

Ontwikkelingsplan aardwarmte Middenmeer II

ECW Warmte I



Bijlage bij winningsplan Middenmeer II: geotechnische
onderbouwing

1. Samenvatting

Dit document bevat een ontwikkelingsplan aardwarmte Middenmeer II ECW Geoholding/ECW Geo Warmte I. Dit ontwikkelingsplan is ondersteunend aan het winningsplan en geeft de geotechnische onderbouwing van het winningsplan behorende bij winningsvergunning aardwarmte Middenmeer II.

Het ontwikkelingsplan heeft betrekking op de wijze waarop de aardwarmte gewonnen wordt en gaat onder andere in op de wijze en duur van de winning, de verwachte of gewonnen hoeveelheden warmte en de verwachtingen ten aanzien van bodembewegingen. In dit plan wordt het (reservoir) voorkomen, de gerealiseerde putten en de mogelijke effecten van de winning beschreven en hoe deze worden voorkomen of beheerst.

De aardwarmtewinningsinstallatie van ECW Geo op Middenmeer behorende bij de winningsvergunning Middenmeer II bestaat uit 1 doublet. Dit doublet bestaat uit de putten MDM-GT-03-S1 en MDM-GT-04. Er is voor gekozen om het meekomend geogas te scheiden van het formatiewater en dit gas nuttig aan te wenden in stookinstallaties.

ECW Geoholding heeft in de periode 2013-2017 6 aardwarmteputten geboord die samen 3 doubletten vormen. De aardwarmtewinningsinstallatie van ECW op de Oostlanderweg te Middenmeer (en deel Tussenweg te Middenmeer) bestaat uit 1 hoofdlocatie waar warmte van productiewater van 3 productieputten wordt gewonnen. Op de Tussenweg is put MDM-GT-05 gerealiseerd welke nu dienst doet als injectieput.

De putten behorende bij het doublet onder winningsvergunning Middenmeer II zijn putten opgebouwd uit gelaste conductorpijpen die tot zo'n 90 m in de ondergrond zijn geheid. Deze conductors hebben een uitwendige diameter van 28'' ofwel 71,1 cm. In alle gevallen is door XC 70 staal voor gebruikt met een wanddikte van 2,22 cm. Alle putten hebben 3 verbuizingen die aan maaiveld lopen. Dit zijn de conductor, de 18 ^{3/8} en de 13 ^{3/8} casing. De 18 ^{3/8} betreft K55 en de 13 ^{3/8} betreft L80 staal. In de productieput is een injectieleiding gerund voor de dosering van corrosie remmer als mijnbouwhulpstof.

De jaarlijkse hoeveelheid water is gebaseerd op maximaal aantal draaiuren van 8760 per jaar en een debiet van 250 m³ (+/- 20%) per uur voor dit doublet. De hoeveelheid onttrokken energie (GJ) is gebaseerd op bovengenoemde debiet, draaiuren en een temperatuurverschil tussen productiewater en injectiewater van 50 graden Celsius en een dichtheid van 1,11 kg per liter formatiewater.

Bij een toekomstige doelmatigere winning die op een aantal manieren kan worden bewerkstelligd, kan de waarde van het debiet 20% meer of minder zijn en daarmee ook de van het debiet afhankelijke en afgeleide waarden. Daarnaast is de hoeveelheid onttrokken energie direct afhankelijk van het verschil in temperatuur van productiewater en injectiewater zonder dat het debiet verandert en daarmee ook de energieconsumptie. Dit kan worden bereikt door een verdere uitkoeling bij de warmteafnemers. Op elke veelvoud van vijf jaar is een onderhoud voorzien met mogelijk ESP wissel, logs en andere workovers/interventies.

De hoeveelheid jaarlijkse gedoseerde inhibitor is gebaseerd op een concentratie van 10 ppm ofwel 10 ml per m³ formatiewater. De hoeveelheid meekomend geogas is gebaseerd op de gesignaleerde gas-water ratio van 0,42 Nm³ per m³ formatiewater. De energieconsumptie is de elektriciteitsconsumptie gebaseerd op een gemiddeld totaal verbruik van 756 KW^h per draaiuur. Er is geen sprake van meekomend olie.

Ten aanzien van de risico's op seismiciteit is conform het protocol ontwikkeld door IF Technology BV en Q-con een scoringsmatrix met 9 indicatoren ingevuld. In deze scoringsmatrix zoals opgenomen in hoofdstuk 6 is een genormaliseerde score van 0,31 te zien. Dit wordt geassocieerd met een laag risico. Ook op basis van de leidraad van SodM kan worden geconcludeerd dat het seismisch risico voor locatie Middenmeer zeer klein is en er verder in de vorm van een SHA of SRA geen onderzoek vereist is.

Geïnduceerd seismiciteit wordt veroorzaakt door een verandering in de lokale stress (druk) situatie. Deze stress situatie wordt beïnvloed door poro-elastische en thermo-elastische effecten. De drukverandering gerelateerd aan de poro-elastische effecten, treedt voornamelijk op nabij de productieput (drukafname) en de injectieput (druktoename) en neemt snel af naarmate de afstand tot de putten groter wordt. Na initiële productie treedt een equilibrium op omdat de geïnjecteerde en geproduceerde volumes gelijk zijn. Als tijdens deze initiële periode geen seismiciteit optreedt, is het geassocieerde risico zeer klein geworden. Dit is het geval voor de opererende doubletten van Agriport. De effecten van de afkoeling van het reservoir, de thermo-elastische effecten zoals compactie, zijn niet meegenomen in de methodieken van IF/QCON en SodM. Numerieke modellen van gelijksoortige geothermische exploratie geven aan dat het hieraan verbonden risico (op een beving met $M > 2.5$) klein is. Op basis van berekeningen beschreven in dit rapport, zijn de daaraan verbonden risico's voor Agriport ook klein.

Voor Middenmeer is het raadzaam een massabalans (gelijke injectie en productie) te handhaven en om te blijven monitoren (met de lokale seismometer). Daarnaast is het van belang om bij nieuwe putten, voornamelijk putten geboord in gebieden met 2D seismiek, interferentietests uit te voeren. Hiermee kan worden bepaald of er mogelijk onvoorziene drukverschillen in het reservoir kunnen optreden.

In een winningsplan wordt in het kader van de mijnbouwwet aandacht geschonken aan 4 aspecten:

1. Het belang van veiligheid voor omwonenden of het voorkomen van schade aan gebouwen of infrastructurele werken of de functionaliteit daarvan.
2. Het belang van een planmatig gebruik of beheer van delfstoffen, aardwarmte, andere natuurlijke rijkdommen, waaronder grondwater met het oog op de winning van drinkwater, of mogelijkheden tot het opslaan van stoffen.
3. De nadelige gevolgen voor het milieu i.r.t. ondergrondse risico's.
4. De nadelige gevolgen voor de natuur i.r.t. tot de ondergrondse activiteiten.

Ad 1. Dit is gerelateerd aan bodembeweging (risico op seismiciteit). Voor de activiteiten in Middenmeer is op basis van reservoir parameters een verwachte bodemdaling na 30 jaar van zo'n 10 mm in het gebied van maximale daling, tussen de twee productieputten gesimuleerd. Deze mogelijke bodemdaling in relatie tot aardwarmtewinning is naar verwachting niet significant in die zin die het schade aan gebouwen of infrastructurele werken of veiligheidsrisico's zou kunnen veroorzaken

Ad 2. De duur van de winning is in het ontvangen besluit vastgesteld op 35 jaar. Er is vanuit deze mijnbouwinstallatie geen sprake van interferentie met aanpalende mijnbouwactiviteiten zoals gaswinning, oliewinning, gasopslag en aardwarmtewinning omdat geen van deze activiteiten op dit moment aanwezig is binnen een mogelijke invloedssfeer.

Ad 3. ECW gebruikt in relatie tot putintegriteit corrosie remmers. Dit zijn goedgekeurde mijnbouwhulpstoffen. De gebruikte dosering is afhankelijk van de flow en afgestemd op een optimale bescherming van de put en minimale belasting van het milieu.

Ad 4. De ondergrondse activiteiten van ECW aan de Oostlanderweg hebben geen nadelige effecten op beschermde natuur zoals o.a. gerelateerd aan de instandhoudingsdoelstellingen van NNN of Natura2000 gebieden. De bodembeweging is over een periode van 30 jaar dermate klein dat dit geen nadelige effecten heeft op deze instandhoudingsdoelstellingen.

Inhoud

1. Samenvatting	3
2. Inleiding.....	7
2.1. Verantwoorde winning, veilig voor mens en milieu	8
2.2. Procedure en Publiekscommunicatie	8
3. Locatie en beschrijving van het geothermisch systeem	10
3.1. Locatie van het geothermisch systeem	10
3.2. Beschrijving van geothermisch systeem	14
4. Beschikbare en gebruikte putten en seismische data	19
4.1. Keuze van de referentieputten en putinformatie.....	19
4.2. Seismische gegevens.....	20
4.3. Coördinaatsysteem en Beschrijving van de putten	20
4.4. Aquifer karakteristieken	25
4.5. Formatiewater karakteristiek	36
4.6. Reservoir modellering.....	40
5. Wijze van winning.....	43
5.1. Beschrijving winning	43
5.2. Duur van winning	47
5.3. Toekomstige ontwikkeling.....	47
5.4. Interferentie.....	47
6. Bodembeweging	48
6.1. Bodemdaling/stijging	48
6.2. Bodemtrilling.....	50
6.3. Inventarisatie van gevaar op bodemtrillingen- Quick-Scan.....	51
6.4. Resultaten Quick-scan.....	52
6.5. Deterministische risico analyse voor geïnduceerde seismiciteit (SodM)	62
6.6. Conclusie Quick Scan	63
6.7. Gebiedsbescherming en nadelige gevolgen	65
Verklarende woordenlijst	70
Referenties.....	70
Bijlages	71

2. Inleiding

Middenmeer is een goede locatie voor geothermie. Vraag en aanbod zijn van hoge kwaliteit. Op de locatie zorgt een concentratie van glastuinbouw voor voldoende warmtevraag, en de geologie is gunstig voor productie van aardwarmte. In dit rapport wordt het ontwikkelingsplan beschreven, beginnende met de omschrijving van de locatie (zowel bovengronds als ondergronds), de data die beschikbaar is om het ontwikkelingsplan uit te werken, en uiteraard een omschrijving van de geplande ontwikkeling.

Het ontwikkelplan bevat de volgende onderdelen

- Een omschrijving van de locatie en formatie (hoofdstuk 3), en de hoedanigheid van de putten, seismische informatie en reservoir- en formatiewater karakteristieken (hoofdstuk 4).
- Een omschrijving van de wijze van winning (volumes/debiet, bijvangst, reservoirstimulatie).
- Een beschrijving van de relevante potentiële risico's voor omgeving en milieu vanuit de Mijnbouwwet (bodemtrillingen) en mogelijke gevolgen voor omgeving en eventuele mitigerende maatregelen.

In hoofdstuk 3 is een korte omschrijving van de locatie en formatie weergegeven. In hoofdstuk 4 wordt een overzicht gegeven van de hoedanigheid van de putten, seismische informatie en karakteristieken van het reservoir en het formatiewater. De risico's op seismiciteit bij geothermische exploitatie zijn omschreven en gekwantificeerd in hoofdstuk 6. Dit is gedaan op basis van het protocol ontwikkeld door IF Technology B.V. en Q-con GmbH, de leidraad opgesteld door SodM in 2016 (Methodiek voor risicoanalyse omtrent geïnduceerde bevingen door gaswinning, tijdelijke leidraad voor adressering”).

In hoofdstuk 3 wordt het geothermisch systeem beschreven, evenals de locatie van de winningsinstallatie. In hoofdstuk 4 wordt aandacht geschonken aan de karakteristieken van de beschikbare putten, seismische gegevens en karakteristieken van de watervoerende formatie en het bijbehorende formatiewater. In hoofdstuk 5 komt de wijze van winning aan bod met aandacht voor o.a. duur van de winning en toekomstige ontwikkelingen. Hoofdstuk 6 is gewijd aan bodembeweging en hierin worden ook de resultaten van de Quick Scan beschreven. Daarnaast is er een verklarende woordenlijst en een referentielijst opgenomen.

2.1. Verantwoorde winning, veilig voor mens en milieu

ECW als operator van meerdere mijnbouwinstallaties draagt zorg voor een verantwoorde winning van aardwarmte. Voor het uitvoeren van een zo goed mogelijk arbeidsomstandighedenbeleid is een werkgever actief in de mijnbouw (operator) verplicht een veiligheids- en gezondheidszorgsysteem (vg-zorgsysteem) aanwezig te hebben. Dit systeem ligt aan de basis van de uitvoering van ieder mijnbouwkundig proces - van boor- en testfase, bouwfase, productiefase en sluitingsfase – om de veiligheid en gezondheid van werknemers en omgeving te bevorderen. Dit systeem omvat het geheel van beleid, organisatie, planning, uitvoering, monitoring, evaluatie, bedrijfsinterne doorlichting en verbetering. Voor een doeltreffend vg-zorgsysteem is het vereist dat de mijnbouwkundige processen en de daarbij behorende procedures, taken, bevoegdheden, verantwoordelijkheden en middelen op consequente wijze in kaart worden gebracht en daadwerkelijk in de praktijk worden uitgevoerd.

ECW heeft een dergelijk systeem in de organisatie geïmplementeerd en ziet het als een continue taak dit systeem verder te ontwikkelen naar gelang nieuwe inzichten en eisen. Een verantwoorde winning van aardwarmte betreft een juist ontwerp(proces), kwaliteitszorg bij de realisatie/bouw en een veilig opereren van de boven- en ondergrondse onderdelen van een aardwarmtewinningsinstallatie als mijnbouwwerk. Hierbij wordt gebruik gemaakt van o.a. veiligheidsprotocollen, werkinstructies en monitoringsprogramma's en zijn de installaties voorzien van alarmeringen en instrumentele en mechanische beveiligingen ten behoeve van het beheersen van put en installatie integriteit.

De integriteit van een put omvat het geheel van technische, operationele en organisatorische maatregelen om het risico op (schadelijke) lekkage buiten de put te voorkomen. Het doel van bovengenoemde maatregelen is om de integriteit van de putten op een zodanig niveau te hebben zodat gebreken in of aan een put niet direct kunnen leiden tot schade aan mens en milieu. Het is dus belangrijk om eventuele defecten en gebreken aan elementen in de putconfiguratie te voorkomen dan wel te beheersen.

Deze elementen kunnen gezien worden als 'barrières'. Een barrière fungeert als beschermende schil tegen lekkage. De putten van ECW bestaan qua barrières uit een geheide conductor en 2 maatvoeringen verbuizingen die aan het oppervlak komen en die beiden zijn gecementeerd. Hiermee is er in de eerste 100 meter sprake van 3 verbuizingen en 2 cementeringen als barrières en vanaf 100 tot zo'n 600 m sprake van 2 verbuizingen en 2 cementeringen.

Als onderdeel van een WIMS vinden er monitoring en inspecties plaats. Op geregelde tijden worden de putten gelogd.

2.2. Procedure en Publiekscommunicatie

Naast de reeds bestaande wettelijke adviseurs SodM en de Technische commissie bodembescherming (hierna: Tcbb), worden op grond van de gewijzigde MbW ook de provincie, gemeenten, waterschappen en de Mijraad in de gelegenheid gesteld om advies te geven. Bij nieuwe winningsplannen is afdeling 3.4 van de Algemene wet bestuursrecht (Awb) van toepassing verklaard, waardoor de mogelijkheid van het indienen van zienswijzen bestaat. Op deze wijze is getracht het burgerperspectief nadrukkelijk mee te nemen in de besluitvorming. Bij een wijziging van het winningsplan is dit afhankelijk van de verwachte effecten.

Nieuwe winningsplannen liggen (als onderdeel van de procedure ter goedkeuring) ter inzage voor het publiek. Het is wenselijk dat de vergunninghouder proactief publiekelijk uitleg geeft bij het plan, bijvoorbeeld in een avond aan omwonenden of via website en social media.

ECW heeft als organisatie een pro-actieve houding inzake informatievoorziening /kennisuitwisseling met een breed scala aan belanghebbenden waaronder geïnteresseerde burgers en omwonenden. ECW organiseert daarvoor een aantal keer per jaar informatie-avonden. Daarnaast krijgt ECW veel verzoeken voor een bedrijfsbezoek of het verzorgen van presentaties op locaties. Inzake het specifieke onderwerp winningsplan zal in de eerste helft van 2019 een campagne met (schriftelijke) informatievoorziening via websites en een of enkele informatie-avonden worden opgezet.

3. Locatie en beschrijving van het geothermisch systeem

3.1. Locatie van het geothermisch systeem

De geothermieontwikkeling ECW Geo Middenmeer is gelegen in de provincie Noord Holland en gemeente Hollands Kroon. (zie Figuur 1).

Het aardwarmte opsporingsgebied 'Middenmeer' en het aangrenzende opsporingsgebied 'Middenmeer 2' liggen ter hoogte van de locatie Agriport (zie Figuur 2). De locatie Agriport heeft een oppervlak van circa 1000 hectare en ligt in het zuidoosten van Wieringermeerpolder in de kop van Noord Holland.

De locatie Agriport is door het Rijk, Provincie Noord-Holland en gemeente Hollands Kroon aangewezen o.a. als landbouwontwikkelingslocatie voor grootschalige glastuinbouw. Daarnaast is op de locatie een bedrijventerrein aanwezig van (boven)regionale belang. De aardwarmtewinning op Agriport is in 2014 gestart.

De aardwarmtewinning levert via een verwarmingsnet duurzame warmte voor op dit moment voornamelijk glastuinbouwbedrijven gevestigd op de locatie. De gevestigde bedrijven hebben de aardwarmtewinning gezamenlijk gerealiseerd zodat een belangrijk deel van hun energievoorziening duurzaam en kostenefficiënt wordt ingevuld. De aardwarmtewinning en distributie is gerealiseerd, en wordt beheerd, door het lokale energienetwerkbedrijf ECW waarin de gevestigde bedrijven samenwerken en participeren.

Van maaiveld gemeten is de diepte van de betreffende putten meer dan 2 kilometer. Op de diepte waar aardwarmte wordt gewonnen (op de diepte van de Slochteren zandsteen formatie) zijn circa 200 meter lange geperforeerde buizen aangebracht. De geperforeerde buizen zijn aangebracht voor het tegenhouden van fijne deeltjes zoals zand. De gaten in de verbuizing samen met de draadwikkeling zorgt ervoor dat water uit de zandsteen formatie de productieput gecontroleerd kan instromen en de injectieput kan uitstromen.

De aardwarmtewinningsinstallatie of mijnbouwwerk van ECW Middenmeer omvat op dit moment een zestal geothermieputten in een configuratie van 3 doubletten bestaande uit 2 mijnbouwlocaties. Op de locatie Oostlanderweg zijn 5 putten en de winningsinstallatie gesitueerd en op de locatie Tussenweg een put met bijbehorende injectiepomp en toebehoren (zie Figuur 3 en Figuur 4 voor luchtfoto's van Oostlanderweg locatie).

Op 4 februari 2019 is met kenmerk DGKE-W/19010265 een winningsvergunning aardwarmte Middenmeer II aan ECW Geoholding en verlenen toestemming tot overdracht aan ECW Warmte I verkregen. De vergunning geldt vanaf het tijdstip waarop zij in werking is getreden tot 35 jaar na het tijdstip waarop zij onherroepelijk is geworden. De vergunning treedt in werking met ingang van de dag na die waarop de beschikking is bekendgemaakt. De aanvraag winningsvergunning Middenmeer II is aangevraagd voor de doublet 2. Doublet 2 bestaat uit de productieput MDM-GT-04 en injectieput MDM-GT-03. Het door ECW aangevraagde gebied voor de winningsvergunning Middenmeer I beslaat delen van de opsporingsvergunningen Middenmeer, Middenmeer 2 en Middenmeer 4.

Het gebied waarvoor de winningsvergunning geldt, is verticaal begrensd met als bovengrens de top van Vlieland Kleisteen formatie en als ondergrens de top van de Limburg Groep. Op basis van de grensbeschrijving is de oppervlakte van het gebied 3.26 km³

Dit ontwikkelplan is onderdeel van het winningsplan en wordt/is in april 2019 ingediend.



Figuur 1. Locatie van de Middenmeer geothermielocatie van ECW op Agriport A7 in de provincie Noord Holland, gemeente Hollands Kroon.



Figuur 2. Begrenzing van het winningsgebied met de locatie van de betreffende geothermische putten. De inzet zoomt in op de configuratie van de geplande en geboorde geothermische putten. De putten zijn aangegeven met blauw (injectorputten) en rood (onttrekkingsputten).



Figuur 3. Luchtfoto van de aardwarmtewinning op locatie Oostlanderweg te Middenmeer. Links is de weg Agriport te zien en aan de bovenzijde loopt de Oostlanderweg, gemeente Hollands Kroon.

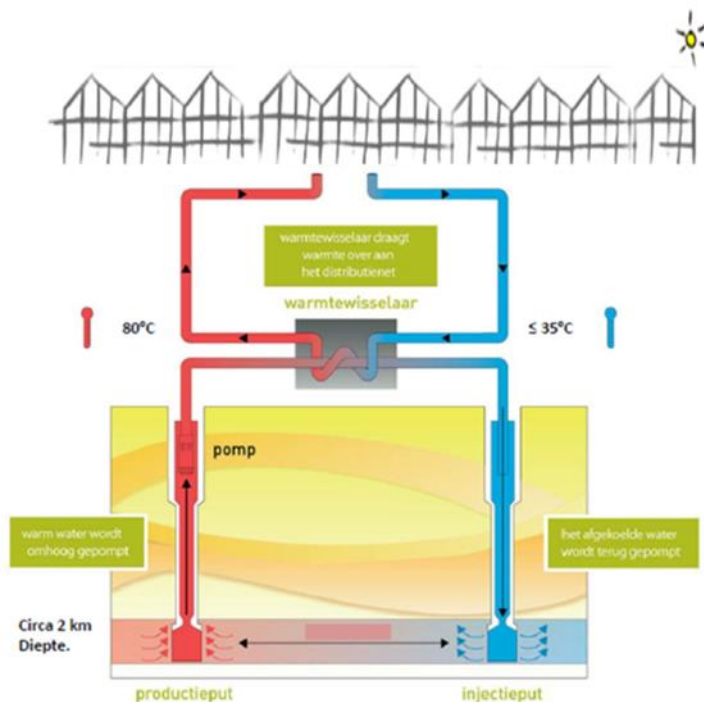


Figuur 4. Luchtfoto van de aardwarmtewinning op locatie Tussenweg te Middenmeer, gemeente Hollands Kroon

3.2. Beschrijving van geothermisch systeem

Diep in de bodem is warm water aanwezig dat is opgeslagen in poreuze zandsteenlaag. Hoe dieper in de aarde, hoe warmer het wordt. Met iedere kilometer diepte stijgt de temperatuur met ongeveer 30°C. Dit is een gemiddelde geothermale gradiënt, lokaal kan hier variatie in optreden. Op een diepte van gemiddeld 2,2-2,4 kilometer diepte zit in de bodem onder Middenmeer water met een temperatuur van circa 90 °C. De energie die in dit warme water zit, wordt aardwarmte of geothermie genoemd. Het warmte water kan worden opgepompt en de warmte is te gebruiken voor bijvoorbeeld het verwarmen van woningen, gebouwen, industrie of kassen in de glastuinbouw.

Een aardwarmte winningsinstallatie bestaat uit een ondergrondse gedeelte en een bovengronds gedeelte. In *Figuur 5* is de aardwarmtewinning schematisch weergegeven, een foto van de mijnbouwwerken is te zien in *Figuur 6*. Vanuit de bodemlaag wordt het warme water opgepompt met een pomp geplaatst in de productieput. Als het water bovengronds komt, wordt de warmte gewonnen in warmtewisselaars. Daarna wordt het afgekoelde water teruggepompt in de bodem. Een combinatie van een productieput en een injectieput wordt een doublet genoemd. Op de aardwarmtewinning van ECW Middenmeer betreft het drie doubletten.



Figuur 5. Principeschets van diepe aardwarmtewinning (Bron: www.kasalsenergiebron.nl) (temperaturen en dieptes zijn indicatief)



Figuur 6. Foto van het mijnbouwwerk AWI Middenmeer (buitenterrein)

De inrichting bestaat uit een buitenterrein en een energiegebouw (ook wel geogebouw genoemd). De putkoppen (well heads) staan op de boorplaats/buitenterrein. De putkoppen zijn met leidingwerk verbonden met de winningsinstallatie die deels op het buitenterrein en deels in het geogebouw is geplaatst. Het terrein is omsloten met een hek, zodat toegang tot de winningslocatie alleen mogelijk is voor bevoegd personeel van de winning. Nabij de locatie is een parkeerplaats voorzien voor personeel.

De aardwarmte winningslocatie (AWI) heeft een oppervlakte van ongeveer 1 hectare. Het buitenterrein is ten o.a. behoeve van het kunnen uitvoeren van de boringen bouwrijp gemaakt en daarvoor met een vloeistofdichte verharding ingericht als 'boorplaats'. Het energiegebouw is direct aangrenzend aan de boorplaats opgericht.

De aardwarmtewinningsinstallatie dient om geothermische energie te winnen en beschikbaar te stellen aan de warmteafnemers. De installaties en de procesautomatisering worden zo ontworpen dat onder meer de volgende doelen ingevuld kunnen worden:

- stabiele operatie met een zo constant mogelijke warmteproductie en betrouwbare levering van warmte;
- fail safe ontwerp. Installaties gaan naar een veilige situatie in geval van bijzondere situaties/omstandigheden;
- minimale milieueffecten en hinder voor omwonenden.

Het warmtenet zelf maakt geen onderdeel uit van de inrichting. Op de AWI Middenmeer zijn wel pompen geplaatst om vanaf de AWI Middenmeer warmte via het warmtenet te kunnen transporteren naar de gebruikers. Deze pompen en bijbehorend filter en meetapparatuur maken wel onderdeel uit van de inrichting.

Het ondergrondse gedeelte in Middenmeer m.b.t. winningsvergunning Middenmeer II bestaat injectieput MMD-GT-03 en productieput MDM-GT-04. Deze putten zijn geboord tot de onderzijde van de beoogde gesteentelaag. Om de circulatietijd zo groot mogelijk te houden worden de putten dusdanig geboord dat ze op reservoirdiepte ver van elkaar verwijderd zijn (typisch zo'n 1000 meter). In dit geval is de beoogde gesteentelaag de Slochteren Zandsteen, die hier een gemiddelde dikte

heeft van 150-200 meter, en een diepte van ruim 2 km onder het aardoppervlak. Nadat een put(sectie) is geboord, wordt deze afgewerkt met een stalen verbuizing en wordt achter deze verbuizing cement aangebracht. Op reservoir diepte is een buis gehangen met sleuven/gaten) om formatiewater uit deze aardlaag te kunnen onttrekken, en na winning van de aardwarmte, te kunnen injecteren.

De verbuizing en cementering zorgen, samen met putkoppen (wellheads) geplaatst op de put op maaiveld, voor afscherming van de omstandigheden in de put naar de omgeving. In een productieput is ondergronds een pomp geplaatst om het formatiewater op te pompen. *Figuur 7* geeft een schematisch overzicht van de geothermie installatie bij ECW.

Het warmtenet zelf maakt geen onderdeel uit van de inrichting. Op de AWI Middenmeer zijn wel pompen geplaatst om vanaf de AWI Middenmeer warmte via het warmtenet te kunnen transporteren naar de gebruikers. Deze pompen en bijbehorend filter en meetapparatuur maken wel onderdeel uit van de inrichting.

Bovengronds staan de wellheads met afsluiters om de put indien vereist veilig te kunnen afsluiten (deze afsluiters zijn niet afgebeeld in onderstaand schema). Van de wellheads wordt het warme water met leidingwerk gevoerd naar de winningsinstallaties geplaatst op de buitenplaats of in het energiebouw (aardwarmtecentrale). Installatiedelen zoals de wellheads, water/gas separator, gasdrooginstallatie, gasketel en fakkels staan op het buitenterrein. De pompen, filters, warmtewisselaars en voorzieningen zoals regelkasten, frequentieregelaars en transformatoren e.d. zijn in pandig geplaatst.

