

Retouradres: Postbus 80015, 3508 TA Utrecht

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Warmte en Ondergrond
t.a.v. [REDACTED]
Postbus 20401
2500 EK DEN HAAG

**Onderwerp**

Advies instemming winningsplan geothermie Middenmeer I

Geachte [REDACTED],

Naar aanleiding van uw adviesverzoek van 11 juli 2019 (per email) omtrent de instemming met het winningsplan voor aardwarmte "Aardwarmte Middenmeer I" van 11 april 2019 door ECW Geowarmte I (hierna: vergunninghouder), stuur ik u hierbij ons advies.

De vereisten en weigeringsgronden verwoord in de mijnbouwwet (art. 34 t/m 36) zijn leidend bij de evaluatie van de aanvraag.

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft TNO-AGE gevraagd om advies uit te brengen en controleberekeningen uit te voeren op het aangevraagde winningsplan "Aardwarmte Middenmeer I" op de volgende onderwerpen:

- a) Veiligheid van omwonenden, schade aan gebouwen of infrastructurele werken als gevolg van bodembeweging:
 - Bodemtrillingen: controle op SHRA berekeningen;
 - Bodemdaling/stijging: controle bodemdaling/stijging prognoses;
- b) Planmatig gebruik en beheer van de ondergrond:
 - Wijze van winning, operationeel ontwerp en productiestrategie van het aardwarmtesysteem;
 - Drukbeïnvloeding en ondergrondse interferentie met aanpalende winningsactiviteiten;
 - Duur en hoeveelheden van de winning;
 - Bijvangst van delfstoffen.

Beschrijving winning

Onder dit winningsplan [1] worden twee geothermische systemen opgevoerd: Het doublet bestaande uit de putten MDM-GT-01 & MDM-GT-06 (hierna: doublet 1) en het doublet bestaande uit de putten MDM-GT-02 & MDM-GT-05 (hierna: doublet 2). In 2013 zijn de putten MDM-GT-01 & -02 geboord, die tot 2018 één doublet vormden. In 2017 zijn de putten MDM-GT-05 & -06 geboord en vervolgens zijn er

Princetonlaan 6
3584 CB Utrecht
Postbus 80015
3508 TA Utrecht

www.tno.nl

T +31 88 866 42 56

Datum

13 december 2019

Onze referentie

AGE 19-10.072

Contactpersoon

[REDACTED]

E-mail

[REDACTED]@tno.nl

Bijlage(n)

3

Op opdrachten aan TNO zijn de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, zoals gedeponeerd bij de Griffie van de Rechtbank Den Haag en de Kamer van Koophandel Den Haag van toepassing. Deze algemene voorwaarden kunt u tevens vinden op www.tno.nl. Op verzoek zenden wij u deze toe.

Handelsregisternummer 27376655.

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
2/34

twee nieuwe doubletten gevormd (zie hierboven). Beide systemen liggen in het gebied dat is gedefinieerd als de winningsvergunning Middenmeer I (circa 5,4 km²). Deze vergunning is bij beschikking, met kenmerk DGKE-W/19010261, op 4 februari 2019 verleend aan ECW Geoholding B.V.. Beide doubletten zijn gericht op de watervoerende zandsteenlagen van de Slochteren Formatie, die zich bevindt op een diepte van circa 2200 m. Hieruit wordt warm water geproduceerd met een temperatuur van 91 °C, dat vervolgens weer wordt geïnjecteerd met een temperatuur van 30 °C. De stroming van warm water naar de productieput en injectie van afgekoeld water vindt plaats door en in de poreuze gesteentematrix van deze formatie. De productie van het oorspronkelijke doublet (MDM-GT-01 & -02) is gestart in november 2014. Na het boren van de twee nieuwe putten en de ombouw van het eerste systeem tot twee nieuwe systemen is de productie van het huidige doublet 1 en 2 gestart in januari 2018. De systemen opereren sindsdien met een maximaal debiet van respectievelijk circa 230 en 260 m³/uur en een temperatuurval van circa 60°C (bron: productiedata van aanvang tot begin 2019). Dit geeft een maandelijks geproduceerde hoeveelheid energie van respectievelijk 0,038 en 0,044 PJ. De gewonnen warmte wordt gebruikt door glastuinbouwbedrijven.

1. Planmatig gebruik van de ondergrond

Vergunninghouder beschrijft in het winningsplan [1] een jaarlijks debiet van 700 m³/uur plus of min 20%. Dit debiet is de sommatie van de debieten die naar verwachting gerealiseerd worden in beide doubletten. Er wordt gesteld dat bovengenoemd debiet van 700 m³/uur evenredig over beide doubletten wordt verdeeld. In het winningsplan wordt gesteld dat de duur van de winning (conform beschikking winningsvergunning) 35 jaar zal zijn, maar de productieprognose in Tabel 21 toont slechts 12 jaar productie. Uit Tabel 21 is af te leiden dat beide doubletten jaarrond (8760 vollasturen) zullen produceren met een (gemiddeld) debiet van 350 m³/uur. Elk vijfde jaar wordt een lager aantal vollasturen voorzien (8059) vanwege onderhoud van de geothermische installatie.

TNO-AGE heeft de invoerparameters en de daaruit voortvloeiende injectiedrukken en afkoelingscontouren geëvalueerd en vervolgens eigenstandig nagerekend met de softwarepakketten DoubletCalc1D en -2D.

Bijlage 2 toont de druk- en temperatuurdistributie in de ondergrond na 35 jaar vanaf start productie van de twee doubletten in 2018.

Op basis van de modelmatige analyse van TNO-AGE blijkt dat het beoogde debiet van 350 m³/uur in doublet 1 gehaald kan worden binnen de begrenzing van de injectiedruk op reservoirdiepte (73 bar) volgens het huidige SodM protocol [5]. Het door de vergunninghouder voorgestelde maximale debiet van 420 m³/uur (350 m³/uur +20%) lijkt echter niet haalbaar.

Bij gelijkblijvende reservoirparameters en skin, kan het beoogde debiet van 350 m³/uur in doublet 2 mogelijk niet gehaald worden omdat de daarvoor benodigde injectiedruk van ca. 78 bar hoger is dan de maximale injectiedruk van 70 bar volgens het SodM protocol [5]. Echter, omdat de relatie tussen debiet en injectiedruk afhankelijk is van meerdere factoren die gedurende tijd kunnen veranderen, zoals de skin, is het lastig om op dit moment te stellen dat het beoogde debiet nooit gehaald zal worden. Een verbetering van de skin, en daarmee de injectiviteit, wordt

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
3/34

reeds waargenomen bij andere geothermische systemen die produceren uit de Slochteren Formatie.

Daarnaast toont een eerste orde inschatting door TNO-AGE aan dat afkoeling van het reservoir leidt tot additionele spanningsopbouw waardoor de maximale injectiedruk voor de doubletten in de winningsvergunning Middenmeer I mogelijk verlaagd zou moeten worden om scheurvorming in het reservoir en de afsluitende laag te voorkomen.

De koudwaterbel vanuit de injectieput MDM-GT-01 (doublet 1) bereikt modelmatig de vergunningsgrens aan het eind van de winningsvergunningsduur. Op dat moment is 121 miljoen m³ water rondgepompt, uitgaande van een debiet van 350 m³/uur jaarrond. De koudwaterbel vanuit de injectieput MDM-GT-05 (doublet 2) doet er volgens het model langer over om de vergunningsgrens te bereiken (minimaal 100 jaar). Op dat moment is 309 miljoen m³ water rondgepompt.

Doorbraak van koud water in de productieput van doublet 1 wordt modelmatig verwacht na 16 jaar sinds de start van productie in 2018. Vergunninghouder kan daarna nog langer produceren, maar de temperatuur van het geproduceerde water en daarmee de efficiëntie van het doublet zal geleidelijk afnemen. In het winningsplan wordt niet aangegeven wat, voor een economisch rendabele winning van warmte, de ondergrens van de productietemperatuur is.

De vergunninghouder beschrijft in het winningsplan [1] dat 0,34 Nm³ gas per m³ water als bijvangst geproduceerd zal worden. Dit is overeenkomstig met de verhouding die resulteert uit de door de vergunninghouder Mijnwettelijk aangeleverde productiegegevens. Vergunninghouder stelt dat dit gas wordt afgevangen en gebruikt in stookinstallaties.

In de temperatuur- en druk-invloedsfeer van beide doubletten zijn geen koolwaterstofwinningsactiviteiten of gasopslagen aanwezig. Er is wel een aanpalend geothermiesysteem in de potentiële invloedsfeer van de doubletten. Seismiek en interferentietesten tonen aan dat een breuk aanwezig is tussen de winningsvergunning Middenmeer I en Middenmeer II. Uit een interferentietest blijkt dat deze breuk niet volledig afsluitend is, maar wel een zeer lage permeabiliteit heeft. Dit betekent dat de twee doubletten in dit winningsplan druktechnisch in contact staan met het doublet MDM-GT-03 & -04 in de winningsvergunning Middenmeer II, maar dit effect is zeer gering in vergelijking met de drukcommunicatie tussen de productie- en injectieput van elk doublet. Gezien de lage permeabiliteit wordt vloeistofstroming over de breuk niet verwacht. De twee doubletten in de vergunning Middenmeer I zullen elkaar wel beïnvloeden maar modelmatig heeft dat geen nadelige gevolgen voor efficiëntie en doelmatigheid van de winning in de vergunning.

TNO-AGE acht de winning van aardwarmte uit doublet 1, zoals voorgesteld in het winningsplan, in overeenstemming met de principes van planmatig gebruik van de ondergrond in de genoemde geologische setting. Dit geldt niet voor doublet 2 omdat het in het winningsplan voorgestelde debiet niet gehaald lijkt te worden binnen de begrenzing van de injectiedruk door het huidige SodM protocol. Of dit in de toekomst

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
4/34

zo blijft is lastig te voorspellen omdat de relatie tussen debiet en injectiedruk afhangt van een aantal factoren die variabel kunnen zijn gedurende de tijd, zoals de skin. Naar verwachting is er geen of nauwelijks interferentie tussen de twee doubletten en het doublet van de aanpalende winningsvergunning Middenmeer II. Daarnaast zijn er momenteel geen mijnbouwactiviteiten in de directe nabijheid van de geothermische systemen. Daarom wordt nu geen nadelige ondergrondse interferentie verwacht.

2. Bodemdaling

Vergunninghouder stelt dat de maximaal te verwachten bodemdaling door de winning van aardwarmte 8 mm zal zijn.

TNO-AGE heeft de invoerparameters, de aanpak en de daaruit voortvloeiende bodemdalingresultaten geëvalueerd en eigenstandig nagerekend. TNO-AGE komt uit op 11 mm voor de maximale bodemdaling bij het verlopen van de winningsvergunning. Het verschil met het resultaat van de vergunninghouder wordt waarschijnlijk verklaard door de gemodelleerde productieduur. De vergunninghouder berekent de bodemdaling na 30 jaar productie en TNO-AGE na 39 jaar, de periode vanaf de start van productie tot het einde van de winningsvergunningstermijn. De mate van bodemdaling neemt af met toenemende afstand van de injectieput.

Verder is er geen overlap van het winningsvergunningsgebied met Natura2000 gebieden, grondwaterbeschermingszones en/of waterwingebieden. Het dichtstbijzijnde Natura2000 gebied (het IJsselmeer) bevindt zich ca. 4 km van de projectlocatie. Het zuidelijke gedeelte van de winningsvergunning overlapt wel met een Natuurnetwerk Nederland (NNN) gebied. De resultaten van de modelberekening tonen dat de verwachte bodemdaling op deze locatie, aan het einde van de winningsvergunningsduur, ca. 9 mm is.

TNO-AGE concludeert dat de modelmatig berekende maximale bodemdaling ten gevolge van de winning van aardwarmte 1,1 cm is bij het verlopen van de winningsvergunning.

3. Bodemtrilling

TNO-AGE merkt op dat er geen historische aardbevingen gemeten zijn in de nabije omgeving van de twee geothermische systemen in de winningsvergunning Middenmeer I.

Vergunninghouder heeft conform de leidraad^{1,2} een seismische hazard-risicoanalyse (SHRA) uitgevoerd voor doublet 1 en 2 gezamenlijk. Vergunninghouder komt uit op een genormaliseerde seismische potentieel score

¹ Q-Con en IF Technology, 2016. Defining the framework for Seismic Hazard Assessment in Geothermal Projects. Kennisagenda project.

² TNO-AGE ziet de leidraad¹ als een goede eerste stap om tot een bruikbare SHRA voor geothermie te komen, maar is van mening dat deze in de huidige vorm sub-optimaal is om een eenduidige en adequate inschatting van de seismische dreiging van een geothermische operatie te geven. De audit resultaten dienen derhalve met de nodige voorzichtigheid geïnterpreteerd te worden.

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
5/34

van 0,31 en stelt dat de twee geothermische systemen gecombineerd classificeren in de laagste seismische risicocategorie.

TNO-AGE heeft deze analyse geëvalueerd en eigenstandig nagerekend en heeft, ter vergelijking, ook beide systemen samen geëvalueerd. De daaruit resulterende genormaliseerde score van 0,41 is hoger dan de uitkomst van de vergunninghouder (0,31) doordat TNO-AGE een hogere score geeft aan de volgende categorieën: “injectiedruk” (10 i.p.v. 7), “afstand tot breuken” (10 i.p.v. 7) en “breukoriëntatie in huidig spanningsveld” (10 i.p.v. 7).

TNO-AGE heeft de Quickscan tabel ook ingevuld per individueel doublet omdat die aanpak lijkt te volgen uit de methodiek van Qcon en IF [6]. In dat geval komt de score voor doublet 1 uit op 0,33 en voor doublet 2 op 0,38, welke respectievelijk resulteren in een laag (doublet 1) en gemiddeld (doublet 2) potentieel voor het induceren van seismiciteit.

