



TAQA

TAQA Onshore B.V.
Kruseman van Eltenweg 1, 1817 BC Alkmaar, The Netherlands
P.O. Box 233, 1800 AE Alkmaar, The Netherlands
T +31 88 8272 500
F +31 88 8272 898
www.taqaglobal.com

De Minister van Economische Zaken en Klimaat
DG Energie, Telecom en Mededinging
Postbus 20401
2500 EK Den Haag

Elektronisch ingediend via [REDACTED] en [REDACTED]

Kenmerk: ECM 193842

Onderwerp: verhoging reservoirdruk Gasopslag Bergermeer

Verzoek tot wijziging instemmingsbesluit opslagplan Bergermeer (besluit Minister van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie van 27 April 2011, kenmerk ETM/EM/11034058) en **Verzoek tot veranderen omgevingsvergunning puttenlocatie Bergermeer** (besluit van 27 april 2011, kenmerk ETM/EM/11024348).

30 oktober 2018

Excellentie,

Zoals u weet heeft TAQA sinds 1 april 2014 de Gasopslag Bergermeer in bedrijf. Deze gasopslag bestaat uit een gascompressie- en behandelingsinstallatie in Alkmaar (de locatie Boekelermeer), de productie- en injectielocatie in Bergen (de puttenlocatie Bergermeer) en het leidingwerk daartussen.

De gasopslag is ontworpen en gebouwd voor een maximale gemiddelde druk van 150 bar in het ondergrondse gasvoorkomen (het reservoir). Het opslagplan Bergermeer, gemaakt op grond van de Mijnbouwwet, gaat ook uit van deze reservoirdruk. Artikel 2 van uw instemmingsbesluit op dit opslagplan van 27 april 2011 beperkt de maximaal toegestane druk echter - voorlopig - tot 133 bar.

Inmiddels is er vier jaar ervaring met de installatie en zijn uitgebreide aanvullende studies naar bodembeweging gedaan. Op basis hiervan menen wij dat het verantwoord is om de installaties te gaan gebruiken op haar ontwerpspecificaties. Wij verzoeken u daarom in te stemmen met gebruik van de opslag bij een maximaal gemiddelde reservoirdruk van 150 bar.

Wij vragen u daarom:

- (1) artikel 2 van het instemmingsbesluit van het opslagplan Bergermeer aldus te wijzigen, dat een gemiddelde reservoirdruk op een referentiediepte van 2100 meter beneden NAP van maximaal 150 bar absoluut is toegestaan; en
- (2) de omgevingsvergunning voor de puttenlocatie Bergermeer aldus te wijzigen, dat de bijgevoegde QRA daarvan deel gaat uitmaken. Volgens de geldende procedures zal dit laatste verzoek ook worden ingediend bij het OLO-loket. De QRA van de locatie

Boekelermeer en de QRA van de pijpleidingen hoeven niet te worden gewijzigd, want die zijn al uitgevoerd op een gemiddelde reservoirdruk van maximaal 150 bar.

Het opslaan van gas bij deze hogere gemiddelde druk gebeurt met de bestaande installaties en met de vergunde productie- en injectiecapaciteit. Er zijn dus uitdrukkelijk geen boor- of bouwactiviteiten voorzien. Mede daarom heeft u, in uw besluit van 17 oktober 2018, geoordeeld dat geen belangrijke nadelige gevolgen voor het milieu te verwachten zijn als gevolg van een verhoging van de gemiddelde reservoirdruk tot maximaal 150 bar, en er dus geen milieueffectrapportage hoeft te worden gemaakt.

Ter onderbouwing van deze aanvragen bieden wij aan:

Voor (1), wijziging artikel 2 van het instemmingsbesluit opslagplan:

- 'Addendum 3D Geomechanical model for gas Storage Bergermeer for extension of the working pressure from 133 to 150 bar', Fenix Consulting Delft, april 2018¹.