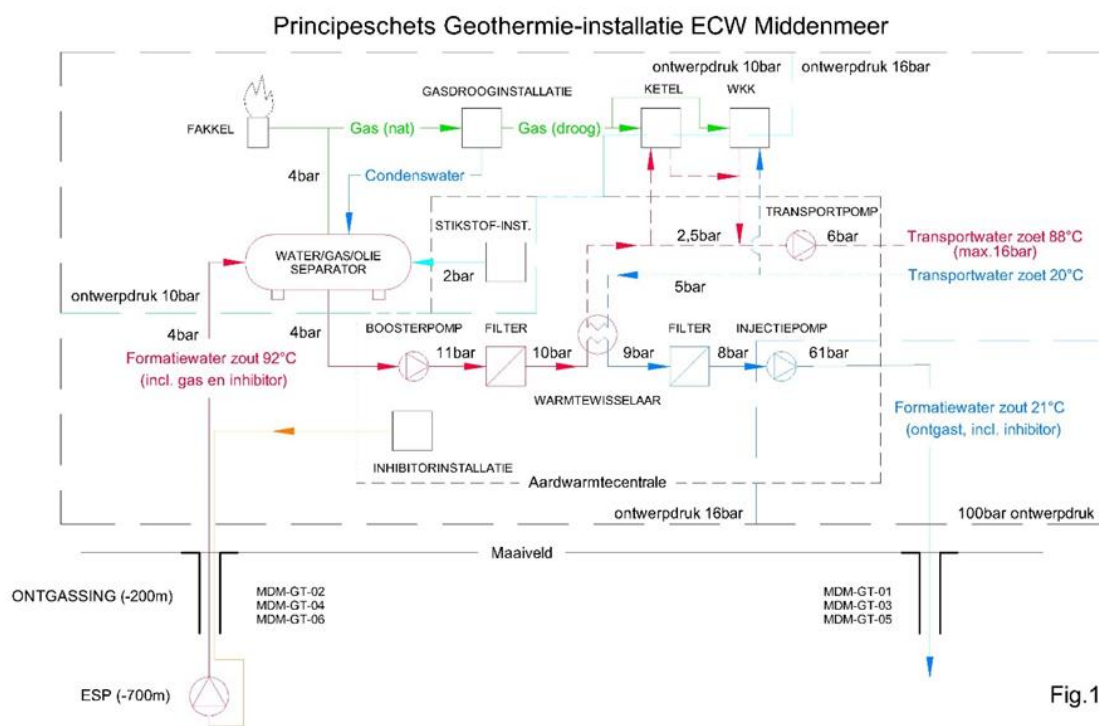


Fig.1

Figuur 7. Principe schets/ blokschema Geothermie-installatie ECW Middenmeer.

Het hoofdproces omvat het volgende:

Met de pomp in een productieput (een “electric submersible pump” oftewel ESP) wordt 90°C heet zout formatiewater omhoog gepompt. In de productieput, voor de ESP, wordt een inhibitor gedoseerd om de gehele installatie te beschermen tegen corrosie door het zoute en hete water. In het opgepompte water zit circa 0,3-0,4 m³ gas per m³ water opgelost. Als de druk daalt, komt dit geogas vrij. Het geogas komt vrij als de druk daalt tot onder de circa 21 bar. Het is bedrijfstechnisch

niet haalbaar, en veiligheidstechnisch onwenselijk, bovengronds de systeemdruk van de hele winning boven deze druk te houden. Tevens kan door afscheiding van het geogas de risico's voor de winningsinstallatie worden beperkt. Daarom wordt dit geogas uit het systeem gehaald in de water/gas separator. Dit is een tank waarin de druk dusdanig wordt afgesteld zodat het geogas vrijkomt uit het water. Het geogas gaat automatisch naar boven en verlaat de tank via een leiding aan de bovenzijde van de tank. Het water stroomt er aan de onderkant uit. Met een boosterpomp wordt het hete ontgaste formatiewater uit de separator doorgepompt naar een set van filters. Voordat de aardwarmte kan worden geoogst in de warmtewisselaars, wordt het hete formatiewater gefilterd om ongewenste vervuiling (en daarmee verlies van efficiency) van de wisselaars te voorkomen.

Na filtering stroomt het hete formatiewater door de warmtewisselaar waarbij er warmteoverdracht plaats vindt van zout formatiewater (aan de primaire zijde van de warmtewisselaars) naar zoet water (aan de secundaire kant van de warmtewisselaars). De twee waterkwaliteiten zijn van elkaar gescheiden door de stalen platen in de warmtewisselaars. Het afgekoelde formatiewater van circa 25-35°C gaat wederom door een filter, waarna dit m.b.v. een injectiepomp wordt verpompt naar de injectieputten. In de injectieputten wordt het formatiewater teruggebracht in dezelfde ondergrondse zandsteenlaag als waaruit het water met de productieput is onttrokken. Tussen de injectie- en productieput is meer dan 1 kilometer afstand voorzien, zodat koud water nabij de injectieput niet snel zal doorbreken met warm water bij de productieput. De doorbraaktijd bepaalt mede de verwachte termijn voor een haalbare productie van aardwarmte met de eerste vier gerealiseerde putten.

Hulpsystemen:

Ter ondersteuning van het hierboven beschreven aardwarmtewinning is een aantal hulpsystemen aangebracht, waaronder:

Procesbesturing en –beveiliging: Het controle- en veiligheidssysteem van de winning wordt zodanig ontworpen, dat het proces tijdens normaal bedrijf stabiel opereert zonder tussenkomst van de operator. Het controlesysteem bestaat uit een procesbesturingssysteem (Process Control System) en een veiligheidssysteem (Emergency Shut Down system).

Energievoorziening: De winning wordt grotendeels van energie voorzien door middel van elektriciteit. De elektriciteit is afkomstig van het openbare elektriciteitsnet.

Fakkelsysteem: Bij de aardwarmte winning komt geogas vrij. Dit geogas wordt normaal gesproken gedroogd en nuttig toegepast voor de warmtewinning. In de normale bedrijfsvoering wordt geen gas afgeblazen. In bijzondere gevallen (bij storing) kan het echter noodzakelijk zijn om de installatie, of delen daarvan, van druk af te laten door middel van het afblazen van gas of om het geogas via een gesloten afblaassysteem naar de fakkelinstallatie te leiden, waarin het afgeblazen gas wordt verbrandt.

Hemel- en spoelwaterafvoer: Een belangrijk deel van de winninginstallaties staat in een gebouw. Het schone regenwater van het dak wordt op oppervlaktewater afgevoerd. Op de boorplaats nabij het winningsgebouw is een vloeistofdichte verharding aangebracht met een afvoersysteem dat het water naar de regenwateropvangtank leidt. Schoon water wordt afgevoerd op het oppervlaktewater. Als het water verontreinigd water mocht zijn (of preventief bij activiteiten op de bouwplaats) wordt het water per tankwagen afgevoerd naar een hiertoe bevoegde verwerker (in overleg met het waterschap).

Stikstof en perslucht: Voor de automatische bediening van installaties en voor de bedrijfsvoering/onderhoud zijn installaties geplaatst in het aardwarmtegebouw voor het maken van perslucht en stikstof. Op de aardwarmtewinning zijn verdeelnetwerken beschikbaar waarmee stikstof en perslucht worden getransporteerd naar de locaties waar hiervan gebruik gemaakt wordt.

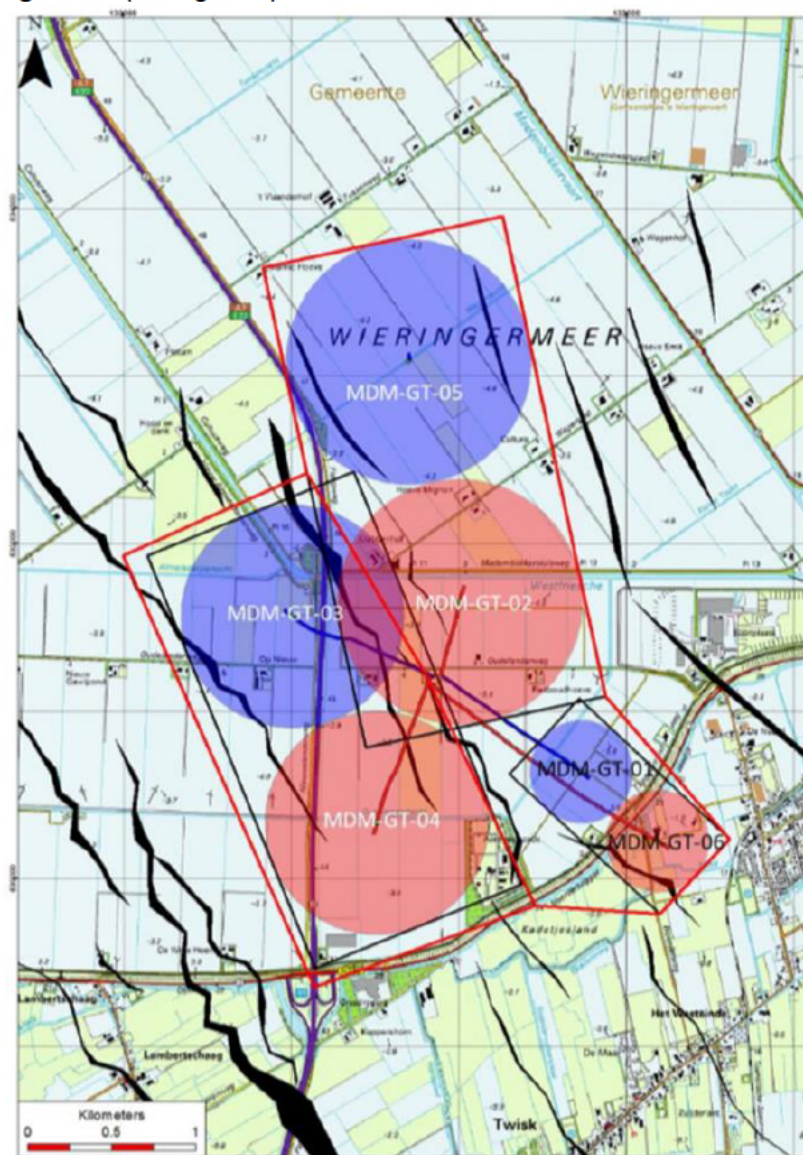
Warmtenet: De gewonnen duurzame warmte wordt naar de gebruiker getransporteerd met een warmtenet. Op de aardwarmtewinningslocatie staan pompen om het warme (zoet) water vanaf de winning met het net te verpompen naar de gebruikers. Bij elke gebruiker staat een warmtewisselaar waarmee de aardwarmte wordt afgegeven aan de verwarmingsinstallatie van een bedrijf. Het koude water stroomt via het net in een gesloten systeem dan weer terug naar de winning. De leidingen voor het warmtenet zijn ondergronds gerealiseerd en de stalen buizen zijn goed geïsoleerd om het warmteverlies tijdens transport te beperken.

Het warmtenet kan worden beschouwd als het zoete gedeelte en valt formeel niet onder de mijnbouwlocatie. In hoofdstuk 4 worden in onderstaande paragrafen de ondergrondse componenten gedetailleerd beschreven.

4. Beschikbare en gebruikte putten en seismische data

4.1. Keuze van de referentieputten en putinformatie

In deze paragraaf wordt beschreven welke boringen zijn gebruikt voor de seismische interpretatie, de aquifer karakterisering en de waterevaluatie. In het geval van Middenmeer zijn hiervoor de putten van het onderhavige geothermisch systeem gebruikt. Daarnaast wordt een beoordeling gegeven van de relevantie van de putten voor dit project en een oordeel over de kwaliteit van de putgegevens. De locatie van al deze gegevens wordt waar mogelijk op kaarten weergegeven. Hierop zijn ook belangrijke topografische fenomenen (zoals steden, dorpen, hoofdwegen en rivieren) afgebeeld, evenals de begrenzing van de aardwarmtevergunning waarbinnen het project wordt uitgevoerd (zie Figuur 8).



Figuur 8. Gebiedsbegrenzing winningsgebieden Middenmeer II (MDM-GT-03-s1 en MDM-GT-04). Voor de volledigheid is ook het winningsgebied Middenmeer I weergegeven.

Gegevens en analyses van gegevens uit de putten van het geothermisch systeem en eventueel andere relevante referentie put(ten) zijn essentieel voor de inschatting van het geothermisch vermogen alsmede voor bepaling van de operationele condities en randvoorwaarden van het doublet en ook voor gevaar- en risicoanalyse. Deze gegevens en analyseresultaten zijn dan ook onderdeel van de geologische onderbouwing die in de navolgende hoofdstukken wordt gegeven.

4.2. Seismische gegevens

Voor de ontwikkeling van Middenmeer geothermie waren één 3D en tien 2D seismische surveys beschikbaar. De 3D seismiek dekt het gebied maar gedeeltelijk, met als gevolg dat 2D seismiek gebruikt is voor de rest van het gebied.

Acquisitie van de 3D survey, genaamd L3PET1991B, vond plaats in 1991 in opdracht van Elf/Petroland BV. De coördinaten zijn Rijksdriehoekstelsel voorgeladen in SEG Y. Een selectie van in totaal 85 2D lijnen uit de 3D kubus is gebruikt voor deze studie. De polariteit van de seismiek is SEG Normal. De seismische data is (nagenoeg) nul-fase data.

De eerste 2D survey vond plaats in 1971 en de laatste in 1989, de 3D survey stamt uit 1991. Om de surveys te verbinden zijn time shifts geïntroduceerd, hetgeen aangeeft dat elke survey zijn eigen oppervlaktelocatie heeft.

Na bewerking was de kwaliteit voldoende om de basis en de top van het Slochteren te kunnen karteren.

4.3. Coördinaatsysteem en Beschrijving van de putten

In Tabellen 1 en 2 wordt de belangrijkste administratieve informatie gegeven en wordt verwezen naar de End of Well reports.

Tabel 1: Algemene put informatie (MDM-GT-03-S2- MDM-GT-04) van doubletten behorende bij winningsvergunning I (dieptereferentie is maaiveld).

putnaam	MDM-GT-03-S2	MDM-GT-04
Type put	Injectie	Productie
Spuddatum	09-11-2013	02-01-2014
Compleetie datum	08-05-2014	22-02-2014
X (RD) oppervlaktelocatie	131846,05	131839,01
Y (RD) oppervlaktelocatie	5312014,60	531204,48
X (RD) einddiepte	531595,84	530262,49
Y (RD) einddiepte	130970,68	131493,09
Einddiepte (m AH)	2708	2643
Einddiepte (m TVD)	2449	2370

Tabel 2 en Tabel 3 geven de verbruizingsschema's voor de Middenmeer putten weer, in Figuur 9 en Figuur 10 is de schematische put configuratie weergegeven. Put MDM-GT-03-S1 is de injectorput en MDM-GT-04 is de productieput.

Tabel 2: Verbuizingsschema MDM-GT-03-S2 (in meters).

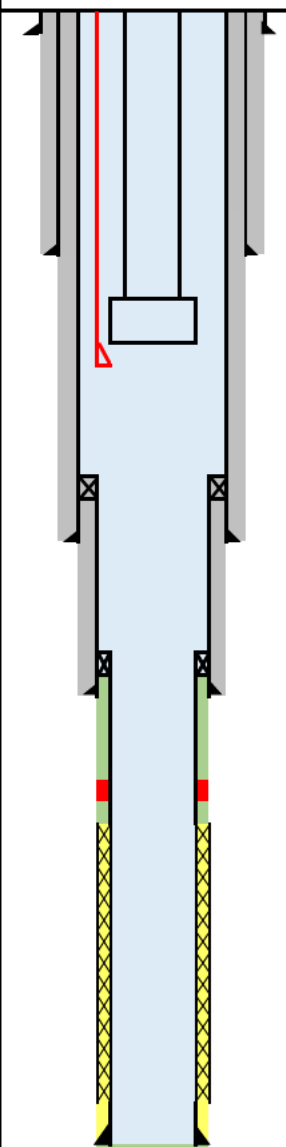
Element naam	Top (MD)	Base (MD)	Top (TVD)	Base (TVD)	OD (")	ID (")	roughness (mm) ¹	Staalsoort	Type koppelingen
Conductor 28"	0	79	0	79	27.953	26,377	0.15-4.0	X70	gelast
Injectie tubing	0	72	0	72	8.625	7.921	0.15-4.0	L80	Polseal
Casing 1 18 5/8"	0	521	0	521	18,625	17,755	0.15-4.0	K55	BTC
Casing 2 13 3/8"	0	1392	0	1313	13,375	12,347	0.15-4.0	L80	VAM TOP
Liner 1 9 5/8"	1147	1791	1103	1656	9.625	8.875	0.15-4.0	L80	VAM TOP
Liner 2 7"	1730	2194	1604	2020	7.000	6.276	0.15-4.0	K55	Polseal
Liner 3 5 1/2" blank pipe	2141	2464	1958	2239	5.500	4.950	0.15-4.0	K55	BTC
5 1/2" WWS 300 Mircron	2464	2493	2239	2436	6.125	4.950	0.15-4.0	L80/316L	BTC
Blank pipe 5 1/2"	2493	2699	2436	2442	5.500	4.950	0.15-4.0	K55	BTC

Item Description RT-GL=9,32m	Wellhead and Xmastree MDM-GT-03-S2	Depth GL		Hole ID	Pipe OD	Collar OD	Pipe D	Pipe D
		m tvd	m ah	in	in	in (nom)	in	in (drift)
28" Stove pipe		79	79	Driven	28.000		26.377	
8-5/8" L-80 #32 polseal killstring			72.08	12.250	8.625	9.650	7.921	7.600
18 5/8" casing #87.5 K55 BTC		521	521	23.000	18 5/8"	19.625	17.755	17.567
9 5/8" liner hanger		1103	1147					
13 3/8" casing #68 L80 Vam Top		1313	1392	17.500	13 3/8"	14.375	12.415	12.250
7" liner hanger		1604	1730	TOL				
9 5/8" liner #47 L80 Vam Top		1656	1791	12.1/4	9 5/8"	10.625	8.755	8.599
5 1/2" liner hanger		1958	2141	TOL				
7" liner #26 K55 Polseal		2020	2194	8.500	7"	7.565	6.276	6.151
		2024	2218					
		2077	2280					
Swellpacker		2231	2441					
TOP 5 1/2" #17.5 base pipe with 6 1/8" WWS		2239	2464					
Top Slochteren		2240	2465					
Base Slochteren		2430	2686					
5 1/2" #17.5 K55 BTC basepipe + WWS		2442	2699	6.600	5 1/2"	5.929	4.950	4.825
Open hole 6 1/8 x 6,6" (TD)		2449	2708	6.1/8 x 6,6				

Figuur 9. Schematische put configuratie MDM-GT-03-S2.

Tabel 3. Verbuizingsschema MDM-GT-04

Element naam	Top (MD)	Base (MD)	Top (TVD)	Base (TVD)	OD (")	ID (")	roughness (mm)¹	Staalsoort	Type koppelingen
Conductor 28"	0	79	0	79	28.000	26,377	0.15-4.0	X70	gelast
Productie tubing	0	571	0	571	8.625	7.921	0.15-4.0	L80	Polseal
Casing 1 18 5/8"	0	521	0	521	18,625	17,755	0.15-4.0	K55	BTC
Casing 2 13 3/8"	0	1405	0	1311	13,375	12,347	0.15-4.0	L80	VAM TOP
Liner 1 9 5/8"	1305	2159	1215	1959	9.625	8.755/ 8.681	0.15-4.0	L80	Polseal/ VAM TOP
Liner 2 6 5/8" Blank pipes	2090	2376	1901	2139	6.625	5.921	0.15-4.0	L80	Polseal
6-5/8" WWS 300 Mircron	2376	2616	2139	2347	7.000	5.921	0.15-4.0	L80/316L	Polseal
Blank pipe 6 5/8"	2616	2627	2347	2357	6.625	5.921	0.15-4.0	L80	Polseal

Item Description RT-GL=9,32	Wellhead and Xmastree MDM-GT-04	Depth GL		Hole ID	Pipe OD	Collar OD	Pipe D	Pipe D
		m tvd	m ah	in	in	in (nom)	in	in (drift)
28" Stove pipe		79	79	Driven	28.000		26.377	
18 5/8" casing #87.5 K55 BTC		521	521	23.000	18 5/8"	19.625	17.755	17.567
8-5/8" 32# L-80 production tubing		571	571	12.250	8.625	9.650	7.921	7.796
ESP 18 stage WNE 1600 intake depth:577 m ah 1/4" chemical injection line bullnose		599 600	599 600	300mm				
9 5/8" liner hanger		1215	1305					
13 3/8" casing #68 L80 Vam Top		1311	1405	17.500	13 3/8"	14.175	12.415	12.259
9 5/8" liner #43.5 L80 Polseal		1470	1589	12.250	9 5/8"		8.755	8.599
6 5/8" liner hanger		1901	2090					
9 5/8" liner #47 L80 Vam Top		1959	2159	12.250	9 5/8"	10.396	8.681	8.525
Swell packer joint (13x 400mm elements)		2120	2353					
6 5/8" #24 base pipe L80 Polseal		2139	2376	8.500	6 5/8"	7.191	5.921	5.796
TOP 6 5/8" #24 base pipe with 7" WWS Top Slochteren		2147	2385					
Top Ruurlo		2335	2603					
BOTTOM 6 5/8" #24 base pipe with 7" WWS		2347	2616	8.500	6 5/8"	7.390	5.921	5.796
Bullnose		2357	2627					
Open hole 8. 1/2" (TD)		2370	2643	8.500				

Figuur 10. Schematische put configuratie MDM-GT-04.

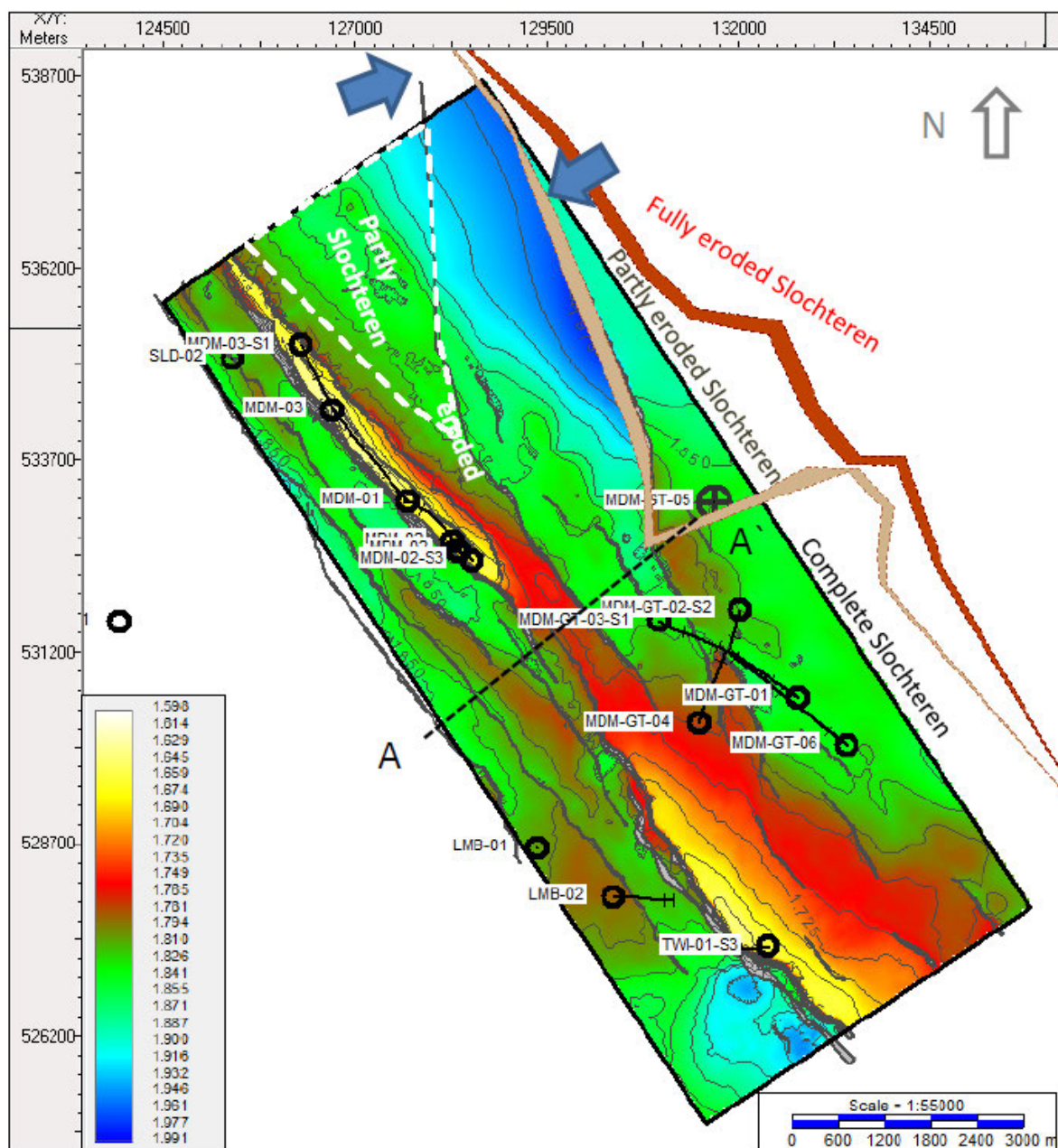
4.4. Aquifer karakteristieken

In dit hoofdstuk zijn de volgende elementen met betrekking tot aquifer karakteristieken opgenomen en waar mogelijk geïllustreerd met figuren:

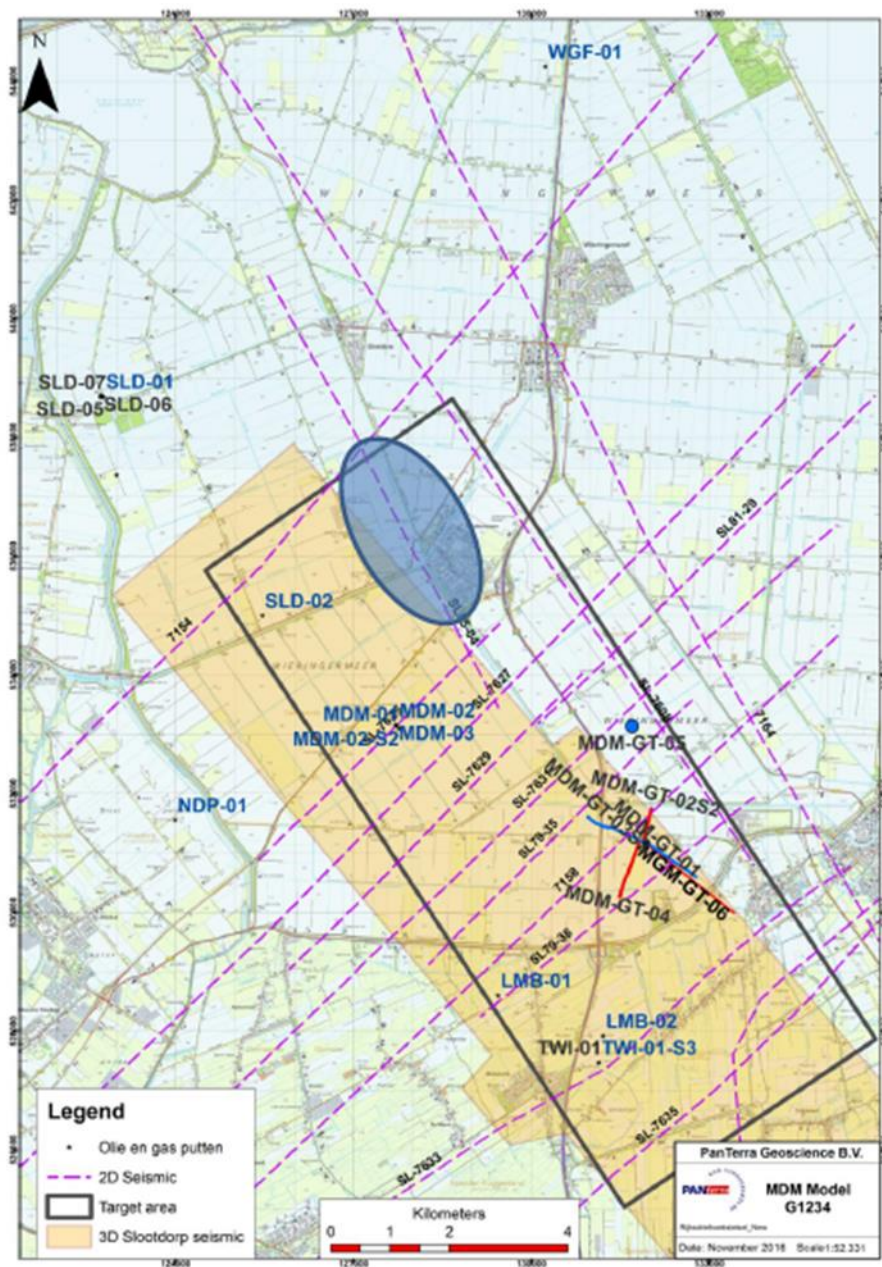
- Diepteligging aquifer of aquifers geïllustreerd met:
 - 1) Een correlatie diagram waarbij alle putten van het geothermisch systeem zijn opgenomen;
 - 2) Seismische sectie door de geothermisch systeem putten loodrecht op de as van het systeem;
 - 3) Seismische sectie door de geothermisch systeem putten parallel aan de as van het geothermisch systeem.
- Bruto dikte per aquifer geïllustreerd met een kaart en correlatie diagram.
- Identificatie en beschrijving van breuken
- Per put van de installatie de resultaten van petrofysische evaluatie van opgenomen logs van de aquifer(s) (gemiddelde aquifer porositeit, netto-bruto en permeabiliteit)
- Resultaten van interferentie tests tussen de putten van de installatie.
- Verhandeling over de connectiviteit tussen de putten
- Aquifer temperatuur en de daaruit afgeleide geothermische gradiënt.

