

Vragen en opmerkingen mbt. Gasopslag de Bergermeer:

1. Het feit dat een groot deel van de ondergrondse activiteiten van Taqa onder de mijnbouwwet vallen lijkt zeer discutabel. De mijnbouwwet betreft het winnen van delfstoffen. Taqa WINT hier geen gas, het slaat het op. Elk LPG of benzinestation kan anders ook als een mijnbouwonderneming worden beschouwd.
2. Formeel gesproken is de gasopslag van Taqa een industriële activiteit en moet het gasveld worden beschouwd als een drukvat, vallend onder de desbetreffende EEG richtlijnen.
3. Door de snelle ontwikkelingen mbt. nieuwe pijpleidingen voor gasleverantie o.a. via Turkije naar Italië en de snelle opkomst van LNG tankers, lijkt er geen garantie voor toekomstige - langdurige - levering aan omringende landen behalve (voorlopig?) Groot-Brittannië. Derhalve lijken ook de Gasrotonde ambities te moeten bijgesteld. Waar de Alkmaarse piekgasinstallatie voor Noord-Holland afdoende is gebleken (zeker met het Russische gas er straks bij) zou de Bergermeer vooral dienen voor tussenopslag richting Groot-Brittannië. Dit is puur speculatieve zomeropslag door Gazprom want men zet een piekgas installatie bij voorkeur zo dicht mogelijk bij de afnemer. Groot-Brittannië lijkt derhalve ook de meest aangewezen plaats voor zomeropslag. Aldus wordt ook de Noordzee leiding naar Groot-Brittannië gelijkmatiger belast.
4. Productiewater zoals door Taqa in de Bergermeer geïnjecteerd bevat doorgaans zouten, SO₂, CO₂, H₂S, en kankerverwekkende polycyclische aromatische koolwaterstoffen (zgn. PAK's). De vraag is in hoeverre dit wordt versterkt door de aanvoer van - en contact met - grote hoeveelheden Russisch gas. Het proceswater zou daarmee niet meer voldoen aan de eis van de provincie, n.l. dat het geïnjecteerde water dezelfde samenstelling moet hebben als het oorspronkelijk van het veld afkomstige water.
5. Door de hoge druk van het (drijf-)gas valt het gevaar van opwaartse en/of zijdelingse migratie van proceswater niet uit te sluiten. In principe zou dit uiteindelijk ook aan de duinrand de diepwater winputten van de PWN kunnen vervuilen.
6. Hydraulic fracturing (zie onder) - kortweg fracking genoemd - wordt op de Noordzee regelmatig toegepast. Dit is een zeer vervuilend proces met grote gezondheidsrisico's. Gezien opm. 4 + 5 moet een evt. voornemen hiertoe nadrukkelijk worden uitgesloten.
7. Bij de M 3.5 beving zijn aardlagen over 200 meter verschoven. Bij een evt. M 3.9 of M 4.1 met de Bergermeer als epicentrum zouden de afdeklagen van het veld verder kunnen scheuren. Water en gas zouden de hogere grondwatervoerende aardlagen kunnen bereiken en naar boven migrerend gas zou elke bodemvegetatie doden. Putten en putaan sluitingen zullen mogelijk worden verwoest. Het TNO geomechanisch onderzoek betreft de eerste 2 jaar en raad verder onderzoek naar vermoeidheidsverschijnselen aan. De effecten van waterinjectie zijn niet meegenomen.
8. In de Risicoanalyse leidingen door de Gasunie is aardbevingsrisico en terrorisme nadrukkelijk niet meegewogen. (blz. 46)

Uittreksel

PRODUCTIEWATER

Met toestemming van de Provincie Noord-Holland is enige jaren geleden zgn. productiewater - afkomstig van de diverse gasdrooginstallaties - geïnjecteerd in het gasveld Bergermeer. Volgens de aanvraag van Taqa wordt dat straks nog veel meer. Hoewel omschreven als "van natuurlijke oorsprong en van het gasveld afkomstig" moet dit water alleen al door zijn samenstelling worden beschouwd als chemisch afval met o.a. grote hoeveelheden zouten, SO₂, CO₂ en H₂S, en kankerverwekkende polycyclische aromatische koolwaterstoffen (zgn. PAK's). Het is van groot belang, dat dat water daar dus vooral ook ondergronds BLIJFT. Maar een gasveld is geen "grot met een meertje onderin" waarbij het water keurig op het laagste punt blijft, water uit een gasveld kan soms, afhankelijk van de bodemgesteldheid, overal opduiken indien de vloeistof zich boven een opgaande breuk zou bevinden. (Er bevinden zich daadwerkelijk breuken in het gesteente onder het gasveld.) Het mechanisme achter een eventuele **opwaartse waterdoorbraak** is vergelijkbaar met een spuitbus, waar het (drijf-)gas de vloeistof rechtstandig door een stijgbuis omhoog stuwt.