De analyse van TNO-AGE komt uit op een laag en gemiddeld potentieel voor het induceren van seismiciteit voor respectievelijk doublet 1 en 2. Dit wijkt af van het resultaat van de vergunninghouder, die voor beide doubletten gezamenlijk uitkomt op een laag potentieel voor het induceren van seismiciteit. Op basis van de uitkomst van TNO-AGE zou de vergunninghouder, conform de leidraad^{1,2} [6], een evaluatie van de locatie specifieke seismische dreiging uit moeten voeren voor doublet 2.

Conclusie en aanbevelingen

Voor wat betreft de planmatige en efficiënte winning van aardwarmte ziet TNO-AGE geen geotechnische belemmeringen voor doublet 1. Dit geldt niet voor doublet 2 omdat het in het winningsplan voorgestelde debiet niet gehaald lijkt te worden binnen de begrenzing van de injectiedruk.

TNO-AGE ziet geen geotechnische belemmeringen betreft de berekening van de verwachte bodemdaling van ca. 1 cm aan het eind van de winningsvergunningstermijn.

Op basis van de uitkomsten van de evaluatie van de SHRA analyse door TNO-AGE zou de vergunninghouder, conform de leidraad^{1,2}, een evaluatie van de locatie specifieke seismische dreiging voor doublet 2 aan moeten leveren.

Gezien de onzekerheid van het effect van afkoeling op de injectiedruk geeft TNO-AGE ter overweging om in te stemmen met het winningsplan onder de volgende voorwaarden:

- 1) Voor doublet 1 de maximale injectiedruk op reservoirdiepte vooralsnog begrenzen op 40 bar. Volgens de modelberekeningen kan hiermee ongeveer het tot op heden maximaal geproduceerde debiet van 230 m³/uur gerealiseerd worden.
- 2) voor doublet 2 de operationele instellingen qua debiet en injectiedruk zodanig aanpassen dat het seismisch potentieel vooralsnog in de lage

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
6/34

seismisch risico klasse valt. Dit betekent een maximale injectiedruk op reservoirdiepte van 40 bar of een maximaal debiet van 180 m³/uur.

- 3) De vergunninghouder wordt verzocht, ter ondersteuning van het veilig kunnen injecteren bij de beoogde debieten van 350 m³/uur (evt + 20%), voor beide doubletten een onderbouwing van de maximale injectiedruk op reservoirdiepte aan te leveren waarin het effect van afkoeling op de spanningstoestand in het reservoir adequaat is meegenomen (thermo-elastisch effect). Het uitgangspunt hierbij moet zijn dat geen scheurvorming in het reservoir en de afsluitende laag zal optreden danwel geen schade veroorzakende seismiciteit optreedt, of dat deze gemitigeerd kan worden. Wanneer deze onderbouwing is aangeleverd zou de hieruit resulterende maximale injectiedruk, en niet langer het debiet, als leidend moeten worden beschouwd voor de hoogte van het opgelegde debiet bij winning van warm water.

Ik verwacht u hiermee van dienst te zijn geweest.

Met vriendelijke groet,




Hoofd Adviesgroep Economische Zaken en Klimaat

Bijlage 1: geotechnische evaluatie winningsplan aardwarmte Middenmeer I
Bijlage 2: resultaten DoubletCalc modelberekeningen
Bijlage 3: erratalijst

Bijlage 1: geotechnische evaluatie winningsplan aardwarmte Middenmeer I

Ter ondersteuning van het door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) te nemen instemmingsbesluit betreffende het winningsplan voor de twee geothermiesystemen gelegen in het gebied van de winningsvergunning Middenmeer I [1], heeft TNO-AGE een geotechnische evaluatie uitgevoerd van het aangeleverde winningsplan [1]. In deze rapportage worden de resultaten en bevindingen van de door TNO-AGE uitgevoerde evaluatie beschreven.

TNO-AGE is van mening dat de inhoud van het Ontwikkelingsplan Aardwarmte Middenmeer I [1] te lijden heeft onder niet actuele en slecht leesbare figuren, interne inconsistenties en een onduidelijke weergave van de operationele situatie. Ondanks dat bleek het mogelijk een evaluatie van dit winningsplan [1] te voltooien.

1. Configuratie aardwarmtesysteem

In dit winningsplan [1] worden twee geothermische systemen opgevoerd: het doublet bestaande uit de putten MDM-GT-01 (injectieput) & MDM-GT-06 (productieput) (hierna: **doublet 1**) en het doublet bestaande uit de putten MDM-GT-02 (productieput) & MDM-GT-05 (injectieput) (hierna: **doublet 2**). In 2013 zijn de putten MDM-GT-01 & -02 geboord, die tot 2018 één doublet vormden. In 2017 zijn de putten MDM-GT-05 & -06 geboord en vervolgens zijn er twee nieuwe doubletten gevormd (zie hierboven). Beide doubletten liggen in het gebied dat is gedefinieerd als de winningsvergunning Middenmeer I (circa 5,4 km²). Deze vergunning is bij beschikking, met kenmerk DGKE-W/19010261, op 4 februari 2019 verleend aan ECW Geoholding B.V.. Beide doubletten zijn gericht op de watervoerende zandsteenlagen van de Slochteren Formatie, die zich bevindt op een diepte van circa 2200 m. Hieruit wordt warm water geproduceerd met een temperatuur van 91 °C, dat vervolgens weer wordt geïnjecteerd met een temperatuur van 30 °C. De stroming van warm water naar de productieput en injectie van afgekoeld water vindt plaats door en in de poreuze gesteentematrix van deze formatie. De productie van het oorspronkelijke doublet (MDM-GT-01 & -02) is gestart in november 2014. Na het boren van de twee nieuwe putten en de ombouw van het eerste systeem tot twee nieuwe systemen is de productie van het huidige doublet 1 en 2 gestart in januari 2018. Sinds de productiestart opereren de systemen met een maximaal debiet van respectievelijk circa 230 en 260 m³/uur en een temperatuurval van circa 60°C. Dit geeft een maandelijks geproduceerde hoeveelheid energie van respectievelijk 0,038 en 0,044 PJ. De gewonnen warmte wordt gebruikt door glastuinbouwbedrijven.

Hoofdstuk 3.2 [1] geeft een globale beschrijving van de aardwarmte winningsinstallatie (bovengronds overkoepelende installatie van beide geothermische systemen). Op de locatie ECW Geo Middenmeer zijn drie doubletten gerealiseerd. Twee van deze doubletten vallen in de winningsvergunning Middenmeer I: doubletten MDM-GT-02 & -05 en MDM-GT-01 & -06. Het derde doublet, bestaande uit de putten MDM-GT-03 & -04, valt in de winningsvergunning Middenmeer II, waarvoor een separaat winningsplan is opgesteld.

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
8/34

De werkelijke configuratie van de aardwarmte winningsinstallatie wordt niet eenduidig beschreven. Figuur 7 [1] geeft de indruk dat de vloeistofstromen van de productieputten tezamen komen, door de installatie gaan en dan weer bij de injectieputten gescheiden worden. Aangezien de gangbare definitie van een geothermisch systeem is dat de (primaire / zout) watercirculatie van de productie- en injectieput één gesloten systeem is, zonder bijmenging vanuit andere stromen, zou dit betekenen dat alle zes putten (in de twee winningsvergunningen Middenmeer I en II) tezamen één geothermisch systeem vormen. Echter, Tabel 14 [1] toont de productieprognose voor de verschillende doubletten afzonderlijk en in Tabel 17 t/m 20 [1] worden de operationele prognoses eveneens per put behandeld, wat duidt op drie individuele geothermische systemen. Tenslotte wordt in Tabel 21 [1] weer een samengesteld debiet van de twee doubletten samen opgevoerd. Conform dat wat gesteld is in de winningsvergunningaanvraag en toentertijd bijgevoegd winningsplan, en op basis van de Mijnwettelijk aangeleverde productiedata, gaat TNO-AGE er vanuit dat doublet 1 en 2 twee separate geothermische systemen zijn met een separate zoutwatercirculatie.

2. Toekomstige uitbreidingen

Er worden geen toekomstige uitbreidingen genoemd in het winningsplan [1].

3. Evaluatie put-, reservoir- en productiegegevens

TNO-AGE heeft een evaluatie uitgevoerd van de in het winningsplan [1] beschreven put-, reservoir- en productiegegevens die als invoer dienen voor de reservoir-modellering. Indien tot andere inzichten is gekomen wordt dat in dit hoofdstuk beschreven.

3.1 Putgegevens

De putarchitectuur is adequaat beschreven en geïllustreerd met behulp van de Tabellen 3 t/m 6 en Figuren 9 t/m 12 [1]. De ondergrondse afstand op mid-reservoir diepte van de productie- en injectielocatie is voor doublet 1 op 615 m bepaald (zie erratalijst, Bijlage 3) en voor doublet 2 op 1485 m.

3.2 Reservoirgegevens

Diepte en bruto dikte

Figuur 13 [1] geeft de diepteligging van de top van de aquifer. Opmerkelijk is dat de top van de aquifer circa 300 meter ondieper ligt dan in Figuur 20, Figuur 29 en in Tabel 7 en 8 [1] is gegeven. De seismische sectie in Figuur 16 [1], parallel aan de doublet-assen, loopt hoogstwaarschijnlijk door de putten MDM-GT-03 & -04 en is niet noodzakelijkerwijs representatief voor doublet 1 of 2. Sectie C-C' (Figuur 17 [1]) loopt tussen de twee doubletten in en is ook niet noodzakelijkerwijs representatief voor de twee doubletten van dit winningsplan.

De diktekaart Slochteren Zandsteen van figuur 18 [1] is niet geactualiseerd met de gegevens van de boringen MDM-GT-05 en MDM-GT-06 (dikte en locatie). Daarnaast correspondeert de dikte-informatie bij de put MDM-GT-02-S2 op de kaart

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
9/34

niet met de informatie uit Tabel 7 [1]. Desalniettemin geeft de kaart een voldoende adequaat beeld. De dikte van het reservoir varieert van ca. 176 m in MDM-GT-05 in het noorden tot 206 m in MDM-GT-06 in het zuiden. De MDM-GT-01 en -02 putten liggen er qua dikte tussenin: respectievelijk 196 en 200 m. De spreiding, gegeven in Tabel 9 [1], geeft de variatie gezien in de putten adequaat weer. Voor de individuele doubletten kan die anders ingevuld worden. MDM-GT-01 & -06 tussen 196 en 206 m of MDM-GT-02 & -05 tussen 176 m en 200 m.

Netto/bruto verhouding

In Tabel 9 [1] is de netto/bruto verhouding (N/B) niet ingevuld. In Tabel 7 en 8 [1] zijn wel getallen gegeven. Enkel in put MDM-GT-05 zijn porositeitslogs gemeten op basis waarvan een N/B petrofysisch bepaald zou kunnen worden. Verder zou een PLT-log een indicatie kunnen geven voor een N/B, maar voor zover TNO-AGE bekend is die niet opgenomen. Bij de bepaling van de permeabiliteit uit de puttest op basis van de transmissiviteit (in essentie netto dikte x permeabiliteit (kH)) heeft de vergunninghouder als netto dikte, bij gebrek aan beter, de bruto dikte gebruikt. Vooralsnog gaat TNO-AGE er vanuit dat dit in de gegeven getallen ook is gebeurd en dat dus is aangenomen dat de N/B 100% is. TNO-AGE heeft een netto-bruto verhouding van 97% gebruikt voor de modelberekeningen, welke gebaseerd is op eigen log analyses van de MDM-GT putten.

Porositeit

In tabel 7 en 8 [1] presenteert de vergunninghouder de relevante aquifereigenschappen. TNO-AGE vindt het grote verschil in porositeit (14 vs 19%) tussen de putten MDM-GT-01 en -02-S2 opmerkelijk, aangezien een nagenoeg vergelijkbare permeabiliteit wordt gegeven. Daarnaast wordt voor de put MDM-GT-06 geen porositeitsindicatie gegeven.

Enkel in de put MDM-GT-05 zijn logs gemeten op basis waarvan de porositeit berekend kan worden. Echter, deze logs zijn van matige kwaliteit en derhalve is de berekende porositeitswaarde onzeker. Gebruikmakend van de puttest permeabiliteit en een gemiddelde aquifer porositeit-permeabiliteit relatie is volgens TNO-AGE de porositeit van de putten MDM-GT-05, -02 en -01 in de orde van 15% en die van MDM-GT-06 circa 17%.

Permeabiliteit

Tabel 7 en 8 [1] zijn ondersteunend aan Tabel 9 [1] voor de bepaling van de gemiddelde aquiferparameters, die door de vergunninghouder gebruikt lijken te worden voor de berekening van de debieten en vermogens. Opmerkelijk is dat voor alle vier de putten een permeabiliteit bepaald is o.b.v. een petrofysische analyse, terwijl er enkel in put MDM-GT-05 porositeitslogs zijn gemeten. Geen van de permeabiliteitwaarden bepaald uit de puttesten van de vier putten komt in de buurt van de petrofysisch bepaalde permeabiliteit. In Tabel 9 [1] wordt de petrofysisch bepaalde permeabiliteit van MDM-GT-01 & -02-S2 (260 mD) opgevoerd als hoge waarde. In dezelfde tabel wordt als meest waarschijnlijke/midden-waarde 172 mD opgevoerd. Deze waarde is bepaald door de permeabiliteitwaarden van de vier putten te middelen. Echter, omdat permeabiliteit logaritmisch is, leidt deze middeling tot een te hoge en niet-representatieve gemiddelde permeabiliteit. TNO-AGE geeft de voorkeur aan permeabiliteitwaarden verkregen uit een goede puttest en daarna

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
10/34

uit interferentietesten. De gemiddelde permeabiliteit van de puttesten is 64 mD en als de interferentietest-waarden worden meegenomen 55 mD. TNO-AGE heeft de puttesten ook geëvalueerd en komt tot vergelijkbare permeabiliteitwaarden als gegeven door vergunninghouder. Desalniettemin, blijft het vooralsnog lastig om op basis van de huidige gegevens een permeabiliteitsveld op te stellen van het beïnvloedingsgebied die alle data honoreert. In het ondergrondmodel van het winningsvergunning advies heeft TNO-AGE toentertijd een permeabiliteit gekozen van 85 mD voor de gehele invloedsfeer van doublet 1 en 2. Met deze waarde zijn de productiegegevens modelmatig redelijk te reproduceren en dus wordt voor dit winningsplan ook een permeabiliteit van 85 mD gebruikt.