Structuur en breuken

Het doelreservoir voor de Middenmeer ontwikkeling is de Slochteren Zandsteen. In **Fout! V** **erwijzingsbron niet gevonden.** is de diepte van het top Reservoir weergegeven, alsmede de drie injectie- en productieputten. De Slochteren Zandsteen bevindt zich in het winningsgebied op een diepte van 1850-1900 meter (top reservoir). Figuur 11 laat ook zien dat er verschillende breuken aanwezig zijn in de omgeving, met een dominante NNW-SSE oriëntatie, parallel aan de Texel-IJsselmeer hoog structuur

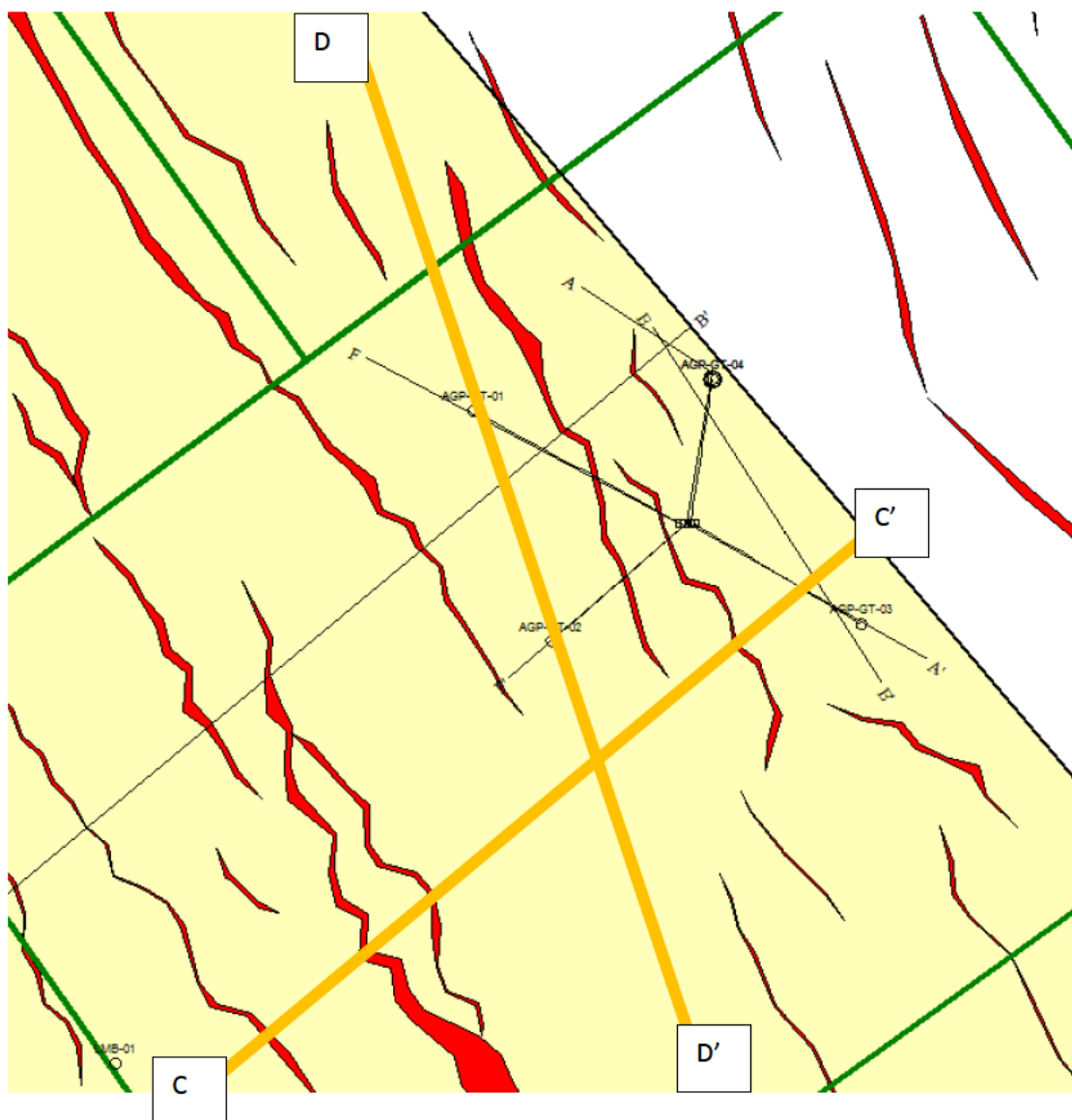


Figuur 11. Diepte kaart van de top aquifer.



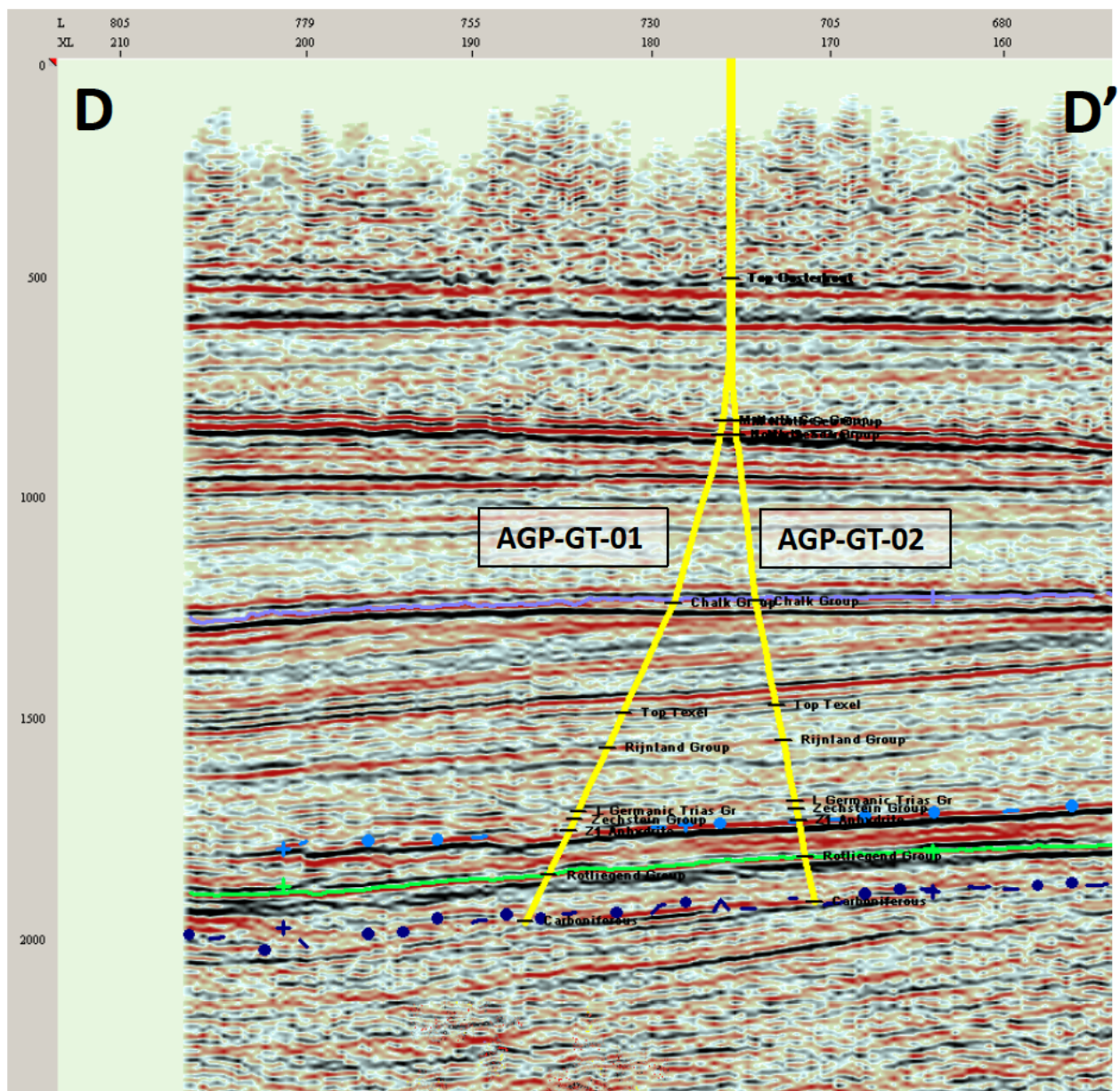
Figuur 12. Overzicht van beschikbare seismiek in het gebied.

In *Figuur 12* is te zien dat het gebied deels gedekt wordt door 3D seismiek, het gebied waar MDM-GT-05 en MDM-GT-02 geboord zijn valt daarbuiten, voor deze putten is 2D seismische data beschikbaar.

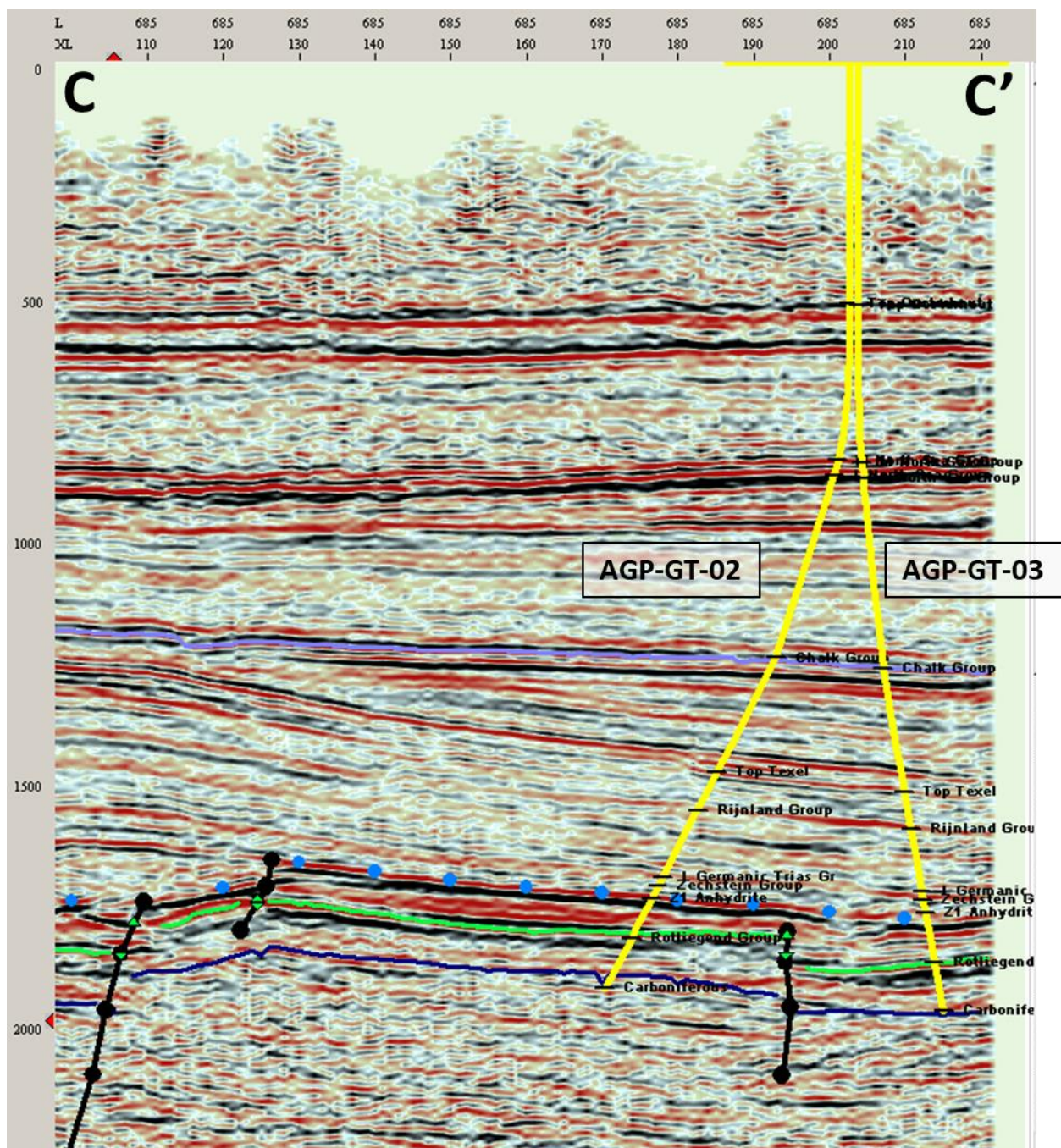


Figuur 13: Seismische dekking van het gebied met seismische lijnen gevisualiseerd in Figuur 14 en Figuur 15.

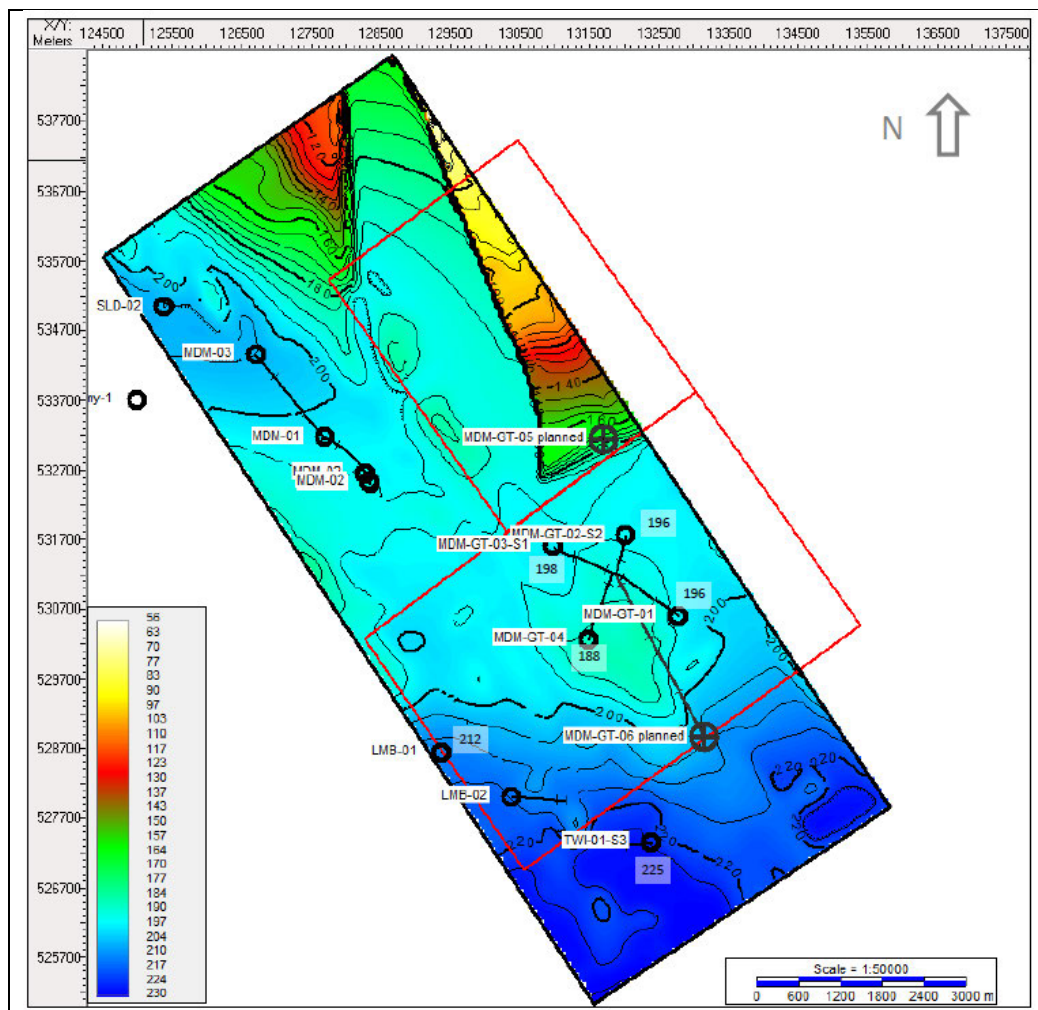
Een selectie aan seismische secties is aangegeven *Figuur 13*, *Figuur 14* en *Figuur 15* tonen seismische lijnen parallel en orthogonaal op de dominante breuktrends.



Figuur 14. Seismische sectie (sub-) parallel aan de dominante breuktrends.



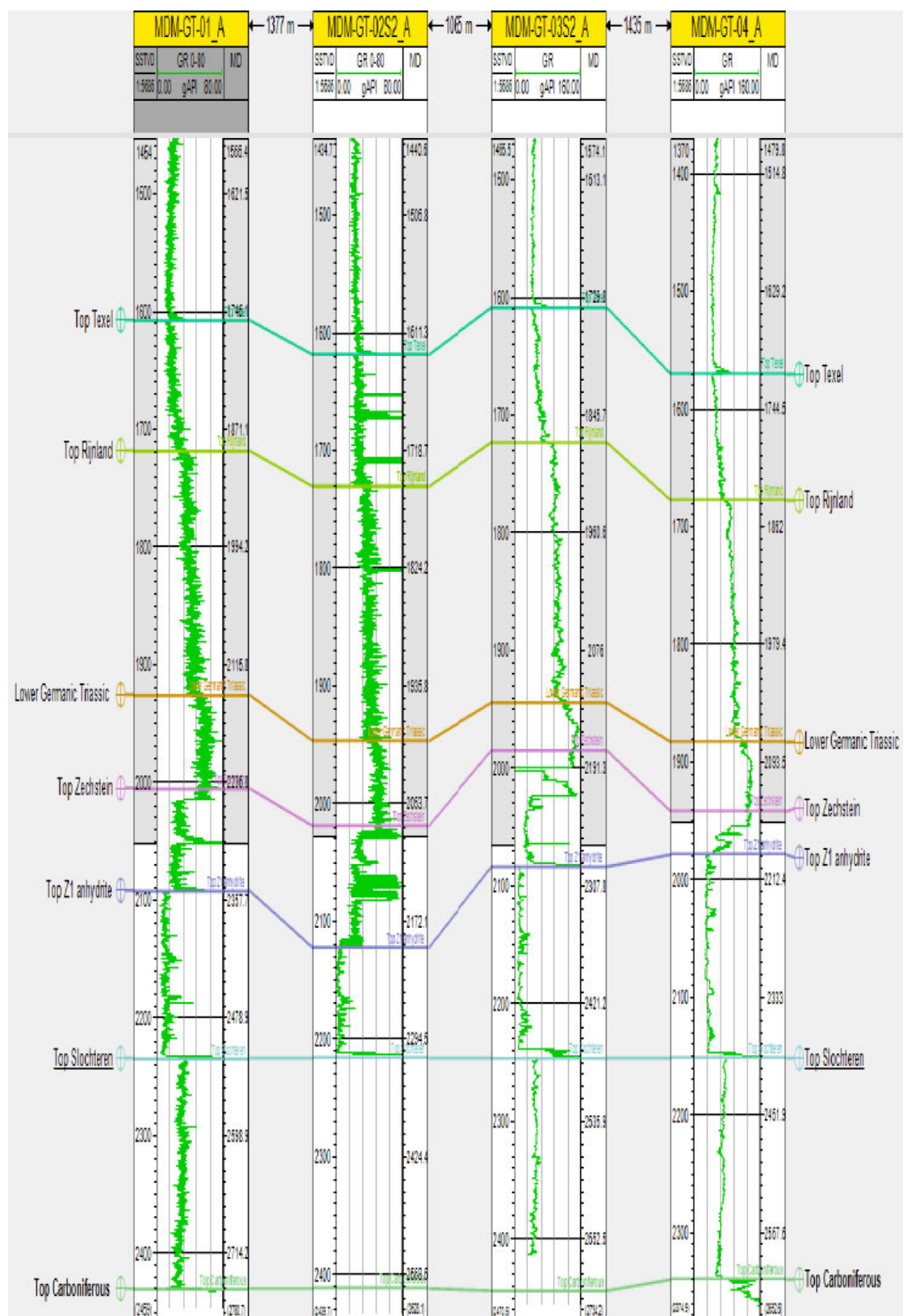
Figuur 15: Seismische sectie (sub-) loodrecht op de dominante breuktrends.



Figuur 16: Dikte voor Slochteren Zandsteen in het winningsgebied.

Dikte van de Slochteren Zandsteen in het winningsgebied

De Slochteren Zandsteen heeft een dikte van zo'n 150-200 meter in het winningsgebied (Figuur 16), naar het Noorden toe treden plotselinge dikteveranderingen op, gedreven door een combinatie van tektonische activiteit en erosie. Dit is in lijn met de verwachte regionale trends zoals weergegeven in Figuur 17. Op veldschaal worden geen significante diktevariëaties in het Slochteren geobserveerd (Figuur 18).



Figuur 18. Correlatiepaneel door putten MDM-GT-01 t/m MDM-GT-04.

Tabel 4: gemiddelde reservoir parameters voor MDM-GT-03 en MDM-GT-04.

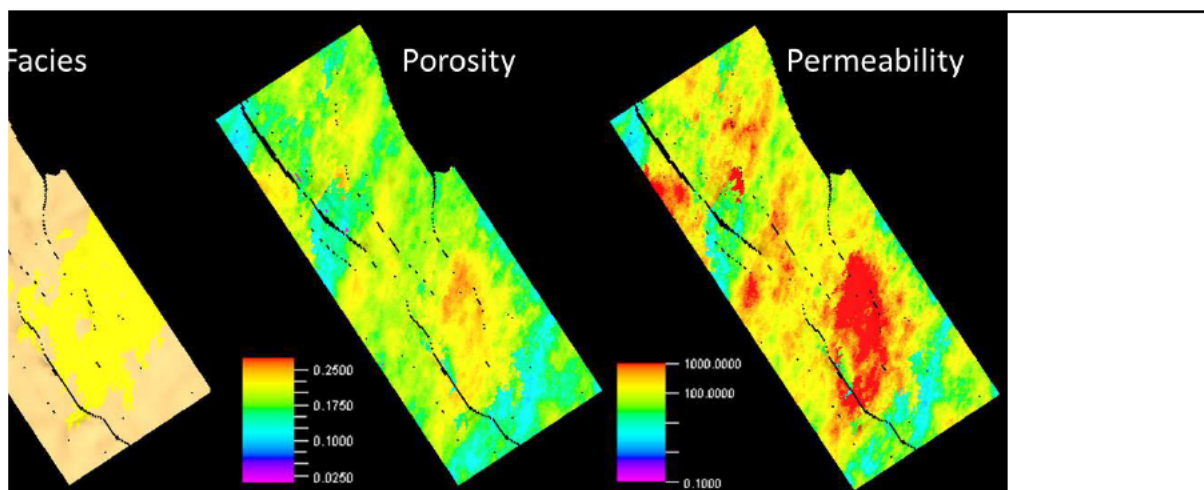
Parameter	MDM- GT-03-S1	MDM-GT-04
Aquifer stratigrafie	ROSL	ROSL
Diepte top aquifer (m MD)	2385	2385
Diepte top aquifer (m TVD)	2172	2147
Diepte basis aquifer (m MD)	2590	2603
Diepte basis aquifer (m TVD)	2350	2335
Bruto Dikte (m)	180	188
Netto-Bruto (%)	100	99
Porositeit (%)	16	18
Permeabiliteit (mD) uit petrofysica	260	260
Permeabiliteitsdikte (Dm) uit puttest	9.54	20.4
Permeabiliteit (mD) uit puttest	53	108.5
Permeabiliteit uit interferentie test (mD)	100	100
Skin welltest (-)	-2.3	-2.47
Temperatuur mid-reservoir (°C)	91.0	91.1
Reservoir druk top aquifer (bar)	243@2272 m tvd	231.8 @2170 m tvd

Reservoir eigenschappen van de Slochteren Zandsteen in het winningsgebied Middenmeer

De Slochteren Zandsteen is een uitstekend reservoir in dit gebied, met een dikte rond de 180 meter, een Netto/Bruto van rond de 100%, alleen de porositeit is wat lager dan bijvoorbeeld in de Andijk regio aan 16-18% (zie ook Tabel 4 en Tabel 5).

Tabel 5. Onzekerheidsbandbreedtes voor een aantal gemiddelde aquiferparameters

Parameter	Laag	Midden	Hoog
Diepte top aquifer (m TVD)	2147	2193	2240
Diepte basis aquifer (m TVD)	2335	2383	2446
Bruto Dikte (m)	176	191	206
Netto-Bruto (%)			
Porositeit (%)	14	16	19
Permeabiliteit (mD) uit petrofysica	84	172	260
Permeabiliteitsdikte (Dm) uit puttest	9.21	14.80	20.4
Permeabiliteit (mD) uit puttest	46	77.25	108.5
Geothermisch gradiënt @ 15° Celsius temperatuur per 100 m	3.5	3.55	3.60
Gemiddelde oppervlakte temp. (°C)	89	91	94



Figuur 19: Porositeit (links) en permeabiliteit (rechts) voor het Middenmeer gebied.

Regionale modellering van porositeit en permeabiliteit is te zien in *Figuur 19*, variaties worden toegeschreven aan variaties in sedimentaire facies.

4.5. Formatiewater karakteristiek

In *Tabel 6* en *Tabel 7* wordt een beschrijving van de formatie water compositie gegeven op basis van watermonsters die genomen zijn bij de puttest of tijdens de extended systeemtest of tijdens de productie. *Tabel 8* beschrijft de samenstelling van het geogas.