Iedere natuurkundestudent kan nu uitrekenen dat bij een gasdruk van 130 atmosfeer, water boven opgaande breuken vele honderden meters omhoog kan worden geperst in deze breuken. In dit geval maximaal 1300 meter om precies te zijn (10 meter per atmosfeer) waarmee dit water het diepe grondwater zou kunnen vervuilen.

Toch maakt dit mechanisme niet verklaarbaar, hoe productiewater, chemicaliën en boorvloeistoffen van vele kilometers diepte omhoog konden komen, zoals Amerikaanse onderzoekers tot hun verbijstering hebben geconstateerd.

Uit Scientific American (zie bijlage 1):

[Het rapport van het Garfield district in Colorado, was een van de eerste duidelijke aanwijzingen van de mogelijkheid, dat verontreinigde stoffen zich ondergronds verplaatsen in boorgebieden – en dat zulke verontreinigingen inderdaad plaatsvinden. Gebruikmakend van geavanceerde wetenschappelijke techniek, onderzocht de drie jaar lopende studie methaangas monsters van 292 locaties en ontdekte dat methaan, evenals afvalwater van het boren, zijn weg zocht naar drinkwater – niet als het resultaat van een enkel incident maar op een regelmatige basis.]

[Het bestrijdt het idee dat aardgas en de begeleidende koolwaterstoffen van het grondwater is geïsoleerd door zijn extreme diepte.]

[De wetenschappers vertelden niet precies hoe het gas het water bereikte, maar zij maakten - meer dan ooit tevoren – duidelijk, dat een system van onderling verbonden natuurlijke scheuren en breuken van diep ondergrondse gaslagen tot het aardoppervlak kan reiken.]

Mogelijk kan dit verschijnsel als volgt worden verklaard:

In het opgaande water zijn grote hoeveelheden gas opgelost. Naarmate de vloeistofkolom opstijgt, verminderd de (tegen-) druk en het opgeloste gas zal vrijkomen en expanderen

in de vorm van belletjes die bovenaan de kolom steeds groter worden. Een dergelijke schuimende waterkolom is veel lichter dan een pure waterkolom en, afhankelijk van de druk en de diepte, zal een min of meer schuimend mengsel uiteindelijk aan de oppervlakte komen. Eventuele olie-achtige substanties (zoals veelvuldig aangetroffen bij Amerikaanse onderzoeken) zullen dit proces nog bespoedigen: zij werken als smeermiddel en verhinderen gelijktijdig, het voortijdig uiteenspatten van de belletjes waardoor het gas zelfstandig zou kunnen ontsnappen: Afhankelijk van de gasdruk en de diepte komt het olie-gas-watermengsel derhalve - meer of minder schuimend - aan de oppervlakte.

Opwaartse waterdoorbraak zoals geconstateerd in de V.S., zal zich vooral voordoen in droge gescheurde rotsbodems. Ook bij nieuwe velden wanneer de gasdruk hiervan hoger is dan de heersende grondwaterdruk lijkt m.n. tijdens het boren dit risico levensgroot. Het gas fungeert ook hier als drijfgas. [Proeven bij ECN rond 1995 hebben aangetoond dat pakketten water onder een relatief steile hoek omhoog kunnen worden geblazen zonder dat hier zgn. overshoot optreedt.]

In de Nederlandse praktijk speelt de tegendruk van evt. aaneengesloten grondwater een belangrijke rol en eventuele vervuiling zal bovendien in eerste instantie worden opgenomen door het diepe grondwater zonder ooit aan de oppervlakte te komen. Het opwaartse doorbraakgevaar verminderd verder bij situaties, zoals in Nederland, waar de meer plastische afdekklagen (zout en/of klei) tot op zekere hoogte zelfhelend zijn. Het blijft echter zeer de vraag in hoeverre dit zelfhelend vermogen intact blijft bij aardshokken die deze afdekklagen direct zouden aantasten.

