

Handleiding conversietool voor injectiedruk in geothermieputten

Rekentool voor de conversie van injectieverschilddruk op top
injectieniveau (ΔP_{res}) naar injectiedruk aan de putmond (THP)

Princetonlaan 6
3584 CB Utrecht
Postbus 80015
3508 TA Utrecht

www.tno.nl

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

Datum	22 maart 2023
Auteur(s)	TNO - Adviesgroep Economische Zaken & Klimaat
Versie	V1.0
Aantal pagina's	20
Opdrachtgever	Staatstoezicht op de Mijnen

Alle rechten voorbehouden.

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

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2021 TNO

Inhoudsopgave

1	Inleiding	3
1.1	Wettelijk kader	3
1.2	Inhoud van de handleiding	4
1.3	Disclaimer	4
2	Schematisch overzicht van drukken in een aardwarmtesysteem	5
3	Beschrijving van de rekentool	7
3.1	Invoer	7
3.1.1	Algemene informatie	7
3.1.2	Invoer voor omrekening ΔP_{res} naar THP	7
3.1.3	Putschema invoer	10
3.2	Uitvoer	11
4	Gebruikte formules	14
4.1	ΔP_{res} naar THP berekening	14
4.2	Reservoirdruk op top injectieniveau	14
4.3	Hydrostatische druk van de waterkolom in de injectieput	15
4.4	Dichtheid formatie- en injectiewater	15
4.5	Dynamisch drukverlies in de injectieput	16
4.6	Gemiddelde snelheid geïnjecteerd water	17
4.7	Wrijvingscoëfficiënt	17
4.8	Reynoldsgetal	18
4.9	Waterviscositeit	18
5	Referenties	19
6	Bijlage 1	20

1 Inleiding

Tijdens het aardwarmte-productieproces wordt afgekoeld productiewater via een (of meerdere) injectieput(ten) terug in het reservoir geïnjecteerd. Dit gebeurt doorgaans met behulp van een injectiepomp, aangezien de meeste diepe (>500 m) reservoirs niet permeabel genoeg zijn om water zonder ondersteunende pompdruk daarin te injecteren. De injectiedruk aan de putmond (maaiveld), ook wel “Tubing Head Pressure” (THP) genoemd, die nodig is om het beoogde debiet te injecteren, wordt continu gemeten gedurende het productieproces.

In aardwarmteputten is de THP injectiedruk niet per definitie gelijk aan de verschildruk op reservoirdiepte (ΔP_{res}). In deze tool wordt onder ΔP_{res} verstaan; het verschil tussen de druk in de put op top injectieniveau (dit kan top reservoir- of top screen- of perforatiediepte zijn) en de reservoirdruk op diezelfde diepte.

Het verschil tussen de ΔP_{res} en THP wordt bepaald door put- en aquifereigenschappen en de operationele instellingen van het systeem. Afhankelijk van het debiet en temperatuur van het geïnjecteerde water kan de ΔP_{res} dus hoger, lager of gelijk zijn aan de THP. In deze tool worden twee factoren meegenomen in de conversie van ΔP_{res} naar THP:

- 1) De hydrostatische gradiënt in de injectieput, en;
- 2) Drukverlies door wrijving van het geïnjecteerde water met de verbuizing.

Het effect van mechanische skin (de mate waarin stroming van formatiewater wordt belemmerd) over het reservoirinterval wordt niet meegenomen. In de conversietool wordt dus een skin van 0 aangenomen.

Deze tool is door TNO-AGE opgesteld, in opdracht van het Staatstoezicht op de Mijnen (SodM), en heeft als doel om op eenvoudige en eenduidige wijze een ΔP_{res} te converteren naar een THP injectiedruk.

1.1 Wettelijk kader

Een geothermie uitvoerder dient bij de aanvraag van een vergunning op te geven wat de beoogde operationele ruimte is van het (geplande) geothermiesysteem. Onder operationele ruimte valt o.a. het debiet, de injectietemperatuur en de injectiedruk. Onder andere o.b.v. de beoogde operationele ruimte dient door de uitvoerder een inschatting te worden gemaakt van de mogelijke risico's m.b.t. bijvoorbeeld bodemdaling, bodemtrilling en de integriteit van de afsluitende lagen boven en onder een reservoir. De ΔP_{res} vormt hierbij een belangrijke en bepalende parameter en een uitvoerder dient deze daarom eenduidig op te geven bij de vergunningaanvraag. Echter, gedurende het aardwarmte-productieproces wordt doorgaans niet de ΔP_{res} , maar alleen de THP injectiedruk continu gemeten. Voor het Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) is het daarom alleen mogelijk om toezicht te houden op de THP injectiedruk. Een adequate en nauwkeurige omrekening van de ΔP_{res} naar THP injectiedruk is daarom van belang voor de handhaving van operationele begrenzingsen waarbij mogelijke risico's acceptabel worden geacht.

1.2 Inhoud van de handleiding

In deze handleiding wordt de analytische rekenmethodiek beschreven die ten grondslag ligt aan de tool en wordt een toelichting gegeven op het gebruik van de tool. De handleiding start met een beschrijving van alle drukcomponenten die een rol spelen in een typische injectieput. Daarna volgt een toelichting op de tool en het gebruik ervan (invoer en uitvoer), en ook een beschrijving van de gebruikte formules.