Tabel 6: Samenstelling formatiewater op basis van welltest per onderscheiden put

Parameter	MDM-GT-04
TDS (NaCl eq in ppm)	180000
Dichtheid (g/l)@ 15 Celcius	1.1179
Bubblepoint pressure (bar)	25
GWR (m ³ /m ³)	0.34
OWR (m ³ /m ³)	0

Tabel 7: Analyse (Kationen, Anionen, Alkaliteit, Fosfaten en andere analyses) van formatiewater MDM-GT-04

Monsternamepunt: Geothermal Well 2 GT02

Water

Kationen - Metalen	Analysemethode	Gefiltreerd	Totaal
Aluminium (Al)	AMFW0013	0.9 mg/L	0.9 mg/L
Antimoon (Sb)	AMFW0013	<0.5 mg/L	<0.5 mg/L
Barium (Ba)	AMFW0013	<0.5 mg/L	<0.5 mg/L
Boor (B)	AMFW0013	<5 mg/L	<5 mg/L
Cadmium (Cd)	AMFW0013	<0.1 mg/L	<0.1 mg/L
Calcium (Ca)	AMFW0013	110 mg/L	110 mg/L
Calcium (CaCO ₃)	AMFW0013	270 mg/L	270 mg/L
Chroom (Cr)	AMFW0013	<0.1 mg/L	<0.1 mg/L
Koper (Cu)	AMFW0013	<0.1 mg/L	<0.1 mg/L
IJzer (Fe)	AMFW0013	<0.2 mg/L	<0.2 mg/L
Lood (Pb)	AMFW0013	<0.1 mg/L	<0.1 mg/L
Lithium (Li)	AMFW0013	9 mg/L	9 mg/L
Magnesium (Mg)	AMFW0013	<0.2 mg/L	<0.2 mg/L
Magnesium (CaCO ₃)	AMFW0013	<1 mg/L	<1 mg/L
Mangaan (Mn)	AMFW0013	<0.1 mg/L	<0.1 mg/L
Molybdeen (Mo)	AMFW0013	<0.5 mg/L	<0.5 mg/L
Nikkel (Ni)	AMFW0013	<0.1 mg/L	<0.1 mg/L
Kalium (K)	AMFW0013	6800 mg/L	6800 mg/L
Silicium (Si)	AMFW0013	10 mg/L	10 mg/L
Silica (SiO ₂)	AMFW0013	20 mg/L	20 mg/L
Natrium (Na)	AMFW0013	11000 mg/L	11000 mg/L
Natrium (CaCO ₃)	AMFW0013	23000 mg/L	23000 mg/L
Strontium (Sr)	AMFW0013	60 mg/L	60 mg/L
Vanadium (V)	AMFW0013	0.7 mg/L	0.7 mg/L
Zink (Zn)	AMFW0013	4.1 mg/L	4.1 mg/L
Arseen (As)	NEN-ISO 17294-2		6.9 µg/L
Kwik (Hg)	NEN-EN 1483		0.13 µg/L

Monsternamepunt: Geothermal Well 2 GT02

Anionen Analysemethode: AMFW0002		Gefiltreerd
Fluoride (F)		<50 mg/L
Chloride (Cl)		20000 mg/L
Nitriet (NO ₂)		<50 mg/L
Bromide (Br)		<50 mg/L
Nitraat (NO ₃)		<50 mg/L
Ortho Fosfaat (PO ₄)		<50 mg/L
Sulfaat (SO ₄)		1000 mg/L
Alkaliteit Analysemethode: AMFW0111		Totaal
Totale Alkaliteit (CaCO ₃)		8700 mg/L
Phenolphthalein Alkaliteit (CaCO ₃)		8400 mg/L
Carbonaat (CaCO ₃)		500 mg/L
Hydroxide (CaCO ₃)		8200 mg/L
Fosfaten Analysemethode: AMFW0004		Totaal
Totaal Fosfaat (PO ₄)		240 mg/L

Andere Analyses	Analysemethode	Gefiltreerd	Totaal
Geleidbaarheid bij 25°C	AMW0111		82000 µS/cm
Ammoniak (NH ₃ -N)	AMW0031	8 mg/L	
pH @ 25°C	AMW0111		>12 pH Units
Total Dissolved Solids @ 180°C	AMW0024		45000 mg/L

Monsternamepunt: MDM GT04

Water

Kationen - Metalen	Analysemethode	Gefiltreerd	Totaal
Aluminium (Al)	AMW0013	<0.5 mg/L	1.0 mg/L
Antimoon (Sb)	AMW0013	<0.5 mg/L	<0.5 mg/L
Barium (Ba)	AMW0013	3.5 mg/L	3.5 mg/L
Boor (B)	AMW0013	24 mg/L	24 mg/L
Cadmium (Cd)	AMW0013	0.4 mg/L	0.4 mg/L
Calcium (Ca)	AMW0013	8100 mg/L	8100 mg/L
Calcium (CaCO ₃)	AMW0013	20000 mg/L	20000 mg/L
Chroom (Cr)	AMW0013	<0.1 mg/L	<0.1 mg/L
Koper (Cu)	AMW0013	<0.1 mg/L	<0.1 mg/L
IJzer (Fe)	AMW0013	52 mg/L	70 mg/L
Lood (Pb)	AMW0013	0.2 mg/L	0.3 mg/L
Lithium (Li)	AMW0013	8 mg/L	8 mg/L
Magnesium (Mg)	AMW0013	1100 mg/L	1100 mg/L
Magnesium (CaCO ₃)	AMW0013	4300 mg/L	4300 mg/L
Mangaan (Mn)	AMW0013	2.0 mg/L	2.0 mg/L
Molybdeen (Mo)	AMW0013	<0.5 mg/L	<0.5 mg/L
Nikkel (Ni)	AMW0013	<0.1 mg/L	<0.1 mg/L
Kalium (K)	AMW0013	1200 mg/L	1200 mg/L
Silicium (Si)	AMW0013	9 mg/L	12 mg/L
Silica (SiO ₂)	AMW0013	20 mg/L	27 mg/L
Natrium (Na)	AMW0013	43000 mg/L	43000 mg/L
Natrium (CaCO ₃)	AMW0013	93000 mg/L	93000 mg/L
Strontium (Sr)	AMW0013	440 mg/L	440 mg/L
Vanadium (V)	AMW0013	1.3 mg/L	1.3 mg/L
Zink (Zn)	AMW0013	9.5 mg/L	9.5 mg/L
Arseen (As)	NEN-ISO 17294-2		15 µg/L

Anionen	Analysemethode: AMW0002	Gefiltreerd
Fluoride (F)		<10 mg/L
Chloride (Cl)		85000 mg/L
Nitriet (NO ₂)		<4500 mg/L
Bromide (Br)		<4500 mg/L
Nitraat (NO ₃)		<4500 mg/L
Sulfaat (SO ₄)		<4500 mg/L

Monsternamepunt: MDM GT04

Alkaliteit	Analysemethode: AMW0101	Totaal
Totale Alkaliteit (CaCO ₃)		110 mg/L
Phenolphthalein Alkaliteit (CaCO ₃)		<10 mg/L
Bicarbonaat (CaCO ₃)		110 mg/L

Fosfaten	Analysemethode: AMW0004	Totaal
Totaal Fosfaat (PO ₄)		<2 mg/L

Andere Analyses	Analysemethode	Gefiltreerd	Totaal
Geleidbaarheid bij 25°C	AMW0018		270000 µS/cm
Ammoniak (NH ₃ -N)	AMW0031	60 mg/L	
pH @ 25°C	AMW0018		6.1 pH Units
Total Dissolved Solids @ 180°C	AMW0024		180000 mg/L

Note that the pH and Conductivity were measured on a diluted sample. Conductivity has been calculated back to the original sample and reported. Measuring in this way could affect the result and should be borne in mind for result interpretation.

Tabel 8: Karakterisatie van meekomend gas.

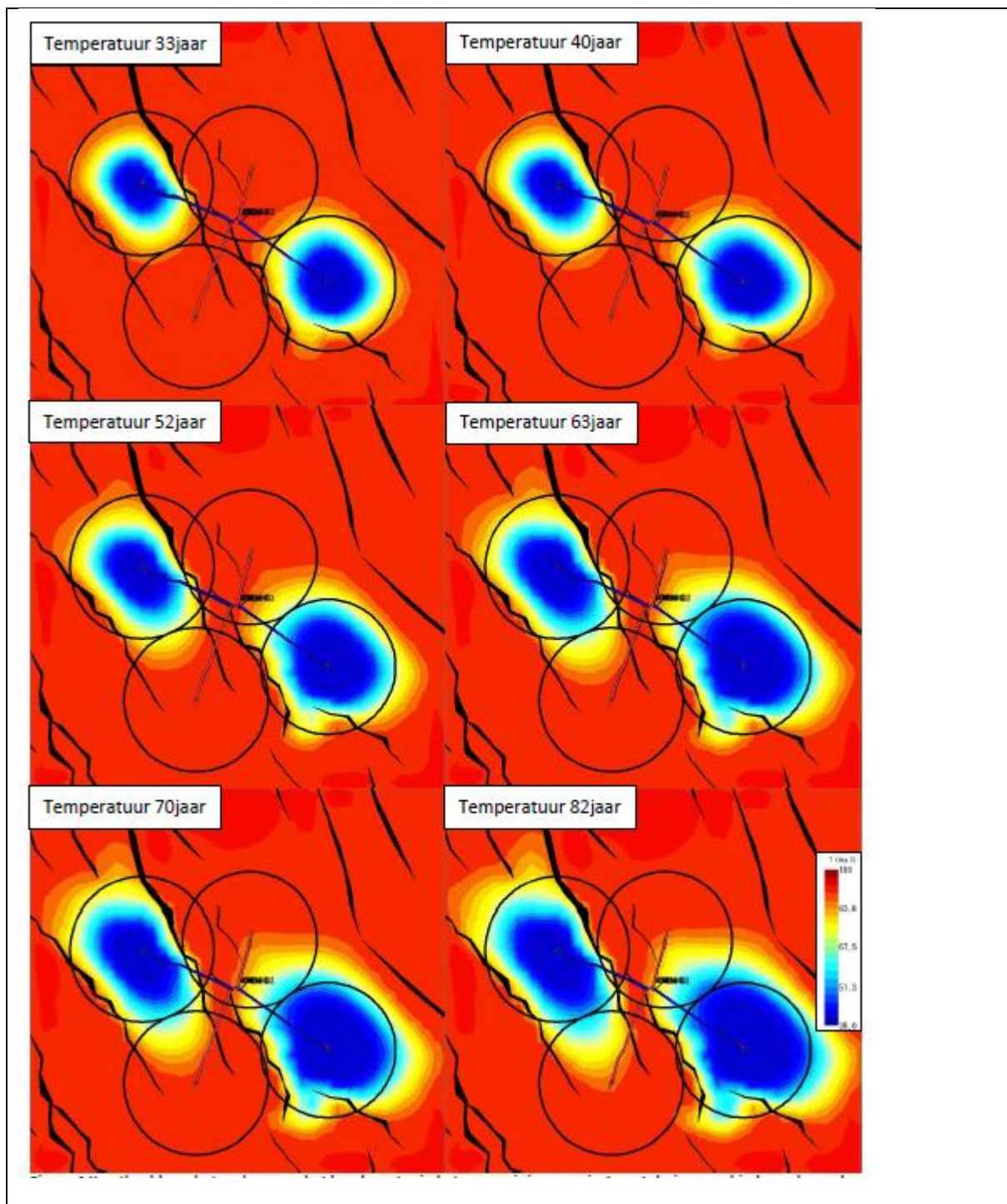
Component		Mole%	Weight%
H ₂	Hydrogen	0.000	0.000
H ₂ S	Hydrogen Sulphide	0.000	0.000
CO ₂	Carbon Dioxide	16.267	29.868
N ₂	Nitrogen	20.341	23.773
C1	Methane	60.798	40.693
C2	Ethane	0.869	1.091
C3	Propane	0.526	0.967
C4	i-Butane	0.292	0.709
C4	n-Butane	0.044	0.107
C5	i-Pentane	0.274	0.824
C5	n-Pentane	0.440	1.323
C6	Hexanes	0.013	0.046
	MC Pentane	0.001	0.005
	Benzene	0.026	0.085
	Cyclohexane	0.002	0.007
C7	Heptanes	0.012	0.049
	MC Hexane	0.004	0.018
	Toluene	0.032	0.121
C8	Octanes	0.013	0.057
	E-Benzene	0.001	0.003
	M/P Xylene	0.003	0.012
	O-Xylene	0.001	0.004
C9	Nonanes	0.009	0.044
	1,2,4 TMB	0.000	0.001
C10	Decanes	0.010	0.055
C11+	Undecanes +	0.022	0.137
	Total	100.000	100.000

Calculated Gas Properties	
Gas Density (kg m ⁻³ @ 15°C)	1.071
Gas Mole Weight (g mol ⁻¹)	23.969
Real Relative (to air) Density of Gas	0.828
Mole weight of Heptanes Plus (g mol ⁻¹)	105.623
Density of Heptanes plus (g cm ⁻³ at 60°F)	0.805
Mole Weight of Undecanes plus (g mol ⁻¹)	147.000
Density of Undecanes plus (g cm ⁻³ at 60°F)	0.789
Calorific Value (MJ m ⁻³)	27.171

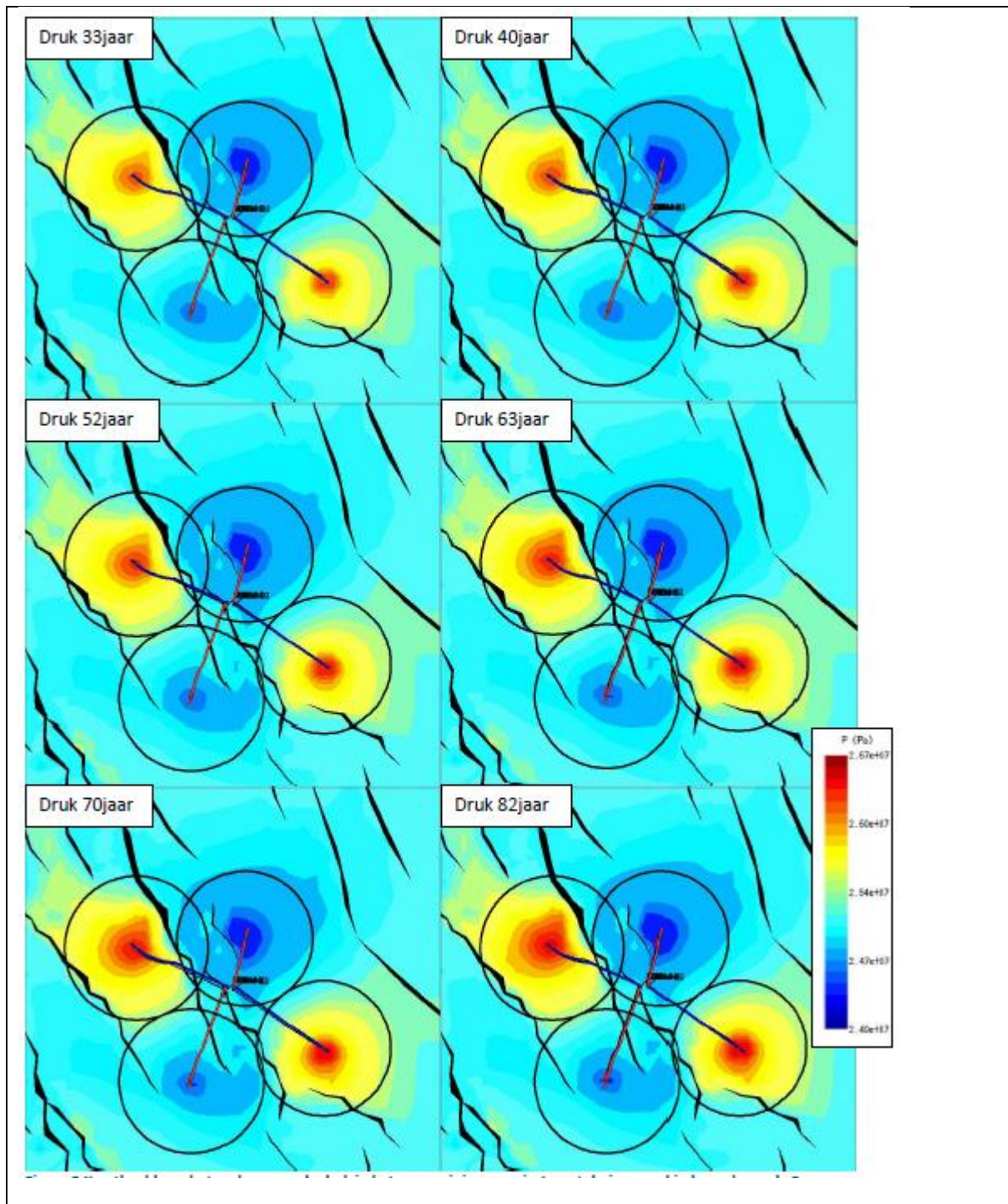
4.6. Reservoir modellering

Op basis van de aquiferkarakteristieken beschreven in voorgaande paragrafen is een reservoir model gemaakt. Met dit reservoir model wordt een simulatie uitgevoerd en de resultaten hier gepresenteerd. Voor de reservoirsimulatie kan bijvoorbeeld DoubletCalc2D gebruikt worden (www.nlog.nl). Twee figuren worden gepresenteerd die de uitkomsten van de reservoir simulatie illustreren. In *Figuur 20* is de verwachte temperatuur distributie in het reservoir aan het eind van winning gevisualiseerd, en in *Figuur 21* de drukdistributie in het reservoir bij vollastuur operationele instelling.

Bij een debiet van 350 m³ per uur is in doublet 1 na 27 jaar en in doublet 2 na 29 jaar 1 graad Celsius afname in de temperatuur te zien.



Figuur 20: Kaart met verwachte temperatuur verdeling aan het eind van de winning.



Figuur 21: Kaart met de drukverdeling in de aquifer bij winning. (de omhullende van de ± 1 bar dP tov reservoir druk dient in de kaart zichtbaar te zijn). MDM-GT-01-MDM-GT-04

5. Wijze van winning

5.1. Beschrijving winning

De winningsvergunning Middenmeer II omvat 1 geothermie doublet

Hier wordt beschreven wanneer de productie is gestart en wat de status datum van de productieprognose is van wat er in de rest van dit hoofdstuk wordt gegeven. Ook wordt aangegeven of het reservoir op enigerwijze gestimuleerd wordt.

Er wordt een beschrijving gegeven van het winningsproces, zo mogelijk geïllustreerd met een grafiek van de historische productie. De opgestelde P&ID geeft informatie over de positie van de meetsondes die die drukken en temperaturen meten, die relevant zijn voor de productie monitoring en de aan te leveren productie-gegevens.

Er wordt zo nodig beschreven en onderbouwd wat vanuit installatie-technisch oogpunt operationele begrenzings zijn. Bij de berekening van de maximale injectiedruk wordt onder meer rekening gehouden worden met de formatiesterkte van aquifer en overliggende aquitard (dit volgt uit FIT's tijdens de boorfase), re-activatie potentieel van bestaande breuken (zie Geomech V2.xlsx op nlog.nl) alsmede de sterkte van de verbuizingen / koppelingen ofwel wat is de maximale druk dat de geothermische installatie aan kan.

Figuur 22: Historische productie doublet.

	DB 1 (m³/h)	DB 1 (h)	DB 1 (GJ)	DB 2 (m³/h)	DB 2 (h)	DB 1 (GJ)	DB 3 (m³/h)	DB 3 (h)	DB 3 (GJ)
	(MDM-GT-0252 & MDM-GT-05)	(MDM-GT-0252 & MDM-GT-05)	(MDM-GT-0252 & MDM-GT-05)	(MDM-GT-04 & MDM-GT-0352)	(MDM-GT-04 & MDM-GT-0352)	(MDM-GT-0252 & MDM-GT-05)	(MDM-GT-0652 & MDM-GT-01)	(MDM-GT-0652 & MDM-GT-01)	(MDM-GT-0652 & MDM-GT-01)
januari	350	744	72492	250	744	51780	350	744	72492
februari	350	672	65476	250	672	46789	350	672	65476
maart	350	744	72492	250	744	51780	350	744	72492
april	350	720	70153	250	720	50109	350	720	70153
mei	350	744	72492	250	744	51780	350	744	72492
juni	350	720	70153	250	720	50109	350	720	70153
juli	350	744	72492	250	744	51780	350	744	72492
augustus	350	744	72492	250	744	51780	350	744	72492
september	350	720	70153	250	720	50109	350	720	70153
oktober	350	744	72492	250	744	51780	350	744	72492
november	350	720	70153	250	720	50109	350	720	70153
december	350	744	72492	250	744	51780	350	744	72492
Som	4200	8760	853532	3000	8760	4200	4200	8760	853532
Gem	350			250			350		
** prognose van te verwachten debieten en draai uren in enig jaar, zonder geplande of ongeplande stops voor onderhoud.									
** maand debieten en tijden kan 20% meer of minder zijn in een bepaald jaar, naar gelang voortgang van productie en onderhoud									

Figuur 23: Productie prognose: Jaarproductieprofiel. GJ, Temp, debiet per maand.

Tabel 10: Operationele begrenzings MDM-GT-03-S1

Operationele begrenzing	waarde	dimensie
Max injectiedruk WABO		bar
Max debiet WABO	n.v.t.	m ³ /h
Max injectiedruk SodM protocol	56.5	bar
Max injectiedruk o.b.v. verbuizingsterkte (75 % sterkte at 1103 m TV)	259.5– density fluid when well is full(120.1) = 139.4 bar	Bar (thp)

De in Tabel 10 genoemde maximale injectiedruk gebaseerd op het huidige SodM protocol is wellicht voor de situatie in noord Nederland en daarmee Middenmeer te conservatief omdat hier de in situ stresswaarden en reservoir drukken in het algemeen hoger zijn dan gebieden in het Zuiden van Nederland. Hiermee zou een (onnodige) limitatie van de injectiecapaciteit voor bestaande en toekomstige geothermische putten kunnen optreden wat de overall (energetische) prestaties van de installatie negatief beïnvloedt. Op deze reden zal ECW een nieuwe onderbouwing van de veilige injectiedruk opstellen en op korte termijn een verruimde injectiedruk voor het gebied Middenmeer aanvragen

Tabel 11:Prognose toekomstige debiet en drukken MDM-GT-04.

MDM-GT-04	Prognose waarde
Debiet geproduceerd water (m ³ /h)	250 +/- 20%
Gemiddelde temperatuur van het productiewater, gewogen per volume, gemeten voor de warmtewisselaar (°C)	91
Gemiddelde druk direct onder de pomp in productieput (bar)	29
Laagste druk direct onder de pomp in productieput (bar).	28
Druk aan de putmond van de productieput (bar)	5
Verhouding hoeveelheid olie uit productieput indien onttrokken uit de aquifer (Sm ³ /m ³)	n.v.t.
Verhouding hoeveelheid gas uit productieput indien onttrokken uit de aquifer (Nm ³ / m ³)	0.34
Verhouding hoeveelheid condensaat uit productieput indien onttrokken uit de aquifer (Sm ³)	n.v.t
Hoeveelheid in de productieput ingebrachte inhibitor (l/m ³)	0,01 l/m ³ (10 ppm)

Tabel 12: Prognose (toekomstig) debiet en drukken MDM-GT-03 onttrokken warmte en gebruikte energie.

MDM-GT-03	Prognose waarde
Debiet geïnjecteerd water (m ³ /h)	250 +/- 20%
Gemiddelde temperatuur van het injectiewater, gewogen per volume, gemeten tussen warmtewisselaar en de putmond (°C)	30
Gemiddelde druk aan de injectieputkant van de injectiepomp (bar)	55
Gemiddelde operationele injectiedruk op reservoir niveau (bar)	286.5
Maximale druk van aan de injectieputkant van de injectiepomp (bar)	56.5+5 = 61.5
Maximale operationele injectiedruk op reservoir niveau (bar)	293.0
Hoeveelheid in de injectieput ingebrachte inhibitor (l/m ³)	0.01
aantal vollasturen per jaar (d)	8760
Prognose onttrokken warmte per jaar (GJ)	Zie tabel 13
Hoeveelheid benodigde elektrische energie (kWh)	Zie tabel 13
Geïnstalleerd vermogen installatie (MW _{th})	

Tabel 13: Productieprognose: gedurende looptijd van het project. Productieprofiel GJ versus jaar.

Jaar Vanaf status datum 2019	Prod. Temp. (°C)	Hoeveelheid water(mln m ³)	Energie (GJ)	Inhibitor (m ³)	Gas (miljoen m ³)	Olie (m ³)	Aantal vullast uren (hrs)	Energie- consumptie (MWh)
1	90-95	2,2	609670	21,9	0,74	nvt	8760	8760
2	90-95	2,2	609670	21,9	0,74	nvt	8760	8760
3	90-95	2,2	609670	21,9	0,74	nvt	8760	8760
4	90-95	2,2	609670	21,9	0,74	nvt	8760	8760
5	90-95	2,0	560896	20,1	0,69	nvt	8059	8059
6	90-95	2,2	609670	21,9	0,74	nvt	8760	8760
7	90-95	2,2	609670	21,9	0,74	nvt	8760	8760
8	90-95	2,2	609670	21,9	0,74	nvt	8760	8760
9	90-95	2,2	609670	21,9	0,74	nvt	8760	8760
10	90-95	2,0	560896	20,1	0,69	nvt	8059	8059
11	90-95	2,2	609670	21,9	0,74	nvt	8760	8760
12	90-95	2,2	609670	21,9	0,74	nvt	8760	8760

De waarden in *Tabel 13* zijn gebaseerd op de volgende uitgangspunten. Het betreffende doublet heeft een ontwerpdebiet van 250 m³/uur. Er wordt uitgegaan van een volcontinue situatie op jaarbasis. Hiermee wordt de totale hoeveelheid water op jaarbasis bepaald. Op basis van een temperatuurverschil tussen het productiewater en injectiewater van 60 graden Celsius en een dichtheid van 1,11 kg/liter kan de hoeveelheid energie (GJ) per jaar worden berekend. Bij een dosering van 10 ppm aan inhibitorvloeistof kan de totale hoeveelheid corrosie inhibitor als mijnbouwhulpstof worden bepaald. De hoeveelheid meekomend geogas is gebaseerd op een gas-water ratio van 0,34. Per doublet is de energieconsumptie vastgesteld op een opgenomen systeemvermogen van 1 MW.

Het mee geproduceerde geogas wordt aangewend in gasmotoren (WKK) voor de productie van warmte en elektriciteit en een ketel voor de productie van water welke wordt aangewend in het secundaire of zoete circuit. Indien deze stookinstallaties onverhoopt in storing staan, kan het gas veilig worden afgefakkeld in de noodfakkelforziening.

5.2. Duur van winning

De duur van de winning is van vele factoren afhankelijk: juridische, economische, installatie-technische en geo-technische.

De vergunning geldt vanaf het tijdstip waarop zij in werking is getreden tot 35 jaar na het tijdstip waarop de vergunning onherroepelijk is geworden. De winningsvergunning treedt in werking met ingang van de dag na die waarop de beschikking is bekendgemaakt. Deze bekendmaking is gedaan op 4 februari 2019.

5.3. Toekomstige ontwikkeling

Het uitbreiden van de winningsinstallatie in de zin van het boren van extra putten is vooralsnog op de betreffende locatie niet aan de orde.

In 2019 zal doublet 2 worden aangepast waarbij bestaand lage druk leidingwerk wordt vervangen door leidingwerk uitgevoerd in GRE. De separatoren zullen worden geïsoleerd.

5.4. Interferentie

Er is vanuit deze mijnbouwinstallatie geen sprake van interferentie met aanpalende mijnbouwactiviteiten zoals gaswinning, oliewinning, gasopslag en aardwarmtewinning omdat geen van deze activiteiten op dit moment aanwezig is binnen een mogelijke invloedssfeer

6. Bodembeweging

In dit hoofdstuk wordt ten aanzien van het thema bodembeweging informatie gegeven over de subthema's bodemdaling/stijging en bodemtrilling. Door middel van een Quick-Scan is een inventarisatie van het gevaar op bodemtrilling uitgevoerd. Deze Quick Scan is het eerste niveau van een totaal van 3 niveaus die een progressieve zwaarte in de studie laat zien. De Quick Scan geeft een eerste schatting van de kans op geïnduceerde seismisch potentieel door geothermische activiteiten. Als de Quick scan een indicatie van een gemiddeld of hoge kans op geïnduceerde seismiciteit laat zien zal in niveau 2 een locatie specifieke Seismic Hazard Assessment (SHA) en op niveau 3 een locatie-specifieke Seismic Risk Assessment (SRA) worden uitgevoerd.

De resultaten van deze quick scan zijn weergegeven in paragraaf 6.4. Hieruit blijkt dat het risico voor het project Middenmeer laag is. De gewogen score is 0,30 welke lager is dan de 1/3 grens voor gemiddeld risico. Uitvoeren van een SHA (Seismic Hazard Analysis) en daarmee ook SRA (Seismic Risk Analysis) is daarmee niet aan de orde.

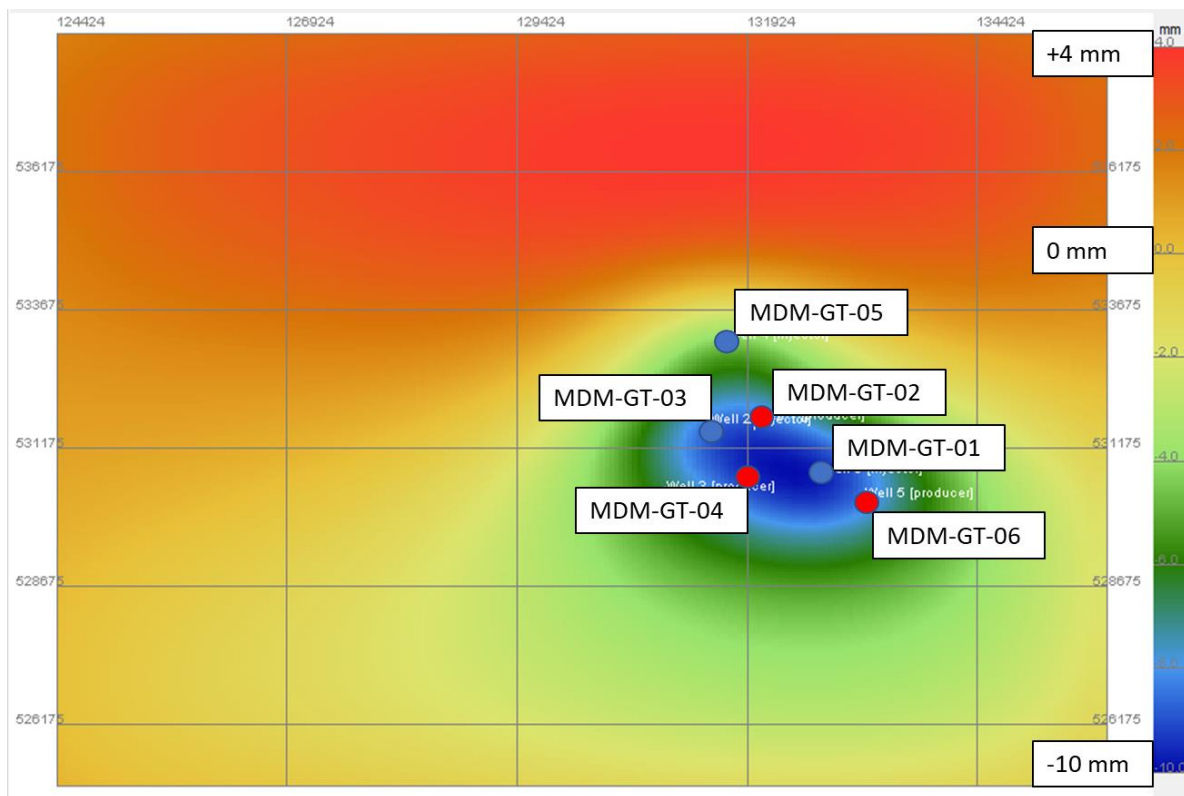
In paragraaf 6.7 worden mogelijke nadelige gevolgen in relatie met de bodembeweging van de activiteit voor natuur en milieu aangeduid.

