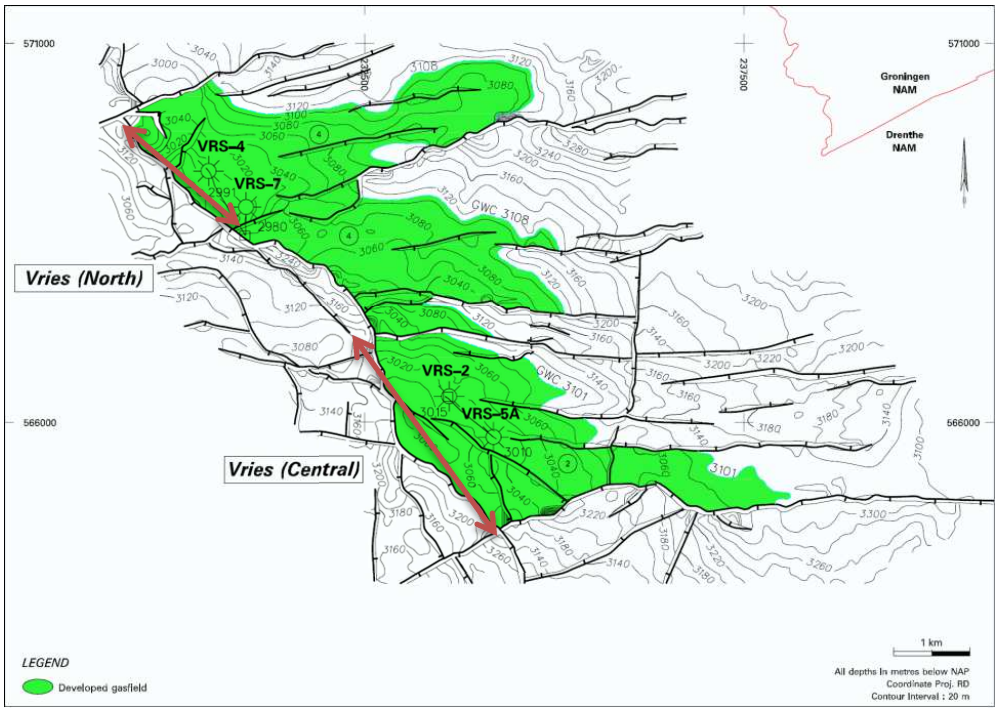
Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Vierhuizen-Oost voorkomen tot en met 1 april 2016.

WWW Vries

Het Vries gasveld is ontdekt in 1968 door de boring VRS-101 en is gelegen binnen de winningsvergunning Drenthe IIb van de NAM. Het veld bestaat uit drie separate reservoirs die door breuken van elkaar gescheiden worden: dit zijn VRS-RO-North, VRS-RO-Central en VRS-RO-South. De Boven-Rotliegend Groep vormt in het gehele veld het reservoirgesteente.
Tot op heden zijn er in het Vries gasveld 10 boringen gezet. Twee van deze boringen zijn exploratieboringen en de overige zijn evaluatie- of ontwikkelings-boringen. Het veld is in productie sinds 1 januari 1976 en de productie eindigt naar verwachting in 2024.



Figuur WWW.1 Structuurkaart van het Vries-South voorkomen (Winningsplan Westerveld, NAM 2003). De Boven-Rotliegend Groep vormt hier het reservoirgesteente.



Figuur WWW.2 Structuurkaart van het Vries-North en –Central voorkomen (Winningsplan Westerveld, NAM 2003). De Boven-Rotliegend Groep vormt hier het reservoirgesteente.

WWW.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het gashoudende reservoir van het Vries veld wordt gevormd door zandige conglomeraten van de Slochteren Formatie (hierin bevindt zich het grootste deel van het gas) en het Ten Boer Kleisteen Laagpakket. De gesteenten met de beste reservoirkwaliteit bevinden zich dieper in de Slochteren Formatie, in de watervoerende zone. Uit metingen blijkt dat de reservoirkwaliteit van de Slochteren Formatie afneemt in zuidelijke richting. Het blok VRS-RO-South heeft dus lagere reservoireigenschappen ten opzichte van het VRS-RO-North blok.

WWW.2 Structurele setting

WWW.2.1 VRS-RO-North

Het Vries veld bestaat uit drie afzonderlijke reservoirs. Een daarvan is het VRS-RO-North reservoir en deze bestaat op zijn beurt weer uit twee breukblokken. Het meest noordelijke breukblok is aangeboord door de boringen VRS-401 en VRS-402 (voorheen VRS-04 en VRS-07) en het zuidelijke breukblok is in 2011 aangeboord door de boring VRS-08.

Het gas-water contact (GWC) van dit reservoir is uit de logs bepaald op een diepte van 3108 meter en geldt voor beide breukblokken (Figuur WWW.1 & Figuur WWW.2). Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

WWW.2.2 VRS-RO-Central

Het VRS-RO-Central reservoir is aangeboord door VRS-201 (voorheen VRS-02) en VRS-202 (sidetrack van VRS-05).