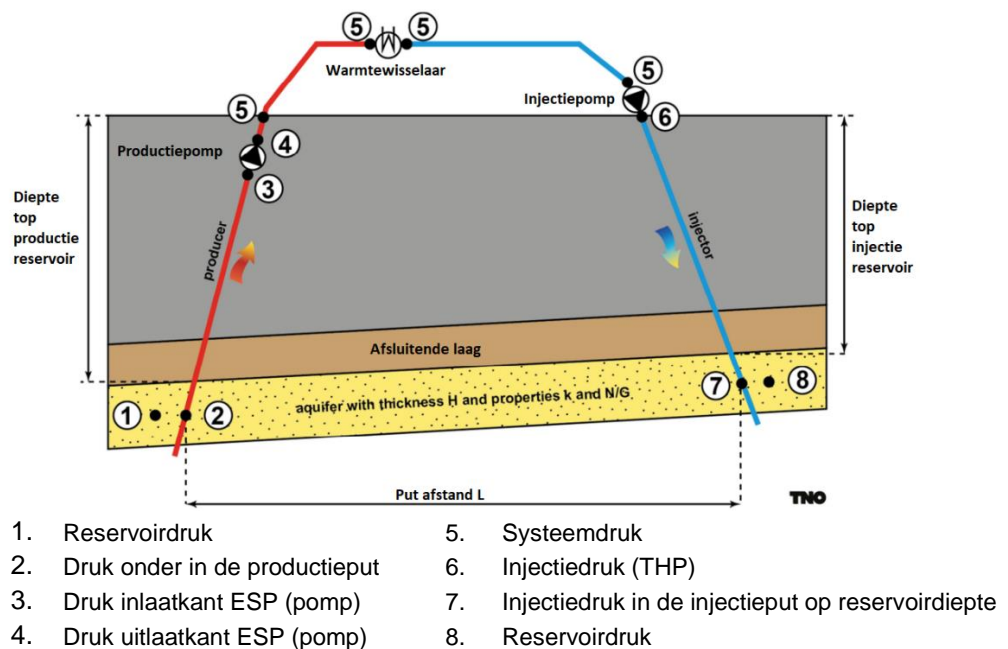
1.3 Disclaimer

TNO is niet aansprakelijk voor eventuele gevolgen van het gebruik van de resultaten van deze tool. De aansprakelijkheid voor de met deze tool berekende resultaten ligt volledig bij de gebruiker.

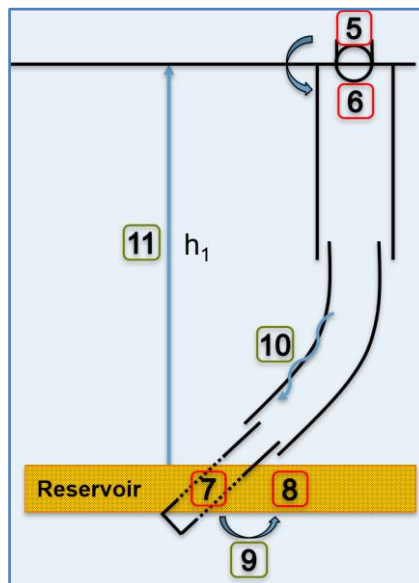
2 Schematisch overzicht van drukken in een aardwarmtesysteem

Figuur 1 geeft een schematisch overzicht van een aardwarmtesysteem bestaande uit een productie- en injectieput. Figuur 2 geeft een detailbeeld van de injectieput met de bijbehorende drukken.

Bij een aardwarmtesysteem wordt doorgaans gebruik gemaakt van twee pompen: 1) een 'Electric Submersible Pump' (ESP), op ca. 500 meter diepte in de productieput; en 2) een injectiepomp bij de injectieput aan de oppervlakte. Door de ESP wordt de druk in de productieput (bij 2 en 3) verlaagd, zodat water vanuit het reservoir in de put kan stromen. Door de injectiepomp wordt de druk in de injectieput (bij 6 en 7) verhoogd, zodat water vanuit de put het reservoir in kan stromen. De druk in het bovengrondse systeem (5) hangt af van de keuze of opgelost gas, dat zich vaak in formatiewater bevindt, in oplossing wordt gehouden of wordt afgevangen. Als gas in oplossing wordt gehouden, moet de druk in het bovengrondse systeem (5) boven het 'bubble point' worden gehouden. Als het gas wordt afgevangen wordt doorgaans een systeemdruk van een paar bar gehanteerd.



Figuur 1: Schematisch overzicht van een aardwarmte productiesysteem (doublet). De getallen geven uitleg over de verschillende drukken binnen het systeem. ΔP_{res} op reservoirdiepte bij de injectieput is het verschil tussen punt 7 en 8.



Figuur 2: Gespecificeerde drücken horende bij een injectieput. THP druk komt overeen met punt 6. Verschuldruk op reservoirdiepte punt 9 is het verschil tussen punt 7 (druk in de put op reservoirdiepte) en punt 8 (reservoirdruk). De rood omlijnde nummering komt overeen met de nummering die in Figuur 1 is gegeven.

Figuur 2 toont een schematische injectieput met de verschillende componenten die invloed hebben op het drukverloop in de put. De drukcomponenten, aangegeven met een cijfer, worden hieronder kort beschreven:

5. Druk in het bovengrondse systeem.
6. Druk onder de injectiepomp. Optelling van (5) en de pompdruk die door de injectiepomp wordt opgelegd. Deze druk (6) komt overeen met de THP injectiedruk die maandelijks wordt gerapporteerd aan TNO.
7. Druk in de put op top injectieniveau. Dit is een dynamische druk die wordt verkregen door de druk onder de injectiepomp (6) en de hydrostatische druk (11) bij elkaar op te tellen en vervolgens het dynamisch drukverlies (10) ervan af te halen.
8. Reservoirdruk. Statische druk in het reservoir die bepaald kan worden door metingen in de put (RFT, putttest, etc.) of kan worden berekend met behulp van de wet van Pascal (vergelijking (2) in hoofdstuk 4).
9. Verschuldruk op injectieniveau (ΔP_{res}). Deze druk wordt verkregen door van de druk in de put op injectieniveau (7) de reservoirdruk (8) af te trekken.
10. Dynamisch drukverlies door wrijving langs de verbuizing. Dit drukverlies wordt berekend met behulp van de Darcy Weissbach of Fanning vergelijking (Beggs en Brill, 1973 [1]), zie vergelijking (5) in hoofdstuk 4.
11. Hydrostatische druk in de injectieput op top injectieniveau (dit kan top reservoir- of top screen/perforatiediepte zijn). Deze druk is afhankelijk van de diepte, injectietemperatuur en saliniteit van het geïnjecteerde formatiewater en wordt berekend volgens vergelijking (3) in hoofdstuk 4.