6.1. Bodemdaling/stijging

Bij aardwarmtewinning in Middenmeer wordt warm water uit de bodemlaag onttrokken en koud water in dezelfde laag teruggebracht. Er is daarmee geen netto onttrekking, waardoor de overall reservoir druk gelijk blijft. Wel zal rondom de productieputten een drukdaling optreden door onttrekking van warm water, en rondom de injectieputten een drukstijging door injectie.

De drukverandering kan een rol spelen bij bodemdaling, maar het is ook van belang dat afkoeling van het reservoir kan leiden tot compactie. Gezien de dikte van het Slochteren reservoir in deze regio (150-200 m) is het de moeite waard de daling door afkoeling verder te onderzoeken. De door TNO ontwikkelde simulatieprogramma DoubletCalc2D is in staat om een inschatting te geven van de te verwachten bodemdaling.

De resultaten van een simulatie op basis van de reservoir parameters voor de Middenmeer ontwikkeling zijn weergegeven in *Figuur 24*, en geven aan dat de verwachte bodemdaling na 30 jaar zo'n 10 mm bedraagt in het gebied van maximale daling, tussen de twee productieputten.



Figuur 24: Gesimuleerde bodemdaling voor Middenmeer na 30 jaar aardwarmte winning.

Dit is in lijn met een door TNO in 2015 gemaakte beoordeling van de bodemdaling (Ref artikel op World Geothermal Congress 2015, TNO 19-25 april 2015, Surface Movement Induced by a Geothermal Well Doublet, P.A. Fokker). Er is op diepte rond de putten een bodemdaling bepaald en vertaald naar de maximale daling op maaiveld. Voor een aardwarmtewinning zoals de winning te Middenmeer is de maximale bodemdaling na een termijn van 30 jaar winning dan circa 1 cm op maaiveld.

De verwachte bodemdaling/stijging is daarmee naar verwachting nauwelijks meetbaar (over groot oppervlak zeer geringe daling) en een effect aan maaiveld is naar verwachting niet significant, in die zin dat het zou kunnen resulteren in schade voor gebouwen, infrastructuur, of nadelige gevolgen voor natuur en milieu.

Mogelijk gevolgen door bodemdaling/ stijging worden dan ook niet verwacht en aanvullende (extra) maatregelen om deze te voorkomen of te beperken zijn dan ook niet vereist anders dan maatregelen die in kader van een verantwoorde winning al worden genomen zoals::

- De injectie overdruk zal worden beperkt tot een injectiedruk zoals moet worden bepaald overeenkomstig het door TNO opgestelde protocol (zie www.nlog.nl onder 'tools'). Hiermee wordt voorkomen dat een te hoge injectiedruk wordt gebruikt gegeven de sterkte van de ondergrond.
- Bij het beperken of staken van de watercirculatie herstelt de druk zich naar de oorspronkelijk druk in het reservoir binnen een beperkt aantal dagen, ook nabij de productieput en injectieput. En, bij beëindiging van de winning zal, zoals dus de kans op bodemdaling/stijging nihil zijn. Afwijkingen van de werkdrukken gedurende de bedrijfsvoering worden gemonitord.

- Onttrekking en injectie capaciteit en volume worden eveneens gemonitord. Indien er geen sprake is van materiële netto onttrekking of injectie, zal er in principe ook geen sprake kunnen zijn van een drukdaling, compactie of bodemdaling of stijging.
-

De bodemdaling of bodemstijging van de aardwarmtewinning is naar verwachting niet significant in die zin die het schade zou kunnen veroorzaken. Voor de aardwarmte voorkomens betrokken in deze winning is geen nulmeting uitgevoerd.

6.2. Bodemtrilling

In dit hoofdstuk dient de seismisch gevaar en risico evaluatie geadresseerd te worden. Als handleiding dient het rapport:

Defining the Framework for Seismic Hazard Assessment in Geothermal Projects V0.1 - Technical Report. Author(s): Stefan Baisch, Christopher Koch, Henrik Stang, Bas Pittens, Benno Drijver, Nick Buik. Date: 05.10.2016 Ter ondersteuning bij het gebruik van de in bovenstaand rapport gegeven methodiek zijn additionele gebruiksnotities opgesteld (MEA 2018).

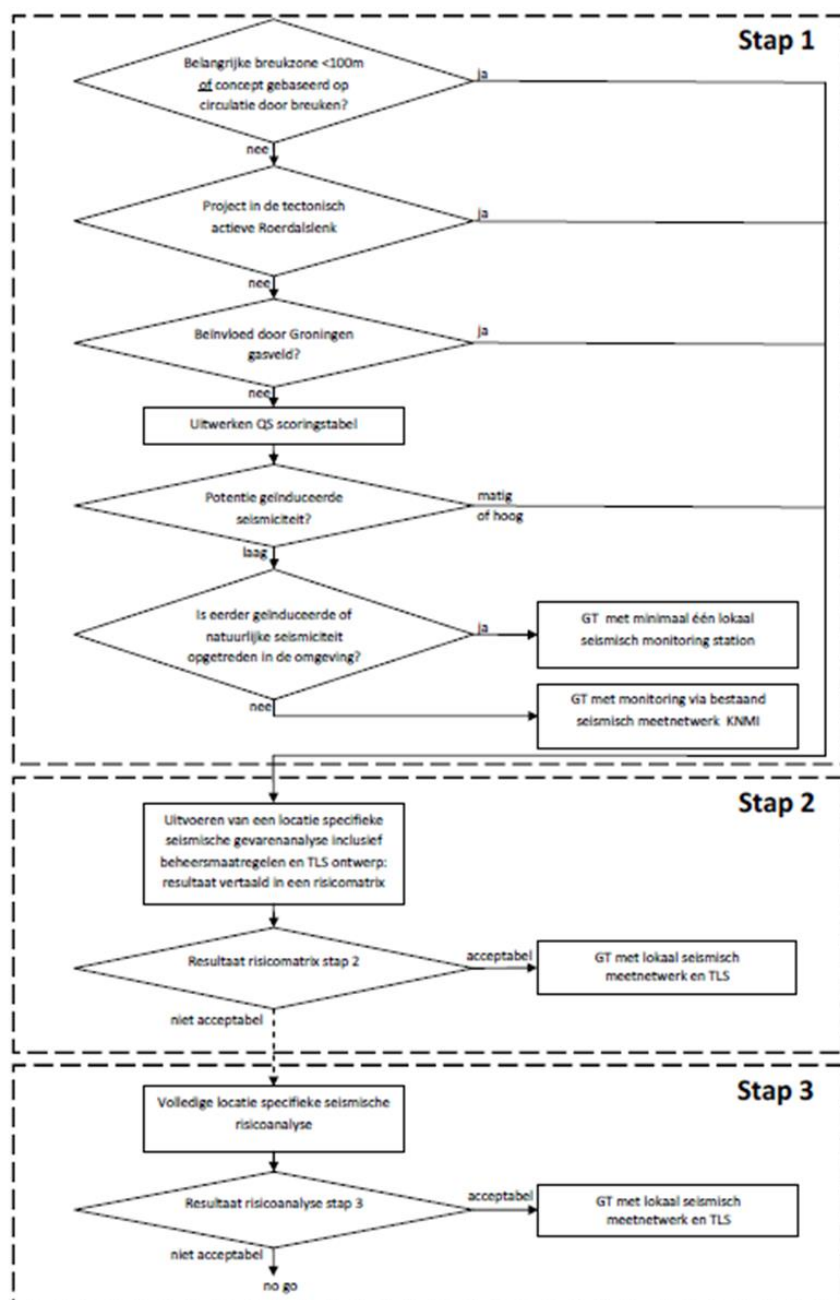
In het kader van kennisontwikkeling voor de sector geothermie is een studie uitgevoerd waarin invloedsfactoren zijn benoemd die de kans bepalen op een aardbeving ten gevolge van aardwarmtewinning (zie "Defining the Framework for Seismic Hazard Assessment in Geothermal Projects V0.1"). De kans op een aardbeving door aardwarmtewinning is in het algemeen voor de Nederlandse situatie beperkt. Er wordt geen water onttrokken. En omdat de kans op bodemdaling of bodemrijzing niet significant is, kan ook redelijkerwijs gesteld worden dat hierdoor geen geïnduceerde seismiciteit optreedt.

Het reservoir waaruit worden onttrokken en geïnjecteerd is een continuüm en dit wordt bevestigd middels interferentiemetingen die worden uitgevoerd in de testfase (waarvan in kader van de exploratiefase de rapportages aan o.a. de toezichthouder en TNO worden verstrekt). Daarmee wordt deze mogelijk invloedsfactor voor de kans op bevingen ondervangen.

Op basis van het vooronderzoek en de daarvoor gebruikte seismiek was vast te stellen waar breuken liggen en de putten zijn op afstand van de breukvlakken geprojecteerd, omdat dit mede als een invloedsfactor voor de bevingskans is onderkend. Daarnaast is hierboven al aangegeven dat de injectiedruk wordt beperkt overeenkomstig het door TNO daarvoor opgestelde protocol. Ook dit beperkt de kans op een beving. Voor het bepalen van het risico van aardbevingen is tevens van belang of de winning in een gebied ligt waar natuurlijke of geïnduceerde aardbevingen in het verleden zijn voorgekomen. Deze invloedsfactoren zijn in onderstaande paragrafen nader beschreven.

6.3. Inventarisatie van gevaar op bodemtrillingen- Quick-Scan

De Quick Scan is bedoeld om na te gaan of er aanleiding is om een uitgebreidere gevaren- en risicoanalyse uit te voeren volgens stap 2 of 3. Er zijn 3 situaties die op voorhand bepalen of stap 2 noodzakelijk is. Dit zijn de vragen A t/C die gesteld worden in het rapport *Defining the Framework for Seismic Hazard Assessment in Geothermal Projects V0.1 - Technical Report* om tot een SRA score te komen (vragen uit de beslisboom, zie *Figuur 25*):



Figuur 25: Stappenplan seismische gevaren- en risicoanalyse geothermische projecten

In voorgaande hoofdstukken zijn de gegevens, geologische en operationele onderwerpen die betrekking hebben op het geothermische systeem uitgebreid beschreven en gedocumenteerd. Voor het beantwoorden van de bovenstaande vragen kan voor onderbouwing en argumentatie naar die relevante voorgaande hoofdstukken en paragrafen worden verwezen.

6.4. Resultaten Quick-scan

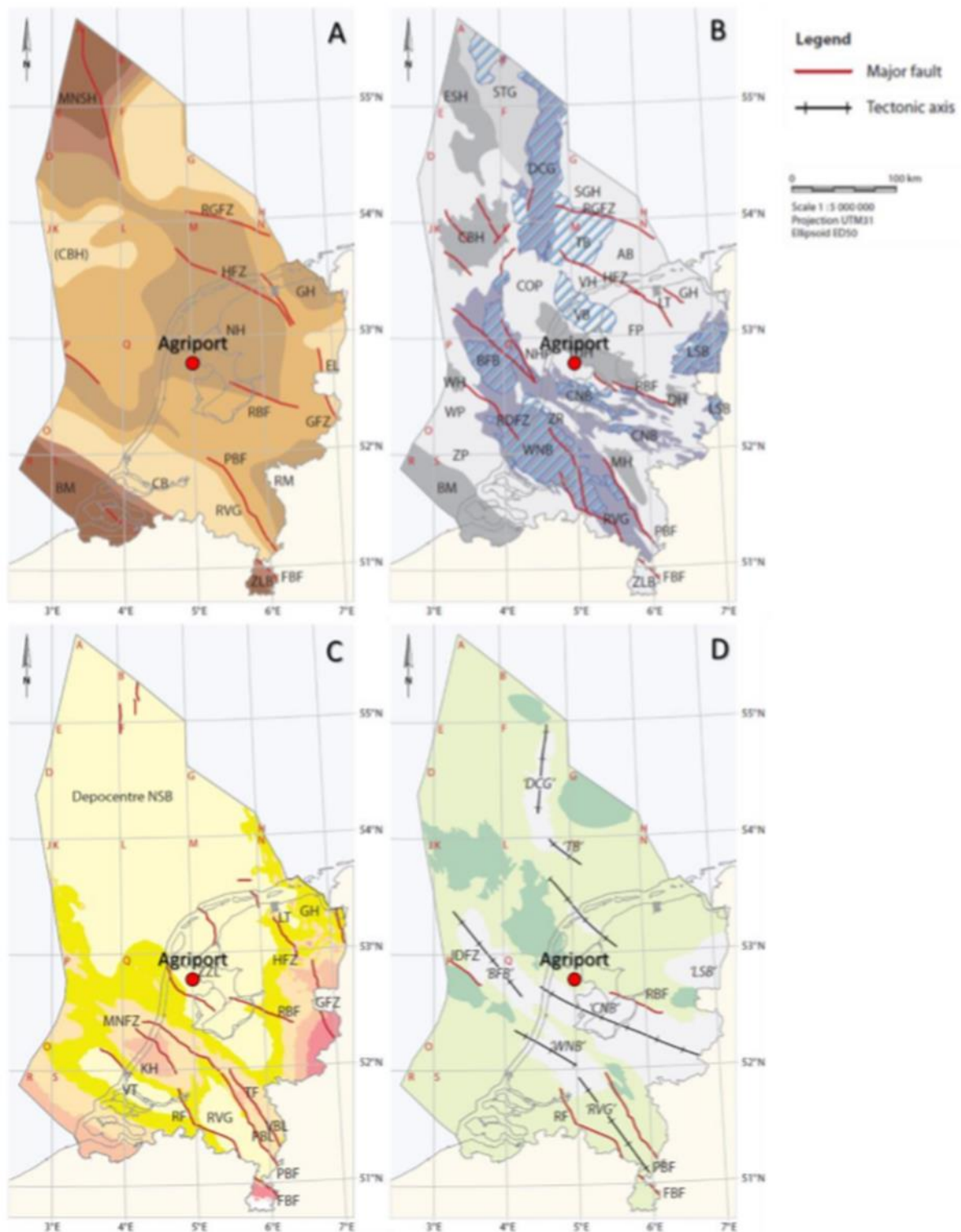
In eerste instantie worden dus de drie genoemde vragen (*Figuur 25*) beantwoord alvorens de QS-scoring tabel vragen worden beantwoord.

Op basis van de geologische en operationele onderwerpen die betrekking hebben op het geothermische systeem waarvan gegevens uitgebreid beschreven en gedocumenteerd zijn in voorgaande hoofdstukken, kunnen de vragen uit de beslisboom (*Figuur 25*) worden samengevat zoals in onderstaande tabel beschreven:

Tabel 14. Eerste set van vragen uit de beslisboom.

Beslisboom vraag	antwoord (J/N)	Argumentatie/referentie
Afstand tot belangrijke breukzone < 100 m of circulatie door bestaande breuken	N	
Project gerealiseerd in tektonisch actieve Roerdalslenk in het Zuidoosten van Nederland	N	
Beïnvloed door Groningen gasveld?	N	

Uit *Figuur 27* is af te leiden dat er geen grote breukzones binnen de 100 m binnen de doubletten zijn, en in *Figuur 26* is te zien dat het Roerdalslenk en het Groningen gasveld zich op grote afstand vinden van de locatie Middenmeer.



Figuur 26. Structurele elementen en belangrijkste breuk zones zoals aanwezig in een aantal geologische tijdvakken (A t/m D).

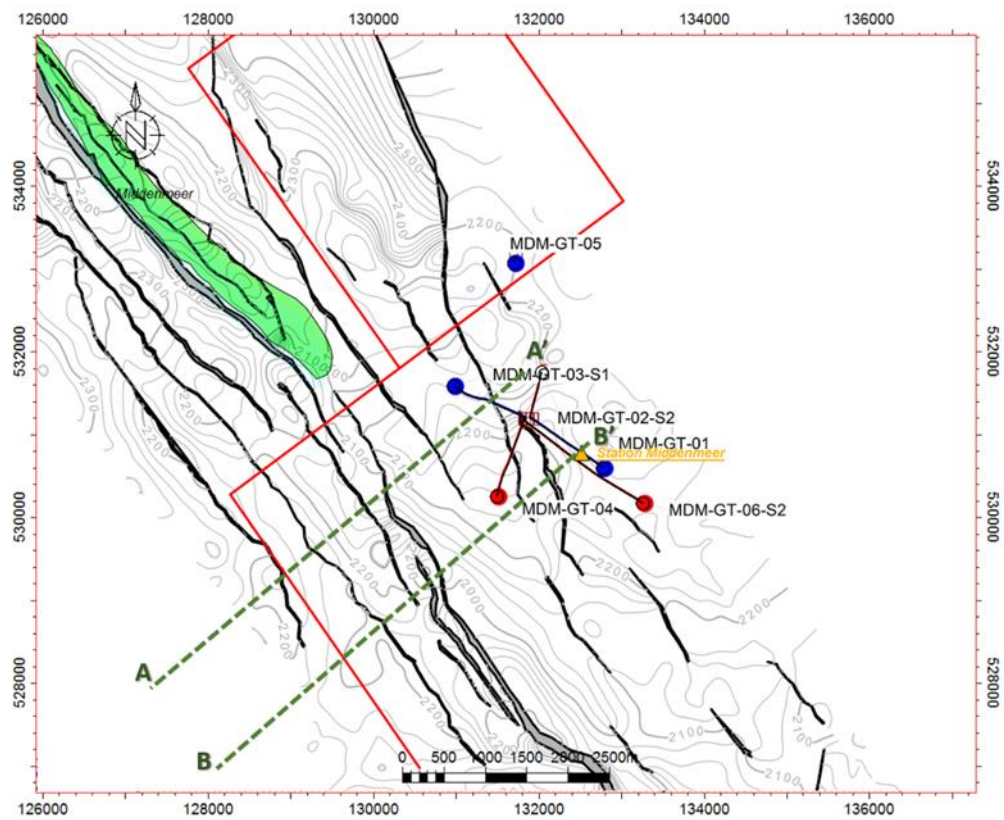
Als een van bovenstaande vragen (Tabel 14) met ja is beantwoord, dan is het uitvoeren van een “Location specific Seismic Hazard Assessment (SHA)” de volgende evaluatie stap. Alle vragen kunnen in de situatie voor Middenmeer met nee beantwoord worden. Op basis daarvan wordt de QS scoringstabel verder uitgewerkt (de 9 vragen).

De vragen voor de QS scoring tabel zijn:

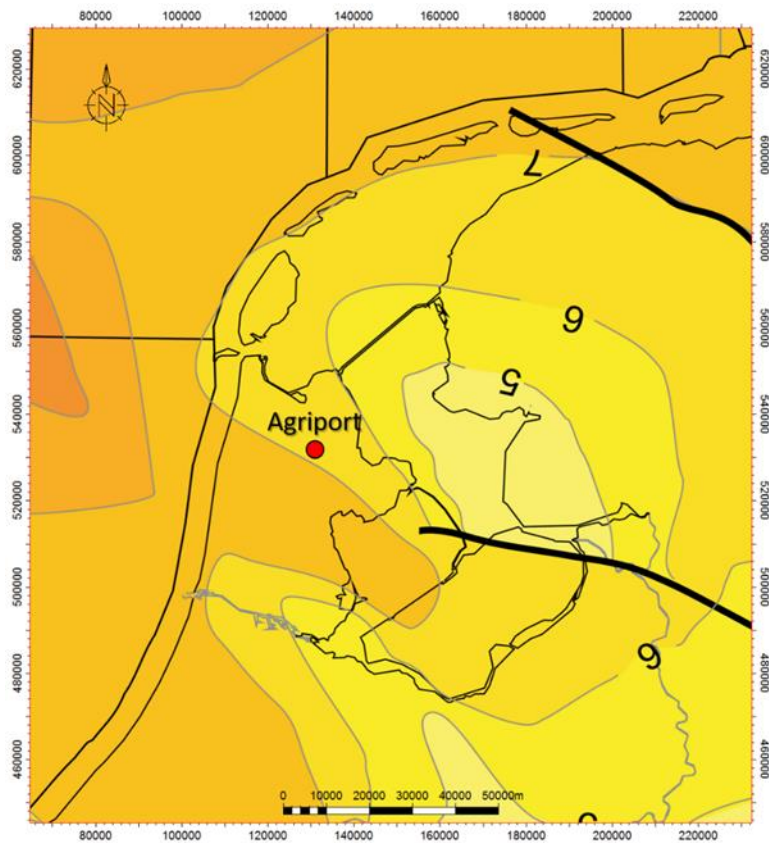
1. Verbinding met de kristallijne basis
2. Afstand tot bestaande breuken
3. Oriëntatie van de breuk in het heersende stressveld
4. Afstand tot natuurlijke aardbevingen
5. Afstand tot geïnduceerde seismiciteit
6. Netto geïnjecteerd volume
7. Drukcommunicatie tussen de putten
8. Injectiedruk
9. Systeemdebiet

Ad 1. Verbinding met de kristallijne basis

In Nederland is er tot op heden geen geothermisch project met putten geboord in de kristallijne basis (basement or crystalline crust). De diepte van het Slochteren reservoir is rond de 1900 m. (Zie *Figuur 26*). Een kaart van de top van het pre-silesien (systeem Carboon), zie *Figuur 28* laat zien dat de basis bij Middenmeer op een diepte van tenminste 6.5 km TVD is. Een directe hydraulische connectie door/via breuken kan niet worden waargenomen in de seismiek (*Figuur 27*). In ieder geval zal de meer dan 4 km dikke scheiding tussen het reservoir en de basis drukcommunicatie via een directe hydraulische connectie onwaarschijnlijk maken. Om deze reden is de score op deze parameter 0.



Figuur 27. Dieptecontouren voor Top Slochteren, met bijbehorend breukpatroon.

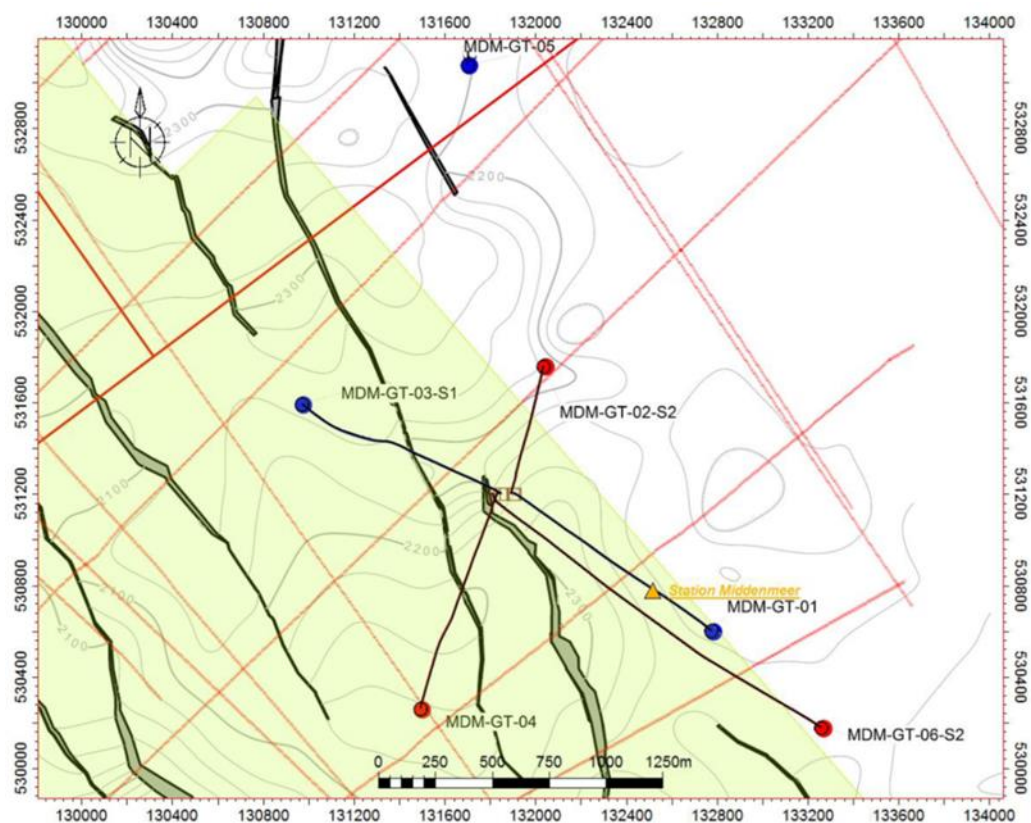


Figuur 28. Diepte Top Pre-Silesian.

Ad.2. Afstand tot bestaande breuken.

De Middenmeer putten zijn geboord in een gebied met alleen seismische data in 2D. De afstand tussen de open hole secties en natuurlijke breuklijnen (met een laterale grootte van meer dan 1 km) is een criterium in de quickscan. De putten zijn in het Slochteren ongeveer 250 m verwijderd van de meest nabij gelegen breuken. Deze afstanden zijn gebaseerd op 3D seismiek, maar de exacte afstand is onzeker door onzekerheid op exacte locatie van de breuken. Puttesten kunnen aanvullende inzichten m.b.t. breuken brengen.

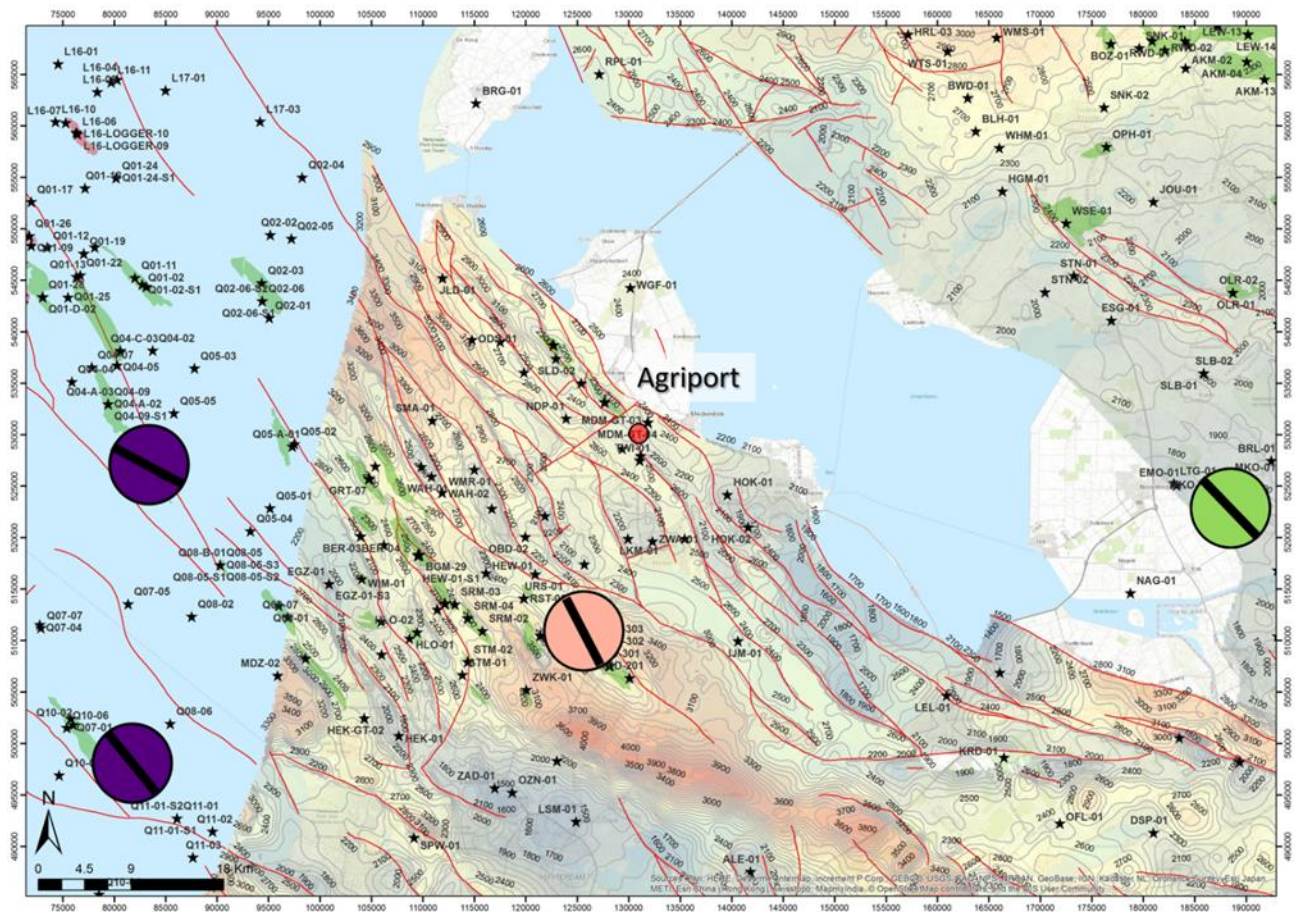
Op basis van bovenstaande analyse is de score op dit criterium 7, hetgeen aan de hoge kant van het bereik zit.