Formatiewater karakteristiek

Vergunninghouder geeft een saliniteit van 180.000 ppm voor beide doubletten (Tabel 10 en 11 in [1]). Op basis van eerder aangeleverde formatiewater analyses van de MDM-GT putten en puttest gegevens zou voor beide systemen circa 145.000 ppm adequaat zijn. Voor de modellering is TNO-AGE uitgegaan van de saliniteit uit de wateranalyses en puttesten, dus 145.000 ppm.

Temperatuur

In Tabel 9 [1] geeft de vergunninghouder een geothermische gradiënt van 3,55 °C/100m, met een spreiding van 3,5 tot 3,6 °C/100m. Bij een gemiddelde oppervlaktetemperatuur van 10°C geeft dit een reservoirtemperatuur van 91 °C. Dit komt overeen met de temperatuurmetingen uit de puttesten zoals gegeven in Tabel 7 en 8 [1] en de maandelijks aangeleverde productiedata.

TNO-AGE heeft, o.b.v. de mid-reservoir temperatuur gegeven in Tabel 7 en 8 [1], een geothermische gradiënt van 3,5 en 3,7 °C/100m berekend in respectievelijk de productieputten MDM-GT-02 en -06. Deze geothermische gradiënten zijn gebruikt voor de modellering in DoubletCalc1D. Voor de invoer van het DoubletCalc2D model heeft TNO-AGE een temperatuur-grid gemaakt o.b.v. de mid-reservoir temperatuur in de vier putten zoals gegeven in Tabel 7 en 8 [1].

Reservoirdruk

In Tabel 7 en 8 geeft de vergunninghouder de aquiferdruk per put, afkomstig uit de puttesten. Deze waarden lijken aan te tonen dat het reservoir onder hydrostatische druk verkeert, daarom is TNO-AGE voor de berekeningen in DoubletCalc1D ook uitgegaan van een hydrostatische reservoirdruk.

3.3 Productiegegevens en productieprognose

Doublet 1 en 2 zijn operationeel sinds begin 2018. Er is dus circa een jaar aan maandelijks productiegegevens beschikbaar ter referentie van het ingediende winningsplan. Daarvoor was er slechts één geothermisch systeem dat werd gevormd door de putten MDM-GT-01 & -02. De huidige productiekenmerken zijn weergegeven in Tabel 1.

Tabel 1: Productiekenmerk van de twee geothermische systemen in het winningsplan Middenmeer I [1]. Gemiddelden en maxima over een selectie van de aangeleverde maandcijfers.

Wat	Doublet 1	Doublet 2
Max. maand gemiddeld debiet (m ³ /uur)	232	265
Max. maand gemiddelde injectiedruk @ injectiepomp (bar)	26	57
Injectietemperatuur (°C)	35	35
Injectiviteitsindex (m ³ /uur/bar) uit productiegegevens	7,0	4,6
Productiviteitsindex (m ³ /uur/bar) uit productiegegevens	6,7	7,5

De gegevens die de vergunninghouder in Tabellen 17 t/m 20 [1] geeft, karakteriseren de productie van beide geothermische systemen onder beoogde standaard operationele condities. De getallen genoemd in Tabellen 17 t/m 20 [1] komen overeen met de productieprognose in de overige figuren en tabellen in deze paragraaf.

Uit de geprognosticeerde productiedata (Tabel 21 [1]) blijkt dat de vergunninghouder, voor beide doubletten, een "flat rate debiet" hanteert van 350 m³/uur en 8760 vollasturen gedurende een jaar. De vergunninghouder geeft aan (Tabel 21 [1]) dat de maandelijkse debieten 20% kunnen afwijken in een bepaald jaar, naar gelang de voortgang van de productie en onderhoud van het systeem. Dit betekent dat het maximale debiet mogelijk 420 m³/uur is.

Daarnaast geeft de vergunninghouder aan rekening te houden met een gepland onderhoud van het systeem om de vijf jaar. In het jaar van onderhoud stelt de vergunninghouder het aantal vollasturen op ~92% van het maximale aantal uren per jaar.

De geprognosticeerde debieten zijn hoger dan de tot nu toe gerealiseerde debieten. Het maximaal behaalde debiet in doublet 1 is ca. 230 m³/uur en in doublet 2 260 m³/uur, zoals blijkt uit Mijnwettelijk aangeleverde maandelijkse productiedata.

De winningsvergunning is vergeven voor een periode van 35 jaar, ingaand op 5 februari 2019. Tabel 21 geeft een productieprognose voor 12 jaar, gerekend vanaf 2019. Er is nergens eenduidig gesteld wat de beoogde duur van de winning uit de twee doubletten is.

Op p47 [1] geeft vergunninghouder voor beide systemen aan dat de WABO geen maximale injectiedruk geeft. De maximale injectiedruk conform het injectiedrukprotocol van SodM [5] bedraagt volgens vergunninghouder 58,2 bar, waarschijnlijk de druk aan de putmond.

Op basis van de gegeven reservoirdruk uit Tabel 7 & 8 [1] kan afgeleid worden dat de hydrostatische gradiënt circa 0,106 bar/m is. Met dit als referentie zal de injectiedrukruimte op top reservoirdiepte, conform het huidige SodM-protocol [5], 73 en 70 bar zijn bij respectievelijk doublet 1 en doublet 2. Het effect van afkoeling van het reservoir op de spanningstoestand in het reservoir en de afsluitende laag is hierin echter niet adequaat meegenomen. Wanneer dit effect wordt meegenomen

wordt de maximale injectiedruk mogelijk lager dan bepaald volgens het huidige protocol [5].

In Tabel 19 en 20 [1] geeft de vergunninghouder aan 0,01 l/m³ inhibitorvloeistof in te brengen in de beide productieputten. Dit komt overeen met de hoeveelheid ingebrachte inhibitor zoals gerapporteerd in Tabel 21 [1].

Gedurende het productieproces vindt bijvangst van opgelost aardgas plaats. De vergunninghouder vermeldt in het winningsplan (p2 in [1]) dat deze bijvangst ca. 0,42 Nm³ gas per m³ water is. Echter, op p49 [1] stelt de vergunninghouder dat de gas/water ratio 0,34 Nm³/ m³ is, hetgeen in lijn is met de gas/water ratio afgeleid van de Mijnwettelijk gerapporteerde productiedata. Vergunninghouder stelt dat dit gas wordt afgevangen en gebruikt in gasmotoren (WKK) voor de productie van warmte en elektriciteit.

4. Modellerings aardwarmteproductie

In Figuur 22 en 23 [1] wordt het resultaat van een DoubletCalc2D reservoirsimulatie gepresenteerd waarbij voor twee doubletten een opgelegd debiet van 350 m³/uur is gebruikt. Deze figuren zijn afkomstig uit het rapport [4] ter ondersteuning van de winningsvergunningaanvraag uit 2015. Deze reservoirsimulatie is echter uitgevoerd voor het voormalige doublet MDM-GT-01 & -02 en het doublet MDM-GT-03 & -04, terwijl deze aanvraag gaat over doublet 1 (MDM-GT-01 & -06) en doublet 2 (MDM-GT-02 & -05). Debieten die in deze simulatie zijn gemodelleerd zijn 200, 250 en 265 m³/uur, terwijl in op p43 [1] 350 m³/uur wordt genoemd. Vanwege de gewijzigde doubletconfiguratie en debieten zijn deze figuren niet relevant voor de ondersteuning van de productieprognoses gegeven in Tabel 18 t/m 21 [1].

TNO-AGE heeft voor beide geothermische systemen een DoubletCalc1D scenario opgesteld en één gecombineerd DoubletCalc2D model voor de twee systemen in dit winningsplan en het systeem MDM-GT-03 & -04 in het winningsplan Middenmeer II. TNO-AGE heeft bij de reservoirmodellerings in DoubletCalc2D ook de historische productiedata meegenomen van de putten MDM-GT-01 en -02, die al sinds 2014 in productie zijn. In combinatie met de vergunningsduur van 35 jaar is dat dus een totale productieperiode van ca. 39 jaar. De invoerwaarden zijn grotendeels overgenomen van de in het winningsplan [1] gerapporteerde put- en reservoirgegevens. Echter, op basis van een evaluatie van deze gegevens, zoals hierboven beschreven, komt TNO-AGE voor bepaalde parameters tot andere inzichten en heeft daarvoor afwijkende waarden gebruikt in de modellerings. De uitkomsten van deze modelberekeningen zijn vergeleken met de reeds beschikbare productiedata.

4.1 DoubletCalc 1D

Doublet 1

Voor doublet 1 kan uit de huidige productiegegevens worden afgeleid dat de injectieverschildruk op reservoirdiepte, bij een debiet van circa 230 m³/uur, circa 40

bar is. Het vermogen dat resulteert uit het DoubletCalc1D scenario voor dit doublet, bij een debiet van ca. 230 m³/uur, is 15,9 MW (Figuur 6 in Bijlage 2). Dit komt redelijk goed overeen met het vermogen uit de aangeleverde productiedata. Op basis van de uit de productiegegevens afgeleide injectiviteitsindex zal bij 350 m³/uur de injectieverschildruk op reservoirdiepte ca. 50 bar zijn. Als met de reservoirparameters en de gerealiseerde installatieparameters een DoubletCalc1D berekening wordt uitgevoerd, dan is het berekende injectiedrukverschil op reservoirdiepte, bij een debiet van 230 m³/uur, 40 bar (Figuur 6 in Bijlage 2). Dit komt dus goed overeen met de injectieverschildruk uit de productiedata. De vergunninghouder geeft in haar prognoses een debiet van 350 m³/uur voor dit doublet. Met het DoubletCalc1D scenario (Figuur 7 in Bijlage 2) wordt een debiet van 350 m³/uur berekend bij een injectiedrukverschil op reservoirdiepte van 62 bar.

Doublet 2

Voor doublet 2 kan uit de huidige productiegegevens worden afgeleid dat de injectieverschildruk op reservoirdiepte, bij een debiet van circa 260 m³/uur, circa 57 bar is. Het vermogen dat resulteert uit het DoubletCalc1D scenario voor dit doublet, bij een debiet van ca. 260 m³/uur, is 16,5 MW (Figuur 8 in Bijlage 2). Dit komt goed overeen met het vermogen uit de aangeleverde productiedata. Op basis van de uit de productiegegevens afgeleide injectiviteitsindex zal bij 350 m³/uur de injectieverschildruk op reservoirdiepte ca. 77 bar zijn. Als met de reservoirparameters en de gerealiseerde installatieparameters een DoubletCalc1D berekening wordt uitgevoerd, dan is het berekende injectiedrukverschil op reservoirdiepte, bij een debiet van 260 m³/uur, 58 bar (Figuur 8 in Bijlage 2) en komt dus goed overeen met de injectieverschildruk uit de productiedata. Ook voor dit doublet geeft vergunninghouder een geprognostiseerd debiet van 350 m³/uur. Met het DoubletCalc1D scenario (Figuur 9 in Bijlage 2) wordt een debiet van 350 m³/uur berekend bij een injectiedrukverschil op reservoirdiepte van circa 78 bar.

4.2 DoubletCalc 2D

Doublet 1

In een DoubletCalc2D modellering, bij een debiet van 350 m³/uur, zou het injectiedrukverschil op reservoirdiepte oplopen van circa 60 tot 70 bar gedurende de looptijd tot 39 jaar productie. Een overschrijding van de vergunningsgrens door de koudwaterbel, ten gevolge van waterinjectie (met 350 m³/uur jaarrond), wordt modelmatig voorzien aan het eind van de winningsvergunningstermijn van 35 jaar vanaf 2019 (Figuur 10 in Bijlage 2). Eén graad Celsius afkoeling op de vergunningsgrens wordt voorzien als er in totaal minimaal 121 miljoen m³ water is geïnjecteerd. Doorbraak van koud water in de productieput wordt modelmatig echter al veel eerder verwacht, namelijk na 16 jaar sinds de start van de productie in 2018. Vergunninghouder kan daarna nog wel langer produceren, maar de temperatuur en daarmee de efficiëntie van het doublet zal geleidelijk afnemen. In het winningsplan wordt niet aangegeven wat de ondergrens van de temperatuur van het geproduceerde water is voor een economisch rendabele winning van warmte. Verder tonen de modelresultaten (Figuur 10 en 11 in Bijlage 2) aan dat, na injectie van deze hoeveelheid water, de injectieput een maximale afkoeling bij de

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
14/34

dichtstbijzijnde breuk ca. 50 °C veroorzaakt en een maximaal drukverschil van ca. 2 bar.