3 Beschrijving van de rekentool

De rekentool bestaat uit meerdere tabbladen, echter alleen het tabblad met de naam ‘ ΔP_{res} – THP conversie’ (invoer en uitvoer) is zichtbaar om de tool overzichtelijk te houden. De overige tabbladen die worden gebruikt voor tussenstappen in de omrekening van ΔP_{res} naar THP injectiedruk kunnen zichtbaar worden gemaakt door met de rechtermuisknop op het ‘ ΔP_{res} – THP’ tabblad te klikken en vervolgens op ‘unhide’ te klikken.

Het tabblad ‘ ΔP_{res} – THP’ tabblad van de rekentool is opgedeeld in twee delen, een invoer en uitvoer deel. Dit tabblad wordt gekenmerkt door blauwe en lichtoranje cellen. De lichtoranje gekleurde cellen zijn invoercellen. Indien een invoercel grijs gearceerd is, dit betekent dat de invoerwaarde automatisch berekend wordt.

3.1 Invoer

3.1.1 Algemene informatie

Hier wordt de algemene informatie over het systeem en injectieput genoteerd (zie Figuur 3). Dit is belangrijk zodat het duidelijk is voor welk systeem de omrekening van ΔP_{res} naar THP wordt gedaan.

Algemene informatie	
Geothermie systeem	Voorbeeld Geothermie
Injectieput	Voorbeeld-GT-02

Figuur 3: Invoergeedeelte voor algemene informatie over het aardwarmtesysteem.

3.1.2 Invoer voor omrekening ΔP_{res} naar THP

In deze sectie dienen de verschillende invoerparameters ingevuld te worden voor de omrekening van ΔP_{res} naar THP (Figuur 4).

Reservoireigenschappen en operationele instellingen				
	Waarde	Berekend	Eenheid	Opmerking
1 Reservoirtemperatuur			81,3 °C	@ top injectieniveau
2 Oppervlakte temperatuur	10		- °C	
3 Temperatuurgradiënt	0,031		- °C/m	
4 Gebruik temperatuur berekening	Yes		- yes/no	
5 Saliniteit	0,132		- kg/kg	
6 Reservoirdruk @ top injectieniveau			234,4 bar	Bij de injectieput
7 Gebruik reservoirdruk berekening	Yes		- yes/no	
8 Injectiedebiet	200		- m ³ /uur	
9 Injectietemperatuur	30		- °C	
10 ΔP_{res}	25		- bar	

Figuur 4: Invoergeedeelte voor benodigde parameters voor omrekening van ΔP_{res} naar THP. De nummering voor elk invoergeedeelte komt overeen met de opsomming hieronder.

Hieronder volgen korte beschrijvingen van elke invoerparameter:

1. Reservoirtemperatuur [°C]:

De reservoirtemperatuur op top injectieniveau bij de injectieput. Deze kan direct worden ingevoerd, of worden berekend o.b.v. een gekozen geothermische gradiënt (zie volgende drie punten).

2. Oppervlakte temperatuur [°C]:

Gemiddelde temperatuur aan het oppervlak. In Nederland wordt hiervoor doorgaans een waarde van 10°C gebruikt. Deze invoer is nodig indien gekozen wordt voor het gebruik van een temperatuurgradiënt.

3. Temperatuurgradiënt [°C/m]:

Gradiënt die aangeeft in welke mate de temperatuur in de ondergrond toeneemt met diepte. Deze invoer is nodig indien gekozen wordt om de reservoirtemperatuur te berekenen aan de hand van de beschikbare geothermische gradiënt. De gemiddelde geothermische gradiënt in Nederland is 0,031°C/m [2].

4. Gebruik temperatuur berekening [yes/no]:

Figuur 5 toont de selectiemogelijkheid tussen het gebruik van een berekening van de reservoirtemperatuur of een eigen invoer. Indien de put geboord is en een reservoirtemperatuur is gemeten is het logisch om te kiezen voor de laatste optie.

Gebruik temperatuur berekening	Ja	- Ja/Nee	
	Ja		
	Nee		

Figuur 5: Selectiemogelijkheid in de tool tussen de berekening van de reservoirtemperatuur of een eigen temperatuur invoer.

5. Saliniteit [kg/kg]:

Zoutgehalte van het formatiewater in kilogram opgelost zout per kilogram water.

