



Datum 18 november 2019
Referentie 20191119/66238/NB
Betreft Toelichting notitie “Aanvaardbare injectiedrukken Hoogweg”
Auteur 
Gecontroleerd door 

INLEIDING

Op de notitie: “Aanvaardbare Injectiedrukken Hoogweg bij verschillende temperaturen met verwerking commentaar SodM”, van 14 oktober 2019 (referentie 20191014/66238/NB) heeft TNO nog een aantal additionele vragen.

- Op basis van een reservoir compressibiliteit van 0,12/GPa en de daaruit volgende bulk modulus van 8,4 GPa en Young’s modulus van 10,6 GPa, berekent de vergunninghouder een thermo-elastisch effect van 0,76 bar/°C. De vergunninghouder geeft aan, hiervoor de relatie van Perkins en Gonzales gebruikt te hebben. Dit lijkt tot de volgende vraag: TNO-AGE kan het resultaat van 0,76 bar/°C niet reproduceren en vraagt zich af hoe de vergunninghouder tot dit resultaat is gekomen.
- Kan de vergunninghouder een toelichting geven op wat bedoeld wordt met reservoir compressibiliteit (Cb) en wat de relatie is tot, de in de puttest rapportage (Well tests Hoogweg van 9 juli 2018) gestelde reservoir matrix compressibiliteit welke is bepaald op basis van het paper van Eijs en van der Wal 2017. Kan de vergunninghouder aangeven hoe deze matrix compressibiliteit is meegenomen in de bepaling van de gehele (totale) compressibiliteit en welke waarde is gebruikt?
- In de notitie van 14 oktober 2019, geeft de vergunninghouder aan een poriedruk van 192 bar te hebben bepaald waarbij het reservoir lichtelijk over-pressured is. Dit is hoger dan de poriedruk van 182 bar zoals bepaald in een eerdere notitie van 19 oktober 2018. In deze eerdere notitie gaat de vergunninghouder uit van een netto-injectiedruk van 11 bar ((0,112 bar/m * 1720mTVD)- 182 bar). Dit lijkt tot de vraag: Heeft de vergunninghouder rekening gehouden met de meer recentelijk bepaalde hogere poriedruk van 192 bar bij de berekening van de netto-injectiedruk?

In deze memo wordt in gegaan op de door TNO gestelde vragen.

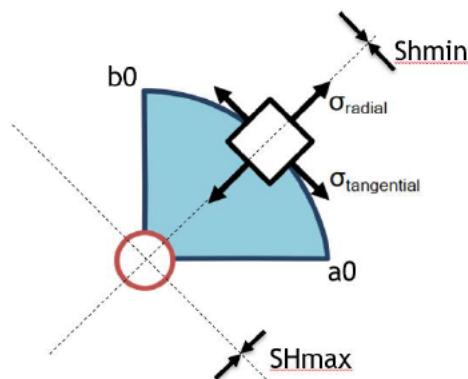
Thermo elastisch effect

Perkins en Gonzalez (Perkins en Gonzalez 1985) leiden de volgende relaties af:

$$\frac{(1-\nu) \Delta\sigma_{1T}}{E\beta\Delta T} = \frac{(b_0/a_0)}{1+(b_0/a_0)} \dots\dots\dots (1)$$

$$\frac{(1-\nu) \Delta\sigma_{2T}}{E\beta\Delta T} = \frac{1}{1+(b_0/a_0)} \dots\dots\dots (2)$$

- E Young's modulus [bar]
- B Thermische expansiecoëfficiënt [1/°C]
- ν Poisson's ratio [-]
- dT Temperatuurverschil [°C]
- a0, b0 Grootte afgekoelde gebied evenwijdig aan SHmax en loodrecht op SHmax [m], zie Figuur 1
- ΔσT Thermische stress [bar]



Figuur 1 | Boven aanzicht radial en tangential componenten van de thermische stress. Injectieput in rood, koude front in blauw, naar TNO, 2016 (TNO 2016).

De relaties bepalen de thermisch stress in twee verschillende richtingen, namelijk (1) loodrecht op maximale horizontale stress (SHmax) en (2) evenwijdig aan de maximale horizontale stress. Voor tensile failure als gevolg van de thermische stress is alleen de stress in de richting van de minimale horizontale stress (Shmin, tangential stress) van belang (TNO 2016)). Zolang geen tensile failure optreedt is a0 gelijk aan b0 en is de rechterkant (RHS) van vergelijking (1) gelijk aan 0,5. De factor van 0,5 volg ook uit het TNO rapport van 2016 (TNO 2016). Het invullen van de parameters (Tabel 1) in relatie (1) geeft dan 0,76.