Figuur 29. Gedetailleerde top Slochteren reservoir kaart

Ad 3. Oriëntatie van de breuk in het heersende stressveld

In *Figuur 30* is de locatie van Middenmeer uitgezet in relatie tot stressmetingen per groep aangegeven. Deze metingen geven de oriëntatie van de maximale horizontale stress S_H zoals deze is afgeleid van putdata in een aantal formaties. De data nabij Middenmeer geven een NW-ZO oriëntatie van de maximale horizontale stress. De meerderheid van de breuken in het gebied hebben een vergelijkbare oriëntatie maar de hoek lijkt lichtelijk schuin. De meest nabij gelegen stressmeting, net ten zuiden van Middenmeer is afgeleid van de Zechstein Groep welke stratigrafisch lijkt op Slochteren Formatie. De meting heeft echter een relatief lage betrouwbaarheid. Een lokale meting van de maximale horizontale stress is mogelijk op basis van onder andere puttesten. Op basis van de bekende data wordt de aanduiding “bezwijken mogelijk” gekozen.

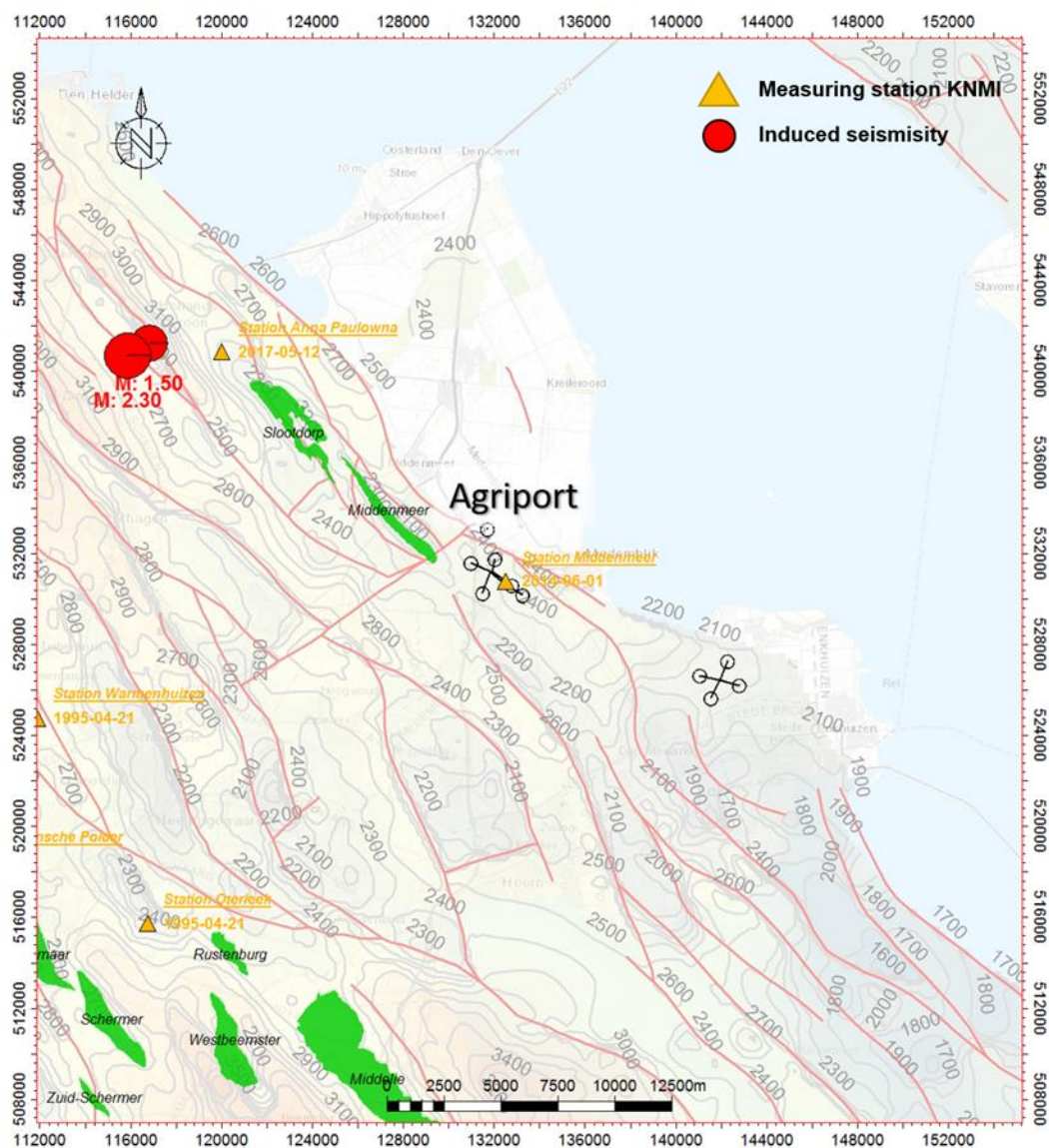


Figuur 30. Top Slochteren kaart met breuk interpretatie met data van de Dutch Stress Map (DSM) (Mechelse 2007). De gekleurde cirkels laten de oriëntatie van de gemiddelde S_H per Groep zien waarbij groen Krijt, roze Zechstein en paars lager Germaans Trias aangeeft. Top Slochteren en de breuken zijn gebaseerd op DGM 2.0 (TNO 2006).

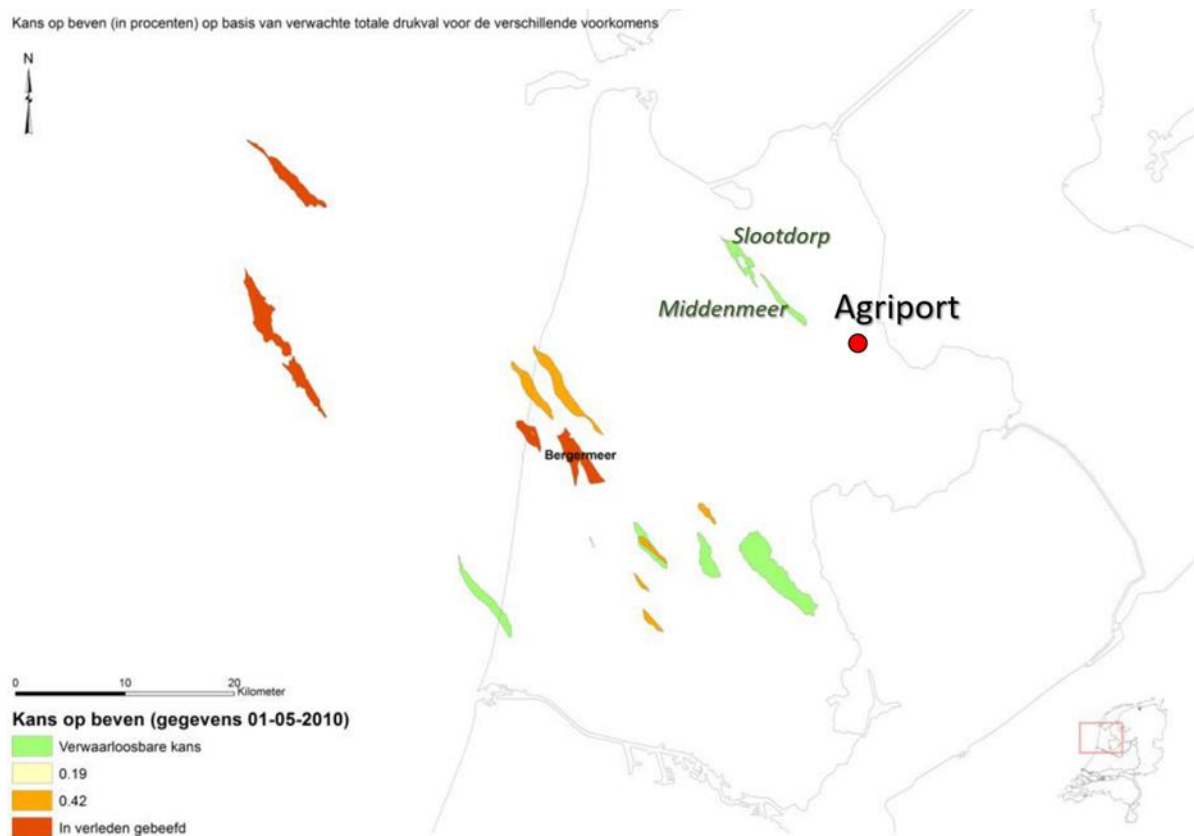
Ad 4 en 5. Afstand tot natuurlijke aardbevingen en afstand tot geïnduceerde seismiteit

Seismiciteit in de regio kan zowel geïnduceerd zijn als van nature voorkomen. De kaart in *Figuur 31* bestrijkt een groot gebied rond de geothermische doubletten op de locatie Middenmeer. Binnen dit gebied is de enige vastgelegde seismiciteit als geïnduceerd geclassificeerd nabij Anna Paulowna op zo'n 17 km van de geothermische systemen en nabij Purmerend (Kwadijk), zo'n 35 km van Middenmeer. Bij Anna Paulowna kwamen er 2 gebeurtenissen in korte tijd (23 juni 2015) voor met magnitudes van 1,5 en 2,3. Alhoewel de seismiciteit in beide gebeurtenissen is aangeduid als geïnduceerd, is de bron niet goed geduid. De gebeurtenissen waren verder vrij opmerkelijk omdat het gebied nog niet eerder onderwerp van seismiciteit was geweest. Een mogelijke verklaring kan de gasproductie uit de Slochterenformatie vanuit het gasveld Slootdorp zijn dat zo'n 2,5 km oostelijk is gelegen. De regionale breuken zoals in *Figuur 31* te zien laten niet direct een connectie met de geothermische doubletten of het gasveld zien. Opgemerkt wordt dat TNO voor de Slootdorp en Middenmeer gasvelden een indicatie van verwaarloosbaar risico op seismiciteit gaf (*Figuur 32*). De gebeurtenis rond Purmerend vond plaats rond 1 december 1989 en is geclassificeerd als geïnduceerd maar dit is nooit bevestigd. Het zou ook van natuurlijk kunnen zijn geweest.

Gebaseerd op het IF/QCON schema, valt de afstand tot de geïnduceerde en natuurlijke seismiciteit in de laagste categorie met een afstand van meer dan 10 km. De afstand tot de plaatsen van de gebeurtenissen is dermate groot dat extrapolatie geen betekenis heeft.



Figuur 31. Kaart met de seismische epicentra in het gebied. De rode cirkels geven geïnduceerde seismiciteit aan. In het oranje de meetstations en ook zichtbaar top Slochtere met bijbehorende breuklijnen. Opgemerkt wordt dat er in het weergegeven gebied geen natuurlijke seismiciteit is waargenomen.



Figuur 32. *Kans op geïnduceerde seismiciteit voor gasvelden in Noord-West Nederland gebaseerd op data tot 1 mei 2010 (TNO 2012).*

Ad 6. Netto geïnjecteerde volume

De doubletten in Middenmeer zijn gebaseerd op massa gebalanceerde vloeistof circulatie. Netto is het geïnjecteerde volume nul. Ook is de druk communicatie tussen de putten in de doubletten goed. De volumes gerelateerd aan het ontgassen van het formatiewater en de toevoeging van corrosion inhibitor zijn verwaarloosbaar.

Ad 7. Drukcommunicatie tussen de putten

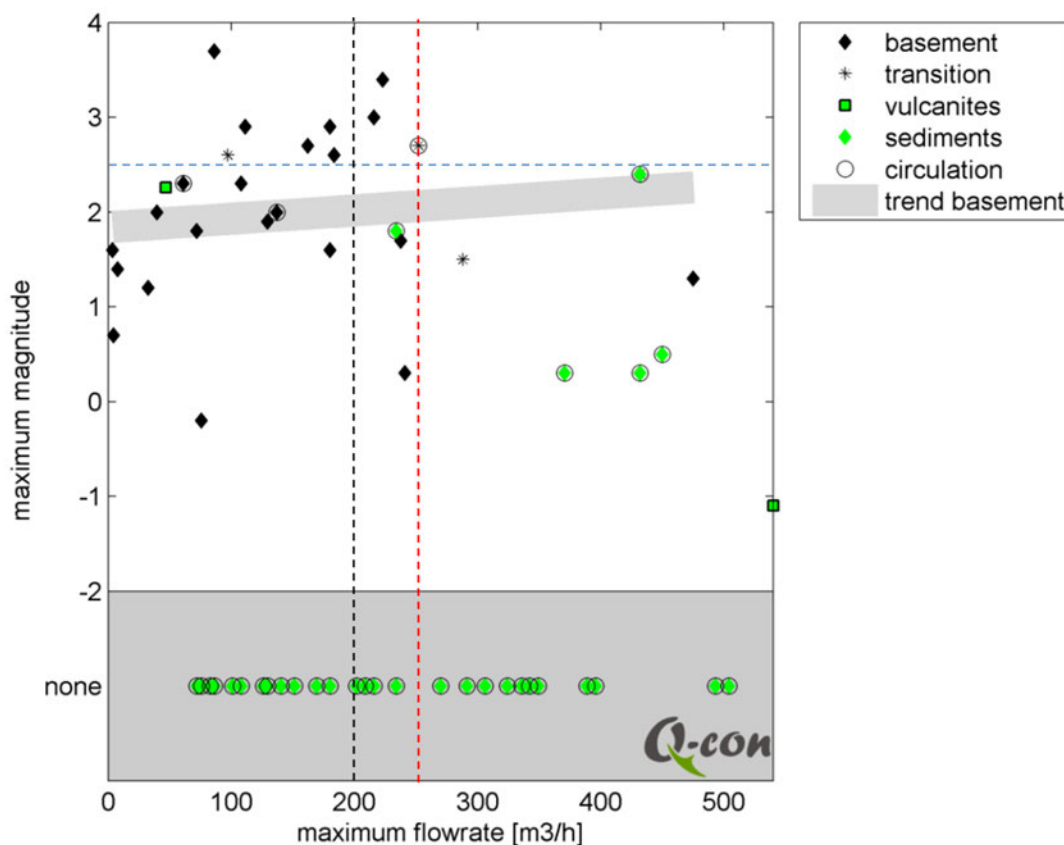
De betreffende breuken zoals in *Figuur 27* weergegeven doorkruisen of doorsnijden geen van de doubletparen. De dominante breuk oriëntatie is parallel aan de circulatierichting. Het kan zijn dat er sub-seismic breuken aanwezig zijn die niet in het 3D gebied zijn weergegeven. De Slochteren formatie is een relatief homogeen zandsteen formatie in laterale en verticale zin. Significante, niet structurele hydrogeologische barrières zijn daarom minder waarschijnlijk in het geval van de doubletten in Andijk. Drukcommunicatie tussen de putten is daarom zeer waarschijnlijk. Er is een aantal interferentie testen uitgevoerd.

Ad 8. Injectiedruk

De gebruikte injectiedruk voor de Middenmeer doubletten zullen in lijn zijn met een separaat protocol, opgesteld door SodM (SodM, 2013). Tijdens de boringen zijn Repeated Formation Integrity (FIT) Tests uitgevoerd worden die hebben aangetoond dat de formatie boven het reservoir drukken aankan die veel hoger zijn dan die drukken die volgens het SodM protocol zijn bepaald. Voor de doubletten wordt een piek volume van 350 m³/uur verwacht. Het bijbehorende drukverschil bij de injectieput (tussen reservoir en putbasis) ligt beneden de 20 Bar (~2 MPa). Dit plaatst de Middenmeer doubletten in de 1-4 MPa categorie, met een bijbehorende score van 3.

Ad 9. Systeemdebiet

Het nominale (winter) en ontwerpdebiet is 350 m³/uur per doublet. Hiermee wordt een score verkregen van 7 voor deze parameter



Figuur 33. Maximale magnitude van geïnduceerde gebeurtenissen als functie van injectie debiet voor aardwarmte projecten.

De Slochteren formatie is een relatief homogeen zandsteen formatie in laterale en verticale zin. Significante, niet structurele hydrogeologische barrières zijn daarom minder waarschijnlijk in het geval van de doubletten op Agriport. Drukcommunicatie tussen de putten is aanwezig. Er zijn interferentie testen uitgevoerd. Interferentie testen tussen MDM-GT-05 en MDM- GT-02/GT-01 met reservoir locaties respectievelijk MDM-GT-06 zijn daarmee aangetoond.

6.5. Deterministische risico analyse voor geïnduceerde seismiteit (SodM)

De SodM richtlijnen voor risico analyse voor geïnduceerde seismiteit is specifiek opgesteld voor gas exploratie en is gericht op depletie gerelateerde compactie. Hierdoor is de toepassing voor geothermie beperkt. De “afkoeling” van het reservoir als gevolg van geothermische activiteit kan echter ook resulteren in compactie en kan met depletie vergelijkbare scenario's geven. De SodM richtlijnen passen de waarschijnlijkheidsklassen toe zoals door TNO opgesteld (zie *Tabel 15*). In deze tabel zijn de volgende parameters opgenomen:

- DP/P_{ini}: De verhouding tussen het drukverschil (DP) en initiële druk (P_{ini}) in het reservoir op een bepaald tijdstip
- E: De verhouding tussen de Young's Moduli van het bovenliggende en reservoir gesteente
- B: Een maat voor het reservoir breuk intensiteit

Tabel 15: Risico's van seismiteit in de aanwezigheid van olie en gas (TNO 2012).

Seismicity has already occurred	
DP/P _{ini} ≥ 28%	B > 0,86 en E ≥ 1,34: P _h = 0.42 ± 0.08
	B > 0,86 en 1,01 ≤ E ≤ 1,33: P _l = 0.19 ± 0.05
	B < 0,86 en/of E < 1,01 Risk Negligible
DP/P _{ini} < 28%	Risk Negligible

B is als volgt gedefinieerd:

$$B = \frac{\text{fault surface area}^{3/2}}{\text{gross rock volume}} = \frac{l_b^{3/2} h^{1/2}}{A}$$

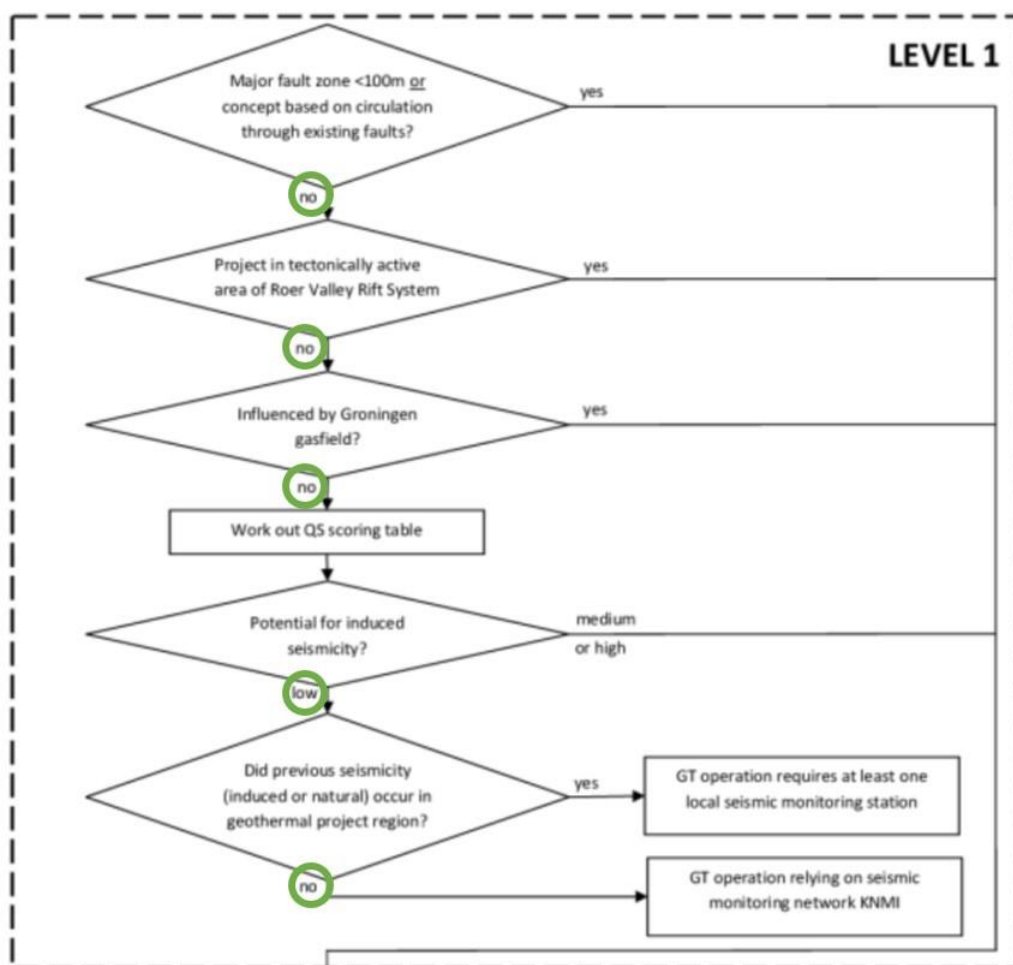
Hierbij is h de maximale dikte van de gaskolom. l_b is de totale lengte van de intra reservoir breuken en de reservoir begrenzende breuken en A is de oppervlakte van de accumulatie.

Het drukverschil tijdens geothermale productie wordt klein geacht, hoofdzakelijk doordat de geïnjekteerde volumes gelijk zijn aan de geproduceerde volumes. Ook zijn er geen significante barrières voor stroming verwacht. Het verwachte drukverschil ligt rond de 2 Bar, waarmee de dP/P_{ini} ongeveer 1 % bedraagt (P_{ini} = 200 Bar). Dit ligt ruimschoots beneden de <28% grenswaarde. Op basis hiervan word het risico gecategoriseerd als verwaarloosbaar volgens SodM richtlijnen.

6.6. Conclusie Quick Scan

De genormaliseerde score wordt bepaald op basis van de methodiek en is 0.31 en wordt geassocieerd met een laag risico. Ook op basis van de leidraad van SodM kan worden geconcludeerd dat het risico voor Middenmeer zeer klein is.

De kans op bevingen is daarmee in te schatten in de laagste categorie (categorie I). Gegeven de lage kans op bevingen is er geen aanleiding een seismische risico analyse uit te voeren. De kans op bodemtrilling van de aardwarmtewinning is dusdanig laag dat er geen nadelige effecten of schade van de winning bovengronds zijn te verwachten.



Figuur 34. Uitkomst Stappenplan seismische gevaren en risicoanalyse geothermische projecten, niveau 1.

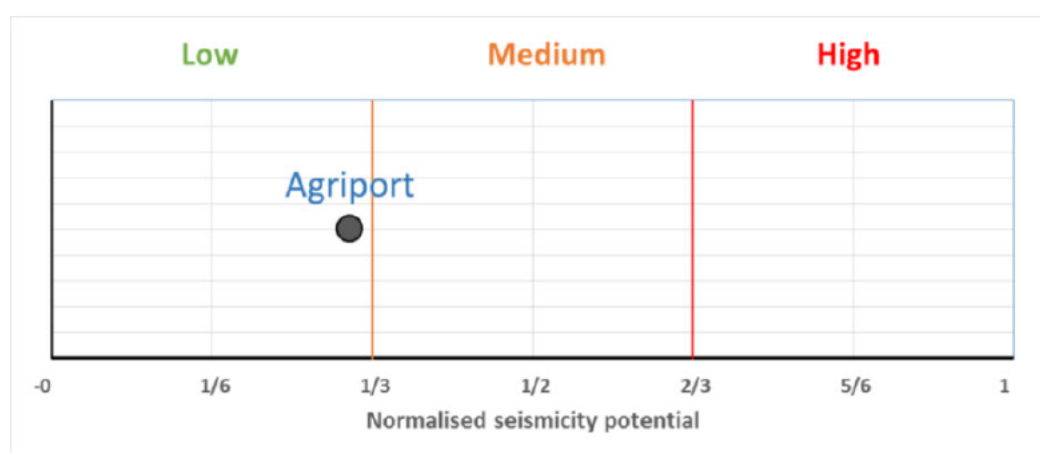
Tabel 16: Score op 9 vragen uit Quick Scan

score	basement connected	inter-well pressure communication	re-injection pressure [MPa]	circulation rate [m³/h]	epicentral distance to natural earthquakes [km]	epicentral distance to induced seismicity [km]	distance to fault [km]	orientation of fault in current stress field	net injected volume [1000 m³]	Sum of column scores
10	yes	no	> 7	> 360	< 1	< 1	< 0.1	favorable	> 20	
7	possible	unlikely	4 - 7	180-360	1 - 5	1 - 5	0.1 - 0.5	shearing possible	5 - 20	
3	unlikely	likely	1 - 4	50-180	5 - 10	5 - 10	0.5 – 1.5	shearing unlikely	0.1 - 5	
0	no	yes	< 1	< 50	> 10	> 10	> 1.5	locked	< 0.1	
Column score	0	0-	7	7	0	0	7	7	0	Σ 28
										90

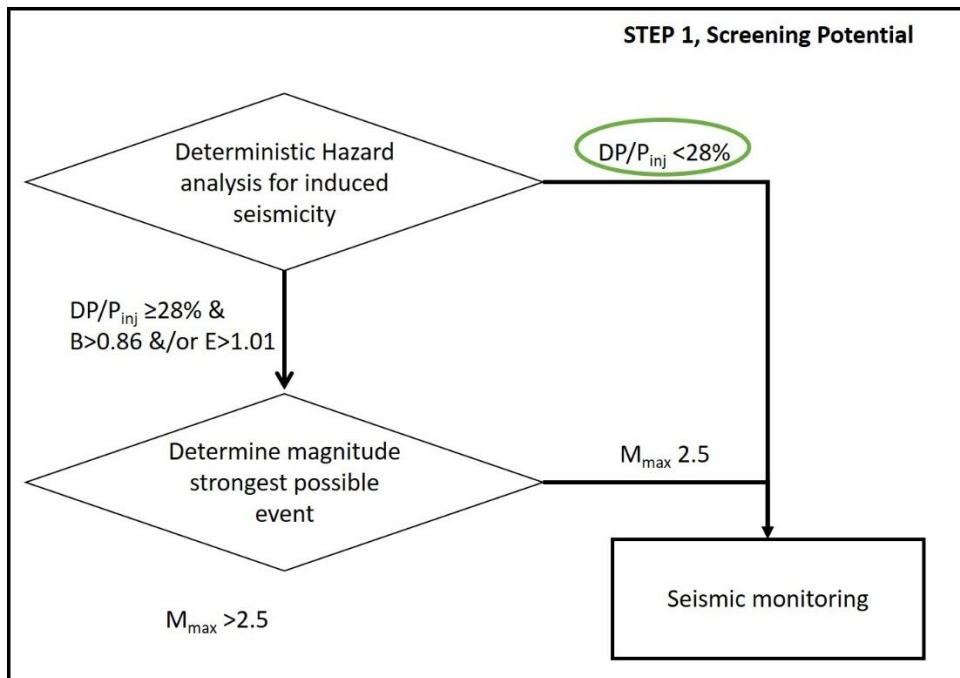
De normalised score (S) is als volgt berekend: Som van kolomscores gedeeld door aantal scores maal tien ($S = \frac{\Sigma(kolomscores)}{(aantal\ scores \times 10)}$). Bij het volledig invullen van de tabel is de som van de kolomscores een getal tussen 0 en 90 en het aantal scores x 10 is 90. De “seismiciteitspotentieel” is een getal tussen 0 en 1.

Tabel 17: Resultaat Q- scoring.

	Normalised score	Seismicity potential	Hazard level and risk assesment procedure
Geothermisch project Middenmeer (ECW)	0,31	0,31	



Figuur 35. resultaten van de Quick Scan



Figuur 36. Uitkomst stap 1 voor Middenmeer gebaseerd op SodM raamwerk.

Uit de analyse die in de Quick Scan is beschreven (Figuur 34, Tabel 16, Tabel 17), volgt dat het project Middenmeer in de klasse laag “seismicity potential” valt (Figuur 35) en er derhalve geen Locatie specifiek Seismisch gevaar analyse (Location specific Seismic Hazard Assessment (SHA)) en Locatie specifiek Seismisch Risico Analyse (Location specific Seismic Risk Assessment (SRA)) uitgevoerd hoeft te worden.