Dit breukblok wordt aan de noord- en zuidzijde van de overige reservoirs gescheiden door afsluitende breuken.
Dat er geen connectie is tussen dit blok en het noordelijke blok wordt aangetoond door het ongelijke gas-water contact (3101 vs. 3108 meter). Aan de westzijde wordt het reservoir door een grote noord-zuid breuk begrensd en de hellende gelaagdheid vormt de oostelijke grens.
Het GWC is doormiddel van logs bepaald op een diepte van 3101 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

WWW.2.3 VRS-RO-South

Het VRS-RO-South reservoir bestaat uit twee aparte breukblokken. De meest noordelijke van de twee is aangeboord door VRS-101 (voorheen VRS-01), VRS-06 (twee sidetracks) en VRS-09. Het zuidelijke breukblok is aangeboord door VRS-301 (drie sidetracks; voorheen VRS-03).
De westelijke begrenzing van dit reservoir wordt gevormd door de grote noord-zuid breuk die het gehele veld begrenst. Verder wordt dit reservoir door een afsluitende breuk gescheiden van bovenliggend VRS-RO-Central reservoir en vormt de hellende gelaagdheid de oostelijke begrenzing.
Ook het gas-water contact ligt op een andere diepte dan de ander twee reservoirs, namelijk op 3149 meter.

WWW.2.4 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur WWW.1 en WWW.2 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk De lengte van de langste breuk in het Vries-RO-North, Vries-RO-Central en Vries-South blok is bepaald op respectievelijk 3,6 voor de blokken North en Central en 2,0 kilometer voor het South-blok.

WWW.3 Productie

WWW.3.1 VRS-RO-North

Gasproductie uit de twee boringen VRS-401 en VRS-402 is gestart in 1991 en wordt afgevoerd via de VRS-4 installatie. In 2011 is de productie gestart uit VRS-08. Inmiddels zijn zowel VRS-401 als VRS-402 onderhevig aan waterproductie. VRS-402 produceert nog continu met behulp van *foam*-injectie, en VRS-401 produceert slechts incidenteel.
De initiële reservoirdruk van dit breukblok was 362 bar. Dit is door gasproductie gedaald naar 190 bar in 2010 en de beoogde einddruk, in 2024, is 40 bar.

WWW.3.2 VRS-RO-Central

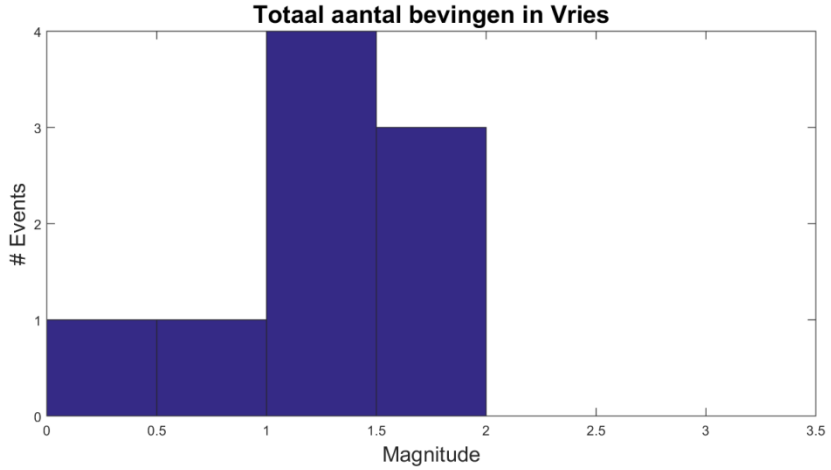
De productie van gas uit de boringen VRS-201 en VRS-202 is gestart in 1991, op hetzelfde moment als in VRS-RO-North. Inmiddels is waterdoorbraak opgetreden in beide boringen. VRS-201 produceert momenteel nog continu, terwijl de productie uit VRS-202 nog slechts incidenteel is. Het gas wordt, evenals het gas in het noordelijke blok, afgevoerd naar de VRS-4 installatie.
De initiële reservoirdruk was 356 bar. Dit is door gasproductie gedaald naar 105 bar in 2010 en wordt verwacht verder te dalen tot 60 bar in 2024.

WWW.3.3 VRS-RO-South

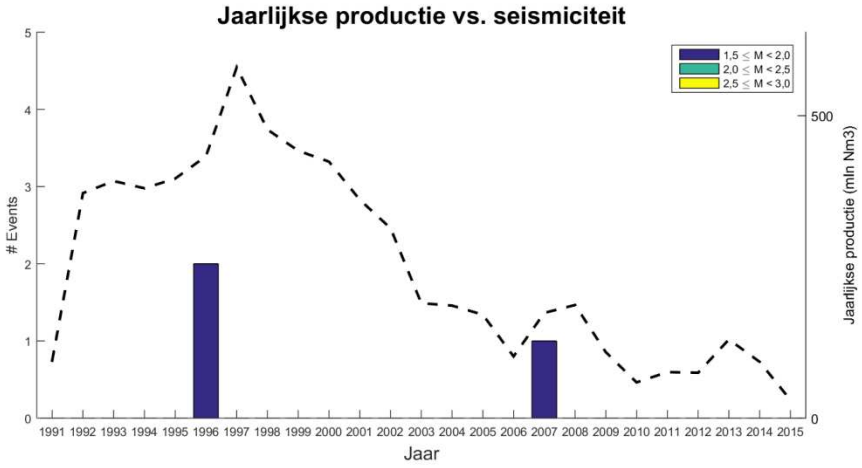
De productie in dit reservoir is gestart in 1976 via de boringen VRS-101 en VRS-301-S3. VRS-301-S3 is gestopt met produceren in 1982 door een te hoge waterproductie en sindsdien verlaten. VRS-101 is in 2005 gestopt met produceren en VRS-06-S2 in 2010, beide door een te hoge waterproductie. De productie is in 2013 weer gestart via de in 2012 geboorde boring VRS-09. Het gas wordt afgevoerd via de Westerveld installatie.
De initiële reservoirdruk van dit breukblok was 356 bar. Deze druk is door gasproductie gedaald naar 260 bar in 2010. Naar verwachting eindigt de productie in 2024 en dan is de verwachte reservoirdruk 230 bar.