6. Reservoirdruk @ top injectieniveau [bar]:

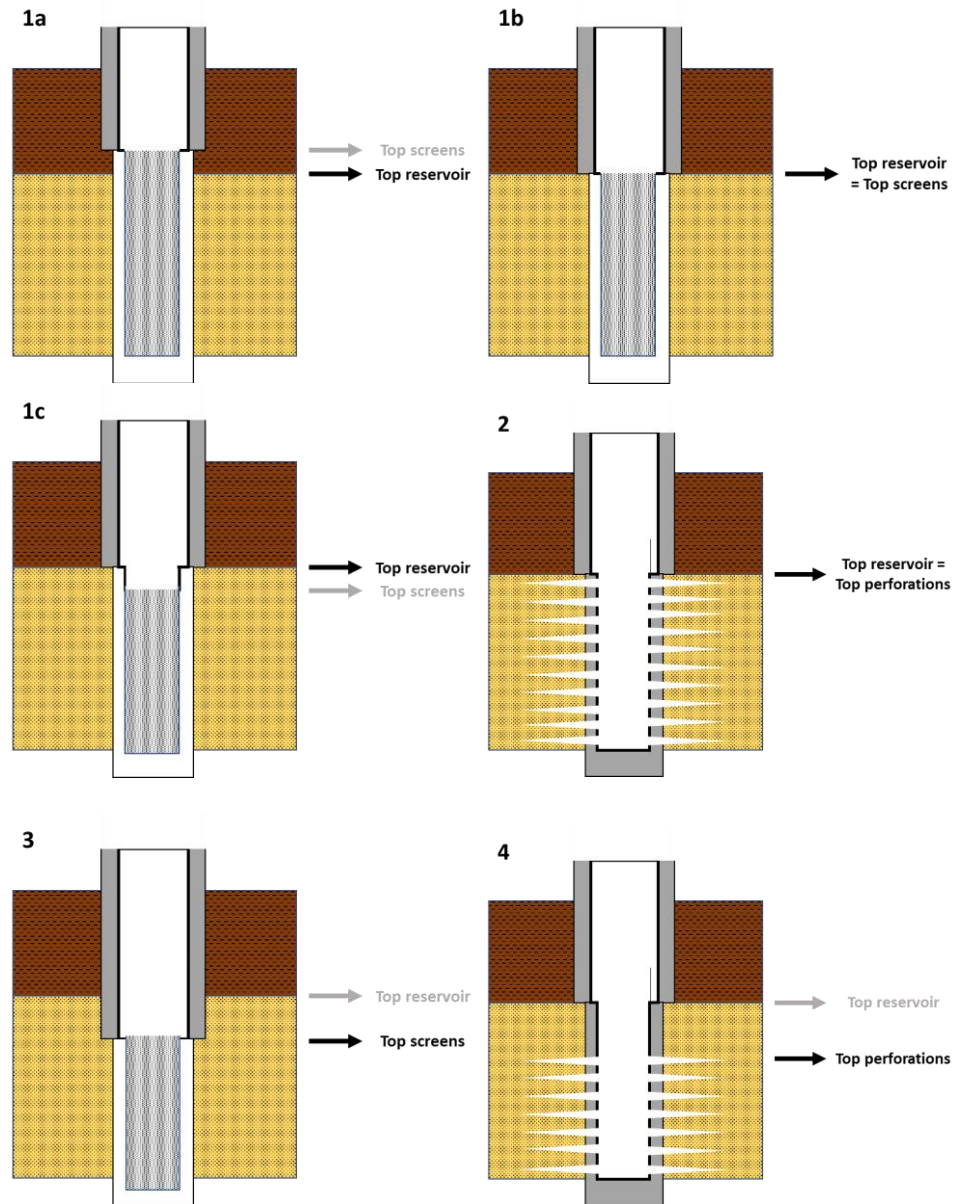
Druk in het reservoir op top injectieniveau bij de injectieput. Deze druk kan gemeten of berekend worden (vergelijking (2) in hoofdstuk 4). Let op: indien een meting van de reservoirdruk beschikbaar is, kan het zijn dat deze nog naar de juiste diepte (top injectieniveau) gecorrigeerd moet worden. Het is afhankelijk van de afwerking van de put welk referentiepunt gebruikt moet worden. Hieronder worden een aantal scenario's beschreven wanneer top reservoirdiepte, top screens of top perforatiediepte gebruikt moet worden als top injectieniveau. De nummers van de scenario's komen overeen met de genummerde schematische illustraties in Figuur 6.

Top reservoirdiepte

1. Volledige open hole reservoirsectie, eventueel afgewerkt met screens. Daarbij kan top screens ondieper (1a), gelijk (1b) of dieper (1c) dan top reservoir zijn.
2. Gecementeerde en geperforeerde reservoirsectie waarbij top perforatiediepte gelijk is aan top reservoirdiepte.

Top screens/perforatiediepte

3. Gedeeltelijke open hole reservoirsectie, eventueel afgewerkt met screens. Bijvoorbeeld bovenste deel van reservoir achter gecementeerde liner.
4. Gecementeerde en geperforeerde reservoirsectie waarbij top perforatiediepte dieper ligt dan top reservoirdiepte.



Figuur 6: Scenario's voor keuze top reservoir of top screens/perforaties bij de invoerparameter top injectieniveau.

7. Gebruik reservoirdruk berekening [yes/no]:

Figuur 7 geeft in de keuze in de tool wanneer er geen meting van de reservoirdruk voorhanden is er gekozen kan worden om deze te berekenen met behulp van vergelijking (2) in hoofdstuk 4 te doen.

Reservoirdruk @ top injectieniveau		234,1 bar	Bij de injectieput
Gebruik reservoirdruk berekening	Ja	- Ja/Nee	
	Ja Nee		

Figuur 7: Selectiemogelijkheid tussen de reservoirdruk berekening of een eigen reservoirdruk invoer.

8. Injectiedebiet [m³/uur]:

Debiet waarmee het geproduceerde water in het reservoir terug geïnjecteerd wordt.

9. Injectietemperatuur [°C]:

Temperatuur van het geïnjecteerde water.

10. ΔP_{res} [bar]:

Injectieverschil op top injectieniveau is het verschil tussen de druk in de put en de reservoirdruk op top injectieniveau. Deze volgt onder andere uit DoubletCalc1D en DoubletCalc2D berekeningen [3].