6.7. Gebiedsbescherming en nadelige gevolgen

Gebiedsbescherming en nadelige effecten

Gebieden die in de wetgeving van de lidstaten zijn aangeduid of door die wetgeving worden beschermd zijn speciale beschermingszones en zijn door de lidstaten aangewezen krachtens Richtlijn 79/409/EEG (Vogelrichtlijn) en Richtlijn 92/43/EEG (Habitatrichtlijn). Gebieden die vallen onder beide genoemde richtlijnen moeten uitgroeien tot een Europees netwerk van natuurgebieden. Dit netwerk is het Natura 2000 netwerk. Het IJsselmeer is het meest nabij gelegen Natura 2000 gebied op circa 4 km afstand, zie Figuur 37.



Figuur 37. Afstand van aardwarmte locatie tot het IJsselmeer als Natura 2000 gebied en NNN gebied ten zuiden van de locatie

Natuurnetwerk Nederland (NNN)

Het Natuurnetwerk Nederland is het Nederlands netwerk van bestaande en nieuw aan te leggen natuurgebieden. Tot het netwerk behoren o.a. de Natura 2000 gebieden (zoals het IJsselmeer), nationaal (natuur)parken en gebieden van de provinciale ecologische Hoofdstructuur c.q. provinciale ecologische verbindingzones.

Voor elk Natura 2000-gebied zijn instandhoudingsdoelstellingen geformuleerd voor alle beschermde soorten en habitattypen die daar in niet-verwaarloosbare hoeveelheden aanwezig zijn. Voor elk Natura 2000-gebied moet een beheerplan worden opgesteld. In die beheerplannen worden de instandhoudingsdoelstellingen uitgewerkt in ruimte en tijd.

De instandhoudingsdoelstellingen zijn geformuleerd in termen van behoud of verbetering van omvang en/of kwaliteit van bepaalde habitattypen en behoud of uitbreiding van kwaliteit leefgebied en draagkracht voor bepaalde aantallen van met naam genoemde soorten. In het beheerplan worden de instandhoudingsdoelstellingen beschreven per ruimtelijke eenheid. Binnen het IJsselmeer gaat het om: open water, ondiep water, oeverzone, kale of schaars begroeide gronden, moeras en nat grasland. Voor de verschillende ruimtelijke eenheden wordt beschreven wat de huidige situatie is van soorten en habitattypen (verspreiding, belang van de ruimtelijke eenheid, aantallen en trends). Daarnaast wordt benoemd wat de beoogde situatie is voor deze soorten en habitattypen om hun leefgebieden en het natuurlijke habitat in een gunstige staat van instandhouding te behouden of herstellen. Vervolgens worden de belangrijkste ecologische vereisten benoemd van de soorten en habitattypen en wordt aangegeven of er zich knelpunten voordoen ten aanzien van de ecologische vereisten

Naast het IJsselmeer op ongeveer 4 km bevindt zich op meer dan 1,4 km afstand ten zuiden van de locatie een NNN gebied. De aardwarmtelocatie ligt dus op aanzienlijke afstand van dit gebied. De aardwarmtewinning heeft door zijn karakter en afstand tot het IJsselmeer geen nadelige effecten op bovengenoemde instandhoudingsdoelstellingen.

Drinkwaterwinning en grondwaterbescherming:

Het project ligt niet in een gebied dat op basis van de provinciale milieuverordening Noord-Holland is aangewezen als grondwaterbeschermingsgebied. De drinkwaterwinning in dit deel van Nederland maakt gebruik van oppervlaktewater (uit het IJsselmeer).

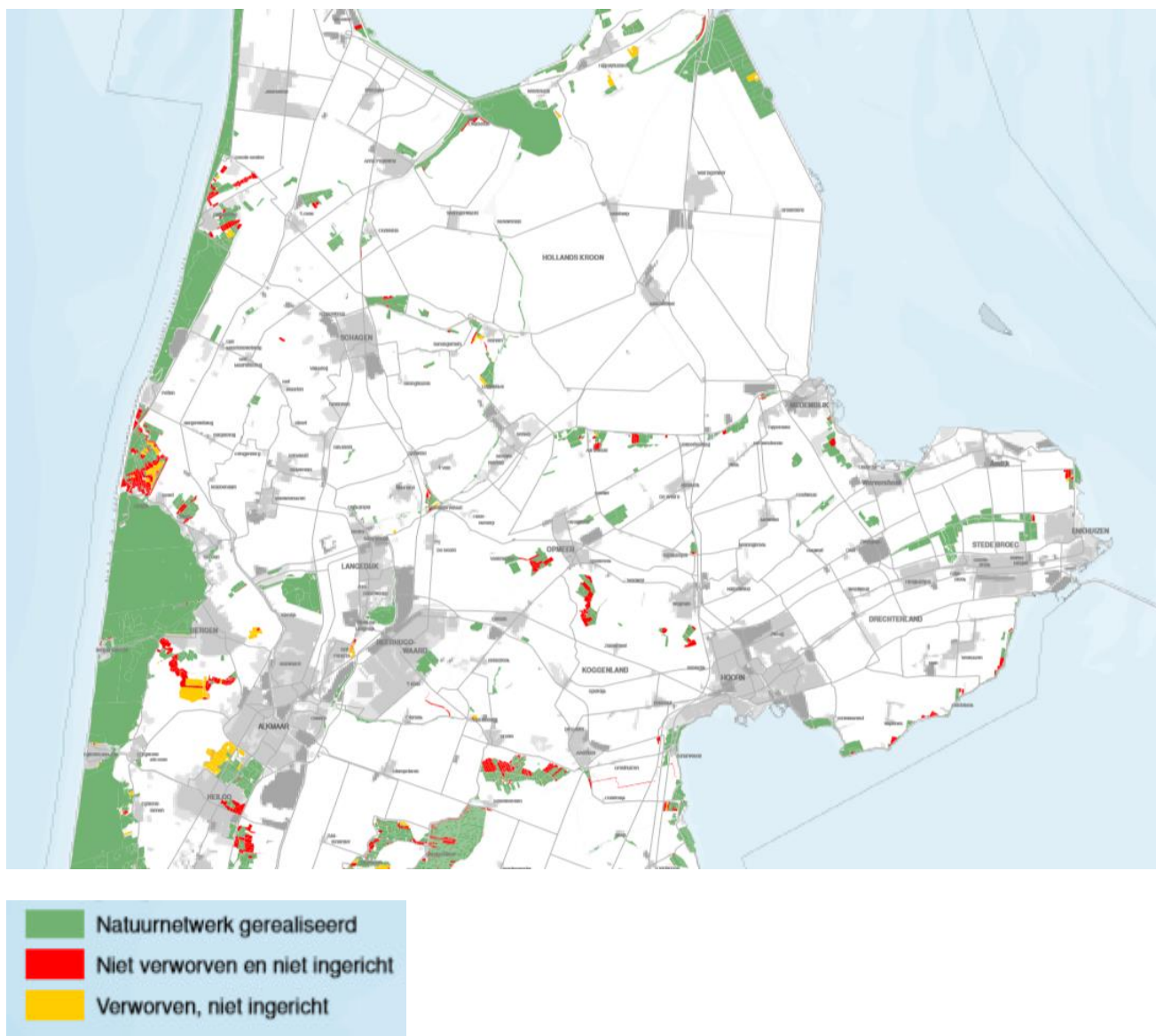
Er bevinden zich geen grondwaterbeschermingsgebieden in de omgeving van de aardwarmte Middenmeer voor de winning van drinkwater of anderszins. Er wordt op de glastuinbouwlocatie geen grondwater gebruikt voor de productie van drinkwater of anderszins water waaraan hoge kwaliteitseisen worden gesteld. Wel wordt voor suppletie van gietwaterbereiding grondwater onttrokken, maar de aardwarmteputten zijn geen belemmering voor dit gebruik van de bodem. Zoals eerder in dit document vermeld, wordt in de verbuizing voor de put een conductor aangebracht door de scheidende kleilagen van de bovenste watervoerende pakketten. Samen met de andere gecementeerde verbuizing wordt het bodemrisico voor de leeflaag daarmee beperkt.

De N.V. PWN Waterleidingbedrijf Noord-Holland (kortweg PWN) is een waterleidingbedrijf in de Nederlandse provincie Noord-Holland. Het bedrijf produceert drinkwater voor bijna 800.000 aansluitingen in de provincie Noord-Holland en beheert het waterleidingnet. Daarnaast beheert PWN duingebieden in Noord-Holland. De drinkwatervoorziening in Noord-Holland is in verschillende gebieden onderverdeeld. In het oostelijk deel boven het Noordzeekanaal wordt water dat in Andijk uit het IJsselmeer wordt gehaald, direct gezuiverd tot drinkwater.

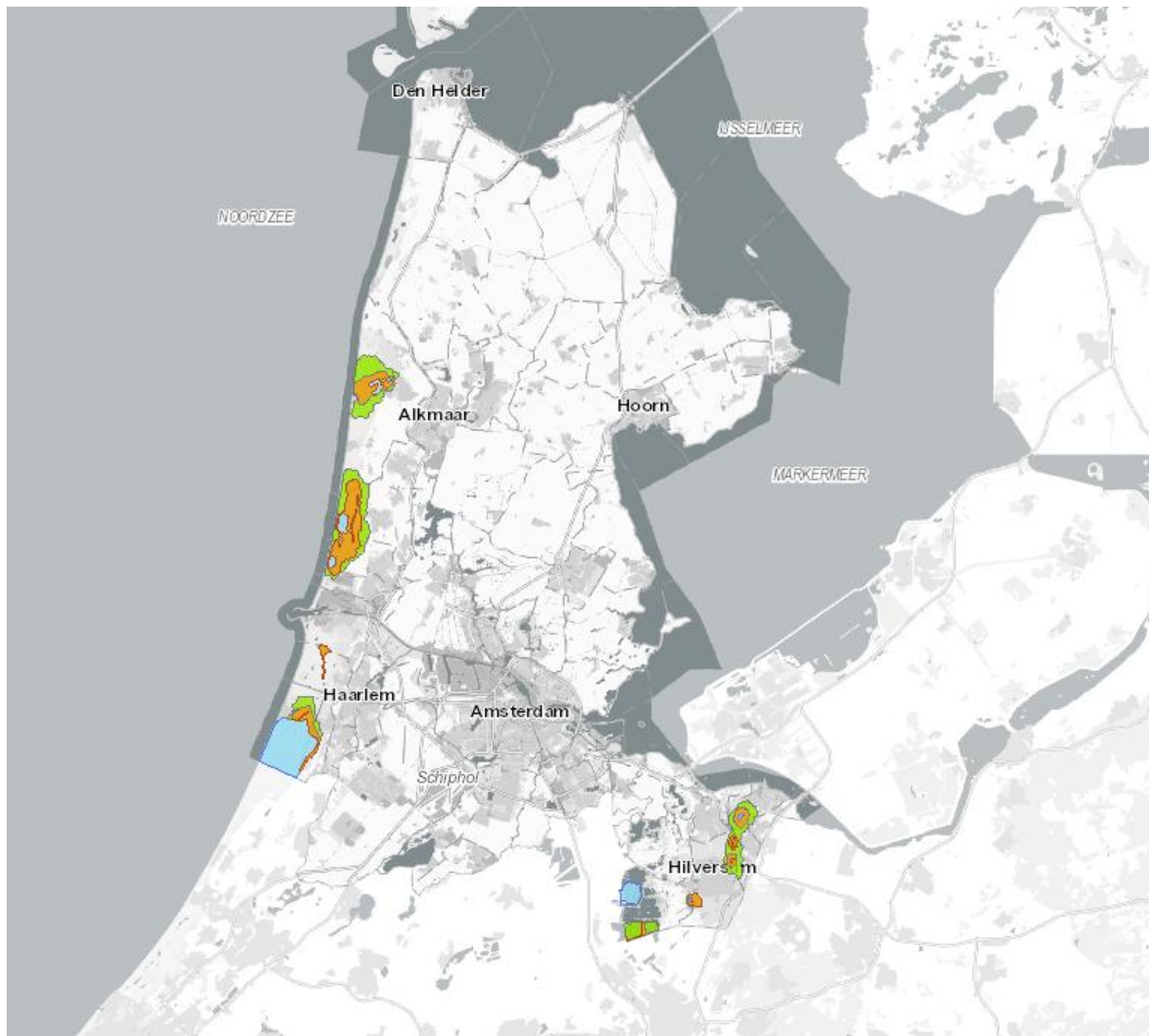
Voor het westelijk deel van Noord-Holland gebruikt men oppervlaktewater dat gedeeltelijk afkomstig is uit de Lek en gedeeltelijk uit het IJsselmeer. Dit water wordt bij Andijk en Nieuwegein opgepompt. Het wordt voorgezuiverd en via pijpleidingen naar de duinen bij Castricum vervoerd. Daar wordt een deel in de Waterfabriek Heemskerk door membraanfiltratie ontdaan van micro-organismen en zouten. Hier worden, onder andere resten van bestrijdings- en geneesmiddelen, afgebroken om te voorkomen dat het duin met deze stoffen belast wordt. De rest van het voorgezuiverde water wordt in de duinen geïnfiltreerd. Het in de duinen geïnfiltreerde water wordt weer opgepompt en in de productiebedrijven Bergen en Mensink nagezuiverd. Daarna wordt het gemengd met het water uit Heemskerk, en kan het als drinkwater aan de consument worden geleverd.

PWN heeft ruim 7300 hectare natuurterreinen onder beheer. Een groot deel hiervan (bijna 5300 hectare) ligt in het Noord-Hollands Duinreservaat tussen Bergen en Zandvoort. Het gebied ten zuiden van het Noordzeekanaal hoort bij het Nationaal Park Zuid-Kennemerland dat mede door PWN wordt beheerd. Dit deel is bijna 2000 hectare groot.

In *Figuur 38* is de locatie van het geothermische installatie met hierop de nabij gelegen natuurgebieden en drinkwatergebieden opgenomen. In paragraaf 6.1 is aangegeven dat de verwachte bodemdaling/stijging naar verwachting niet of nauwelijks meetbaar en een effect aan maaiveld naar verwachting niet significant is, in die zin dat het zou kunnen resulteren in schade voor gebouwen, infrastructuur, of nadelige gevolgen voor natuur en milieu. Hiermee is ook de veiligheid voor omwonenden niet in het geding. In *Figuur 39* is een Kaart met gebieden in gebruik door PWN t.b.v. de drinkwaterbereiding weergegeven.



Figuur 38. Kaart Natuurgebieden Noord Holland



Figuur 39. Kaart Drinkwater gebieden Noord Holland.

Verklarende woordenlijst

- Aquifer: Watervoerende bodemlaag.
- Compactie: Het samendrukken van het reservoirgesteente als door productie de druk van de vloeistof in de poriën daalt, en onvoldoende tegenwicht geeft aan het gewicht van bovenliggende gesteenten.
- Compressibiliteit: Samendrukbaarheid
- Depletie: Drukdaling door het onttrekken van gas (of olie of water) uit reservoirgesteente
- ECW: Energie Combinatie Wieringermeer
- EZ: Ministerie van Economische Zaken
- GPS: Global Positioning System: systeem voor plaats- en hoogtebepaling met behulp van satellieten
- KNMI: Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut
- MER of m.e.r.: Milieueffect rapport of milieu effect rapportage
- Mw, Mb, Mr: Mijnbouwwet, Mijnbouwbesluit, Mijnbouwregeling
- Permeabiliteit: De mate waarin een (poreuze) vaste stof een andere stof (gas of vloeistof) doorlaat. Indien een materiaal een andere stof niet doorlaat heet het materiaal voor die stof impermeabel.
- Porositeit: Verhouding tussen het poriënvolume en het totale volume van het gesteente.
- Reservoir: voor aardwarmtewinning; de watervoerende bodemlaag, de aquifer waaruit warm water wordt opgepompt.
- RD coördinaat: Coördinaten in het topografische kaartmateriaal zijn vermeld in het stelsel van de Rijksdriehoeksmeting (RD).
- SodM: Staatstoezicht op de Mijnen
- SHA: Seismische Hazard Aanlyse
- TCBB: Technische Commissie Bodembeweging
- TNO: Nederlandse Organisatie voor Toegepast-Natuurwetenschappelijk Onderzoek
- TVD: True Vertical Depth

Referenties

End of well reports MDM-GT-01 t/m MDM-GT-06
Seismic Risk Assessment Agriport, G1348, Panterra Geoconsultants, November 2017.

Bijlages

Lithostratigraphic Column Middenmeer							MDM-GT-01		
Era	Group	Period	Formation	Epoch (Age)	Member	Lithology definition	TV-RT	AH-RT	
Cenozoic	Upper North Sea NU	Quaternary	"Diverse"	Holocene- Pleistocene		Diverse continental deposits, mostly fluvial sands and silts intercalated by some thin layers of grey or greenish-grey, silty clays.	5	5	
			Maasvlakte	Early Pleistocene		Deposits of coastal sands, very fine to medium coarse, calcareous, shell and wood bearing, mica rich. Silty to sandy, grey to dark grey clay containing shells and mica.	285	285	
			Oosterhout	Pliocene		Succession of sands, sandy clays, and grey and greenish clays. The lower part of the formation often consists of sands that are extremely rich in shells and bryozoans.	505	505	
			Breda	Miocene		Sequence of marine, glauconitic sands, sandy clays and clays. In places a glauconite-rich layer occurs at the base.	710	710	
	Middle North Sea NM	Tertiary	Rupel NMRF	Oligocene (Rupelian - Early Chadian)	Rupel Clay NMRF	Clays that become more silty towards basin and top. It is rich in pyrite, contains hardly any glauconite and calcium carbonate tends to be concentrated in the septaria layers.	811	813	
				Eocene-Oligocene (Pliobonian - Rupelian)	Vessem NMRF	Silty to clayey sands with a low glauconite content, flint pebbles or phosphorite nodules commonly occur at the base.	822	824	
	Lower North Sea NL		Dongen NLFF	Middle - Late Eocene (Lutetian to Bartonian)	Asse NLFF	Dark greenish-grey and blue-grey, plastic clays. The unit locally shows indications of bioturbation, and may be glauconitic and somewhat micaceous.	833	835	
				Early to Middle Eocene (Ypresian to Lutetian)	Brussels Marl NLFF	Greenish to brownish grey, silty calcareous clay to marl.	853	856	
					Brussels Sand NLFF	Succession of green-grey, glauconitic, very fine-grained sand with, mainly in the upper part, a number of hard, calcareous sandstone layers. Towards the base of the unit the clay content increases, and the calcium carbonate content and amount of glauconite decreases.	933	940	
				Early Eocene (Ypresian)	Ieper NLFF	A soft, tough and sticky to hardened and friable clay. The lower part is characterised by its brown-grey colour, tending to beige or red-brown locally. The upper two-thirds have a green-grey colour. It has a sandy upper part.	956	965	
					Basal Dongen Tuffite NLFF	Tuffaceous clays, blue to violet-grey in colour, alternating with dark-grey and red-brown clays.	1175	1220	
				Landen NLFF	Late Paleocene (Thanetian)	Landen Clay NLFF	Generally dark-green, hard, flaky clay, somewhat silty, containing glauconite, pyrite and mica. The basal part of the member can be marly and of a lighter colour.	1179	1225
Mesozoic	Chalk OK	Cretaceous	Ommelanden OKGR	Upper Cretaceous (Turonian to Maastrichtian)		Succession of white, yellowish-white or light-grey, fine grained limestones, in places argillaceous. Layers of chert nodules can be very common over thick intervals. Along the basin edge coarse, bioclastic limestones and tongues of sandstone occur.	1229	1285	
			Texel OKTX	Cenomanian	Planus Marl OKTX	Dark-grey, partly black, calcareous, laminated claystone. Its thickness generally does not exceed a couple of metres.	1611,5	1753,5	
					Texel Marlstone OKTXM	White to light-grey (locally pinkish) limestones, marls and marly chalks.	1615	1758	
	Rijnland KN		Holland KNGL	Lower Cretaceous (Late Albian)	Upper Holland Marl KNGLU	Light-grey and red-brown marls, characterised by a carbonate content which gradually increases towards the top.	1728	1899	
					Middle Holland Claystone KNGLM	Grey and/or red-brown calcareous shaly claystone with a distinctly lower lime content than the under- and overlying members.	1929	2144	
			Vlieland Claystone KNGLV	(Valanginian to Santonian/Early Aptian)	Lower Holland Marl KNGLL	Generally consists of grey and red-brown marl or calcareous, fossiliferous claystone, frequently with intercalated bituminous claystone beds.	1948	2167	
						Dark brownish-grey to grey claystone. Mica and very fine lignitic matter are common. Generally, the claystones are only very slightly calcareous.	1949,5	2168,5	
	Lower Germanic Trias RB		Lower Buntsandstein RBH	Latest Permian - Early Triassic	Main Claystone RBH	The member consists of a succession of red-brown to green silty, sometimes anhydritic claystones. Some thin sandstone beds and oolitic beds also occur. The base is characterised by a, generally thin, sandstone bed which overlies the Zechstein flint.	1963,5	2185,5	
Paleozoic	Zechstein ZE	Permian	Zechstein Upper Claystone ZEUC	Upper Permian (Thuringian)		The formation is composed of red-brown to pale brown, occasionally grey-green claystones with some anhydrite and/or carbonate stringers. In the upper part thin, well-cemented, sandy beds may occur.	2016,5	2250	
			Zechstein 3 (Leine) ZEZ3		Z3 Main Anhydrite ZEZ3A	Generally developed as a relatively pure anhydrite body, but it can contain a large number of dolomitic or claystone intercalations. Thicknesses vary greatly.	2024	2259	
					Z3 Carbonate ZEZ3C	Plattendolomit. A brownish, slightly argillaceous, dolomitic limestone or coarse-crystalline dolomite.	2034	2271	
			Zechstein 2 (Stassfurt) ZEZ2		Grey Salt Clay ZEZ2G	A grey claystone with a high gamma-ray response and corresponding low velocities on the sonic log.	2057,5	2300	
					Z2 Basal Anhydrite ZEZ2A	A massive body of relatively pure anhydrite.	2059,5	2302	
					Z2 Carbonate ZEZ2C	"Binkschiefer", a thin, finely laminated, argillaceous, black and often bituminous limestone. It's charact. by an increasing amount of clay towards the top.	2060,5	2303	
					Red-Brown Salt Clay ZEZ2R	A red to red-brown, finely laminated bed with a high gamma-ray reading.	2094	2343	
			Zechstein 1 (Werra) ZEZ1		Z1 Anhydrite ZEZ1W	A massive anhydrite body which attains a huge thickness in the sub-basins. Dolomite stringers occur frequently within the unit.	2100	2351	
					Z1 Lower Claystone ZEZ1G	A grey to brown claystone or marl, in places dolomitic or anhydritic.	2237,5	2517,5	
		Coppershale ZEZ1K	A microlaminated, brownish-black bituminous shale with a thickness of 0,5 to 1 m. It is characterized on wire-line logs by high gamma-ray and low acoustic velocity readings.	2239,5	2520				
	Upper Rotliegend RO	Blochteren ROGL	Lower Permian (Saxonian)		Sequence of usually pink to pale red-brown, occasionally yellow or grey, sandstones with subordinate amounts of intercalated dark red, red-brown or green-grey silty claystones. Locally a conglomeratic base is present.	2240,5	2521		
Limburg OC	Ruurlo OOR	Middle Carboniferous (Late Westphalian A - Early Westphalian B)		Succession of light to dark-grey or black, silty claystones, mudstones and shales containing a variable number of coal seams, and grey or buff, very fine- to fine-grained, fairly- to poorly-sorted, argillaceous or silty sandstone beds.	2436	2748			
RT-NAP: 5,3m; NAP-GL: 3,7m (GL below NAP)							TD	2451	
No gamma-ray log in North Sea Groups!								2788	

Lithostratigraphic Column Middenmeer							MDM-GT-02-S2		
Era	Group	Period	Formation	Epoch (Age)	Member	Lithology definition	TV-RT	AH-RT	
Cenozoic	Upper North Sea NU	Quaternary	"Diverse"	Holocene-Pleistocene		Diverse continental deposits, mostly fluvial sands and silts intercalated by some thin layers of grey or greenish-grey, silty clays.	0	0	
			Maascluis	NUM	Early Pleistocene		Deposits of coastal sands, very fine to medium coarse, calcareous, shell and wood bearing, mica rich. Silty to sandy, grey to dark grey clay containing shells and mica.	285	285
			Oosterhout	NUOT	Pliocene		Succession of sands, sandy clays, and grey and greenish clays. The lower part of the formation often consists of sands that are extremely rich in shells and bryozoans.	506	506
			Breda	NUBA	Miocene		Sequence of marine, glauconitic sands, sandy clays and clays. In places a glauconite-rich layer occurs at the base.	712	712
	Middle North Sea NM	Tertiary	Rupel	NMRF	Oligocene (Rupelian - Early Chuffian)	Rupel Clay NMRF	Clays that become more silty towards base and top. It is rich in pyrite, contains hardly any glauconite and calcium carbonate tends to be concentrated in the septaria layers.	806	806
				Eocene-Oligocene (Pliocene - Rupelian)	Vessem NMRFV	Silty to clayey sands with a low glauconite content, flint pebbles or phosphorite nodules commonly occur at the base.	859	859	
	Lower North Sea NL		Dongen	NLFF	Middle - Late Eocene (Lutetian to Bartonian)	Asse NLFFB	Dark greenish-grey and blue-grey, plastic clays. The unit locally shows indications of bioturbation, and may be glauconitic and somewhat micaceous.	867	867
					Early to Middle Eocene (Ypresian to Lutetian)	Brussels Sand NLFFB	Succession of green-grey, glauconitic, very fine-grained sand with, mainly in the upper part, a number of hard, calcareous sandstone layers. Towards the base of the unit the clay content increases, and the calcium carbonate content and amount of glauconite decreases.	906,5	906,5
					Early Eocene (Ypresian)	Heper NLFFI	A soft, tough and sticky to hardened and friable clay. The lower part is characterised by its brown-grey colour, tending to beige or red-brown locally. The upper two-thirds have a green-grey colour. It has a sandy upper part.	976,5	976,5
						Basal Dongen Tuffite NLFFT	Tuffaceous clays, blue to violet-grey in colour, alternating with dark-grey and red-brown clays.	1173,5	1173,5
			Landen	NLFF	Late Paleocene (Thanetian)	Landen Clay NLFFC	Generally dark-green, hard, flaky clay, somewhat silty, containing glauconite, pyrite and mica. The basal part of the member can be marly and of a lighter colour.	1179,5	1180
Mesozoic	Chalk CK	Cretaceous	Ommelanden	CKGR	Upper Cretaceous (Turonian to Maastrichtian)		Succession of white, yellowish-white or light-grey, fine grained limestones, in places argillaceous. Layers of chert nodules can be very common over thick intervals. Along the basin edge coarse, bioclastic limestones and tongues of sandstone occur.	1229	1230
			Texel	CKTX	(Cenomanian)	Plenus Marl CKTXP	Dark-grey, partly black, calcareous, laminated claystone. Its thickness generally does not exceed a couple of metres.	1622	1628,5
					Texel Marlstone CKTXM	White to light-grey (locally pinkish) limestones, marls and marly chalks.	1624,5	1631,5	
	Rijnland RN		Holland	KNGL	Lower Cretaceous (Late Albian)	Upper Holland Marl KNGLU	Light-grey and red-brown marls, characterised by a carbonate content which gradually increases towards the top.	1737,5	1751
					(Late Aptian or Early Albian)	Middle Holland Claystone KNGLM	Grey and/or red-brown calcareous shaly claystone with a distinctly lower lime content than the under- and overlying members.	1952,5	1990
					(Late Aptian)	Lower Holland Marl KNGLL	Grey and red-brown marl or calcareous, fissile claystone, frequently with intercalated bituminous claystone beds.	1958,5	1997,5
				Vleiland Claystone	KNMC	(Valanginian to Barremian/Early Aptian)		Dark brownish-grey to grey claystone. Mica and very fine lignitic matter are common. Generally, the claystones are only very slightly calcareous.	1959
	Lower Germanic Trias RB		Lower Buntsandsteine	RBH	Latest Permian - Early Triassic	Main Claystone RBGHH	The member consists of a succession of red-brown to green silty, sometimes anhydritic claystones. Some thin sandstone beds and oolitic beds also occur. The base is characterized by a, generally thin, sandstone bed which overlies the Zechstein fines.	2004,5	2052
	Zechstein ZE		Zechstein 2 (Stassfurt)	ZE2	Upper Permian (Thuringian)	Z2 Basal Anhydrite ZE2ZA	A massive body of relatively pure anhydrite.	2029,5	2081,5
						Z2 Carbonate ZE2ZC	"Stetischlafer", a thin, finely laminated, argillaceous, black and often bituminous limestone. It's charact. by an increasing amount of clay towards the top.	2031	2083,5
					Red-Brown Salt Clay ZE2ZR	A red to red-brown, finely laminated bed with a high gamma-ray reading.	2055	2112	
Zechstein 1 (Werra)			ZE2I		Z1 Anhydrite ZE2IW	A massive anhydrite body which attains a huge thickness in the sub-basins. Dolomite stringers occur frequently within the unit.	2058	2115	
					Z1 Lower Claystone ZE2IG	A grey to brown claystone or marl, in places dolomitic or anhydritic.	2220	2309	
					Coppershale ZE2IK	A microlaminated, brownish-black bituminous shale with a thickness of 0,5 to 1 m. It is characterized on wire-line logs by high gamma-ray and low acoustic velocity readings.	2222	2311,5	
Upper Rotliegend RO		Slochteren	ROGL	Lower Permian (Saxanian)		Sequence of usually pink to pale red-brown, occasionally yellow or grey, sandstones with subordinate amounts of intercalated dark red, red-brown or green-grey silty claystones.	2223	2313	
Limburg LC	Carboniferous	Ruuro	LCGR	Middle Carboniferous (Late Westphalian A - Early Westphalian B)		Succession of light to dark-grey or black, silty claystones, mudstones and shales containing a variable number of coal seams, and grey or buff, very fine- to fine-grained, fairly- to poorly-sorted, argillaceous or silty sandstone beds.	2443	2587	
RT-NAP: 5,3m; NAP-GL: 3,7m (GL below NAP)							TD	2445	2589