WWW.4 Seismiciteit

De eerste geïnduceerde beving in het Vries gasveld was een M_L=1,9 in december 1996 in Vries-Noord. In totaal, tot 1 april 2016 zijn 9 bevingen geregistreerd, waarvan 3 bevingen met een magnitude boven de M_L=1,5. De eerste beving heeft de tot nu toe grootste magnitude veroorzaakt.



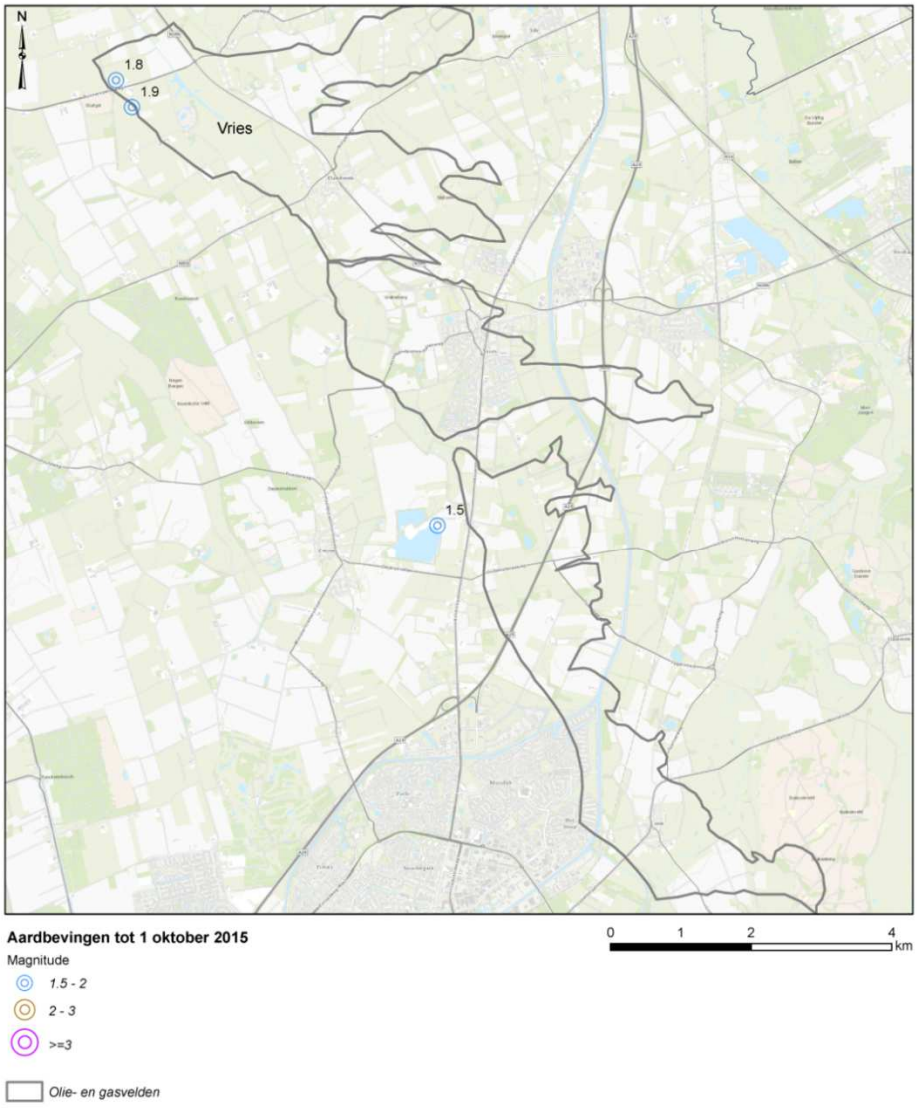
Figuur WWW.3 Histogram van alle bevingen die in het Vries gasveld zijn opgetreden (tot 01-04-2016).



Figuur WWW.4 Geïnduceerde seismiciteit (M_L≥1,5) voor het Vries gasveld, in de tijd gerangschikt naar magnitude alsook de jaarlijkse productie (miljoen Nm^3).

Tabel WWW.1 Datum, locatie (in Rijksdriehoekcoördinaten) en magnitude van alle geregistreerde bevingen in het Vries gasveld tot 1 april 2016.