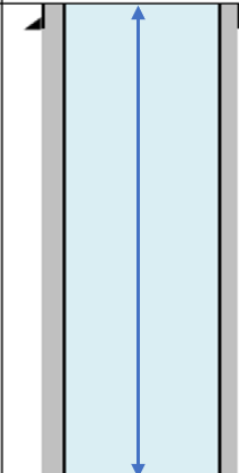
3.1.3 *Putschema invoer*

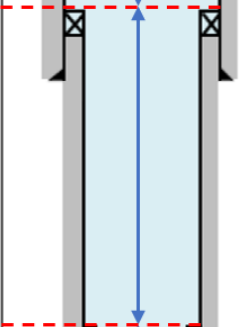
In het derde invoer gedeelte (Figuur 8) wordt het putschema van de injectieput gespecificeerd, zie Bijlage 1 voor een voorbeeld. Voor de correcte omrekening is het belangrijk dat de invoer zo nauwkeurig mogelijk gebeurt. Eventuele “injectie tubing” of “scab liners” moeten ook ingevoerd worden, deze hebben immers een invloed op de buisdiameter. Vul voor de herleidbaarheid van het putschema de juiste bronvermelding in, met o.a. datum en/of versienummer van het document.

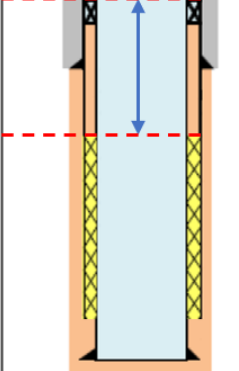
Putschema invoer					
Bron putschema	Winningsplan Voorbeeld Geothermie - update 02-2023				
Segment	Basis Interval [mMD]	Basis Interval [mTVD]	Binnendiameter [inch]	Ruwheid van de buis [milli-inch]	
1	1520	1500	18,5	1,19	
2	2610	2350	12,415	1,19	
3	2660	2400	8,835	1,19	

Figuur 8: Voorbeeld van een putschema in de rekentool.

De put wordt ingedeeld in verschillende segmenten. Deze indeling is gelijk aan de indeling die in DoubletCalc wordt gebruikt. De segmenten worden opgedeeld op basis van de diameter van de verbuizing (Figuur 9). Voor elk segment moet vervolgens de diepte van de basis van het interval in mMD en mTVD ingevoerd worden, alsmede de binnendiameter en ruwheid van de buis, van het betreffende interval. De invoer van de binnendiameter is in inch en de ruwheid in milli-inch omdat dit gangbare eenheden zijn. In de berekeningen wordt de conversie naar metrische eenheden gedaan. De basis van het laatste interval dient overeen te komen met de top van het injectieniveau, dit kan top reservoir of de top van de screens/perforaties zijn indien die dieper liggen dan top reservoir.

Item Description	Wellhead and Xmastree	Depth	Depth	Hole ID	Pipe OD	Collar OD	Pipe ID	Pipe ID	
		m tvd	m ah	in	in	in (nom)	in	in (drift)	
Segment 1		100	100	Driven	20,000		18,500		

Segment 2		1500	1520	Top of liner					
		1600	1650	16,000	13 3/8"	14,375	12,415	12,259	

		2350	2610	Top of liner					
Segment 3		2400	2660	12 1/4	9 5/8"	10,626	8,835	8,679	

		2475	2730	Top of screen					
		2675	2930	Bottom of screen					
		2700	2950	8,500	6 5/8"	7,283	5,921	5,796	
			2950	TD					

Figuur 9: Putschema van een generieke put. Figuur toont aan hoe de put in segmenten verdeeld wordt. In dit voorbeeld komt de basis van het derde segment overeen met de top van de screens, in dit voorbeeld is dit top injectieniveau.

3.2 Uitvoer

De uitvoer van de omrekening wordt gegeven in het rechter gedeelte van de rekentool. In Tabel 1 in de tool (Figuur 10) worden de uitkomsten van de tussenstappen en de uiteindelijke omrekening gegeven. De formules achter deze berekeningen worden verderop in de handleiding toegelicht. De uitkomsten van de tussenstap berekeningen zijn de viscositeit, dynamisch drukverlies, reservoirdruk en hydrostatische druk in de injectieput op top injectieniveau. Deze tussenstappen resulteren in de uiteindelijke omrekening van ΔP_{res} naar THP, wat op de onderste regel in deze tabel gegeven wordt, bij de operationele instellingen zoals opgegeven in de invoer tabel.

Tabel 1			
Omrekening van ΔP_{res} naar THP bij: $\Delta P_{res} = 23,6 \text{ bar}$, $T_{inj} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ en debiet = $348 \text{ m}^3/\text{uur}$			
Uitvoer	Berekend	Eenheid	Opmerking
Viscositeit	1,08E-03	Pa·s	Injectiewater bij $30 \text{ }^\circ\text{C}$
Top injectieniveau	2319,00	m	TVD
Dynamisch drukverlies	6,1	bar	Bij $T_{inj} 30 \text{ }^\circ\text{C}$ & $348 \text{ m}^3/\text{uur}$
Reservoirdruk @ top Injectieniveau	236,0	bar	
Hydrostatische kolom injectieput	248,8	bar	Bij $30 \text{ }^\circ\text{C}$
THP	16,9	bar	Tubing Head Pressure