Doublet 2

In een DoubletCalc2D modellering, bij een debiet van 350 m³/uur, zou het injectiedrukverschil op reservoirdiepte, in de looptijd tot 40 jaar productie, oplopen van circa 62 tot 70 bar. Een overschrijding van de vergunningsgrens door de koudwaterbel, ten gevolge van waterinjectie (met 350 m³/uur jaarrond), wordt modelmatig niet voorzien binnen de winningsvergunningstermijn van 35 jaar vanaf 2019 (Figuur 10 in Bijlage 2). Eén graad Celsius afkoeling op de vergunningsgrens, ten gevolge van koudwater-injectie in put MDM-GT-05, wordt niet voorzien binnen de gemodelleerde tijdspanne. Er zal dus meer dan 309 miljoen m³ water geïnjecteerd moeten worden voordat er sprake zal zijn van temperatuurbeïnvloeding buiten de vergunningsgrens. Modelmatig treedt dit pas op na ca. 100 jaar injectie. Daarnaast tonen de modelresultaten (Figuur 10 en 11 in Bijlage 2) aan dat de injectieput aan het einde van de vergunningstermijn nog geen afkoeling bij de dichtstbijzijnde breuk heeft veroorzaakt en dat een maximaal drukverschil van ca. 9 bar wordt opgelegd op de dichtstbijzijnde breuk.

4.3 Bevindingen productiestrategie

Doublet 1

Uit de modelresultaten blijkt dat het door de vergunninghouder beoogde debiet van 350 m³/uur in doublet 1 gehaald zou kunnen worden. De daarvoor benodigde injectiedruk op reservoirdiepte van 62 tot maximaal 70 bar (na 40 jaar injectie) is lager dan de maximale injectiedruk op reservoirdiepte van 73 bar volgens het huidige SodM protocol [5]. Vergunninghouder is ook voornemens het debiet op bepaalde momenten te variëren met +/- 20%, wat resulteert in een maximaal debiet van 420 m³/uur. De modelresultaten tonen echter aan dat een injectiedruk op reservoirdiepte van ca. 84 bar nodig is om dit debiet te injecteren. Dit is hoger dan de maximale injectiedruk volgens het huidige SodM protocol [5] en daarom concludeert TNO-AGE dat een debiet van 420 m³/uur niet haalbaar is. Een eerste orde inschatting door TNO-AGE toont echter aan dat afkoeling van het reservoir leidt tot additionele spanningsopbouw waardoor, om scheurvorming in het reservoir en de afsluitende laag te voorkomen, de maximale injectiedruk mogelijk verlaagd zou moeten worden. Een verlaging van de maximale injectiedruk kan er mogelijk toe leiden dat het beoogde debiet van 350 m³/uur toch niet gehaald kan worden. Het verdient aanbeveling om dit nader te onderzoeken.

Met het beoogde debiet van 350 m³/uur jaarrond zal volgens de modelberekeningen de koudwaterbel van doublet 1 de vergunningsgrens overschrijden rond het einde van de looptijd van de winningsvergunning Middenmeer I. Er is dan circa 121 miljoen m³ water rondgepompt. Daarnaast voorspelt het DoubletCalc2D model een doorbraak van koud water in de productieput na 16 jaar productie sinds de productiestart in 2018.

Doublet 2

Bij gelijkblijvende reservoirparameters en skin, kan het beoogde debiet van 350 m³/uur in doublet 2 mogelijk niet gehaald worden omdat de daarvoor benodigde

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
15/34

injectiedruk op reservoirdiepte van ca. 78 bar hoger is dan de maximale injectiedruk op reservoirdiepte van 70 bar volgens het SodM protocol [5]. TNO-AGE heeft de benodigde injectiedruk bepaald o.b.v. productiedata, die door de vergunninghouder zijn aangeleverd in het kader van de Mijnbouwwet, en het resultaat van DoubletCalc1D. Het resultaat van DoubletCalc2D wijkt daar van af en geeft een injectiedruk op reservoirdiepte van 62 tot maximaal 70 (na 40 jaar injectie). Volgens dit model zou het beoogde debiet dus net wel gehaald kunnen worden. TNO-AGE geeft vooralsnog de voorkeur aan de injectiedrukbepaling o.b.v. data van de gerealiseerde productie (78 bar). Echter, omdat de relatie tussen debiet en injectiedruk afhankelijk is van meerdere factoren die gedurende tijd kunnen veranderen, zoals de skin, is het lastig om op dit moment te stellen dat het beoogde debiet nooit gehaald zal worden. Een verbetering van de skin, en daarmee de injectiviteit, wordt reeds waargenomen bij andere geothermische systemen die produceren uit de Slochteren Fm. Het door de vergunninghouder voorgestelde maximale debiet van 420 m³/uur (350 m³/uur + 20%) lijkt vooralsnog via geen enkele modelberekening haalbaar binnen de injectiedrukbegrenzing volgens het SodM protocol [5].

Een eerste orde inschatting door TNO-AGE toont aan dat afkoeling van het reservoir leidt tot additionele spanningsopbouw waardoor, om scheurvorming in het reservoir en de afsluitende laag te voorkomen, de maximale injectiedruk mogelijk verlaagd zou moeten worden. Het verdient aanbeveling om dit nader te onderzoeken.

Verder laten de modelresultaten zien dat de koudwaterbel de vergunningsgrens pas bereikt na ca. 100 jaar injectie met een jaarrond debiet van 350 m³/uur. Indien het maximaal haalbare debiet inderdaad lager is dan 350 m³/uur zal deze tijd nog langer zijn.

5. Bodemdaling

Vergunninghouder verwacht dat de maximaal te verwachten bodemdaling door de winning van aardwarmte na 30 jaar 8 mm zal zijn.

TNO-AGE heeft de bodemdaling ten gevolge van de aardwarmteproductie, het onttrekken van enkel warmte aan de diepe ondergrond, berekend voor de situatie waarin de twee doubletten en het doublet van de winningsvergunning Middenmeer II conform hun productieprognose zullen gaan produceren. De gemodelleerde maximale bodemdaling is in de orde van 11 mm (Figuur 12). Het verschil met het resultaat van de vergunninghouder wordt waarschijnlijk verklaard door de gemodelleerde productieduur. De vergunninghouder berekent de bodemdaling na 30 jaar productie en TNO-AGE na 39 jaar, de periode vanaf de start van productie tot het einde van de winningsvergunningstermijn. De mate van bodemdaling neemt af met toenemende afstand van de injectieput.

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
16/34

6. Interferentie

In het beïnvloedingsgebied van beide doubletten zijn geen olie of gasvelden gelegen of gas prospects geïdentificeerd. Vooralsnog is er geen interferentie met de exploratie en winning van koolwaterstoffen voorzien. Hetzelfde geldt voor de opslag van gas of energieresiduen.

Seismiek en de interferentietesten tonen aan dat een breuk aanwezig is tussen de winningsvergunning Middenmeer I en Middenmeer II. Uit een interferentietest blijkt dat deze breuk niet volledig afsluitend is, maar wel een zeer lage permeabiliteit heeft. Dit betekent dat de twee doubletten in dit winningsplan druktechnisch in contact staan met het doublet MDM-GT-03 & -04 in de winningsvergunning Middenmeer II, maar dit effect is zeer gering in vergelijking met de drukcommunicatie tussen de productie- en injectieput van elk doublet. Gezien de lage permeabiliteit wordt vloeistofstroming over de breuk niet verwacht.

Verder is er geen overlap van het winningsvergunningsgebied met Natura2000 gebieden, grondwaterbeschermingszones en/of waterwingebieden. Het dichtstbijzijnde Natura2000 gebied (het IJsselmeer) bevindt zich ca. 4 km van de projectlocatie. De vergunninghouder stelt in paragraaf 6.7 [1] dat het dichtstbijzijnde Natuurnetwerk Nederland (NNN) gebied ca. 1,4 km ten zuiden van de projectlocatie ligt. Dat geldt inderdaad voor de oppervlaktelocatie, maar het winningsvergunningsgebied overlapt wel met dit NNN gebied omdat de meest zuidelijke injectieput (op reservoirdiepte) zich op ca. 1 km ten zuiden van de projectlocatie bevindt (Figuur 12). De resultaten van de modelberekening tonen dat de verwachte bodemdaling op deze NNN locatie, aan het einde van de winningsvergunningsduur, ca. 9 mm is.

7. Seismische Hazard en Risico Analyse (SHRA)

Ten behoeve van het winningsplan Middenmeer I [1] heeft de vergunninghouder een Quickscan Seismische Hazard en Risico Analyse (SHRA) uitgevoerd. Het uitgangspunt voor deze analyse was de tijdelijke leidraad zoals opgesteld door Qcon en IF [6] en de door DAGO gepubliceerde toevoeging hierop [7]. De resultaten van deze Quickscan zijn beschreven in [1].

Vergunninghouder documenteert de SHRA-score van 0,31 (Tabel 25 [1]) op een adequate manier in hoofdstuk 6.3. TNO-AGE zal in onderstaande evaluatie de antwoorden van de vergunninghouder toetsen aan eigen antwoorden op basis van aangeleverde gegevens en eigen analyse, waarbij de Q-Con en IF methodiek [6] wordt gevolgd.

7.1 Eerste drie vragen beslisboom

De antwoorden van zowel de vergunninghouder als TNO-AGE op de eerste drie vragen van de beslisboom in de SHRA methodiek van Qcon en IF [6] worden gegeven in Tabel 2, alsmede een korte argumentatie.

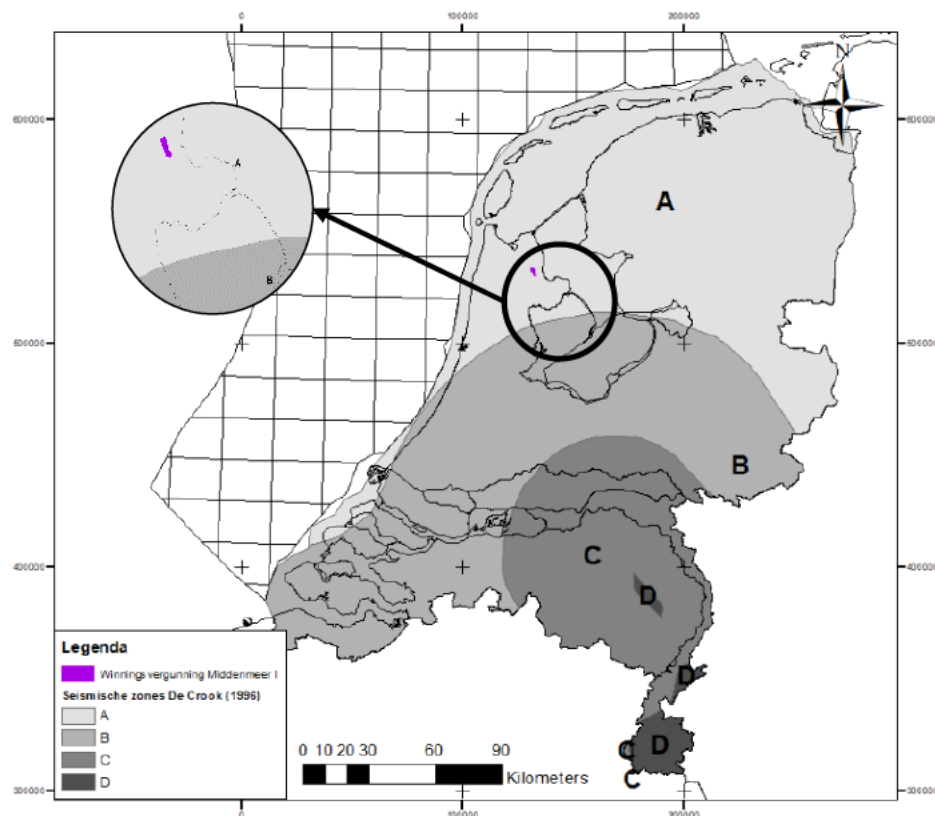
Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Tabel 2: Beantwoording eerste drie vragen van beslisboom Qcon & IF SHRA methodiek [6].

Eerste drie vragen beslisboom	Antwoord		Argumentatie en opmerkingen TNO-AGE
	Vergunninghouder	TNO-AGE	
Is de afstand van het project tot een majeure breukzone <100 m of is het stromingsconcept gebaseerd op productie uit bestaande breuken?	nee	nee	Play type is "Hot Sedimentary Aquifer" met beoogde stroming primair door gesteentematrix en niet door breuken. Er is geen majeure breukzone binnen 100 m van de injectieput (Figuur 27 [1]).
Ligt het project in de tektonisch actieve Roerdalslenk?	nee	nee	Ligt ver buiten gebied C van De Crook (1996), zie Figuur 1, dat grotendeels overeenkomt met het tektonisch actieve gebied de Roerdalslenk.
Wordt het project beïnvloed door het Groningen gasveld?	nee	nee	Project ligt meer dan 100 km verwijderd van Groningen gasveld.

Op basis van bovenstaande bevindingen is TNO-AGE het eens met de vergunninghouder dat het antwoord op de eerste drie vragen van de beslisboom **nee** is.



Figuur 1: Locatie winningsvergunning Middenmeer I t.o.v. seismische zones De Crook (1996)

7.2 Quickscan tabel

De bepaling van de score voor de 9 categorieën in de Quickscan tabel van de SHRA methodiek van Qcon en IF [6], door zowel de vergunninghouder als TNO-AGE, wordt gegeven in Tabel 3, alsmede een korte argumentatie.

Datum
13 december 2019

Tabel 3: Overzicht van scores toegekend, door zowel vergunninghouder als TNO-AGE, aan de 9 categorieën van de Quicksan tabel in de SHRA methodiek van Qcon en IF [6].