Datum	Locatie RD_X	Locatie RD_Y	Diepte	Magnitude
18-10-1995	228887	571840	3 km	1,3
28-12-1996	229818	569369	3 km	1,9
28-12-1996	229589	569755	3 km	1,8
03-11-1997	230374	569489	3 km	1,4
10-07-2000	234583	564697	3 km	1,0
13-07-2000	233886	566299	3 km	1,1
17-03-2002	232409	567889	3 km	0,4
30-11-2007	234157	563429	3 km	1,5
24-12-2008	235029	564760	3 km	1,2



Figuur WWW.5 Geïnduceerde seismiciteit ($M_L \geq 1,5$) voor het Vries gasveld (zwarte contour).

XXX Warffum

Het Warffum veld is ontdekt in 1977 door boring WRF-01 en is gelegen binnen de winningsvergunning Groningen van de NAM. Dit veld bevindt zich in het noorden van de provincie Groningen en grenst aan het Groningen gasveld. De Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente.
Gasproductie uit het veld is gestart in 1986 en eindigt naar verwachting in 2023. Het Warffum veld is in totaal door 2 putten aangeboord (WRF-01 en WRF-02) (Figuur XXX.1), waarvan er momenteel één produceert en één is ingesloten.

Figuur XXX.1 Structuurkaart van het Warffum gasveld (www.nlog.nl). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Laagpakket. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

XXX.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente van het Warffum gasveld. Deze formatie is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom), die in dit gebied uit twee verschillende lithostratigrafische eenheden bestaat. Deze worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en

Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke playa en sabkha afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Laagpakketten bestaan voornamelijk uit fluviatiele zandafzettingen met af en toe intervallen van eolische duinzandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer en Ameland Kleisteen is slecht en deze gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat aanzienlijk minder klei en kent daarom een betere reservoirkwaliteit. De porositeit en permeabiliteit van het reservoir zijn goed op deze locatie.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

XXX.2 Structurele setting

Het Warffum veld bevindt zich in een driehoekig breukblok. Het voorkomen wordt aan twee kanten begrensd door breuken met een NW-ZO en NNW-SSE oriëntatie (Figuur XXX.1). De noordwestzijde van het veld wordt door hellende gelaagdheid gevormd (*fault-dip closure*). Het gas-water contact ligt op 3043 meter diepte. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

Figuur XXX.2 Doorsnede van het Warffum gasveld (uit: Winningsplan 2003 van de NAM).

XXX.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur XXX.1 is met

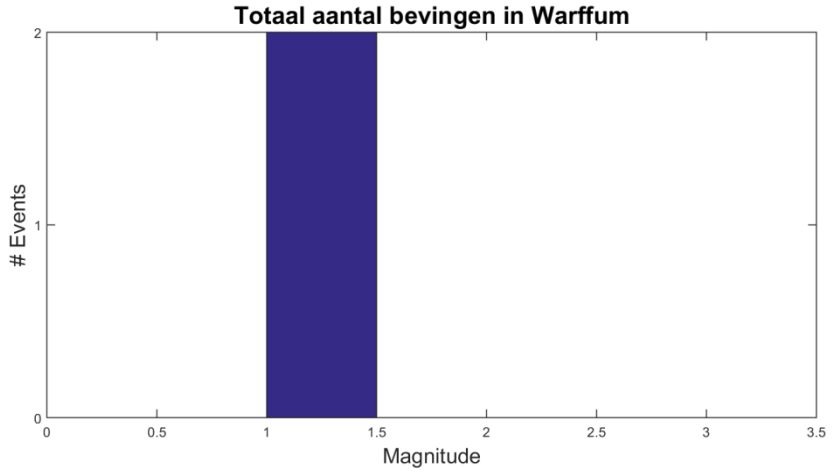
een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 5,8 kilometer.

XXX.3 Productie

Het Warffum veld is door 2 putten aangeboord. Omdat de eerste put, WRF-01, vrij laag op de structuur stond is later een tweede put geboord (WRF-02) om zoveel mogelijk gas uit het veld te kunnen winnen. Het gas wordt geproduceerd vanaf de locatie WRF en wordt ter plaatse behandeld. Het veld werd voorheen gebruikt om pieken in de gasvraag op te vangen, maar sinds 2005 vindt continue gasproductie plaats.
Gasproductie uit het veld is gestart in 1986 en eindigt naar verwachting in 2023. De verwachte nog te produceren gashoeveelheid in de periode 2014-2023 bedraagt 1,72 miljard Nm^3. Aan het einde van de productie is dan 8,17 miljard Nm^3 gas geproduceerd, wat 57% is van de totale aanwezige gashoeveelheid.
De initiële reservoirdruk was 357 bar, welke door reservoirdepletie is afgenomen tot ongeveer 207 bar in 2014. De beoogde einddruk van het reservoir is 120 bar.

XXX.4 Seismiciteit

Er zijn twee bevingen (in de buurt van) het Warffum gasveld (in 1994 en in 2006). Dit veld wordt alleen gebruikt in piektijden en is maar sporadisch gedepleteerd. Vanwege de ligging van dit veld, nabij Groningen, kan niet met zekerheid worden vastgesteld dat de bevingen in Warffum ten gevolge van de depletie van het Warffum veld zijn en niet ten gevolgde van de depletie in het Groningen veld. In de risicoanalyse worden deze bevingen aan Warffum toebedeeld. Hierdoor is het risico hoger. De eerste geïnduceerde beving in het Warffum gasveld was een M_L=1,4 in 1994. Tot 1 januari 2015 zijn in totaal 2 bevingen geïnduceerd, waarvan geen met een magnitude boven de M_L=1,5.