Voor (2), aanvulling stukken omgevingsvergunning puttenlocatie:

- QRA: 'Bergermeer – Puttenlocatie. Kwantitatieve Risicoanalyse', RoyalHaskoning DHV d.d. 13 december 2017.
- En, op grond van de Wet Milieubeheer, uw eigen 'Mer-beoordelingsbesluit uitbreiden van de opslagcapaciteit Gasopslag Bergermeer', d.d. 17 oktober 2018, kenmerk DEGETM-EO/18206948.

TAQA verzoekt u de twee hierboven genoemde aanvragen gecoördineerd te behandelen, ter wille van de overzichtelijkheid en toegankelijkheid voor alle betrokkenen.

Wij zijn u zeer erkentelijk voor de hieraan te besteden tijd en aandacht. Wij hopen dat het mogelijk is dat uw beslissing binnen de voorgeschreven termijn van 26 weken kan worden genomen.

Uiteraard zijn mijn medewerkers graag beschikbaar voor verder overleg of toelichting. U kunt daarvoor contract opnemen met mevrouw [REDACTED] of [REDACTED]

Hoogachtend,

[REDACTED]

[REDACTED]

Country Manager TAQA Energy B.V.

Direct: +31 ([REDACTED])

[REDACTED]

(TAQA Onshore B.V., dochter van TAQA Energy B.V., is de houder van de Mijnbouwwet opslagvergunning, en de beheerder van de gasopslag)

¹ Dit betreft een addendum op het rapport '3D Geomechanical Model for Gas Storage Bergermeer', Fenix Consulting Delft, March 2018, dat het huidige vergunde reservoirdruk bereik van 77-133 bar beschrijft en u is toegezonden op 29 maart 2018.



TAQA

Bijlagen:

1. 'Addendum 3D Geomechanical model for Gas Storage Bergermeer for extension of the working pressure from 133 to 150 bar', Fenix Consulting Delft, april 2018.
2. QRA: 'Bergermeer – Puttenlocatie. Kwantitatieve Risicoanalyse', RoyalHaskoning DHV d.d. 13 december 2017.
3. Mer-beoordelingsbesluit uitbreiden van de opslagcapaciteit Gasopslag Bergermeer, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat d.d. 17 oktober 2018.

Bijlage 1 Addendum 3D Geomechanical model for Gas Storage Bergermeer for extension of the working pressure from 133 to 150 bar, Fenix Consulting Delft, april 2018

Addendum: 3D Geomechanical Model for Gas Storage Bergermeer for extension of the working pressure from 133 to 150 bar

Report for TAQA Energy BV

Prepared by

Fenix Consulting Delft BV

Date

April 2018

Addendum: 3D Geomechanical Model for Gas Storage Bergermeer for extension of the working pressure from 133 to 150 bar

Report for TAQA Energy BV

Date
April 2018

DISCLAIMER

Fenix Consulting Delft nor any person acting on behalf of Fenix:

- **Makes any warranty or representation, express or implied, with respect to the accuracy, completeness, or usefulness of the information contained in this report, or that the use of any apparatus, method, or process disclosed in this report may not infringe privately owned rights; or**
- **Assumes any liability with respect to the use of, or for damages resulting from the use of, any information, apparatus, method, or process disclosed in this report.**

Nederlandse samenvatting

Dit rapport bevat een geomechanische evaluatie van gasopslag-operaties in het Bergermeer reservoir met het doel om het seismische risico in kaart te brengen als gevolg van een drukverhoging van de maximale reservoirdruk van 133 naar 150 bar. Dit rapport betreft een uitbreiding van het rapport “3D Geomechanical Model for Gas Storage Bergermeer” welke gericht was op drukwisselingen tussen 77 en 133 bar.

Omdat de micro-seismische activiteit in de operationele fase van de gasopslag duidelijk is afgenomen, is het waarschijnlijk dat een verdere drukverhoging gedaan kan worden zonder het veroorzaken van sterke bevingen.