Onze referentie
AGE 19-10.072

Categoriën Quicksan tabel	Antwoord		Argumentatie en opmerkingen TNO-AGE
	Vergunninghouder	TNO-AGE	
Connectie met kristallijne basement? • Afstand tussen reservoir en kristallijn basement	4 km	>>3,5 km	Basis aquifer bij injectieputten ca. 2400 m. Diepte pre-Silesian ca. 7000 m. Naar verwachting ligt daaronder nog een dik pakket Onder-Carboon en Devoon. Derhalve, verticale afstand injectie-locatie tot kristallijn basement groter dan 3,5 km.
Drukcommunicatie tussen productie- en injectieput? • Laterale afstand • Verticale afstand		Doublet 1: Lateraal: 615 m Verticaal: 9 m Doublet 2: Lateraal: 1400 m Verticaal: 63 m	Interferentietest uitgevoerd tussen put MDM-GT-02 en -05. Interpretatie toont drukcommunicatie tussen putten. Op top reservoir-kaart (Figuur 29 [1]) geen doorgaande breuk te zien tussen beide doubletten van winningsvergunning Middenmeer I, i.t.t. Figuur 31 [1]. Figuur 31 [1] betreft echter een regionale en minder nauwkeurige breukinterpretatie. Conform methode Qcon en IF [9] bestaat score voor doublet 2 niet (zie Figuur 2). Aanvulling scoretabel leidt tot score 3. Resultaat interferentietest leidt tot score 0. Score voor doublet 1 is 0.
Debiet? (m ³ /uur)	350	Doublet 1: 350 m ³ /uur Doublet 2: ca. 300 m ³ /uur	Op p63 [1] wordt gesteld dat het nominale winterdebiet, ontwerpdebiet danwel piekdebiet 350 m ³ /uur is. Dit is in tegenspraak met de 350 m ³ /uur +/- 20% (= 280 – 420 m ³ /uur) op p48 [1]. Een debiet van 420 m ³ /uur is echter niet haalbaar in beide doubletten. Debiet van 350 m ³ /uur wel haalbaar in doublet 1, dus score is 7. Dit debiet lijkt in doublet 2 vooralsnog niet haalbaar, maar debiet is naar verwachting wel hoger dan 180 m ³ /uur, daarom score 7.
Injectiedruk? (MPa)	<20 bar	Doublet 1: 73 bar Doublet 2: 70 bar	Vergunninghouder: dP <20 bar (p63 [1]) = score 3, i.t.t. Tabel 24 [1] = score 7. Ook in tegenspraak met operationele praktijk zoals voor 2018 weergegeven in Tabel 13 [1]. TNO-AGE heeft maximale injectiedruk op reservoir-diepte voor beide doubletten bepaald getrunceerd o.b.v. injectiedruk protocol SodM [5]. Dit leidt tot een score van 10 en 7 voor respectievelijk doublet 1 en 2.
Afstand tot natuurlijke bevingen? (km)	>10 km	44 km	Meest nabije natuurlijke beving bij Beverwijk
Afstand tot geïnduceerde bevingen? (km)	ca 17,5 km	MDM-GT-01: 19 km MDM-GT-05: 17 km	Figuur 31 [1] toont bevingen bij Anna-Paulowna als meest nabije. De onzekerheid in de plaatsbepaling van deze bevingen is echter enkele kilometers.
Afstand tot natuurlijke breuken? (km)	Ca. 250 m (p59 [1]) Tekst spreekt van alleen 2D seismiek	MDM-GT-01: 600m MDM-GT-05: 800 m	Afstanden bepaald o.b.v. Figuur 27 en 29 [1]. Doublet 2 ligt in gebied met enkel 2D seismiek. Spatiering tussen lijnen is 600 m. Samen met de afstand resulteert dit in score 10. Doublet 1 ligt op de rand van het gebied met 3D seismiek (Figuur 27 [1]). Afstand van 600m tot de breuk resulteert in score 3.
Oriëntatie van breuk t.o.v. huidig spanningsveld?		MDM-GT-01: 16° MDM-GT-05: 11°	Volgens vergunninghouder is "shearing possible" (score 7), maar minimaal benodigd drukverschil voor shearing is 27 bar, daarom toch score 3. Wordt niet goed onderbouwd. Oriëntatie van huidig stressveld is 324° volgens Mechelse (2017). Oriëntatie breuk bij MDM-GT-01 is 340°, dus verschil is 16° → score 10. Oriëntatie breuk bij MDM-GT-05 is 335°, dus verschil is 11° → score 10.
Netto geïnjecteerd volume? (x1000 m ³)	0 tot nihil	0 tot nihil	Systeem opereert in massabalans modus. Wordt evenveel formatiewater geïnjecteerd als geproduceerd. Injectie van inhibitor (0,01 l/m ³) is verwaarloosbaar.

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Tabel 4: Antwoord op vraag in beslisboom in SRA methodiek van Qcon en IF [6].

Vraag in beslisboom m.b.t. opgetreden seismiteit.	Antwoord		Argumentatie en opmerkingen TNO-AGE
	Vergunninghouder	TNO-AGE	
Hebben bevingen (natuurlijk of geïnduceerd) plaatsgevonden in het geothermisch projectgebied?	?	nee	Niet in het verwachte temperatuurs- of druk-beïnvloedingsgebied. Meest nabije beving heeft plaatsgevonden op 17,5 km afstand.

Geothermal system designed to have no pressure communication	10		
Geothermal system targeting the different geological formations	7		
Geothermal system designed to have pressure communication and targeting the same geological formation	Lateral separation		
Vertical separation	< 1000 m	1000 – 2000 m	> 2000 m
>500 m	7	7	7
100 – 500 m	3	3	7
< 100	0	3	7

Figuur 2: Score-indeling voor de categorie “drukcommunicatie tussen de productie- en injectieput” volgens de SRA methodiek van Qcon en IF [6], omgezet in een tabel. De geel gemarkeerde cellen geven situaties die niet worden beschreven in de methodiek van Qcon en IF [6].

7.3 Resultaat Quickscan scoretabel

Resultaat vergunninghouder

De vergunninghouder heeft één Quickscan scoretabel ingevuld (p 67 [1]) voor beide doubletten samen en komt daarbij tot een genormaliseerde seismisch potentieel score van 0,31. Dit leidt tot een laag potentieel voor het induceren van seismiteit.

Resultaat TNO-AGE

Ter vergelijking van het resultaat van de vergunninghouder heeft TNO-AGE de Quickscan scoretabel ingevuld voor beide doubletten samen, dus als ware het één geothermisch systeem. Daarbij is uitgegaan van de resultaten van de eigen evaluatie. De resulterende genormaliseerde seismisch potentieel score van TNO-AGE is 0,41. Deze uitkomst wijkt af van dan die van de vergunninghouder omdat TNO-AGE een hogere score toekent voor de categorieën “injectiedruk” (10 i.p.v. 7), “afstand tot breuken” (10 i.p.v. 7) en “breukoriëntatie in huidig spanningsveld” (10 i.p.v. 7) (Figuur 3). Dit zou dus resulteren in een gemiddeld potentieel voor het induceren van seismiteit. Volgens de leidraad van Qcon en IF [6] zou de vergunninghouder met deze uitkomst een evaluatie van de locatie specifieke seismische dreiging moeten uitvoeren voor beide systemen samen.

Echter, uit de SHRA-methodiek van Qcon en IF [6] lijkt te volgen dat de Quickscan tabel moet worden ingevuld per individueel systeem. Daarom heeft TNO-AGE, op basis van de resultaten van de evaluatie, voor beide doubletten individueel de Quickscan scoretabel ingevuld en een score bepaald. TNO-AGE komt voor doublet

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
20/34

1 tot een genormaliseerde seismisch potentieel score van 0,33 (Figuur 4) en voor doublet 2 tot een score van 0,41 (Figuur 5) als de methodiek [6] exact gevolgd wordt. Indien rekening gehouden wordt met de kennis opgedaan uit de productie dan komt de score op 0,38 (Figuur 5). De score voor doublet 1 valt op de grenswaarde van 0,33 en heeft daardoor een laag potentieel voor het induceren van seismiciteit. Doublet 2 valt erboven en heeft daardoor een gemiddeld potentieel voor het induceren van seismiciteit.

Het verschil tussen beide systemen wordt verklaard doordat doublet 2 een hogere maximale injectiedruk heeft volgens het SodM protocol [5], en dit ook nodig lijkt te hebben om een debiet te genereren dat zo dicht mogelijk bij het geprognoseerde debiet komt. Het tweede verschil is de score voor de "afstand tot breuken". Ondanks de kleinere afstand tot de dichtstbijzijnde breuk bij doublet 1 t.o.v. doublet 2, bevindt doublet 1 zich in een gebied dat nog net wordt bedekt door 3D seismiek waardoor de zekerheid over de afstandsbepaling wat groter is. Daarmee valt doublet 1 in de categorie met een laag potentieel voor het induceren van seismiciteit, terwijl de score voor doublet 2 (0,38) resulteert in een gemiddelde seismische dreiging. Op basis van deze uitkomsten zou de vergunninghouder, conform de leidraad van Qcon en IF [6], alleen voor doublet 2 een evaluatie van de locatie specifieke seismische dreiging moeten uitvoeren.

Score	Connectie met basement	Drukcommunicatie tussen productie- en injectieput	Injectiedruk	Debiet	Afstand tot natuurlijke aardbevingen	Afstand tot geïnduceerde aardbevingen	Afstand tot breuken	Breukoriëntatie in huidig spanningsveld	Netto geïnjecteerd volume		
10	Yes	No	>7	>360	<1	<1	<0,1	Favourable	>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		
										Totaal	Genormaliseerde score
Operator	0	0	7	7	0	0	7	7	0	28	0.31
TNO-AGE	0	3	10	7	0	0	10	10	0	40	0.44
TNO-AGE alternatief*	0	0	10	7	0	0	10	10	0	37	0.41

Figuur 3: Scoringstabel en genormaliseerde seismisch potentieel score van de twee doubletten, in de winningsvergunning Middenmeer I, gezamenlijk.

Datum
13 december 2019

Score	Connectie met basement	Drukcommunicatie tussen productie- en injectieput	Injectiedruk	Debiet	Afstand tot natuurlijke aardbevingen	Afstand tot geïnduceerde aardbevingen	Afstand tot breuken	Breukoriëntatie in huidig spanningsveld	Netto geïnjecteerd volume		
10	Yes	No	>7	>360	<1	<1	<0,1	Favourable	>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		
										Totaal	Genormaliseerde score
Operator	0	0	7	7	0	0	7	7	0	28	0.31
TNO-AGE	0	0	10	7	0	0	3	10	0	30	0.33

Figuur 4: Scoringstabel en genormaliseerde seismisch potentieel score voordoublet 1.

Score	Connectie met basement	Drukcommunicatie tussen productie- en injectieput	Injectiedruk	Debiet	Afstand tot natuurlijke aardbevingen	Afstand tot geïnduceerde aardbevingen	Afstand tot breuken	Breukoriëntatie in huidig spanningsveld	Netto geïnjecteerd volume		
10	Yes	No	>7	>360	<1	<1	<0,1	Favourable	>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		
										Totaal	Genormaliseerde score
Operator	0	0	7	7	0	0	7	7	0	28	0.31
TNO-AGE	0	3	7	7	0	0	10	10	0	37	0.41
TNO-AGE alternatief*	0	0	7	7	0	0	10	10	0	34	0.38

Figuur 5: Scoringstabel en genormaliseerde seismisch potentieel score voor doublet 2. De alternatieve TNO-AGE scoring houdt rekening met de productiegegevens (zie Tabel 3).

8. Conclusies

De belangrijkste conclusies van de in deze rapportage beschreven evaluatieresultaten kunnen als volgt worden samengevat:

- In het winningsplan [1] wordt niet eenduidig beschreven of de drie doubletten bij Middenmeer één aardwarmtewinningssysteem vormen, of drie individuele geothermische systemen. Conform dat wat gesteld is in de winningsvergunningaanvraag en toentertijd bijgevoegd winningsplan, en op basis van de Mijnwettelijk aangeleverde productiedata, gaat TNO-AGE er vanuit dat doublet 1 en 2 twee separate geothermische systemen zijn met een separate zoutwater circulatie.
- De uitkomsten van de modelberekeningen door TNO-AGE kunnen als volgt worden samengevat:
 - De koudwaterbel van doublet 1 bereikt de vergunningsgrens aan het einde van de duur van de winningsvergunning, in 2054. De koudwaterbel van doublet 2 doet er langer over om de vergunningsgrens te bereiken; ca. 100 jaar.
 - Vanaf de productiestart tot het einde van de huidige winningsvergunning berekent TNO-AGE, op basis van de productieprognoses van de vergunninghouder, dat er een totaal watervolume van 121 en 309 miljoen m³ water wordt geproduceerd door respectievelijk doublet 1 en doublet 2. Het verschil wordt met name verklaard door de kleinere onderlinge putafstand van doublet 1 en de daaraan gerelateerde beperktere afstand tot de vergunningsgrens.
 - Na injectie van 121 miljoen m³ water in doublet 1 (ongeveer aan het einde van de vergunningstermijn) heeft de injectieput een maximale afkoeling van ca. 50°C en een drukverschil van ca. 2 bar veroorzaakt op de dichtstbijzijnde breuk. Aan het einde van de vergunningstermijn heeft de injectieput van doublet 2 nog geen afkoeling veroorzaakt op de dichtstbijzijnde breuk en is het maximale drukverschil op de dichtstbijzijnde breuk ca. 9 bar.
 - Doorbraak van koud water in de productieput van doublet 1 wordt modelmatig verwacht na 16 jaar productie sinds de productiestart in 2018.
 - De maximale injectiedruk op reservoirdiepte volgens het SodM protocol voor doublet 1 is 73 bar en 70 bar voor doublet 2. In doublet 1 kan het geprognoseerde debiet van 350 m³/uur waarschijnlijk wel gehaald worden zonder deze begrenzing van de injectiedruk te overschrijden, maar dat geldt niet voor doublet 2.
 - Volgens de uit DoubletCalc2D resulterende injectiedruk, die lager is dan de injectiedruk uit DoubletCalc1D en de aangeleverde productiedata, zou het geprognoseerde debiet mogelijk wel gehaald kunnen worden. TNO-AGE geeft de voorkeur aan de injectiedruk bepaling o.b.v. gerealiseerde productiedata. Op basis daarvan lijkt het debiet van 350 m³/uur niet haalbaar in doublet 2.