Aandachtspunten blijven, los van het bovenstaande, de mogelijke opwaartse gasdiffusie van methaan en andere vluchtige koolwaterstoffen welke bijna zeker plaats zal vinden en de mogelijke zijwaartse migratie richting de diepe waterwinningputten van de PWN aan de voet van de duinen.

HYDRAULIC FRACTURING

De bovenbeschreven injectie van grote hoeveelheden productiewater door Taqa lijkt onlogisch. Wekte e.e.a. eerst nog de indruk, dat Taqa “van het vervuilde water afwilde” en in het afgedankte veld wilde opslaan, bij de her- ingebruikneming van het veld lijkt deze werkwijze contraproductief. Het geproduceerde natte gas moet immers eerst weer moeizaam worden gedroogd voordat het kan worden verpompt, het productiewater weer in het gasveld terugvoeren lijkt daarom volkomen onlogisch. Daarom moet gevreesd worden dat het water een andere functie heeft n.l. ten behoeve hydraulic fracturing.

Om voldoende gas snel in- en uit het Bergermeerveld te kunnen halen, moet dit veld eerst geschikt worden gemaakt. Naast het slaan van extra putten behelst het plan van Taqa – zo moet worden gevreesd - het meer toegankelijk maken van de gasvelden bv. door zgn. hydraulic fracturing, kortweg fracking genoemd. Deze techniek, voor het eerst ontwikkeld door Halliburton, omvat inmiddels een heel scala aan oplossingen (explosief breken, etsen etc.) om het gas- of oliehoudend gesteente toegankelijk te maken. Dit zou de grote hoeveelheden water verklaren die voor dit proces nodig zijn. Volgens het begeleidend TNO-

rapport is namelijk slechts een deel van het gesteente voldoende doorlatend en door middel van deze ets en breek- technieken kan de doorlaatbaarheid sterk worden verhoogd.

Dit zal mogelijk ook hier geschieden door Halliburton, die hiervoor, tezamen met grote hoeveelheden productiewater, een speciale mix van vloeistoffen onder gigantische druk in het poreuze gesteente perst. De samenstelling van deze vloeistofmix beschouwt Halliburton als fabrieksgeheim en doet hierover geen mededeling. (Voor explosief breken worden o.a. diesel en mogelijk ook methanol gebruikt).

Hydraulic fracturing, ook in Nederland m.n. op de Noordzee toegepast, is in de V.S. steeds meer omstreden. Een deskundige op dit gebied, prof. Theo Colborn, getuigde tijdens een hoorzitting voor het Amerikaanse congres, dat voor fracking maar liefst 171 producten en 245 verschillende chemicaliën in gebruik zijn. **92% hiervan heeft zeer ernstige invloed op de gezondheid.** Over de andere 8% was geen informatie beschikbaar. Veel van deze producten vormen zelfs meervoudige gezondheidsrisico's en in sommige gevallen werden 14 verschillende aandoeningen toegeschreven aan één enkel product. (Zie bijlage 2)

De lijst van gerapporteerde ziektegevallen - voornamelijk toegeschreven aan verontreinigd drinkwater - is inmiddels zeer omvangrijk en de aandoeningen variëren van acuut nier falen tot tumoren en van vruchtbaarheidsproblemen van het vee tot permanente neurologische schade. Maar volgens Dick Cheney (voormalig CEO van Halliburton) kan het gastransport door het gesteente maar liefst tot het twintigvoudige worden opgevoerd en dank zij zijn aandringen – toen inmiddels vice-president onder pres. Bush - valt hydraulic fracturing niet langer onder de Amerikaanse Wet Op Schoon Drinkwater (Safe Drinking Water Act). Alleen dank zij aanhoudende protesten staat fracking inmiddels weer op de agenda van het congres. (Zie bijlage 3)

[de vloeistoffen bewogen zich onvoorspelbaar – door verschillende gesteentelagen en op grotere afstanden dan aanvankelijk gedacht – in tenminste de helft van de gevallen die in Amerika zijn onderzocht. **Het EPA identificeerde enkele van de chemicaliën als pesticiden en smeeroïliën die 'nier-, lever-, hart-, bloed- en hersenschade kunnen veroorzaken na langdurige of herhaalde blootstelling'**. Het bleek dat tenminste een derde van de geïnjecteerde vloeistoffen, benzeen in het bijzonder, in de grond blijft zitten na het boren en 'waarschijnlijk door het grondwater verder wordt getransporteerd'.]