Figuur XXX.3 Histogram van alle bevingen die in het Warffum gasveld zijn geregistreerd (tot 01-01-2015).

YYY Wieringa

Het Wieringa gasveld is in 2012 ontdekt door de boring KBB-04 en is gelegen binnen de winningsvergunningen Noord-Friesland, Tietjerksteradeel en Groningen van de NAM (Figuur YYY.1). Het veld ligt nabij de grens tussen de provincies Friesland en Groningen en is aangeboord vanuit de reeds bestaande locatie Munnekezijl/Krabburen. Het reservoirgesteente wordt gevormd door het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket.
De gasproductie uit dit veld is gestart in 2012 via de enige boring in het veld (KBB-04) en eindigt naar verwachting in 2026.

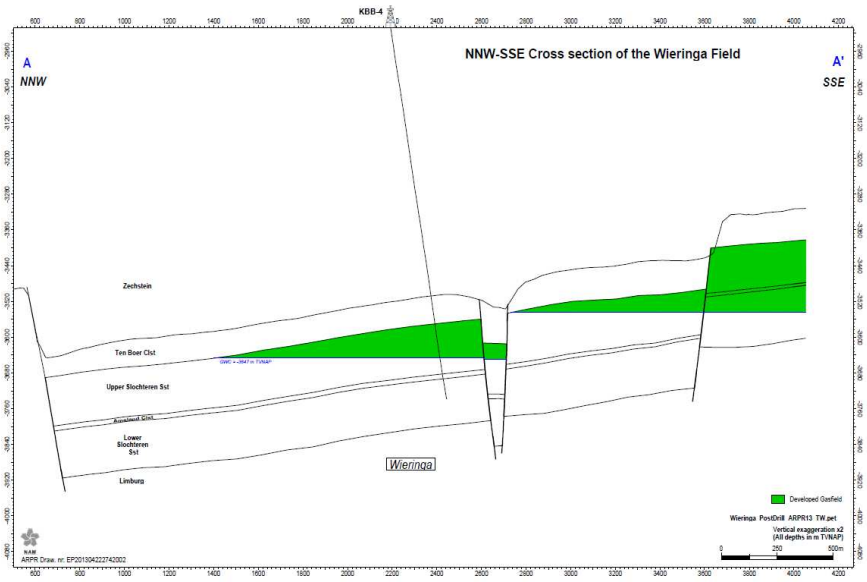
Figuur YYY.1 Structuurkaart en seismische doorsnede van het Wieringa veld (Winningsplan Wieringa, NAM 2014). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van het Boven-Slochteren Zandsteen laagpakket.

YYY.1 Lithologie en reservoireigenschappen

Het Boven-Slochteren Zandsteen Laagpakket vormt het reservoirgesteente van het Wieringa voorkomen. Dit laagpakket is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom). Deze groep bestaat in dit gebied uit meerdere lithostratigrafische formaties die worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer en Ameland Kleisteen Laagpakketten bestaan voornamelijk uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Boven- en Onder-Slochteren Zandsteen Laagpakketten bestaan uit fluviatiele en eolische zandafzettingen.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer is slecht. Deze intervallen gelden vaak als *waste zone*, wat betekent dat ze wel gasvoerend zijn, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen bevat over het algemeen aanzienlijk minder klei en kent daarom vaak een betere reservoirkwaliteit. Het gas bevindt zich in dit veld enkel in het Boven-Slochteren Laagpakket. De reservoireigenschappen, en vooral de permeabiliteit, is hier lager dan verwacht. Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

YYY.2 Structurele setting

Het Wieringa gasveld heeft een driehoekige vorm en ligt in een breukblok. Het veld wordt begrensd door twee breuken met een NNW-ZZO en NO-ZW oriëntatie en door de hellende gelaagdheid (*fault-dip closure*). Het veld heeft één interne breuk die parallel loopt aan de zuidelijke begrenzende breuk. Het gas-water contact is bepaald op een diepte van 3647 meter (Figuur YYY.2). Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.



Figuur YYY.2 Geologische doorsnede van het Wieringa gasveld (Winningsplan Wieringa, NAM 2014).

YYY.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur YYY.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 1,4 kilometer.