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
23/34

TNO-AGE plaatst hierbij echter wel de kanttekening dat uit observaties van andere geothermische systemen, die produceren uit de Slochteren Fm, blijkt dat na verloop van tijd juist een verbetering van de injectiviteit optreedt.

- De vergunninghouder geeft aan op bepaalde momenten het debiet te willen variëren met +/- 20%. Het maximale debiet van 420 m³/uur (350 m³/uur + 20%) is echter in geen van beide doubletten haalbaar binnen de grenzen van de maximale injectiedruk.
 - De door TNO-AGE gemodelleerde maximale bodemdaling is 11 mm en daarmee 3 mm meer dan de bodemdaling berekend door de vergunninghouder. Het verschil met het resultaat van de vergunninghouder wordt waarschijnlijk verklaard doordat TNO-AGE een productieduur van 39 jaar (vanaf start productie tot einde van de winningsvergunning) gebruikt en de vergunninghouder 30 jaar.
 - Op basis van de interferentietesten blijkt dat de breuk tussen de vergunning Middenmeer I en Middenmeer II niet volledig afsluitend is en dat de twee doubletten in Middenmeer I druktechnisch in contact staan met het doublet in Middenmeer II. Echter, dit effect is in vergelijking met de drukcommunicatie tussen de productie- en injectieput van elk doublet erg klein.
- Er zijn geen mijnbouwactiviteiten in de nabijheid van de geothermische installatie, daarom wordt ook geen ondergrondse interferentie verwacht. Verder is er geen overlap van het winningsvergunningsgebied met Natura2000 gebieden, grondwaterbeschermingszones en/of waterwingebieden. Het dichtstbijzijnde Natura2000 gebied (het IJsselmeer) bevindt zich ca. 4 km van de projectlocatie. Het zuidelijke gedeelte van de winningsvergunning overlapt wel met een Natuurnetwerk Nederland (NNN) gebied. De resultaten van de modelberekening tonen dat de verwachte bodemdaling op deze locatie, aan het einde van de winningsvergunningsduur, ca. 9 mm is.
 - Een eerste orde inschatting door TNO-AGE toont aan dat afkoeling van het reservoir leidt tot additionele spanningsopbouw waardoor, om scheurvorming in het reservoir en de afsluitende laag te voorkomen, de maximale injectiedruk voor de doubletten in de winningsvergunning Middenmeer I mogelijk verlaagd zou moeten worden.
 - De vergunninghouder heeft een SHRA evaluatie uitgevoerd voor beide doubletten samen, wat resulteerde in een genormaliseerde seismisch potentieel score van 0,31 en daarmee dus een laag potentieel voor het induceren van seismiciteit. TNO-AGE heeft, ter vergelijking, ook beide systemen samen geëvalueerd en komt tot een hogere genormaliseerde score van 0,41. Het resultaat van TNO-AGE wijkt af van de uitkomst van de vergunninghouder (0,31) doordat TNO-AGE een hogere score geeft aan de volgende categorieën: "injectiedruk" (10 i.p.v. 7), "afstand tot breuken" (10 i.p.v. 7) en "breukoriëntatie in huidig spanningsveld" (10 i.p.v. 7). Conform

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
24/34

de leidraad van Qcon en IF [6] zou de vergunninghouder een locatie specifieke evaluatie van de seismische dreiging moeten uitvoeren. Daarbij zou extra aandacht gegeven kunnen worden aan het effect van afkoeling op de dichtstbijzijnde breuken.

- TNO-AGE heeft de Quickscan tabel ook ingevuld per individueel doublet omdat die aanpak lijkt te volgen uit de methodiek van Qcon en IF [6]. In dat geval komt de score voor doublet 1 uit op 0,33 en voor doublet 2 op 0,38, welke respectievelijk resulteren in een laag (doublet 1) en gemiddeld (doublet 2) potentieel voor het induceren van seismiciteit. Conform de leidraad van Qcon en IF [6] zou de vergunninghouder een locatie specifieke evaluatie van de seismische dreiging moeten uitvoeren voor doublet 2.

9. Aanbevelingen

Gezien de onzekerheid van het effect van afkoeling op de injectiedruk, die mogelijk kan leiden tot scheurvorming in de afsluitende laag en het reservoir, geeft TNO-AGE ter overweging om in te stemmen met het winningsplan onder de volgende voorwaarden:

- 1) Voor doublet 1 de maximale injectiedruk op reservoirdiepte vooralsnog begrenzen op 40 bar. Volgens de modelberekeningen kan hiermee ongeveer het tot op heden maximaal geproduceerde debiet van 230 m³/uur gerealiseerd worden.
- 2) Voor doublet 2 de operationele instellingen qua debiet en injectiedruk zodanig aanpassen dat het seismisch potentieel vooralsnog in de lage seismisch risico klasse valt. Dit betekent een maximale injectiedruk op reservoirdiepte van 40 bar of een maximaal debiet van 180 m³/uur.
- 3) De vergunninghouder wordt verzocht, ter ondersteuning van het veilig kunnen injecteren bij de beoogde debieten van 350 m³/uur (evt + 20%), voor beide doubletten een onderbouwing van de maximale injectiedruk op reservoirdiepte aan te leveren waarin het effect van afkoeling op de spanningstoestand in het reservoir adequaat is meegenomen (thermo-elastisch effect). Het uitgangspunt hierbij moet zijn dat geen scheurvorming in het reservoir en de afsluitende laag zal optreden danwel geen schade veroorzakende seismiciteit optreedt, of dat deze gemitigeerd kan worden. Wanneer deze onderbouwing is aangeleverd zou de hieruit resulterende maximale injectiedruk, en niet langer het debiet, als leidend moeten worden beschouwd voor de hoogte van het opgelegde debiet bij winning van warm water.

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
25/34

Referenties

- [1] Ontwikkelingsplan aardwarmte Middenmeer I, ECW Geowarmte I, Bijlage bij winningsvergunning Middenmeer I: geotechnische onderbouwing. 11 april 2019.
- [2] Flowschema geothermie aangepast 04-03-2013-13N6006-03 PID ketelhuis 1.pdf DOMUS-#15157538-v1-Formulier_aanvraag_Winningsplan_-_ECW.pdf
- [3] Geotechnische evaluatie aanvraag winningsvergunning aardwarmte Middenmeer. Dd 13 juni 2018 ref no AGE 18-10.054.
- [4] PanTerra, augustus 2015. Evaluatie DoubletCalc berekeningen en winningsgebieden MDM-GT doubletten.
- [5] SodM, 2013. Protocol bepaling maximale injectiedrukken bij aardwarmtewinning, Versie 2.
- [6] Qcon GmbH & IF Technology B.V., 5 oktober 2016. Defining the Framework for Seismic Hazard Assessment in Geothermal Projects V0.1.
- [7] DAGO, 2018. "SHRA Richtlijn richtinggevende suggesties".

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
26/34

Bijlage 2: resultaten DoubletCalc modelberekeningen

In deze bijlage worden de resultaten van de modelberekeningen in DoubletCalc1D en DoubletCalc2D, uitgevoerd door TNO-AGE, gepresenteerd.

Geotechnics (Input)

Property	min	median	max
aquifer permeability (mD)	50.0	85.0	100.0
aquifer net to gross (-)	0.99	1.0	1.0
aquifer gross thickness (m)	196.0	201.0	206.0
aquifer top at producer (m TVD)	2008.0	2231.0	2454.0
aquifer top at injector (m TVD)	2016.0	2240.0	2464.0
aquifer water salinity (ppm)	140000.0	145000.0	180000.0

Geotechnics (Output)

Property	value		
number of simulation runs (-)	1000.0		
aquifer kh/kv ratio (-)	1.0		
surface temperature (°C)	10.0		
geothermal gradient (°C/m)	0.0369		
[mid aquifer temperature producer (°C)]	96.0		
[initial aquifer pressure at producer (bar)]	0.0		
[initial aquifer pressure at injector (bar)]	0.0		
exit temperature heat exchanger (°C)	30.0		
distance wells at aquifer level (m)	615.0		
pump system efficiency (-)	0.7		
production pump depth (m)	760.0		
pump pressure difference (bar)	60.0		
outer diameter producer (inch)	8.5		
skin producer (-)	-2.0		
skin due to penetration angle p (-)	-0.34		
pipe segment sections p (m AH)	3.0,1398.0,2144.0,2599.0,2971.0,3015.0		
pipe segment depth p (m TVD)	4.0,1301.0,1638.0,1894.0,2197.0,2231.0		
pipe inner diameter p (inch)	7.72,12.35,9.53,10.71,8.53,6.18,4.89		
pipe roughness p (milli-inch)	0.16,0.16,0.16,0.16,0.16,0.16,0.16		
outer diameter injector (inch)	8.5		
skin injector (-)	-2.0		
skin due to penetration angle i (-)	-0.26		
pipe segment sections i (m AH)	12.0,1277.0,2292.0,2522.0		
pipe segment depth i (m TVD)	12.0,1220.0,2052.0,2240.0		
pipe inner diameter i (inch)	6.18,12.35,8.76,5.92		
pipe roughness i (milli-inch)	0.16,0.16,0.16,0.16		

Monte Carlo cases (stochastic inputs)	P90	P50	P10
aquifer kH net (Dm)	13.12	16.99	18.71
mass flow (kg/s)	55.42	68.88	74.72
pump volume flow (m³/h)	185.3	230.2	250.6
required pump power (kW)	441.2	548.0	596.7
geothermal power (MW)	12.23	15.35	17.56
COP (kW/kW)	26.5	28.4	30.3

aquifer pressure at producer (bar)	216.14	229.69	243.72
aquifer pressure at injector (bar)	217.26	230.18	243.8
pressure difference at producer (bar)	18.65	19.23	20.07
pressure difference at injector (bar)	40.57	41.75	43.14
aquifer temperature at producer * (°C)	91.44	95.99	100.58
temperature at heat exchanger (°C)	89.54	93.71	98.03

base case (median value inputs)	value
aquifer kH net (Dm)	17.05
mass flow (kg/s)	69.63
pump volume flow (m³/h)	233.9
required pump power (kW)	556.9
geothermal power (MW)	15.88
COP (kW/kW)	28.5

aquifer pressure at producer (bar)	229.19
aquifer pressure at injector (bar)	229.85
pressure difference at producer (bar)	19.17
pressure difference at injector (bar)	41.43
aquifer temperature at producer * (°C)	96.0
temperature at heat exchanger (°C)	93.88
pressure at heat exchanger (bar)	30.85

* @ mid aquifer depth

Figuur 6: DC1D uitvoerscherm van het scenario voor doublet 1 met een debiet van circa 230 m³/uur, de huidige maximale productie.

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
27/34

Geotechnics (Input)

Property	min	median	max
aquifer permeability (mD)	50.0	85.0	100.0
aquifer net to gross (-)	0.99	1.0	1.0
aquifer gross thickness (m)	196.0	201.0	206.0
aquifer top at producer (m TVD)	2008.0	2231.0	2454.0
aquifer top at injector (m TVD)	2016.0	2240.0	2464.0
aquifer water salinity (ppm)	140000.0	145000.0	180000.0

Geotechnics (Output)

Property	value		
number of simulation runs (-)	1000.0		
aquifer kh/iv ratio (-)	1.0		
surface temperature (°C)	10.0		
geothermal gradient (°C/m)	0.0369		
[mid aquifer temperature producer (°C)]	96.0		
initial aquifer pressure at producer (bar)]	0.0		
[initial aquifer pressure at injector (bar)]	0.0		
exit temperature heat exchanger (°C)	30.0		
distance wells at aquifer level (m)	615.0		
pump system efficiency (-)	0.7		
production pump depth (m)	760.0		
pump pressure difference (bar)	97.0		
outer diameter producer (inch)	8.5		
skin producer (-)	-2.0		
skin due to penetration angle p (-)	-0.34		
pipe segment sections p (m AH)	3.0,1398.0,2144.0,2599.0,2971.0,3015.0		
pipe segment depth p (m TVD)	4.0,1301.0,1638.0,1894.0,2197.0,2231.0		
pipe inner diameter p (inch)	7.72,12.35,9.53,10.71,8.53,6.18,4.89		
pipe roughness p (milli-inch)	0.16,0.16,0.16,0.16,0.16,0.16,0.16		
outer diameter injector (inch)	8.5		
skin injector (-)	-2.0		
skin due to penetration angle i (-)	-0.26		
pipe segment sections i (m AH)	12.0,1277.0,2292.0,2522.0		
pipe segment depth i (m TVD)	12.0,1220.0,2052.0,2240.0		
pipe inner diameter i (inch)	6.18,12.35,8.76,5.92		
pipe roughness i (milli-inch)	0.16,0.16,0.16,0.16		

Monte Carlo cases (stochastic inputs)	P90	P50	P10
aquifer kH net (Dm)	13.2	16.99	18.7
mass flow (kg/s)	83.43	102.52	110.97
pump volume flow (m³/h)	278.8	342.9	372.1
required pump power (kW)	1073.1	1319.8	1432.2
geothermal power (MW)	18.68	23.21	26.36
COP (kW/kW)	16.6	17.8	19.0

aquifer pressure at producer (bar)	215.7	229.59	243.64
aquifer pressure at injector (bar)	217.0	230.16	243.32
pressure difference at producer (bar)	27.56	28.69	30.2
pressure difference at injector (bar)	60.56	62.47	65.2
aquifer temperature at producer * (°C)	91.5	96.0	100.56
temperature at heat exchanger (°C)	90.06	94.49	98.89

base case (median value inputs)	value
aquifer kH net (Dm)	17.05
mass flow (kg/s)	103.66
pump volume flow (m³/h)	348.3
required pump power (kW)	1340.5
geothermal power (MW)	23.9
COP (kW/kW)	17.8

aquifer pressure at producer (bar)	229.19
aquifer pressure at injector (bar)	229.85
pressure difference at producer (bar)	28.54
pressure difference at injector (bar)	61.96
aquifer temperature at producer * (°C)	96.0
temperature at heat exchanger (°C)	94.57
pressure at heat exchanger (bar)	53.87

* @ mid aquifer depth

Figuur 7: DC1D uitvoerscherm van het scenario voor doublet 1 met een geprognostiseerd debiet van circa 350 m³/uur.