Tegen de tijd dat een eventuele opwaartse waterdoorbraak wordt ontdekt, zal plaatselijk de gehele grondwatervoorraad zijn verontreinigd. Kankerverwekkende stoffen en gas zullen uiteindelijk, in een onvermijdelijk en onomkeerbaar proces, over een groot gebied het oppervlaktewater bereiken.

Een teken aan de wand: “TAQA geeft aan dat de langetermijneffecten op de stabiliteit van het gasveld niet kunnen worden onderzocht, omdat daarvoor de activiteit van het veld na ingebruikname moet worden onderzocht. **TAQA wil het aanbevolen nadere onderzoek niet uit laten voeren**” aldus de gemeente Bergen die daar om had gevraagd.

Het standpunt van Taqa lijkt op het eerste gezicht niet helemaal onredelijk, je kunt er pas iets over zeggen als het klaar is. En: Inderdaad kan de uiteindelijke integriteit van het veld pas met zekerheid worden vastgesteld, wanneer alle geplande extra putten zijn aangebracht. Gezien de hoge kosten die met de aanleg van deze putten zijn gemoeid, moet echter gevreesd worden dat de verleiding tegen die tijd groot zal zijn, om vooral niet al te moeilijk te doen.

En tegen die tijd zijn er al grote hoeveelheden productiewater, geld en mogelijk zelfs kankerverwekkende chemicaliën in de grond verdwenen en is onderzoek - laat staan stoppen - geen optie meer

Officieel ontkent de olie-industrie namelijk opwaartse waterdoorbraken en beschouwt deze als categorisch onmogelijk, ondanks alle bewijzen van het tegendeel. Met opwaartse gasmigratie wordt doorgaans wel degelijk rekening gehouden en in het geval van gasopslag wordt dit tot op zekere hoogte als onvermijdelijk beschouwd. De zgn. Pennsylvania-code hanteert hierbij een bovengrens van max. 140 m³ per dag.

<http://www.pacode.com/secure/data/025/chapter78/s78.402.html>

Op de samenstelling van het gas wordt daarbij niet nader ingegaan. Het lijkt duidelijk dat, mocht het natte gas dan nog tal van andere schadelijke stoffen meenemen, het grondwater razendsnel zal vervuilen.

Tenslotte: Mocht inderdaad fracking worden toegepast (of een andere methode om de doorlaatbaarheid te verbeteren), dan moet mogelijk ook nog voor twee extra seismologische neveneffecten worden gevreesd:

- 1 Extra (micro-) scheuren in het omringende gesteente.**
- 2 Verzwakking van het gashoudend gesteente met als gevolg extra gevaar voor aardbevingen, vooral bij beëindiging van de gasopslag.**

AARDSCHOKKEN

"De Commissie onderschrijft de conclusie in het MER dat het weer op druk brengen van het reservoir het aardbevingsrisico doet afnemen omdat de structuur stabiel wordt. Relatief geringe fluctuaties (sic) veranderen dat niet." Op basis van een zeer omstreden TNO-rapport spreekt de adviescommissie daarbij doodleuk over aardbevingen van ten hoogste 3.9 op de schaal van Richter. Niet 4 of 4.1 of meer, dat weet zij zeker.

De waarheid is, dat zoiets zeer moeilijk voorspeld kan worden en berekeningen van het KNMI zelfs mogelijke sterktes tot M 4.1 aangeven. Dit is geen gezeur achter de komma: bij een M 4.1 beving is nog eens twee keer meer energie betrokken dan bij een M 3.9 beving.

Met een aanvangsdruk van het kussengas van 80 atmosfeer en een geplande piekdruk van 130 en mogelijk zelfs 150 atmosfeer, is de variatie met 50 tot 70 atmosfeer zeer aanzienlijk. Door de onvermijdelijk versnelde erosie van de nu al bestaande breuken zal de onderlinge afschuifweerstand van de breukvlakken in de tijd sterk verminderen en de kans op herhaalde aardbevingen doen toenemen.