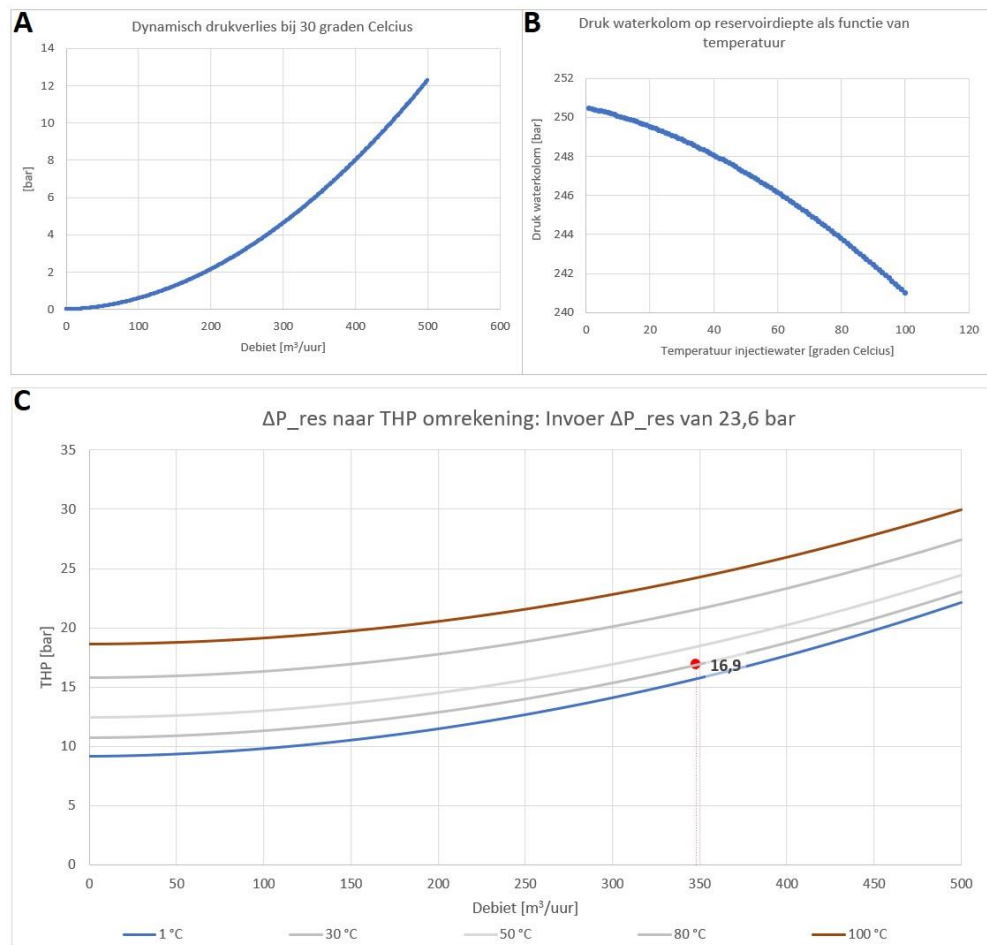
Figuur 10: Uitvoer Tabel 1 van de rekentool. Deze tabel toont de verschillende tussenuitkomsten en de uiteindelijke omrekening van ΔP_{res} naar THP druk.

Tabel 2 in de tool (Figuur 11) toont dezelfde omrekening van ΔP_{res} naar THP, maar met de optie om te variëren in injectietemperatuur en debiet. Omdat de THP die hoort bij een bepaalde ΔP_{res} afhangt van injectietemperatuur en het debiet kan bij elke gewenste invoer (injectietemperatuur en debiet) de bijbehorende THP worden berekend.

Tabel 2								
ΔP_{res} naar THP druk conversie tabel bij verschillende debiet en T_{inj} combinaties								
bij ΔP_{res} van 23,6 bar								
		Debiet [m^3/uur]						
	$T_{injectie} [^\circ\text{C}]$	100	150	200	250	300	350	400
1	1	9,8	10,5	11,5	12,7	14,1	15,8	17,6
2	30	11,3	12,0	12,9	14,0	15,4	17,0	18,8
3	50	13,0	13,6	14,5	15,6	16,9	18,5	20,2
4	80	16,3	17,0	17,8	18,8	20,1	21,6	23,3
5	100	19,1	19,7	20,5	21,5	22,8	24,2	25,9

Figuur 11: Uitvoer Tabel 2 van de rekentool. Hierin wordt de omrekening van ΔP_{res} naar THP druk gedaan bij verschillende te specificeren injectietemperaturen en debieten.

Rechts van beide tabellen staan drie grafieken (Figuur 12). Grafiek A (linksboven) toont het debiet uitgezet tegen dynamisch drukverlies horende bij de in cel C17 ingevoerde injectietemperatuur. Grafiek B toont de hydrostatische druk van de waterkolom in de injectieput op reservoirdiepte als functie van de injectietemperatuur. De onderste grafiek C toont de THP als functie van debiet. De grafiek toont daarbij 5 lijnen die overeenkomen met verschillende injectietemperaturen. Deze injectietemperaturen kunnen in Tabel 2 gedefinieerd worden. De rode stip in de grafiek toont de THP die hoort bij de omrekening van ΔP_{res} die ingevoerd wordt in het deel "Reservoireigenschappen en operationele instellingen". Dit is het uiteindelijke resultaat van de conversie.



Figuur 12: Uitvoer grafieken. A) Debiet tegen dynamisch drukverlies bij een specifieke injectietemperatuur. B) Temperatuur injectiewater uitgezet tegen hydrostatische druk van de waterkolom in de injectieput. C) THP als functie van debiet in combinatie met verschillende injectietemperaturen. De rode stip (met 16,9 bar) in de grafiek toont het omrekenresultaat zoals gegeven in uitvoer tabel 1 (Figuur 10).

4 Gebruikte formules

De gebruikte formules in de rekentool komen overeen met de formules die in DoubletCalc gebruikt worden. In het volgende overzicht worden de formules kort toegelicht. De handleiding van DoubletCalc kan gedownload worden op NLOG.nl. De volgende opsomming van formules en parameters kan gezien worden als achtergrondinformatie bij gebruik van de tool.