Tabel 1 | Invoerparameters vergelijking 1.

Parameter	Waarde	Eenheid
E	10,6	[GPa]
B	1,0E-05	[1/°C]
ν	0,29	[-]
dT	1,0	[°C]

Dat alleen de tangential stress belangrijk is voor het berekenen van het thermische effect wordt onderschreven door metingen uit de praktijk (Pepin e.a., z.d.). Uit praktijkmetingen blijkt namelijk dat het korte termijn thermische effect ongeveer $0,3 \text{ bar}/^\circ\text{C}$ is. Het lange termijn thermische effect wordt berekend door het korte termijn effect te vermenigvuldigen met een factor 2 (Fjaer et. al 2008). Dit levert een thermo elastisch effect op van $0,6 \text{ bar}/^\circ\text{C}$.

Reservoir compressibiliteit

Uit de pompproeven is een reservoir compressibiliteit berekend van $0,12 \text{ 1/GPa}$. Dit is de compressibiliteit van de reservoirmatrix gevuld met reservoirwater. De relatie van van Eijs en van der Wal (van Eijs en van der Wal 2017) geeft alleen de matrix compressibiliteit. De reservoir compressibiliteit wordt dan als volg berekend:

$$C_b = C_m + C_w * n$$

C_b	Compressibility reservoir [1/ GPa]
C_m	Compressibility matrix [1/ GPa]
C_w	Compressibility water [1/ GPa]
n	Porositeit [-]

Nadat een pompproef is uitgevoerd en direct de reservoir compressibiliteit bepaald is, hoeft deze niet meer indirect met de matrix en water compressibiliteit berekend te worden. In de notitie van de puttest interpretatie (IF Technology 2018) staat dan ook dat de berekening via van de matrix compressibiliteit alleen als controle gebruik wordt.

De compressibiliteit van het reservoir kan door middel van de volgende relatie omgerekend worden naar een bulk modulus (Al-Mansour A. 2016):

$$K_b = 1 / C_b \quad (3)$$

K_b	Bulk modulus reservoir [GPa]
-------	------------------------------

Uit (3) volg een bulk modulus van $8,4 \text{ GPa}$. De bulk modulus kan omgerekend worden naar een Young's modulus via (Zoback 2008):

$$E = 3 K_b (1 - 2\nu) \quad (4)$$

Vergelijking (4) geeft een Young's modulus van $10,6 \text{ GPa}$.

De Biot coëfficiënt is op drie verschillende manieren berekend:

1. Empirische relatie Fabre en Gustkiewicz (Fabre en Gustkiewicz 1997);
2. Empirische relatie van de NAM (van Eijs en van der Wal 2017);
3. Fysische relatie (Zoback 2008).

De drie relaties geven een Biot coëfficiënt in dezelfde orde van grootte; $0,84$ tot $0,88$. Voor de berekeningen is een gemiddelde van $0,85$ aangehouden.

Poriedruk

Voor de berekening is uitgegaan van een poriedruk van 192 bar. Zie berekende Shmin onder tabel 4 van de notitie van 14 oktober (IF Technology 2019).

LITERATUUR

- Al-Mansour A. 2016. "Electro Facies Based Lithology and Mechanical Modeling. A Proposed Workflow and Models Linkage". TU Delft, Msc thesis.
- Eijs, Rob M.H.E. van, en Onno van der Wal. 2017. "Field-Wide Reservoir Compressibility Estimation through Inversion of Subsidence Data above the Groningen Gas Field". *Netherlands Journal of Geosciences* 96 (05): s117-29. <https://doi.org/10.1017/njg.2017.30>.
- IF Technology. 2018. "Well test Hoogweg".
- . 2019. "Aanvaardbare Injectiedrukken Hoogweg bij verschillende Temperaturen".
- Pepin, Gregory, Manuel Gonzalez, J Ben Bloys, John Lofton, Joseph Schmidt, Carey Naquin, en Scot Ellis. z.d. "Effect of Drilling Fluid Temperature on Fracture Gradient: Field Measurements and Model Predictions", 9.
- Perkins, T.K., en J.A. Gonzalez. 1985. "The effect of thermoelastic stresses on injection well fracturing". *Society of Petroleum Engineers Journal* 25 (1): 78-88.
- TNO. 2016. "Thermal fracturing due to low injection temperatures in geothermal doublets".
- Zoback. 2008. *Reservoir geomechanics*. New York: Cambridge University Press.