Het geomechanisch model laat ook zien dat verhoging van de maximale druk van 133 naar 150 bar een verwaarloosbare invloed heeft op het seismisch risico, omdat de kritische spanning op de centrale breuk ongevoelig is voor de drukverhoging terwijl de zeer lage activiteit op de Oostbreuk alleen van de druksnelheid afhangt en niet van het drukniveau.

Conclusies 150 bar opslag cycli

- Toename van de maximale werkdruk van 133 naar 150 bar heeft een verwaarloosbare invloed op het seismisch risico:
 - Voor de gehele centrale breuk wordt seismisch risico bepaald door de lage druk kant van de cyclus, dus wordt de gemiddelde kritische spanning op de breuk niet beïnvloed door verhoging van de werkdruk.
 - Het meest kritisch gespannen deel van de centrale breuk wordt instabiel bij hogere druk, maar dit effect vlakt af bij hogere druk en dus veroorzaakt de hogere werkdruk tussen 133 bar en 150 bar geen hogere seismiciteit.
 - Het verhogen van de maximum werkdruk naar 150 bar geeft dus geen verhoging van het seismisch risico voor de centrale breuk vergeleken met de opslag cycli met een maximum werkdruk van 133 bar.
 - De micro-seismiciteit op de Oost breuk wordt bepaald door de druksnelheid. Omdat de druksnelheid hetzelfde is bij hogere drukken, zal de verwachte seismiciteit ook niet toenemen bij een hogere werkdruk op de Oost breuk.
- De amplitude van de bodembeweging blijft bij een 77-150 bar cyclus binnen de 1 cm.

Executive Summary

This report contains a geomechanical evaluation of the Bergermeer storage reservoir response to gas operations with the aim to determine the seismic risk from increasing the maximum reservoir pressure from 133 to 150 bar. This addendum concerns a direct extension of the report “3D Geomechanical Model for Gas Storage Bergermeer” that focused on forecast cycles in the pressure range 77-133bar.

Since micro-seismic activity during the operational phase of the gas storage has clearly declined, it is likely that further pressure increase can be done safely, without inducing strong seismic events.

The Geomechanical model also shows that increasing the maximum operating pressure from 133 to 150 bar has negligible influence on seismic risk because the critical stress at the Midfield fault is insensitive to higher pressure and the very weak activity on the East fault only depends on rate of pressure increase and not on the pressure level.

Conclusions for 150 bar storage cycles

- Increasing the working pressure from 133 bar to 150 bar has negligible influence on seismic risk:
 - For the entire Midfield fault, seismic risk is determined by the lower pressure bound of the storage cycles. So, the average critical stress ratio is not affected by the higher working pressure.
 - The most critical patch on the Midfield fault is most unstable at high pressure but the critical stress ratio is about the same for 150 bar compared with 133 bar, because it levels off at higher pressure.
 - Therefore, increasing the working pressure to 150 bar does not increase the seismic risk for the Midfield fault compared with storage cycles with maximum pressure of 133 bar.
 - The micro-seismicity rate at the East fault is determined by pressure rate. Since the rate is the same for higher working pressure, the expected seismic rate will not increase for higher working pressure at the East fault.
- The amplitude of the surface movement remains less than 1cm during a 77-150 bar storage cycle.

Contents

NEDERLANDSE SAMENVATTING	III
EXECUTIVE SUMMARY.....	IV
Contents.....	v
List of Figures	vi
Nomenclature	vi
1 INTRODUCTION.....	1
2 PRESSURE RESPONSE.....	1
3 STRESS SIMULATION FOR 77-150 BAR FORECAST CYCLES	1
4 SUBSIDENCE AND HEAVE FOR FORECAST CYCLES.....	5
5 DISCUSSION.....	6