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
28/34

Geotechnics (Input)

Property	min	median	max
aquifer permeability (mD)	50.0	85.0	100.0
aquifer net to gross (-)	1.0	1.0	1.0
aquifer gross thickness (m)	176.0	188.0	200.0
aquifer top at producer (m TVD)	1990.0	2211.0	2432.0
aquifer top at injector (m TVD)	1933.0	2148.0	2363.0
aquifer water salinity (ppm)	140000.0	145000.0	180000.0
Property	value		
number of simulation runs (-)	1000.0		
aquifer kh/kv ratio (-)	1.0		
surface temperature (°C)	10.0		
geothermal gradient (°C/m)	0.0351		
[mid aquifer temperature producer (°C)]	91.0		
initial aquifer pressure at producer (bar)]	0.0		
[initial aquifer pressure at injector (bar)]	0.0		
exit temperature heat exchanger (°C)	30.0		
distance wells at aquifer level (m)	1400.0		
pump system efficiency (-)	0.7		
production pump depth (m)	872.0		
pump pressure difference (bar)	81.0		
outer diameter producer (inch)	8.5		
skin producer (-)	-2.0		
skin due to penetration angle p (-)	-1.01		
pipe segment sections p (m AH)	872.0,1191.0,2121.0,2304.0		
pipe segment depth p (m TVD)	872.0,1191.0,2062.0,2211.0		
pipe inner diameter p (inch)	7.92,12.35,8.76,5.92		
pipe roughness p (milli-inch)	0.16,0.16,0.16,0.16		
outer diameter injector (inch)	8.5		
skin injector (-)	-2.0		
skin due to penetration angle i (-)	0.0		
pipe segment sections i (m AH)	108.0,1196.0,2092.0,2151.0		
pipe segment depth i (m TVD)	108.0,1195.0,2091.0,2150.0		
pipe inner diameter i (inch)	7.92,12.35,10.63,6.28		
pipe roughness i (milli-inch)	0.16,0.16,0.16,0.16		

Geotechnics (Output)

Monte Carlo cases (stochastic inputs)	P90	P50	P10
aquifer kH net (Dm)	12.32	15.81	17.5
mass flow (kg/s)	61.31	76.57	84.28
pump volume flow (m³/h)	204.9	255.4	282.0
required pump power (kW)	658.5	821.1	906.3
geothermal power (MW)	12.68	15.89	18.38
COP (kW/kW)	18.3	19.7	21.0
aquifer pressure at producer (bar)	214.12	227.42	241.51
aquifer pressure at injector (bar)	208.16	220.68	233.54
pressure difference at producer (bar)	23.88	24.57	25.38
pressure difference at injector (bar)	57.22	58.43	59.89
aquifer temperature at producer * (°C)	86.69	91.0	95.28
temperature at heat exchanger (°C)	85.25	89.42	93.69
base case (median value inputs)	value		
aquifer kH net (Dm)	15.96		
mass flow (kg/s)	77.81		
pump volume flow (m³/h)	260.6		
required pump power (kW)	837.7		
geothermal power (MW)	16.53		
COP (kW/kW)	19.7		
aquifer pressure at producer (bar)	227.09		
aquifer pressure at injector (bar)	220.54		
pressure difference at producer (bar)	24.54		
pressure difference at injector (bar)	58.16		
aquifer temperature at producer * (°C)	91.0		
temperature at heat exchanger (°C)	89.54		
pressure at heat exchanger (bar)	46.64		
* @ mid aquifer depth			

Figuur 8: DC1D uitvoerscherm van het scenario voor doublet 2 met een debiet van circa 260 m³/uur, de huidige maximale productie.

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
29/34

Geotechnics (Input)

Property	min	median	max
aquifer permeability (mD)	50.0	85.0	100.0
aquifer net to gross (-)	1.0	1.0	1.0
aquifer gross thickness (m)	176.0	188.0	200.0
aquifer top at producer (m TVD)	1990.0	2211.0	2432.0
aquifer top at injector (m TVD)	1933.0	2148.0	2363.0
aquifer water salinity (ppm)	140000.0	145000.0	180000.0
Property	value		
number of simulation runs (-)	1000.0		
aquifer kh/kv ratio (-)	1.0		
surface temperature (°C)	10.0		
geothermal gradient (°C/m)	0.0351		
[mid aquifer temperature producer (°C)]	91.0		
initial aquifer pressure at producer (bar)	0.0		
[initial aquifer pressure at injector (bar)]	0.0		
exit temperature heat exchanger (°C)	30.0		
distance wells at aquifer level (m)	1400.0		
pump system efficiency (-)	0.7		
production pump depth (m)	872.0		
pump pressure difference (bar)	113.0		
outer diameter producer (inch)	8.5		
skin producer (-)	-2.0		
skin due to penetration angle p (-)	-1.01		
pipe segment sections p (m AH)	872.0,1191.0,2121.0,2304.0		
pipe segment depth p (m TVD)	872.0,1191.0,2062.0,2211.0		
pipe inner diameter p (inch)	7.92,12.35,8.76,5.92		
pipe roughness p (milli-inch)	0.16,0.16,0.16,0.16		
outer diameter injector (inch)	8.5		
skin injector (-)	-2.0		
skin due to penetration angle i (-)	0.0		
pipe segment sections i (m AH)	108.0,1196.0,2092.0,2151.0		
pipe segment depth i (m TVD)	108.0,1195.0,2091.0,2150.0		
pipe inner diameter i (inch)	7.92,12.35,10.63,6.28		
pipe roughness i (milli-inch)	0.16,0.16,0.16,0.16		

Geotechnics (Output)

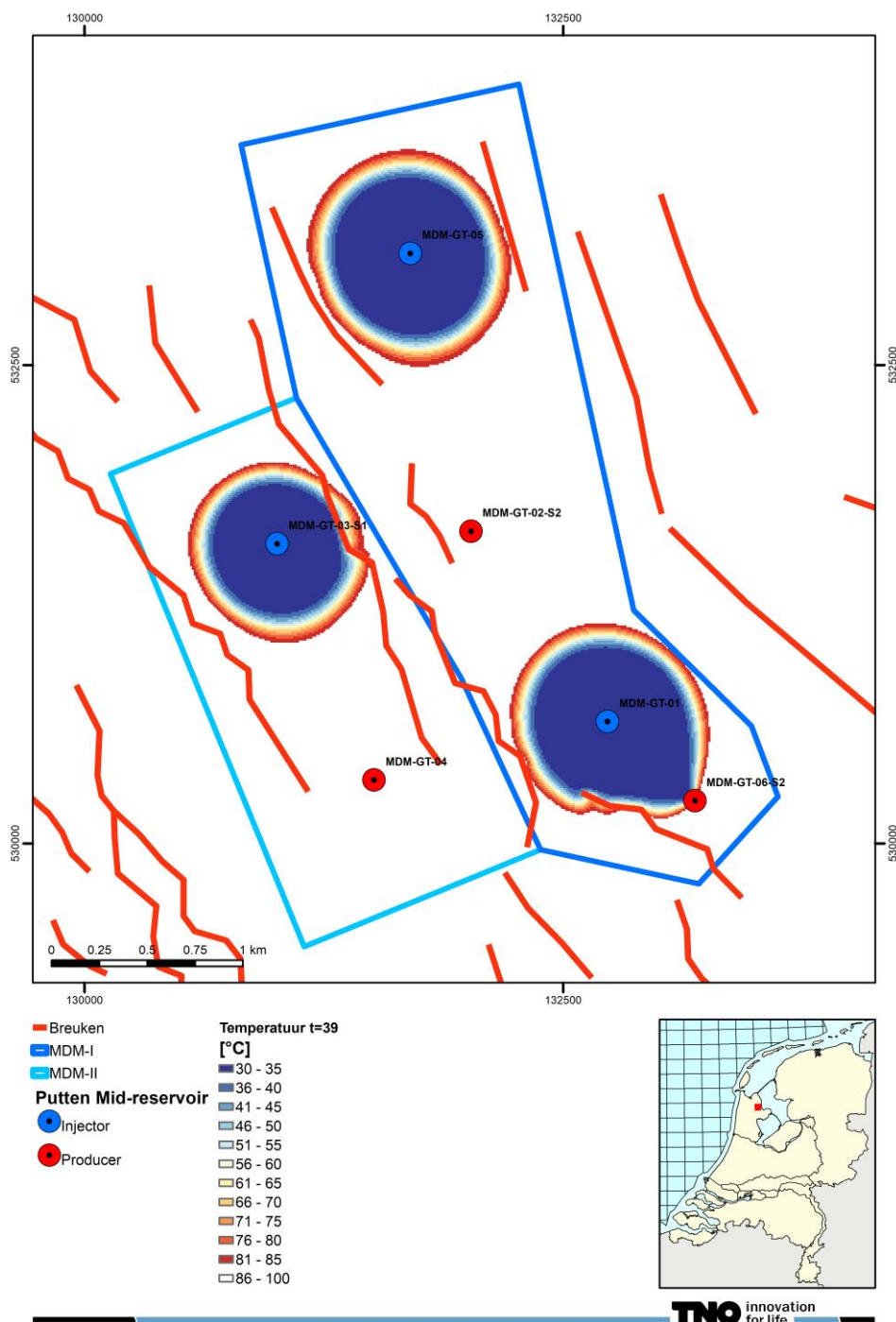
Monte Carlo cases (stochastic inputs)	P90	P50	P10
aquifer kH net (Dm)	12.28	15.85	17.6
mass flow (kg/s)	81.86	103.14	113.29
pump volume flow (m³/h)	272.5	344.5	378.2
required pump power (kW)	1222.0	1544.6	1695.9
geothermal power (MW)	16.93	21.58	24.85
COP (kW/kW)	13.2	14.2	15.2
aquifer pressure at producer (bar)	214.04	227.63	241.47
aquifer pressure at injector (bar)	208.52	220.76	233.68
pressure difference at producer (bar)	32.04	33.09	34.23
pressure difference at injector (bar)	76.92	78.81	80.93
aquifer temperature at producer * (°C)	86.7	91.04	95.27
temperature at heat exchanger (°C)	85.66	89.87	93.98
base case (median value inputs)	value		
aquifer kH net (Dm)	15.96		
mass flow (kg/s)	104.65		
pump volume flow (m³/h)	350.5		
required pump power (KW)	1571.5		
geothermal power (MW)	22.37		
COP (kW/kW)	14.2		
aquifer pressure at producer (bar)	227.09		
aquifer pressure at injector (bar)	220.54		
pressure difference at producer (bar)	33.0		
pressure difference at injector (bar)	78.36		
aquifer temperature at producer * (°C)	91.0		
temperature at heat exchanger (°C)	89.91		
pressure at heat exchanger (bar)	67.47		
* @ mid aquifer depth			

Figuur 9: DC1D uitvoerscherm van het scenario voor doublet 2 met een geprognostiseerd debiet van circa 350 m³/uur.