Wat betreft de waarschijnlijkheid dat zo'n beving optreedt:

Volgens de KNMI- studie blijkt dat er 15% kans is op een aardbeving van M 3.9 (8 keer sterker dan die van 1993) en 5% kans op M 4.1 (16 keer sterker)

Let wel : Ten gevolge van voorgaande aardbevingen waarvan de zwaarste M 3.5 in 2001, zijn ter hoogte van het Bergermeerveld op 2-3 km diepte sommige aardlagen al over honderden meters ten opzichte van elkaar verschoven!

Een M 4.1 beving met als epicentrum het centrum van Bergen waar de grootste breuk ligt, zou een schade van enige honderden miljoenen kunnen veroorzaken volgens het eerder genoemde PVDA rapport.

Zou echter het epicentrum bij een M 4.1 beving meer zuidelijk liggen, dan moet verdere schade aan de afsluitende aardlagen en ernstige schade aan putaan sluitingen en gasleidingen - en dus de mogelijkheid van een zware gasexplosie - niet worden uitgesloten.

(Zie bijlage 4, 5, 6 en 7)

[Historische informatie wijst erop dat aardbevingen gasvelden kunnen beschadigen. Sterke bevingen van de grond kunnen bestaande en verlaten olie- en gasvelden beschadigen waardoor voor het gas een pad kan ontstaan om te ontsnappen naar de oppervlakte.]

N.B: In de Risicoanalyse leidingen door de Gasunie is aardbevingsrisico niet meegewogen.

Dit laatste, gevoegd bij de kans dat productiewater en eventueel zelfs kankerverwekkende hydraulische fracturing vloeistoffen op de langere termijn het grondwater zou kunnen vervuilen, maakt het hele project in ecologisch kwetsbaar en dichtbevolkt gebied, ronduit krankzinnig.

Op de volgende pagina's kunt u een aantal passages uit literatuur en internet links vinden:

BIJLAGEN

1

[The Garfield County, Colo., report, released in November, was among the first to broadly analyze the ability of contaminants to migrate underground in drilling areas and to find that such contamination was in fact occurring. Using sophisticated scientific techniques, the three-year study examined methane samples from 292 locations and found that methane, as well as wastewater from drilling, was making its way into drinking water not as a result of a single accident but on a broader basis.]

[Now an exhaustive examination of the methane problem in Western Colorado offers a strong scientific repudiation of those arguments. The study matched methane found in dozens of water wells with the same rock layer – a mile and a half underground – where gas companies are drilling. The scientists didn't say exactly how the gas reached the water, but they indicated with more clarity than ever before that a system of interconnected natural fractures and faults could stretch from deep underground gas layers to the surface.]

["It challenges the view that natural gas, and the suite of hydrocarbons that exist around it, is isolated from water supplies by its extreme depth," said Judy Jordan, the oil and gas liaison for Garfield County, Co. and a hydrogeologist who has worked with DuPont and Pennsylvania's DEP. "It is highly unlikely that methane would have migrated through natural faults and fractures and coincidentally arrived in domestic wells at the same time oil and gas development started, after having been down there ...for over 65 million years."]

[The researchers did not conclude that gas and fluids were migrating directly from the deep pockets of gas the industry was extracting. In fact, they said it was more likely that the gas originated from a weakness somewhere along the well's structure. But the discovery of so much natural fracturing, combined with fractures made by the drilling process, raises questions about how all those cracks interact with the well bore and whether they could be exacerbating the groundwater contamination, said Geoffrey Thyne, a senior research scientist at the University of Wyoming's Enhanced Oil Recovery Institute who wrote the report's summary and conclusion.]

The report has been met with cautious silence by the industry and by its regulators.

<http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=natural-gas-make-water-burn&page=1>

OVER HYDRAULIC FRACTURING

2

Buried Secrets: Is Natural Gas Drilling Endangering U.S. Water Supplies?

A Compromised Study

7

The 2004 EPA study [3] (PDF) is routinely used to dismiss complaints that hydraulic fracturing fluids might be responsible for the water problems in places like Pinedale. The study concluded that hydraulic fracturing posed "no threat" to underground drinking water because fracturing fluids aren't necessarily hazardous, can't travel far underground, and that there is "no unequivocal evidence" of a health risk.

But documents obtained by ProPublica show that the EPA negotiated directly with the gas industry before finalizing those conclusions, and then ignored evidence that fracking might cause exactly the kinds of water problems now being recorded in drilling states.