4.1 ΔP_{res} naar THP berekening

$$THP = (\Delta P_{reservoir} + P_{reservoir}) - P_{well} + dP \quad (1)$$

Met:

THP	("Tubing Head Pressure") THP druk opgelegd door de injectiepomp	[bar]
$\Delta P_{reservoir}$	Injectiedrukverschil in de put op top injectieniveau	[bar]
$P_{reservoir}$	Reservoirdruk op top injectieniveau	[bar]
P_{well}	Hydrostatische druk van de waterkolom in de injectieput	[bar]
dP	Dynamisch drukverlies in de put	[bar]

4.2 Reservoirdruk op top injectieniveau

De rekentool berekent de reservoirdruk per putsegment en telt deze segmenten bij elkaar op om tot de reservoirdruk op top injectieniveau te komen. De druk is afhankelijk van de dichtheid van formatiewater, wat afhangt van de temperatuur en saliniteit van het formatiewater. De reservoirdruk per putsegment wordt berekend volgens:

$$P_{reservoir} = g * \rho_{res\ fluid} * dz \quad (2)$$

Met:

$P_{reservoir}$	Reservoirdruk op top injectieniveau	[Pa] of [kg/m·s ²]
g	Zwaartekrachtversnelling (9,80665 [m/s ²])	[m/s ²]
$\rho_{res\ fluid}$	Dichtheid formatiewater in het reservoir	[kg/m ³]
dz	Hoogte van het segment in mTVD	[m]

4.3 Hydrostatische druk van de waterkolom in de injectieput

De hydrostatische druk van de waterkolom in de injectieput wordt per putsegment berekend en vervolgens opgeteld. Deze is afhankelijk van de dichtheid van het geïnjecteerde water, wat afhangt van temperatuur en saliniteit van het geïnjecteerde water. De hydrostatische druk per putsegment wordt berekend volgens:

$$P_{well} = g * \rho_{inj\ fluid} * dz \quad (3)$$

Met:

P_{well}	Hydrostatische druk van de waterkolom in de injectieput	[Pa] of [kg/m·s ²]
g	Zwaartekrachtversnelling (9,80665 [m/s ²])	[m/s ²]
$\rho_{inj\ fluid}$	Dichtheid injectiewater	[kg/m ³]
dz	Hoogte van het segment in mTVD	[m]

4.4 Dichtheid formatie- en injectiewater

De dichtheid van het formatiewater wordt per putsegment berekend. Om per putsegment de dichtheid van het formatiewater in het omringende gesteente te berekenen wordt, net zoals in DoubletCalc, aangenomen dat de saliniteit (en dus dichtheid) lineair toeneemt met diepte. Dit begint met 0 kg/kg aan de oppervlakte, tot de ingevoerde saliniteit van het geïnjecteerde water in kg/kg op top injectieniveau. De temperatuur wordt op mid-diepte van elk segment berekend a.h.v. de opgegeven temperatuurgradiënt. Per putsegment wordt een gemiddelde dichtheid berekend op de mid-diepte van het betreffende segment.

Voor het verkrijgen van de dichtheid van het injectiewater wordt de constante injectietemperatuur gebruikt en de saliniteit op injectieniveau.

De dichtheid van het water als functie van druk P , saliniteit s en temperatuur T wordt berekend met behulp van de vergelijkingen van Batzle & Wang (1992) [4]:

$$\rho_{fw} = 1 + 10^{-6}(-80T - 3,3T^2 + 0,00175T^3 + 489P - 2TP + 0,016T^2P - 1,3 \cdot 10^{-5}T^3P - 0,333P^2 - 0,002TP^2) \quad (4)$$

$$\rho = \rho_{fw} + s\{0,668 + 0,44s + 10^{-6} [300P - 2400Ps + T(80 + 3T - 3300s - 13P + 47Ps)]\}$$

Met:

ρ_{fw}	Dichtheid zoet water	[g/cm ³]
ρ	Dichtheid zout water (zowel formatie- als injectiewater)	[g/cm ³]
P	Druk (benadering o.b.v. diepte)	[MPa]
s	Zout gehalte of saliniteit	[g/g]
T	Temperatuur	[°C]

In de tool is de druk [P] in bovenstaande vergelijkingen een benadering op basis van de diepte. De druk wordt benaderd met de hydrostatische druk op mid-diepte van een segment. Hierbij wordt een zwaartekrachtversnelling van 10 m/s² en een dichtheid van 1000 kg/m³ gebruikt. Wat overeenkomt door de mid-diepte van een segment te delen door 100. Dit is gerechtvaardigd omdat druk in dit geval een niet significant effect heeft op de dichtheidsberekeningen (een afwijking van 2 MPa resulteert in een dichtheidsverandering van ca. 0,1%).

4.5 Dynamisch drukverlies in de injectieput

Er zijn verschillende analytische formules beschikbaar waarmee het drukverlies door wrijving in een put kan worden berekend, vaak specifiek voor een bepaald bereik in Reynolds nummer en buis ruwheid. In dit geval wordt voor de berekening van de dynamische drukverliezen door de stroming van injectiewater door de put gebruikt gemaakt van de Darcy Weissbach of Fanning vergelijking (Beggs & Brill, 1973) [1]. Het dynamische drukverlies per putsegment is:

$$dP = \frac{f \rho_{inj\ fluid} v^2 \cdot dl}{2D_{in}} \quad (5)$$

Met:

dP	Dynamisch drukverlies	Pa
f	Wrijvingscoëfficiënt	[-]
$\rho_{inj\ fluid}$	Dichtheid injectiewater	[kg/m ³]
v	Gemiddelde snelheid geïnjecteerd water in het putsegment	[m/s]
D _{in}	Binnen diameter van putsegment, wordt omgerekend van inch naar meter	[m]
dl	Lengte van het putsegment langs de verbuizing in mMD	[m]