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
30/34

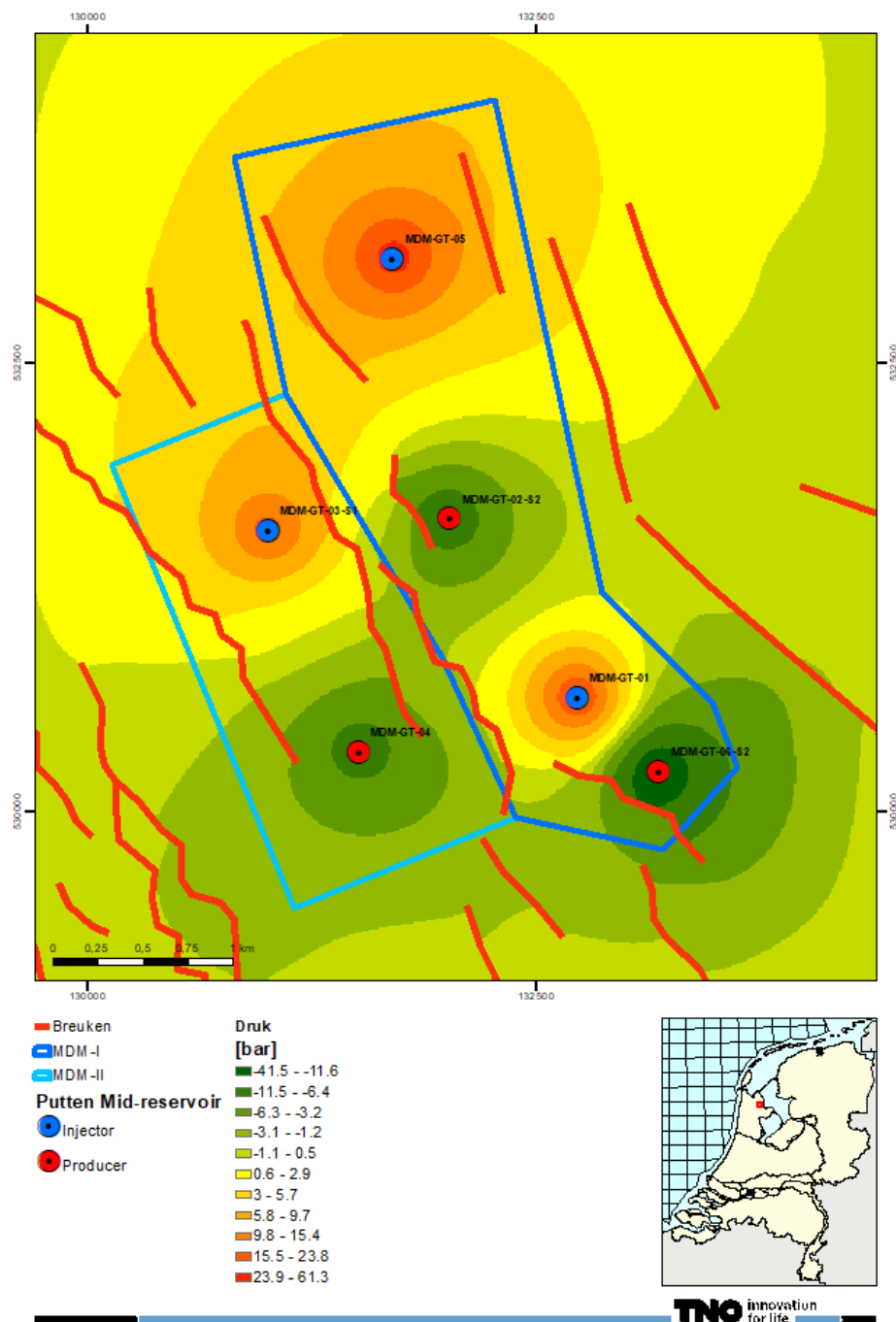


Figuur 10: DoubletCalc2D uitvoer van het TNO-AGE scenario voor de drie doubletten bij Middenmeer. De kaart toont de temperatuursverandering op reservoirdiepte aan het eind van de huidige winningsvergunningsduur.

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
31/34

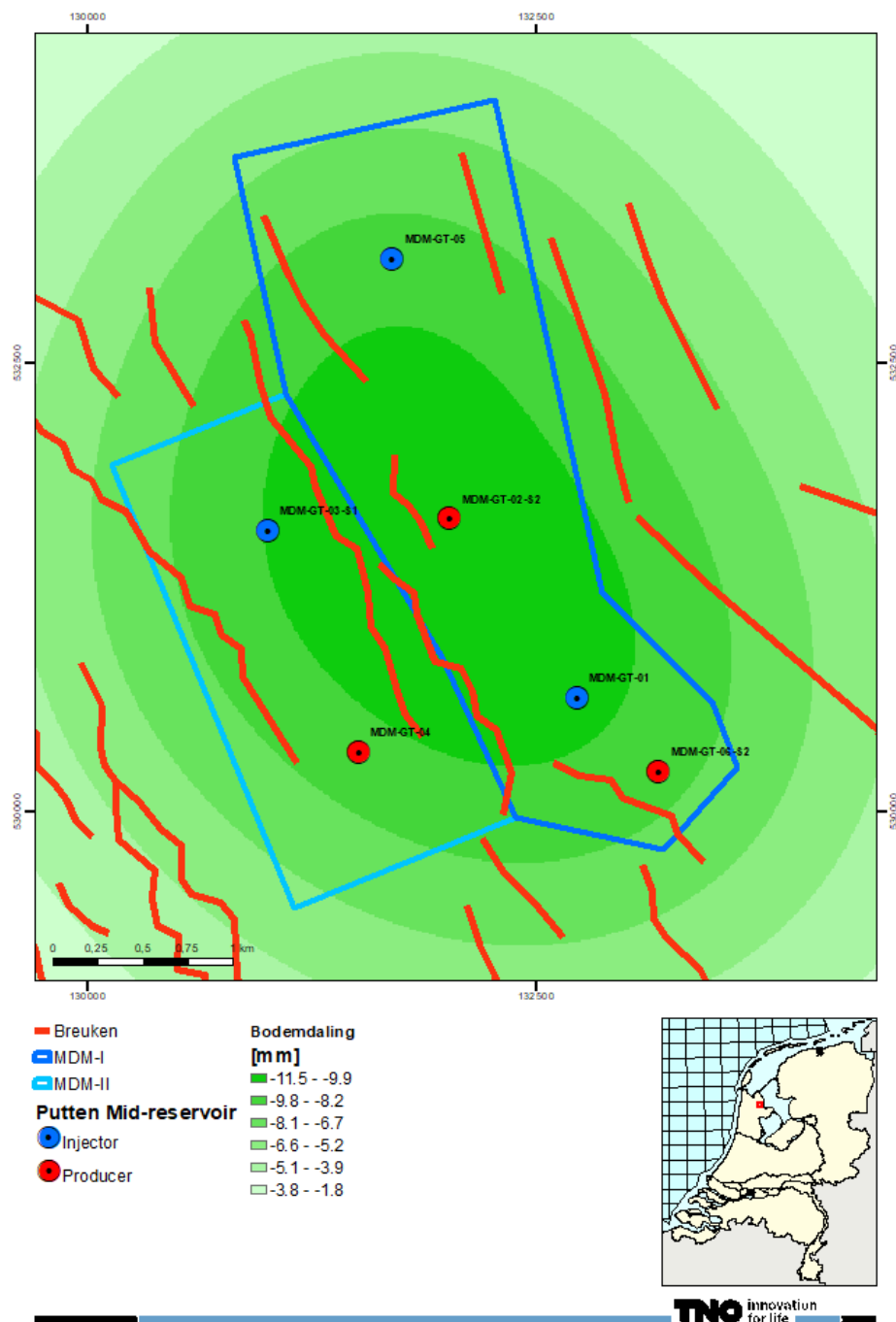


Figuur 11: DoubletCalc2D uitvoer van het TNO-AGE scenario voor de drie doubletten bij Middenmeer. De kaart toont het drukverschil t.o.v. de hydrostatische reservoirdruk op reservoirdiepte, aan het eind van de huidige winningsvergunningsduur.

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
32/34



Figuur 12: DoubletCalc2D uitvoer van het TNO-AGE scenario voor de drie doubletten bij Middenmeer. De kaart toont de bodemdaling aan het eind van de huidige winningsvergunningsduur.

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
33/34

Bijlage 3: erratalijst

Deze bijlage geeft een opsomming van opvallende onvolkomenheden in de aangeleverde Winningsplan documentatie.

1. Op pagina 9 [1] wordt gesteld dat doublet 1 en 2 in het gebied van de winningsvergunning Middenmeer I vallen. Op het begeleidende Figuur 2 (p11 [1]) staat deze vergunning niet aangegeven. Op de status datum van de aanvraag was de winningsvergunning van kracht en niet zoals de twee na laatste regel wordt gesteld "aangevraagde gebied voor de winningsvergunning" nog de status van aangevraagde winningsvergunning heeft.
2. De kwaliteit (scherpte) van Figuur 1 (p10 [1]) is zodanig slecht dat de tekst inclusief coördinaten niet te lezen zijn.
3. De kwaliteit (scherpte) van Figuur 2 (p11 [1]) is zodanig slecht dat de tekst inclusief coördinaten niet te lezen zijn. Daarnaast zijn de vergunningen, zoals weergegeven op de kaart, verouderd. Dit figuur is in tegenspraak met Figuur 8 (p18 [1]). De huidige status met een winningsvergunning voor doublet 1 en 2 en één voor het doublet MDM-GT-03 & -04 wordt niet weergegeven. Opmerkelijk is dat Figuur 2 niet in de tekst wordt gerefereerd.
4. Schaalbalk en coördinaten op figuur 3 & 4 (p12 [1]) ontbreken.
5. Figuur 7 geeft de indruk dat de vloeistofstromen van de productieputten tezamen komen, door de installatie gaan, en dan weer bij de injectieputten gescheiden worden.
6. De kwaliteit (scherpte) van Figuur 8 (p18 [1]) is zodanig slecht dat de tekst inclusief coördinaten niet te lezen zijn. Dit figuur is in tegenspraak met Figuur 2 (p11 [1]). Hier zijn de actuele winningsvergunninggebieden wel weergegeven.
7. De ondergrondse afstand van de productie- en injectielocatie van beide doubletten wordt niet gegeven, zo ook niet de penetratiehoek van het boorgat in de formatie. In de tekst wordt enerzijds aangegeven dat de ondergrondse afstand "typisch zo'n 1000 meter" (p14 [1]) is en anderzijds op p 16 [1] ".. meer dan een kilometer afstand is voorzien,...". De informatie uit tabellen 1 en 2 geven, op einddiepte, een ondergrondse putafstand van 1969 en 1407 m voor respectievelijk doublet 1 en 2. Daarentegen suggereert Figuur 8 (p18 [1]) dat juist doublet 1 een kortere ondergrondse afstand heeft t.o.v. doublet 2. Als de schaalbalk van Figuur 8 wordt gebruikt zou de onderlinge afstand van doublet 1, waarschijnlijk op mid-reservoir diepte, circa 750 m zijn. Ten overvloede, in de aanvraag winningsplan is voor doublet 2 een ondergrondse afstand op mid-reservoir diepte van 1485 m bepaald en voor doublet 1 615 m.
8. In Figuur 13 (p29 [1]) is de legenda niet compleet: wat zijn de roze en rode polygonen? Enkel de begrenzingen van regio's Rotliegend zijn aanwezig, gedeeltelijk aanwezig en afwezig? Wat betekenen de grote blauwe pijlen? Dieptewaarden top-reservoir lijken niet te kloppen met waarden gegeven in Tabel 7 en 8 op (p37 [1]). In het originele Panterra rapport "Reservoir model Middenmeer I uit nov 2016 met nummer G1234 staat op p17 dezelfde

Datum
13 december 2019

Onze referentie
AGE 19-10.072

Blad
34/34

figuur. In het onderschrift wordt gezegd "...the blue arrows indicate faults...".

9. De kwaliteit (scherpte) van Figuur 14 (p30 [1]) is zodanig slecht dat de tekst inclusief coördinaten niet te lezen zijn. Legenda is niet compleet: wat is de blauwe ovaal?
10. Figuur 15 (p 31 [1]): locatie van dit figuur is onduidelijk, coördinaten missen, putnamen komen niet overeen met putnamen in de rest van het document en bijvoorbeeld Tabel 1 & 2. Waar valt deze uitsnede in figuur 14? Wat is de legenda? Geel 3D? Groene lijn 2D lijn?
11. Figuur 16 en 17: Putnamen AGP-GT-0* bestaan niet. Dit lijken geen lijnen parallel aan de as van doublet 1 en 2.
12. Figuur 18: Pre-drill MDM-GT-06 en MDM-GT-05? Komen de diktes gemeten in die putten overeen met wat er op het kaartje staat?
13. Figuur 19: Kwaliteit van dit figuur is te slecht om dat wat op p 34 [1] staat te onderbouwen.
14. Figuur 20: Putten MDM-GT-06 en MDM-GT-05 missen hierin.
15. Tabel 7 & 8: referenties naar puttest rapporten missen. De permeabiliteitsdikte van MDM-GT-05 is een onlogisch getal.
16. Tabel 9 (p38 [1]): Gemiddelde oppervlaktetemperatuur van 89/91/94 graden Celsius? Dit lijkt de mid-reservoir temperatuur bij een gradiënt uit de rij "geothermische gradiënt" bij een oppervlaktetemperatuur van 10°C.
17. Figuur 21: Locatie / coördinaten missen. Minimaal een referentie naar figuur 13 is opportuun. Locatie van MDM-GT-01, -02, -05 & -06 zou hierop moeten staan. I.c.m. fig 13 lijkt een aantal MDM-GT putten in het 1000 mD gebied te vallen, dat correspondeert niet met Tabel 7, 8 & 9. Waarde uit kaart op putlocatie lijkt niet overeen te komen met waarden uit tabellen 7 en 8.
18. Tabel 11 (p40 & 41 [1]): onduidelijke referentie naar bron monsterput. Tabel bovenschrijft vermeldt alleen MDM-GT-04. In het eerste deel (p40) Geothermal Well2 GT02 en in tweede deel (p41) MDM-GT-04. Als Geothermal Well2 GT02 is MDM-GT-02 dan is de waarde voor Total Dissolved Solids significant anders dan gegeven in Tabel 10 (p39, [1]).
19. Tabel 12 (p42 [1]): van welke put? Of samengestelde productiestroom door gas separator conform Figuur 7?
20. Figuur 22: Coördinaten? Resolutie slecht, de legenda is niet leesbaar. Plaatje lijkt de configuratie van MDM-GT-01 & -02 en MDM-GT-03 & -04 weer te geven. Als dat zo is dan is dit een achterhaalde situatie.
21. Figuur 23: Coördinaten? Resolutie slecht, de legenda is niet leesbaar. Plaatje lijkt de configuratie van MDM-GT-01 & -02 en MDM-GT-03 & -04 weer te geven. Als dat zo is dan is dit een achterhaalde situatie.
22. Tabel 21 geeft een productieprognose voor 12 jaar (niet 10 zoals gegeven op p49 1ste regel [1]).