Buried deep within the 424-page report are statements explaining that fluids migrated unpredictably -- through different rock layers, and to greater distances than previously thought -- in as many as half the cases studied in the United States. The EPA identified some of the chemicals as biocides and lubricants that "can cause kidney, liver, heart, blood, and brain damage through prolonged or repeated exposure." It found that as much as a third of injected fluids, benzene in particular, remains in the ground after drilling and is "likely to be transported by groundwater."

The EPA began preparing its report on hydraulic fracturing in 2000, after an Alabama court forced the agency to investigate fracturing-related water contamination there under the Safe Drinking Water Act. Political pressures were also mounting for the agency to clarify its position on fracturing. The 2001 Energy Policy, drafted in part by the office of Vice President Dick Cheney, a former Halliburton CEO, noted that "the gas flow rate may be increased as much as 20-fold by hydraulic fracturing." While the EPA was still working on its report, legislation was being crafted to exempt hydraulic fracturing from the Safe Drinking Water Act.

Before that happened, however, the EPA sought an agreement with the three largest hydraulic fracturing companies, including Halliburton, to stop using diesel fuel in fracturing fluids. Diesel fuel contains benzene, and such a move would help justify the report's conclusion that no further studies were needed.

<http://www.propublica.org/feature/buried-secrets-is-natural-gas-drilling-endangering-us-water-supplies-1113>

3

Voor het rapport van professor Colburn zie hier:

http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural_gas/colburn_testimony_071025.pdf

4

Historical information indicates that earthquakes can damage gas wells. Strong ground shaking can also damage existing and abandoned oil and gas wells causing a conduit to open for gas to escape to the surface.

Natural subsurface geology can contribute to upward gas migration through faults, permeable alluvial deposits, fault planes, structural discontinuities (fractures and joints) and aquifers. Earthquakes from the various southern California faults in the project vicinity can damage well seals or casings at depths generating new preferential pathways that lead to gas leakage. Gas from shallow sources can also migrate through younger geologic sediments that have permeable horizons and zones.

http://www.cpuc.ca.gov/Environment/info/esa/playa/pdfs/2vii_geology.pdf

5

The Inspector then comments on the possibility of ruptured pipework and the impact of gas migration and the potential pathways for gas and concludes that ...

“In the absence of detailed information, the uncertainty as to the vulnerability of properties to gas migrations, and hence potential explosion, makes this currently an unacceptable location for underground gas storage”.

<http://www.pwgroup.org.uk/Chairman.pdf>

6

The hydraulic fracture pressure provides an absolute limit to maximum storage reservoir operating pressure, as it is necessary to avoid fracturing through the caprock and allowing gas leakage into overlying permeable formations. Minimum stresses are best determined from hydraulic fracture tests in a formation. When this information is unavailable, then regional stress data can often be reviewed to provide estimates of stresses.

Another constraint on gas storage operations is the pressure at which faulting or substantial bedding plane slip may be induced in the reservoir or overburden. Such overburden damage can be induced by two mechanisms. In the first type of process, **pore pressure changes within an existing fault plane may modify the effective normal stress sufficiently to activate the fault. In the second type of process, reservoir compaction and dilation can induce shear stresses in the overburden, resulting in rock failure or slip of weak zones along existing faults or along bedding planes.**

http://www.terralog.com/gas_storage_geomechanics.asp

TNO Geo 2008 Geomechanisch onderzoek BGM veld

8 Conclusions & Recommendations

8.1 Conclusions

The results of this study are derived from data supplied by TAQA Energy BV. (e.g. well schemes, injection/production schedules, history matched reservoir model seismics/fault geometry, stress data, etc) and **may not be valid in case of any alterations to these data prior and during operation of the proposed UGS facility.**

3. As the major effect of gas injection and production is during cushion gas injection and the first injection/production cycle, only these periods have been modeled. **Longer term temperature distributions after a few injection/production cycles and the effects on stresses are unknown. Faults subjected to repeat cycling of loading/unloading may exhibit fatigue and failure at lower stresses.** It is recommended to extend the current analysis with subsequent injection/production cycles to investigate the temperature distribution and rock response.

5. We emphasize that the modeled temperature effects only apply for gas injection. Due to the significantly higher heat capacity of water, the area of which the temperature is affected by the cold water injection will be more extensive. Hence, **in case cold water injection is planned more research is necessary.**