List of Figures

- Figure 1: Bulk Volume average block pressure versus gas block pressure in the gas bearing blocks (left) 77-133 bar forecast cycles and (middle) 77-150 bar forecast cycles. (Right) figure shows the bulk volume average reservoir pressure and gas pressure in time for both forecasts.1
- Figure 2: Contours of critical stress ratio on the Midfield fault, at the start of refill. The black lines indicate the reservoir blocks (solid for Eastern side and dashed for Western side). The red line is the maximum critically stressed area during depletion on which the stress is computed to determine how close the fault is to inducing large earthquakes.2
- Figure 3: Contours of critical stress ratio on the Midfield fault, just before the time of the largest micro-seismic event. The only critically stressed patches occur at the boundaries of the maximum slippage area.2
- Figure 4: MC plot of selected points on the fault, shown in Figure 3. (left) 77-133 bar cycles (right) 77-150 bar cycles. Note that the points are chosen at slightly different position (77-133 vs 77-150 bar), this results in slightly different stress paths. However the overall trend is the same (see text).3
- Figure 5: Normal stress, shear stress and critical stress ratio for point 1 (see Figure 3) vs. time. The critical stress ratio at this peaks at high average reservoir pressure, due to the additional shear stress from the depletion earthquakes. (left) 77-133 bar cycles (right) 77-150 bar cycles.3
- Figure 6: Magnitude from slip for the Midfield fault with average gas pressure and observed micro-seismic rate (upper graphs) for (left) the 133 bar case (right) the 150 bar case. Rate is defined as events per 3 months times 0.1. The lower graphs show the average critical stress ratio. This ratio remains below the level of the maximum recorded historical micro-seismic event of magnitude 1.4
- Figure 7: Micro-seismic rate and predicted rate that is derived from the shear stress rate and the stress level on the fault. Rate is defined as event per 3 months times 0.1. The predicted rate was calibrated on the absence of micro-seismicity after 2014. Refill, storage and (left) 77-133 bar forecast cycles and (right) 77-150 bar forecast cycles.4
- Figure 8: Magnitude from potential slip for the Midfield fault with average gas pressure and observed micro-seismic rate (upper graphs) for (left) the 133 bar case (right) the 150 bar case with friction coefficient 0.65. Rate is defined as event per 3 months times 0.1. In this case, no slip was applied, so the critically stressed region persists. The maximum magnitude of 2.2 that is predicted for this worst case is the same as the maximum magnitude for 133 bar maximum pressure. The lower graphs show the average critical stress ratio.4
- Figure 9: Magnitude from slip for the East fault with average gas pressure and observed micro-seismic rate (upper graphs) for (left) 77-133 bar case and (right) 77-150 bar case. Rate is defined as events per 3 months. The lower graphs show the average critical stress ratio. During the storage cycles the ratio remains below the level of the maximum recorded historical micro-seismic event in 2011.5
- Figure 10: Micro-seismic rate and predicted rate that is derived from the shear stress rate on the fault. Rate is defined as events per 3 months. (left) 77-133 bar cycles and (right) 77-150 bar cycles.5
- Figure 11: Response heave of the 4 observation stations and the maximum heave during the historical storage and forecast simulations (2014-2021) plotted against the gas pressure. (left) 77-133 bar forecast cycles and (right) 77-150 bar forecast cycles. The squares are a Kelvin-Voigt fit of the FEM results for which the corresponding relaxation time are shown.6

Nomenclature

Units: SI (m= metre, s= second, kPa = 10^3 Pa, MPa = 10^6 Pa, GPa = 10^9 Pa)

Dimensions: m= mass, L= length, t= time

Variable	Description	Units	Dimensions
----------	-------------	-------	------------