YYY.3 Productie

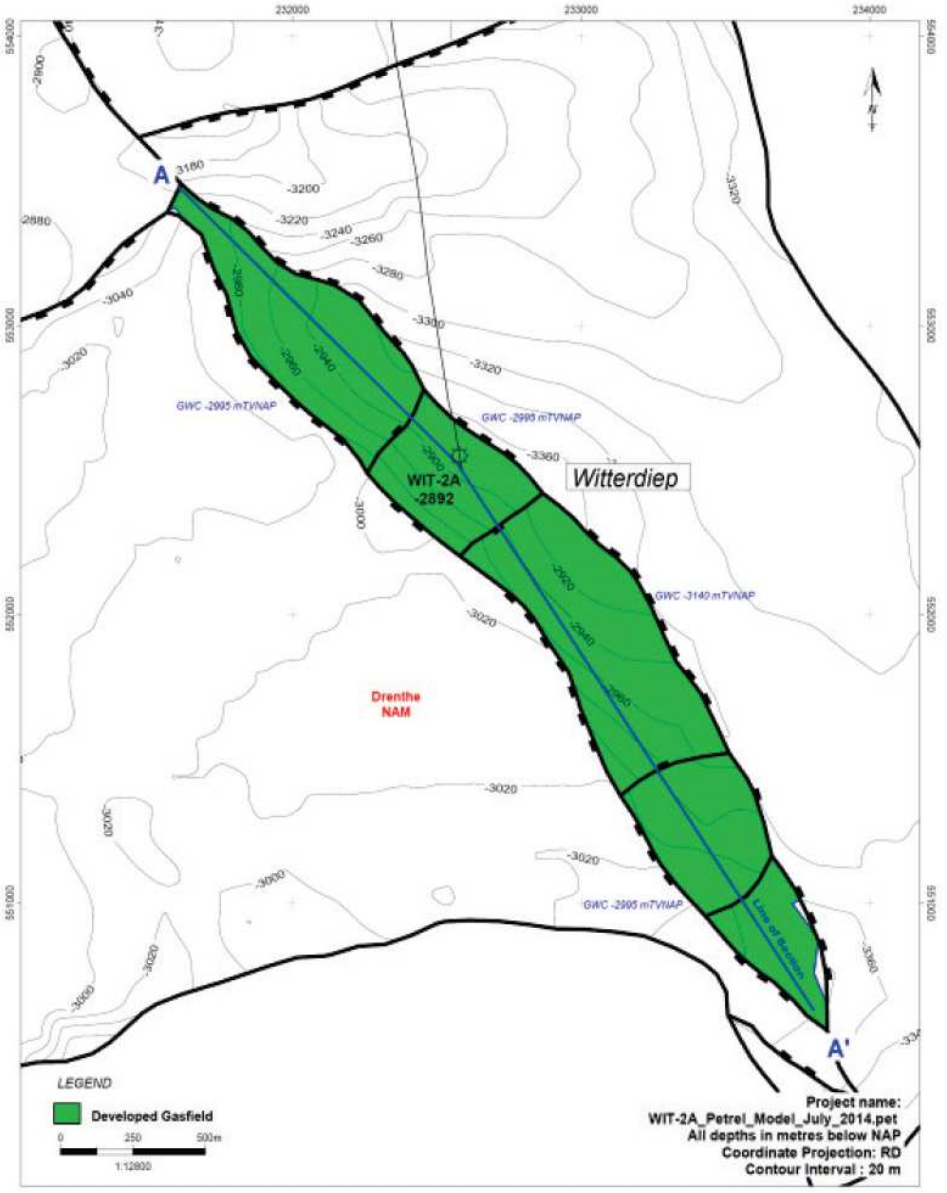
De gasproductie uit dit veld is gestart in 2012 via de enige put in het veld (KBB-04). De productie was vanaf het begin beneden verwachting door een kleiner dan verwachte reservoirpermeabiliteit. In 2013 werd besloten de put hydraulisch te kraken, maar desondanks blijft het productie- en drukverval hoog. De productie eindigt naar verwachting in 2026. Op dat moment is ongeveer 30% van de initiële hoeveelheid gas, die 295 miljoen Nm^3 bedroeg, geproduceerd. Er wordt gestreefd een winningspercentage van 36% te behalen.
De initiële reservoirdruk was 423 bar, maar door depletie is deze afgenomen tot 319 bar in 2014. De beoogde einddruk van het reservoir bedraagt 197 bar.

YYY.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Wieringa veld tot en met 1 april 2016.

ZZZ Witterdiep

Het Witterdiep gasveld is ontdekt in 2007 door de exploratieboring WIT-02 en is gelegen binnen de winningsvergunning Drenthe IIb van de NAM. De Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente. Het veld bestaat uit een serie van vier smalle breukblokken die omhoog geduwd zijn in het bovenliggende Zechstein zout. In 2007 is WIT-02-S1 omgebouwd tot een productieboring en aangesloten op de Vries installatie. Sindsdien wordt gas geproduceerd uit dit veld. De productie is gepland te eindigen in 2024.



Figuur ZZZ.1 Overzichtskaart van het Witterdiep gasveld en omliggende velden (Winningsplan Westerveld, NAM 2016).

ZZZ.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente van het Witterdiep gasveld. Deze formatie is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom), die in dit gebied uit twee verschillende lithostratigrafische eenheden bestaat. Deze worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus. De Ten Boer Kleisteen bestaat uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Slochteren Zandsteen bestaat in dit gebied uit fluviatiele conglomeraat- en eolische duinzandafzettingen. De top (± 50m) en basis (± 13m) worden gevormd door conglomeraatlagen, terwijl het middelste deel (± 40m) uit zandsteen bestaat. De reservoirkwaliteit van de Ten Boer Kleisteen is slecht. Dit interval wordt vaak gezien als een *waste zone*, wat betekent dat hij wel gasvoerend is, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De reservoirkwaliteit van de conglomeraat-intervallen van de Slochteren Formatie is beduidend minder dan van de zandsteenintervallen.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

ZZZ.2 Structurele setting

Het Witterdiep gasveld is ongeveer 2 km lang en 300-400 m breed, en wordt gevormd door een omhoog gestuwd breukblok dat aan de oost en westzijde wordt begrensd door breuken. Deze twee breuken zijn in het zuiden noord-zuid georiënteerd, maar buigen in het noorden af naar een noordwest-zuidoostelijke richting. Het veld zelf is door de aanwezigheid van drie kleine NO-ZW breukjes opgedeeld in vier compartimenten. De connectiviteit van deze breuken is beperkt en zorgt voor een ‘slow gas’ effect in de productie. De boring WIT-02-S1 is in het hoogste punt van het, naar het zuidwesten hellende veld geboord en heeft een gaskolom van ongeveer 80m aangetroffen. Het gas-water contact bevindt zich op een diepte van ongeveer 2992 meter. Voor de berekening van de compactie is voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

ZZZ.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur AAAA.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 3,3 kilometer.