RT-NAP: 5,3m; NAP-GL: 3,7m (GL below NAP)

Lithostratigraphic Column Middenmeer							MDM-GT-03-SZ		
Era	Group	Period	Formation	Epoch (Age)	Member	Lithology definition	TV-RT	AH-RT	
Cenozoic	Upper North Sea NU	Quaternary	"Diverse"	Holocene-Pleistocene		Diverse continental deposits, mostly fluvial sands and silts intercalated by some thin layers of grey or greenish-grey, silty clays.	5	5	
			Maasvlakte NUGM	Early Pleistocene		Deposits of coastal sands, very fine to medium coarse, calcareous, shell and wood bearing, mica rich. Silty to sandy, grey to dark grey clay containing shells and mica.	285	285	
			Oosterhout nuot	Pliocene		Succession of sands, sandy clays, and grey and greenish clays. The lower part of the formation often consists of sands that are extremely rich in shells and bryozoans.	506	506	
			Breda NUGA	Miocene		Sequence of marine, glauconitic sands, sandy clays and clays. In places a glauconite-rich layer occurs at the base.	712	712	
	Middle North Sea NM	Tertiary	Rupel NMRF	Oligocene (Rupelian - Early Chetivian)	Rupel Clay NMRFPC	Clays that become more silty towards basis and top. It is rich in pyrite, contains hardly any glauconite and calcium carbonate tends to be concentrated in the septaria layers.	806	810	
				Eocene-Oligocene (Priabonian - Rupelian)	Vessem NMRFV	Silty to clayey sands with a low glauconite content, flint pebbles or phosphorite nodules commonly occur at the base.	859	867,5	
	Lower North Sea NL		Dongen NLFF	Middle - Late Eocene (Lutetian to Bartonian)	Aase NLFFB	Dark greenish-grey and blue-grey, plastic clays. The unit locally shows indications of bioturbation, and may be glauconitic and somewhat micaceous.	867	877	
				Early to Middle Eocene (Ypresian to Lutetian)	Brussels Sand NLFFS	Succession of green-grey, glauconitic, very fine-grained sand with, mainly in the upper part, a number of hard, calcareous sandstone layers. Towards the base of the unit the clay content increases, and the calcium carbonate content and amount of glauconite decreases.	901	915	
				Early Eocene (Ypresian)	Ieper NLFFI	A soft, tough and sticky to hardened and friable clay. The lower part is characterised by its brown-grey colour, tending to beige or red-brown locally. The upper two-thirds have a green-grey colour. It has a sandy upper part.	976	1000	
					Basal Dongen Tuffite NLFFT	Tuffaceous clays, blue to violet-grey in colour, alternating with dark-grey and red-brown clays.	1167	1220	
	Landen NLFF		Late Paleocene (Thanetian)	Landen Clay NLFFC	Generally dark-green, hard, flaky clay, somewhat silty, containing glauconite, pyrite and mica. The basal part of the member can be marly and of a lighter colour.	1173	1226,5		
Mesozoic	Chalk CK		Cretaceous	Ommelanden CKGR	Upper Cretaceous (Turonian to Maastrichtian)		Succession of white, yellowish-white or light-grey, fine grained limestones, in places argillaceous. Layers of chert nodules can be very common over thick intervals. Along the basin edge coarse, bioclastic limestones and tongues of sandstone occur.	1224	1286
		Texel CKTX							
	Rijnland KN	Holland KNGL		Lower Cretaceous (Late Albian)	Upper Holland Marl KNGLU	Light-grey and red-brown marls, characterised by a carbonate content which gradually increases towards the top.	1727,5	1872	
				Late Aptian or Early Albian	Middle Holland Claystone KNGLM	Grey and/or red-brown calcareous shaly claystone with a distinctly lower lime content than the under- and overlying members.	1942,5	2120,5	
				Late Aptian	Lower Holland Marl KNGLL	Grey and red-brown marl or calcareous, fissile claystone, frequently with intercalated bituminous claystone beds.	1951,5	2131	
				Vlieland Claystone KNVC	Vologskian to Garmianian/Early Aptian		Dark brownish-grey to grey claystone. Mica and very fine lignitic matter are common. Generally, the claystones are only very slightly calcareous.	1953,5	2133
	Lower Germanic Trias RS	Triassic		Lower Buntsandstein RSBH	Latest Permian - Early Triassic	Main Claystone RSBHM	The member consists of a succession of red-brown to green silty, sometimes anhydritic claystones. Some thin sandstone beds and oolitic beds also occur. The base is characterized by a, generally thin, sandstone bed which overlies the Zechstein fines.	1990	2175
	Zechstein ZE	Permian		Permian	Zechstein 3 (Leine) ZEZ3	Upper Permian (Thuringian)	Z3 Main Anhydrite ZEZ3A	A relatively pure anhydrite body, but it can contain a large number of dolomitic or claystone intercalations.	2027,5
Z3 Carbonate ZEZ3C			"Plattendolomit": A brownish, slightly argillaceous, dolomitic limestone or coarse-crystalline dolomite.				2030	2221,5	
Grey Salt Clay ZEZ3G			A grey claystone with a high gamma-ray response and corresponding low velocities on the sonic log.				2036	2229	
Z2 Basal Anhydrite ZEZ2A			A massive body of relatively pure anhydrite.				-	-	
Z2 Carbonate ZEZ2C			"Stinkschiefer", a thin, finely laminated, argillaceous, black and often bituminous limestone. It's charact. by an increasing amount of clay towards the top.				2039	2232	
Red-Brown Salt Clay ZEZ2R			A red to red-brown, finely laminated bed with a high gamma-ray reading.				2085	2286	
Z1 Anhydrite ZEZ1W			A massive anhydrite body which attains a huge thickness in the sub-basins. Dolomite stringers occur frequently within the unit.				2087,5	2289	
Z1 Lower Claystone ZEZ1G			A grey to brown claystone or marl, in places dolomitic or anhydritic.				2243	2465	
Upper Rotliegend RO	Carboniferous	Carboniferous	Ruturlo ROCR	Middle Carboniferous (Late Westphalian A - Early Westphalian B)		Succession of light to dark-grey or black, silty claystones, mudstones and shales containing a variable number of coal seams, and grey or buff, very fine- to fine-grained, fairly- to poorly-sorted, argillaceous or silty sandstone beds. Note: From about 2711m, the majority of cuttings showed varicolored claystones. Liner shoe @2686m MD.	2441,5	2711	
RT-NAP: 5,3m; NAP-GL: 3,7m (GL below NAP)							TD	2446	
No gamma-ray log used in the North Sea Groups, therefore geological borders are mostly based on MDM-GT-02.								2717	

Lithostratigraphic Column Middenmeer MDM-GT-04							Depth (m)		
Era	Group	Period	Formation	Epoch (Age)	Member	Lithology definition	TV-RT	AH-RT	
Cenozoic	Upper North Sea NU	Quaternary	"Diverse"	Holocene-Pleistocene		Diverse continental deposits, mostly fluvial sands and silts intercalated by some thin layers of grey or greenish-grey, silty clays.	5	5	
			Maasvlakte NUSM	Early Pleistocene		Deposits of coastal sands, very fine to medium coarse, calcareous, shell and wood bearing, mica rich. Silty to sandy, grey to dark grey clay containing shells and mica.	285	285	
			Oosterhout NUOT	Pliocene		Succession of sands, sandy clays, and grey and greenish clays. The lower part of the formation often consists of sands that are extremely rich in shells and bryozoans.	505	505	
			Breda NUSA	Miocene		Sequence of marine, glauconitic sands, sandy clays and clays. In places a glauconite-rich layer occurs at the base.	712	713,5	
	Middle North Sea NM	Tertiary	Rupel NMRF	Oligocene (Rupelian - Early Chetian)	Rupel Clay NMRFC	Clays that become more silty towards basis and top. It is rich in pyrite, contains hardly any glauconite and calcium carbonate tends to be concentrated in the septaria layers.	806	813,5	
				Eocene - Oligocene (Priobonian - Rupelian)	Vosseem NMRFV	Silty to clayey sands with a low glauconite content, flint pebbles or phosphorite nodules commonly occur at the base.	864	880	
	Lower North Sea NL		Dongen NLFF	Middle - Late Eocene (Lutetian to Bartonian)	Asse NLFFS	Dark greenish-grey and blue-grey, plastic clays. The unit locally shows indications of bioturbation, and may be glauconitic and somewhat micaceous.	873	890	
				Early to Middle Eocene (Ypresian to Lutetian)	Brussels Sand NLFFS	Succession of green-grey, glauconitic, very fine-grained sand with, mainly in the upper part, a number of hard, calcareous sandstone layers. Towards the base of the unit the clay content increases, and the calcium carbonate content and amount of glauconite decreases.	911	935	
				Early Eocene (Ypresian)	Ieper NLFFI	A soft, tough and sticky to hardened and friable clay. The lower part is characterised by its brown-grey colour, tending to beige or red-brown locally. The upper two-thirds have a green-grey colour. It has a sandy upper part.	975	1110	
					Basal Dongen Tuffite NLFFT	Tuffaceous clays, blue to violet-grey in colour, alternating with dark grey and red-brown clays.	1165	1233	
Landen NLFF				Late Paleocene (Thanetian)	Landen Clay NLFFC	Generally dark-green, hard, flaky clay, somewhat silty, containing glauconite, pyrite and mica. The basal part of the member can be marly and of a lighter colour.	1174	1243	
Mesozoic	Chalk CK	Cretaceous	Ommelanden CKGR	Upper Cretaceous (Turonian to Maastrichtian)		Succession of white, yellowish-white or light-grey, fine grained limestones, in places argillaceous. Layers of chert nodules can be very common. Along the basin edge coarse, bioclastic limestones and tongues of sandstone occur.	1222	1299	
			Texel CKTX	Cenomanian	Plenus Marl CKTXP	Dark-grey, partly black, calcareous, laminated claystone. Its thickness generally does not exceed a couple of metres.	1570	1703	
					Texel Marlstone CKTXM	White to light-grey (locally pinkish) limestones, marls and marly chalks.	1575	1710	
	Rijnland KN		Holland KNGL	Lower Cretaceous (Late Albian)	Upper Holland Marl KNGLU	Light-grey and red-brown marls, characterised by a carbonate content which gradually increases towards the top.	1681	1834	
					Middle Holland Claystone KNGLM	Grey and/or red-brown calcareous shaly claystone with a distinctly lower lime content than the under- and overlying members.	1882	2066	
					Vlieland Claystone KNKNC	Dark brownish-grey to grey claystone. Mica and very fine lignitic matter are common. Generally, the claystones are only very slightly calcareous.	1903	2091	
	Lower Germanic Trias NS	Triassic	Lower Buntsandsteine NSH	Latest Permian - Early Triassic	Main Claystone NSHNM	The member consists of a succession of red-brown to green silty, sometimes anhydritic claystones. Some thin sandstone beds and oolitic beds also occur. The base is characterized by a, generally thin, sandstone bed.	1948	2143	
	Paleozoic	Zechstein ZE	Permian	Zechstein Upper Claystone ZEUC	Upper Permian (Thuringian)		The formation is composed of red-brown to pale brown, occasionally grey-green claystones with some anhydrite and/or carbonate stringers. In the upper part thin, well-cemented, sandy beds may occur.	1960	2158
				Zechstein 3 (Leine) ZEZ3	Z3 Carbonate ZEZ3C	"Plattendolomit". A brownish, slightly argillaceous, dolomitic limestone or coarse-crystalline dolomite.	1967	2166	
					Grey Salt Clay ZEZ3G	A grey claystone with a high gamma-ray response and corresponding low velocities on the sonic log.	1972	2172	
Zechstein 2 (Stassfurt) ZEZ2				Z2 Basal Anhydrite ZEZ2A	A massive body of relatively pure anhydrite.	1977	2178		
				Z2 Carbonate ZEZ2C	"Stinkschiefer", a thin, finely laminated, argillaceous, black and often bituminous limestone. It's charact. by an increasing amount of clay towards the top.	1978	2180		
				Red-Brown Salt Clay ZEZ2R	A red to red-brown, finely laminated bed with a high gamma-ray reading.	1993	2198		
Zechstein 1 (Werra) ZEZ1				Z1 Anhydrite ZEZ1W	A massive anhydrite body which attains a huge thickness in the sub-basins. Dolomite stringers occur frequently within the unit.	1995	2200		
				Z1 Lower Claystone ZEZ1G	A grey to brown claystone or marl, in places dolomitic or anhydritic.	2152	2389		
				Coppershale ZEZ1K	A microlaminated, brownish-black bituminous shale with a thickness of 0,5 to 1 m. It is characterized on wire-line logs by high gamma-ray and low acoustic velocity readings.	2154	2392		
Upper Rottlegend RO			Bloochteren ROGL	Lower Permian (Saxonic)		Sequence of usually pink to pale red-brown, occasionally yellow or grey, sandstones with subordinate amounts of intercalated dark red, red-brown or green-grey silty claystones.	2156	2394	
Limburg DC	Carboniferous	Ruurlo DOOR	Middle Carboniferous (Late Westphalian A - Early Westphalian B)		Succession of light to dark-grey or black, silty claystones, mudstones and shales containing a variable number of coal seams, and argillaceous or silty sandstone beds.	2344	2612		
RT-NAP: 5,3m; NAP-GL: 3,7m (GL below NAP)							TD	2379	
No gamma-ray log used in the North Sea Groups, therefore geological borders are mostly based on MDM-GT-02.								2652	

Lithostratigraphic Column MDM-GT-05							TD: 11-4-2017	MDM-GT-05
Era	Group	Period	Formation	Epoch (Age)	Member	Lithology definition	AHD-RT (m)	
Cenozoic	Upper North Sea NU	Quaternary	"Diverse"	Holocene-Pleistocene		Diverse continental deposits, mostly fluvial sands and silts intercalated by some layers of grey or greenish-grey, silty clays.	9	
			Maassluis NUMS	Early Pleistocene		Deposits of coastal sands, very fine to medium coarse, calcareous, shell and wood bearing, mica rich. Silty to sandy, gray to dark grey clay containing shells and mica.	270	
		Tertiary	Oosterhout NUOT	Pliocene		Succession of sands, sandy clays, and gray and greenish clays. The lower part of the formation often consists of sands that are extremely rich in shells and bryozoans.	547	
			Breda NUBA	Miocene		Sequence of marine, glauconitic sands, sandy clays and clays. In places a glauconite-rich layer occurs at the base.	711	
	Middle North Sea NM	Rupel NMRF	Oligocene (Rupelian - Early Chattian)	Rupel Clay NMRFC	Clays that become more silty towards base and top. It is rich in pyrite, contains hardly any glauconite and calcium carbonate tends to be concentrated in the septaria layers.	777		
			Eocene-Oligocene (Priabonian - Rupelian)	Vessem NMRFV	Silty to clayey sands with a low glauconite content, flint pebbles or phosphorite nodules commonly occur at the base.	803		
	Lower North Sea NL	Dongen NLFF	Middle - Late Eocene (Lutetian to Bartonian)	Asse NLFFB	Dark greenish-grey and blue-grey, plastic clays. The unit locally shows indications of bioturbation, and may be glauconitic and somewhat micaceous.	808,5		
				Brussels Sand NLFFS	Succession of green-grey, glauconitic, very fine-grained sand with, mainly in the upper part, a number of hard, calcareous sandstone layers. Towards the base of the unit the clay content increases, and the calcium carbonate content and amount of glauconite decreases.	900		
			Early to Middle Eocene (Ypresian to Lutetian)	Brussels Marl NLFFM	Greenish to brownish grey, silty to sandy calcareous clay to marl.	925		
				Early Eocene (Ypresian)	Ieper NLFFI	A soft, tough and sticky to hardened and friable clay. The lower part is characterised by its brown-grey colour, tending to beige or red-brown locally. The upper two-thirds have a green-grey colour. It has a sandy upper part.	986	
			Basal Dongen Tuffite NLFFT	Tuffaceous clays, blue to violet-grey in colour, alternating with dark-grey and red-brown clays.	1225			
				Landen NLFF	Late Paleocene (Thanetian)	Landen Clay NLFFC	Generally dark-green, hard, flaky clay, somewhat silty, containing glauconite, pyrite and mica. The basal part of the member can be marly and of a lighter colour.	1235
Mesozoic	Chalk CK	Cretaceous	Ommelanden CKGR	Upper Cretaceous (Turonian to Maastrichtian)		The top ± 100m is a friable clayey marl followed by a succession of white chalks and yellowish-white or light-grey, fine grained limestones. In places argillaceous. Layers of chert nodules can be very common over thick intervals. Along the basin edge coarse, bioclastic limestones and tongues of sandstone occur.	1274 16" hole depth @1329m, 13 3/8" casing @ 1324m	
			Texel CKTX	(Cenomanian)	Plenus Marl CKTXP	Dark-grey, partly black, calcareous, laminated claystone. Its thickness generally does not exceed a couple of metres.	1790	
					Texel Marlstone CKTXM	White to light-grey (locally pinkish) limestones, marls and marly chalks.	1794	
	Rijnland KN		Holland KNGL	Lower Cretaceous (Late Albian)	Upper Holland Marl KNGLU	Light-grey and red-brown marls, characterised by a carbonate content which gradually increases towards the top. Traces of chert and pyrite.	1897,5	
					Middle Holland Claystone KNGLM	Grey and/or red-brown calcareous shaly claystone with a distinctly lower lime content than the under- and overlying members.	2040	
			Vlieland Claystone KNNG			Dark brownish-grey to dark grey claystone or shale. Mica and very fine lignitic matter are common. Generally, the claystones are only very slightly calcareous.	2107	
	Upper Rotliegend RO		Slochteren ROOL	Lower Permian (Saxonian)		Sequence of usually pink to pale red-brown, occasionally yellow or grey, sandstones with subordinate amounts of intercalated dark red, red-brown or green-grey silty claystones. Locally a conglomeratic base is present.	2158,5 12 1/4" hole depth @2165m 9 5/8" shoe depth @2160m	
Limburg DC	Carboniferous	Ruurlo DCOR	Middle Carboniferous (Late Westphalian A - Early Westphalian B)		Succession of light to dark-grey or black, silty claystones, mudstones and shales containing a variable number of coal seams, and grey or buff, very fine- to fine-grained, fairly- to poorly-sorted, argillaceous or silty sandstone beds.	2346		
NAP-GL: 4,75m (GroundLevel below NAP), RT-NAP: 4,25m, RT-GL: 9m							TD 2385	

Maximum difference AHD to TVD is 1m.

**MDM-GT-01**

Date: 18-jul-13

FORMATION STRENGTH TEST (FST)

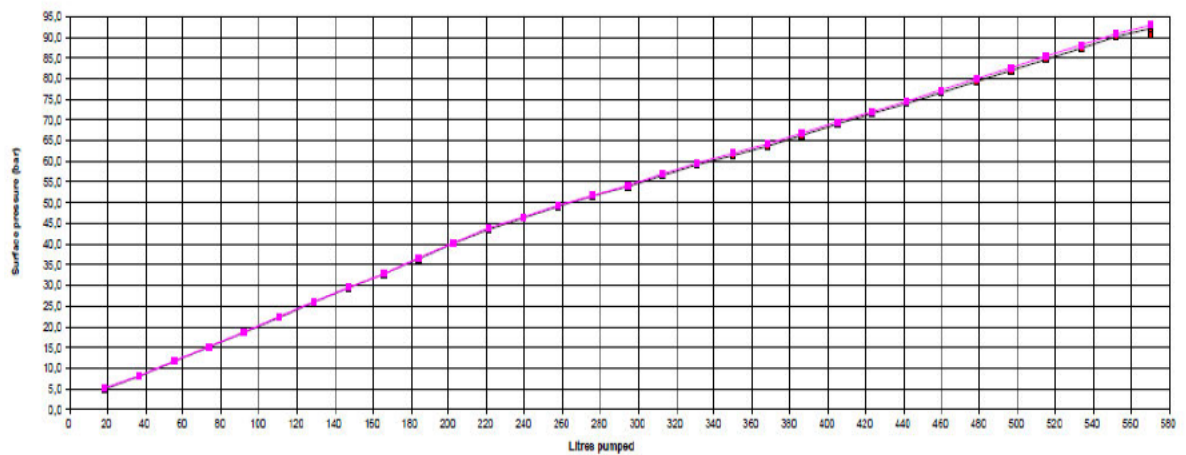
Well: MDM-GT-01
Casing size, inch: 9.625
Depth test, m AH: 2365
Depth test, m TV: 2110
Volume pumped, lts: 570.4
Volume returned, lts: 561

Type test: FIT
Mud weight (MSD): 1.19 s.g.
(Stabilised) Surface pressure (SP): 90.5 Bar
Lithology: Limestone
Formation: ZFZ1W
Limit required: 1.52 bar/10m

Ltrs Pumped	18	37	55	74	92	110	129	147	166	184	202	221	239.2	258	276	294	313	331	350	368	386	405	423	442	460	478	497	515	534	552	570
initial pressure [bar] P ⁱ	5.2	8.2	11.1	15.2	18.1	22.4	26.1	29.6	32.8	36.6	40.2	43.8	46.6	49.4	51.8	54.2	57.0	59.1	62.0	64.2	66.9	69.5	72.0	74.5	77.3	80.0	82.7	85.4	88.1	90.8	93.0
pressure after 2 minutes [bar] P ²	4.9	8.0	11.6	15.1	18.6	22.2	25.9	29.4	32.1	35.4	40.1	43.4	46.3	49.1	51.6	53.9	56.6	59.2	61.4	63.5	66.3	69.0	71.5	74.0	76.7	79.3	82.0	84.5	87.4	90.1	92.2

$$\text{FST Gradient} = \frac{\text{MSD} \times 0.981 \times \text{TVD} / 10 + \text{SP}}{\text{TVD} / 10} = 1.596 \text{ bar} / 10\text{m}$$

$$\text{Equivalent Density} = \frac{\text{FST Gradient}}{0.981} = 1.63 \text{ s.g.}$$



RIG: Datarup & Sohne Bortag DS10

DSV: [REDACTED]

Fig TP: [REDACTED]

Figuur 40 MDM-GT-01 FST zechstein(= 90.5+(2110*1.19*0.0981)=336 bar

Date: 27-mrt-14

Well:	MDM-GT03-S2
Casing size, inch:	7
Depth test, m AH:	2203
Depth test, m TV:	2013
Volume pumped, ltr:	320
Volume returned, ltr:	355 (choke trough triptank)

Type test:	LIMIT	Link of the danger Point
Mud weight (MSD):	1,04 x/g	
(Stabilises) Surface pressure (SP):	50,0 Bar	After 15 minutes
Lithology:	Claystone	
Formation:	RBSH	
Limit required:	1,27 bar/10m	

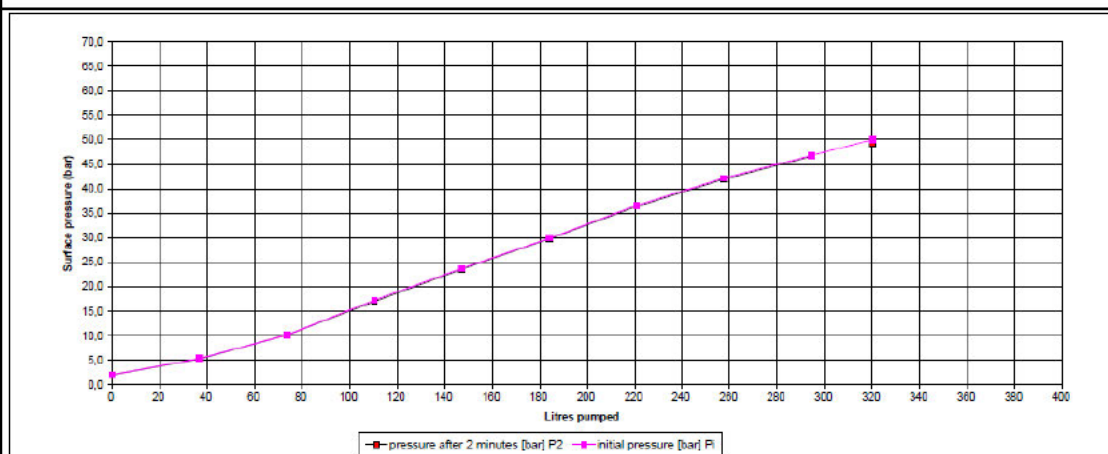
Press taken from opposite side

[illegible]

$$\text{FST Gradient} = \frac{\text{MSD} \times 0.981 \times \text{TVD} / 10 + \text{SP}}{\text{TVD}/10} = 1.27 \frac{\text{bar}}{10\text{m}}$$

Standard Pressure after 15 min: 50.0 bar

$$\text{Equivalent Density} = \frac{\text{FST Gradient}}{0.981} = 1.29 \text{ s.d.}$$



RIG: Daidrup & Söhne Bontag DS10

NDSV:

Rig Driller:

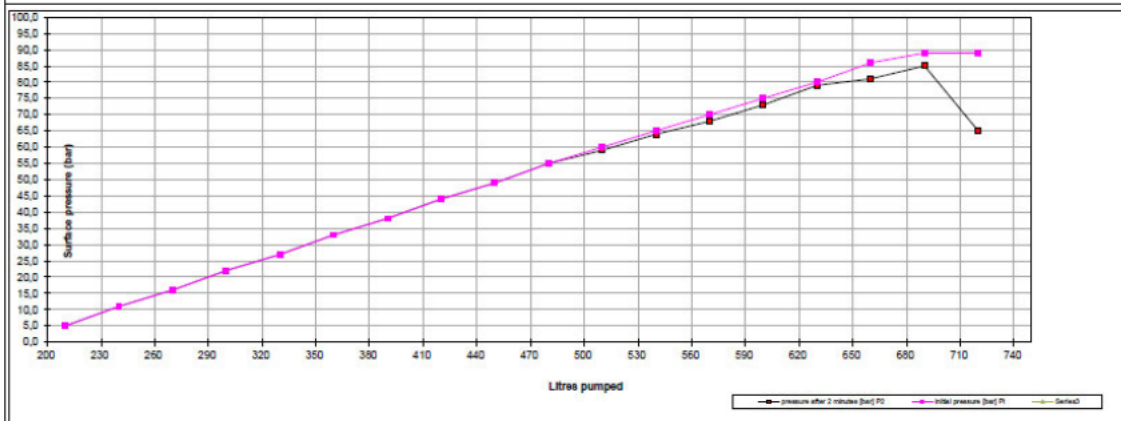
Figuur 41 MDM-GT-03 FST ($1.04 \cdot (2013-9) \cdot 0.0981 + 50 = 254.5$ bar)



Type test:	LOT	
Mud weight (MSD):	1,090	s.g.
(Stabilised) Surface pressure:	65,0	Bar after 15 min
Lithology:	Sandstone	
Formation:		
Limit required:		bar/10m

[illegible]

FST Gradient =	$\frac{MSD \times 0.981 \times TVD / 10 + SP}{TVD/10}$	=	1.37	bar / 10m	Stabilized Pressure after 15min:	65,0	bar
Equivalent Density =	$\frac{FST \text{ Gradient}}{0.981}$	=	1.40	s.d.			



Rig TP:

Figuur 42 FST MDM-GT-05 (2159-9)*1.09*0.0981+65=295.9 bar