4.6 Gemiddelde snelheid geïnjecteerd water

Het debiet (Q) van een aardwarmteproductiesysteem wordt normaliter gegeven in kubieke meter per uur [m³/uur]. In deze rekentool wordt het debiet in [m³/uur] automatisch omgerekend naar [m³/s], de invoer in de tool is altijd in [m³/uur]. Onderstaande formule rekent het debiet om naar een gemiddelde snelheid in [m/s].

$$v = \frac{4Q}{\pi D_{in}^2} \quad (6)$$

Met:

v	Gemiddelde snelheid geïnjecteerde water in het putsegment	[m/s]
Q	Debiet	[m ³ /s]
D _{in}	Binnendiameter putsegment	[m]

4.7 Wrijvingscoëfficiënt

De wrijvingscoëfficiënt wordt, bij benadering, berekend o.b.v. de Colebrook vergelijking (Colebrook & White, 1937) [5]. Er zijn vele expliciete benaderingen bekend van de Colebrook vergelijking (Genic et al., 2011) [6], ieder met een specifiek toepassingsbereik in Reynolds nummer en buisruwheid. Gezien de stroomsnelheden en binnendiameter van de putsegmenten, is de stroming waarschijnlijk een niet-laminaire stroming. Dit betekent dat het Reynolds getal > 5000 is. De definitie van het Reynolds getal wordt gegeven in vergelijking (8). Voor de bepaling van de wrijvingscoëfficiënt is hier gekozen voor de benadering van Jain (1976) [7]. Met deze keuze wordt de benadering in DoubletCalc1D gevolgd.

$$f = \left[1,14 - 2 \log \left(\frac{\varepsilon}{D_{in}} + \frac{21,25}{Re^{0,9}} \right) \right]^{-2} \quad (7)$$

Met:

f	Wrijvingscoëfficiënt	[-]
ε	Ruwheid binnenbuis van putsegment (tubing roughness)	[m]
D _{in}	Binnen diameter putsegment	[m]
Re	Reynoldsgetal (zie 8)	[-]

Farshad & Rieke (2006) [8] hebben, naast vele anderen, enkele referentiewaarden gepubliceerd voor de meest voorkomende binnenbuis ruwheden (ε).

4.8 Reynoldsgetal

Het Reynoldsgetal wordt verkregen met de volgende vergelijking:

$$R_e = \frac{\rho_{inj\ fluid} \cdot v \cdot D_{in}}{\mu} \quad (8)$$

Met:

R_e	Reynolds getal	[-]
$\rho_{inj\ fluid}$	Dichtheid injectiewater	[m ³ /kg]
v	Gemiddelde snelheid geïnjecteerde water in het putsegment	[m/s]
D_{in}	Binnendiameter putsegment	[m]
μ	Waterviscositeit, functie van temperatuur en saliniteit	[Pa·s]

4.9 Waterviscositeit

De viscositeit van het water wordt berekend met behulp van de correlatie van Batzle & Wang (1992) [4]:

$$\mu = (0,1 + 0,333s + (1,65 + 91,9s^3) \exp(-[0,42(s^{0,8} - 0,17)^2 + 0,045]T^{0,8}))/1000 \quad (9)$$

Met:

μ	Waterviscositeit	[Pa·s]
s	Saliniteit van het water	[kg/kg]
T	Temperatuur van het injectiewater	[°C]

5 Referenties

- [1] Beggs, H., & Brill, J. (1973). A study of two-phase flow in inclined pipes. *Journal of Petroleum Technology*, May 1973, 607-617.
- [2] Bonté, D, Van Wees, J.-D. and Verweij, J.M. (2012). Subsurface temperature of the onshore Netherlands: new temperature dataset and modelling. *Netherlands Journal of Geosciences* v91-4, p491-515.
- [3] Mijnlief, H.F., Obdam, A.N.M., van Wees, J.D.A.M., Pluymaekers, M.P.D. & Veldkamp, J.G. (2014) DoubletCalc 1.4 manual, English version for Doubletcalc 1.4.3. TNO 2014 R11396.
- [4] Batzle, M., & Wang, Z. (1992). Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, Vol. 57, 1396-1408.
- [5] Colebrook, C.F., & White, C.M. (1937). Experiments with fluid friction in roughened pipes. *Proc. Royal Soc. Ser. A Math. Phys. Sci.*, Vol 161, 367-381.
- [6] Genic, S., Arandjelovic, I., Kolendic, P., Jaric, M., Budimir, N., Genic, V. (2011). A Review of Explicit Approximations of Colebrook's Equation. *FME Transactions*, Vol. 39, 67-71.
- [7] Jain, A.K. (1976). Accurate explicit equation for friction factor. *Journal of the Hydraulics Division*, Vol. 102, No. 5, 674-677.
- [8] Farshad, F., & Rieke, H. (2006). Surface-roughness design values for modern pipes. *SPE Drilling & Completion*, Vol. 21, 212-215.

6 Bijlage 1

Putschema invoer in de conversietool in vergelijking met het DC1D invoerscherm.

Putschema in conversietool

Putschema invoer					
Bron putschema					
Winningsplan Voorbeeld Geothermie - update 11-2021					
Segment	Basis Interval [mMD]	Basis Interval [mTVD]	Binnendiameter [inch]	Ruwheid van de buis [milli-inch]	
1	1520	1500	18,5	1,19	
2	2610	2350	12,415	1,19	
3	2730	2475	8,835	1,19	

Putschema in DC1D

C) Well properties
 calculation length subdivision (m)

Injector

outer diameter injector (inch)

skin injector (-)

penetration angle injector (deg)

skin due to penetration angle (-)

Segment	pipe segment section (m - P&T)	pipe segment length (TVD)	pipe inner diameter (inch)	pipe roughness (milli-inch)
1	1520	1500	18.5	1.19
2	2610	2350	12.415	1.19
3	2730	2475	8.835	1.19
4				
5				
6				
7				
8				

Putschema