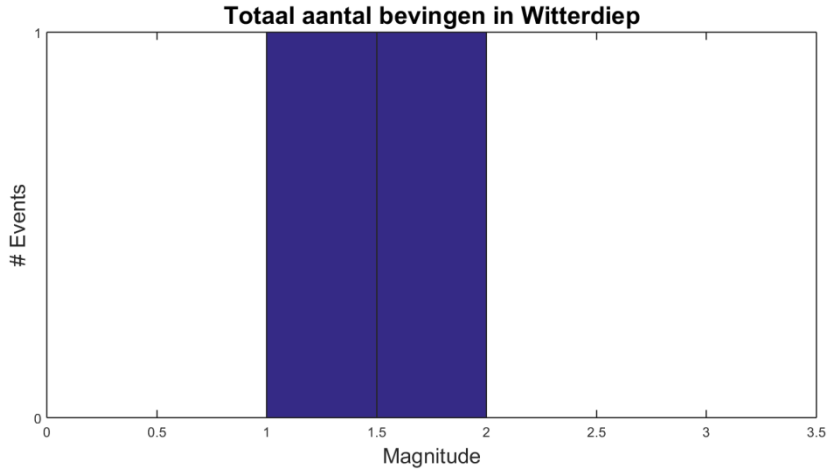
ZZZ.3 Productie

Gasproductie uit het Witterdiep veld is gestart op 1 juni 2007 via de boring WIT-02-S1, die tot op heden nog steeds de enige boring is ontwikkeld voor gasproductie. Echter, zoals blijkt uit de laatste productiecijfers, produceert deze boring sinds eind 2013 geen gas meer. Op het moment van schrijven is onduidelijk wat hiervan de oorzaak is. Mogelijk heeft het te maken met de slechte connectiviteit tussen de verschillende compartimenten. Dit veroorzaakt een ‘slow gas’ effect en mogelijkerwijs worden ook niet alle blokjes geproduceerd. Als dit het geval is wordt

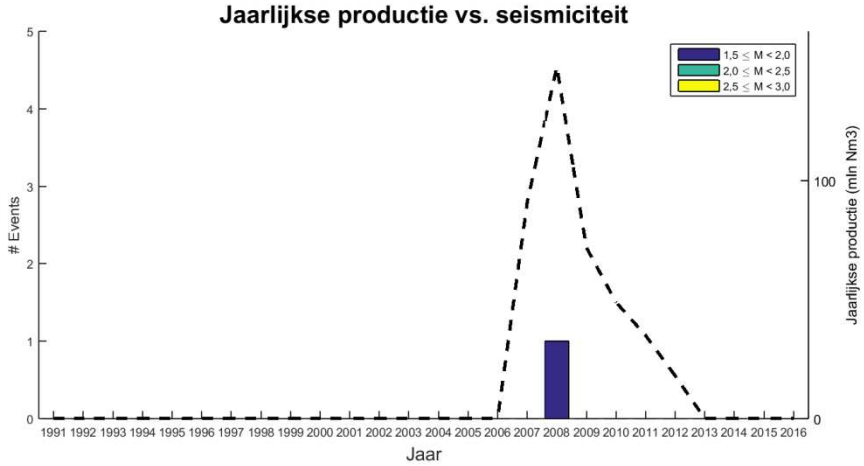
mogelijk gekeken naar *infill* opties. De reservoirdruk wordt jaarlijks gecontroleerd om het verloop hiervan in de gaten te houden.
Voor aanvang van productie was de reservoirdruk 343 bar. Deze is gedaald tot 152 bar in 2010 en volgens het Winningsplan uit 2011 is de beoogde einddruk in 2024 19 bar. Het verwachte winningspercentage van dit veld is ongeveer 61%.

ZZZ.4 Seismiciteit

De eerste geïnduceerde beving in het Witterdiep gasveld was een M_L=1,4 in januari 2008. De tweede, en tot nu toe laatste en grootste beving vond plaats op 26 oktober 2008 en had een magnitude (M_L) van 1,7. In december 1997 is er overigens een beving met een M_L=2,5 bij het Witterdiep gasveld geregistreerd. Deze beving is echter niet veroorzaakt door gaswinning, aangezien het veld op dat moment nog niet in productie was.



Figuur ZZZ.2 Histogram van alle bevingen die in het Witterdiep gasveld zijn geregistreerd (tot 01-01-2015).



Figuur ZZZ.3 Geïnduceerde seismiciteit (M_L≥1,5) voor het Witterdiep gasveld, in de tijd gerangschikt naar magnitude alsook de jaarlijkse productie (miljoen Nm^3).

Figuur ZZZ.4 Geïnduceerde seismiciteit ($M_L \geq 1,5$) voor het Witterdiep gasveld (zwarte contour).

AAAA Zuidwending Oost

Het Zuidwending-Oost gasveld is ontdekt in 2006 door de boring OPK-04 en is gelegen binnen de winningsvergunning Groningen van de NAM. Geografisch gezien ligt het veld direct ten zuiden van het Groningen gasveld en ten westen van het veld Oude Pekela. Ten zuidwesten van het Zuidwending-Oost veld ligt de Zuidwending zoutpijler waarin cavernes zijn aangebracht voor de opslag van gas. De Slochteren Formatie, die op een diepte van ongeveer 2910 meter is aangetroffen (Figuur AAAA.1), vormt het reservoirgesteente van dit veld.
De gasproductie is gestart in 2006, via de enige boring in het veld (OPK-04). Het eind van de productie wordt verwacht in 2021.

Figuur AAAA.1 Structuurkaart van het Zuidwending-Oost gasveld (Winningsplan Zuidwending-Oost, NAM 2011). De diepte contourlijnen representeren de bovenkant van de Boven-Rotliegend Groep. (De lengte van de breuk is gegeven in inch en is later omgerekend naar kilometers).

AAAA.1 Lithologie en reservoireigenschappen

De Slochteren Formatie vormt het reservoirgesteente van het Zuidwendig-Oost gasveld. Deze formatie is onderdeel van de Boven-Rotliegend Groep (Perm ouderdom), die in dit gebied uit twee verschillende lithostratigrafische eenheden bestaat. Deze worden gekenmerkt door verschillende depositionele milieus.

De Ten Boer Kleisteen bestaat uit kleirijke *playa* en *sabkha* afzettingen die zijn afgezet in en nabij een groot woestijnmeer dat zich ten tijde van het Perm in het Zuidelijk Perm Bekken bevond. De Slochteren Zandsteen bestaat in dit gebied uit fluviatiele zandafzettingen, eveneens afgezet in een woestijnomgeving.
De reservoirkwaliteit van de Ten Boer Kleisteen is slecht. Dit interval wordt vaak gezien als een *waste zone*, wat betekent dat hij wel gasvoerend is, maar dat dit gas niet geproduceerd kan worden. De Slochteren Zandsteen kent een betere reservoirkwaliteit.
Het gas is gemigreerd vanuit koollagen in het onderliggende Carboongesteente. Het zout en anhydriet van de Zechstein Groep vormen de afsluitende laag die het gas in het Rotliegend reservoirgesteente houdt.

Figuur AAAA.2 Doorsnede van het gebied rondom het Zuidwending-Oost gasveld (Winningsplan Zuidwending-Oost, NAM 2006).

AAAA.2 Structurele setting

Het Zuidwending-Oost gasveld wordt gevormd door een pop-up breukblok en wordt dus aan alle zijden begrensd door breuken (Figuur AAAA.1 en Figuur AAAA.2). Deze breuken lijken afsluitend te zijn omdat de blokken ten oosten en westen van dit veld deels gasvoerend lijken te zijn, maar niet worden geproduceerd. De breuk die de noordelijke begrenzing vormt, lijkt een zodanige verzet te hebben dat dit veld ook niet in connectie staat met het Groningen veld direct ten noorden van deze breuk. Dit blijkt ook uit de verschillende drukregimes.
Het gas-water contact (GWC) is niet aangeboord door de put OPK-04-S1, maar er is wel een *gas-down-to* (GDT) bepaald op een diepte van 3001,5 meter (Figuur AAAA.1). De basis van het reservoir ligt voor het grootste deel van het veld hoger dan het GWC. Voor de compactieberekening is daarom een dikte van het gasvoerende pakket van 80 meter aangenomen voor dit deel van het veld. Deze gemiddelde dikte is bepaald door NAM en gegeven in het Winningsplan uit 2006. Waar de basis van het reservoir onder het GWC ligt is voor de berekening van de compactie voor de dikte van het gasvoerende reservoir de dikte van de top van het reservoir tot het GWC gebruikt.

AAAA.2.1 Breukenanalyse ter bepaling van schuifoppervlak

De lengte van de langste breuk in het reservoir wordt gebruikt om een van de magnitudes in de SRA richtlijn te berekenen. Deze breuk kan, in theorie, het meest bewegen en dus de grootste beving veroorzaken in het veld. In Figuur AAAA.1 is met een rode pijl aangegeven welke breuk is geïdentificeerd als zijnde de langste breuk. De lengte van deze breuk is bepaald op 1,5 kilometer.

AAAA.3 Productie

De productie van gas uit het Zuidwending-Oost veld vindt plaats sinds 2006 via de enige boring in het veld, OPK-04. Na beëindiging van het productieproces, naar verwachting in 2021, is ongeveer 79% van het aanwezige gas geproduceerd.
De initiële reservoirdruk was 347 bar, maar door reservoirdepletie is deze afgenomen gedurende de afgelopen jaren. De beoogde einddruk van het reservoir is 23 bar.

AAAA.4 Seismiciteit

Er is (nog) geen seismiciteit geregistreerd in het Zuidwending-Oost veld tot en met 1 april 2016.