A_p	:	Poroelastic coefficient	[-]	(-)
A	:	Area	[m ²]	(L ²)
c	:	cohesion	[MPa]	(m/Lt ²)
c_g	:	grain compressibility	[1/MPa]	(Lt ² /m)
c_r	:	rock compressibility	[1/MPa]	(Lt ² /m)
c_m	:	compaction coefficient	[1/MPa]	(Lt ² /m)
E	:	Young's modulus	[GPa]	(m/Lt ²)
E_{eff}	:	Effective Young's modulus	[GPa]	(m/Lt ²)
$\tilde{E}$	:	elastic coefficient	[Pa/m]	(m/L ² t ²)
G, G_{EL}	:	Shear modulus	[GPa]	(m/Lt ²)
G_∞	:	Relaxed shear modulus at infinite time	[GPa]	(m/Lt ²)
g	:	Stress gradient	[kPa/m]	(m/L ² t ²)
H	:	Height	[m]	(L)
L_z	:	Characteristic height	[m]	(L)
K_h	:	horizontal stress ratio	[-]	(-)
M_0	:	seismic moment	[N m]	(mL ² /t ²)
M_c	:	compaction moment	[N m]	(mL ² /t ²)
M_w	:	moment magnitude	[-]	(-)
p	:	pressure	[MPa]	(m/Lt ²)
$p(N,t)$	:	poisson distribution	[-]	(-)
t	:	time	[s]	(t)
u,v,w	:	displacement	[m]	(L)
$\mathbf{u}$	:	displacement vector	[m]	(L)
u_{dip}	:	displacement in dip direction	[m]	(L)
u_{strike}	:	displacement in strike direction	[m]	(L)
V_{res}	:	reservoir volume	[m ³]	(L ³)
α_B	:	Biot coefficient	[-]	(-)
ε	:	strain	[-]	(-)
ε_T	:	volumetric strain	[-]	(-)
$\in_k$	:	average deviation in surface heave of station k	[m]	(L)
$\in$	:	average deviation in surface heave	[m]	(L)
ε	:	strain	[-]	(-)
ν	:	Poisson's ratio	[-]	(-)
η	:	viscosity	[Pa s]	(m/L t)
μ	:	friction coefficient	[-]	(-)
σ_d	:	deviatoric stress	[MPa]	(m/Lt ²)
$\sigma_{H,max}$	:	maximum horizontal stress	[MPa]	(m/Lt ²)
$\sigma_{H,min}$	:	minimum horizontal stress	[MPa]	(m/Lt ²)
σ_{vert}	:	vertical stress	[MPa]	(m/Lt ²)
σ_n	:	normal stress on fault plane	[MPa]	(m/Lt ²)
τ	:	shear stress	[MPa]	(m/Lt ²)
τ_i	:	relaxation time	[s]	(t)

1 Introduction

This addendum investigates the seismic risk and surface heave by extension of the working pressure in the forecast cycles from 77-133 bar to 77-150 bar in Gas Storage Bergermeer. For detailed analysis, model construction and calibration of the underlying Geomechanical model see the report “3D Geomechanical Model for Gas Storage Bergermeer”. Here only the differences are considered.

2 Pressure Response

Figure 1 compares the pressure in the forecast cycles with swing from 77-150 bar to the forecast with a swing from 77-133 bar. The bulk volume average pressure is the geomechanical relevant pressure which also takes the response of the aquifers into account. It is defined as $p_{BV} = \sum_i V_i p_{i,dc} / \sum_i V_i$ with $p_{i,dc}$ the cell depth corrected pressure and V_i the cell volume. The figure shows that in each gas bearing block the Bulk volume average pressure follows the gas pressure nearly instantaneously for both forecast scenarios. From 2015 onwards, the standard deviation in the depth corrected cell pressure within each block remains smaller than 3 bar. Hence within each block the pressure equilibrates rapidly.

In contrast the Bulk volume average reservoir pressure shows a delay with respect to the reservoir average gas pressure which can mainly be contributed due to a delayed response in the Northern and Western Aquifers. The difference in block pressures over the midfield fault remains smaller than 16 bar during the forecast cycles, similar to the 77-133 bar case.

Compared to the 77-133 bar case the difference between Bulk volume average and gas pressure only slightly increases in terms of magnitude. The time delay in the response of the Bulk volume average pressure is comparable. The maximum injection rate is limited by the pump capacity which is the same as for the 77-133 bar cycles. The maximum rate is only maintained over a longer period in time during the 77-150 bar cycles.

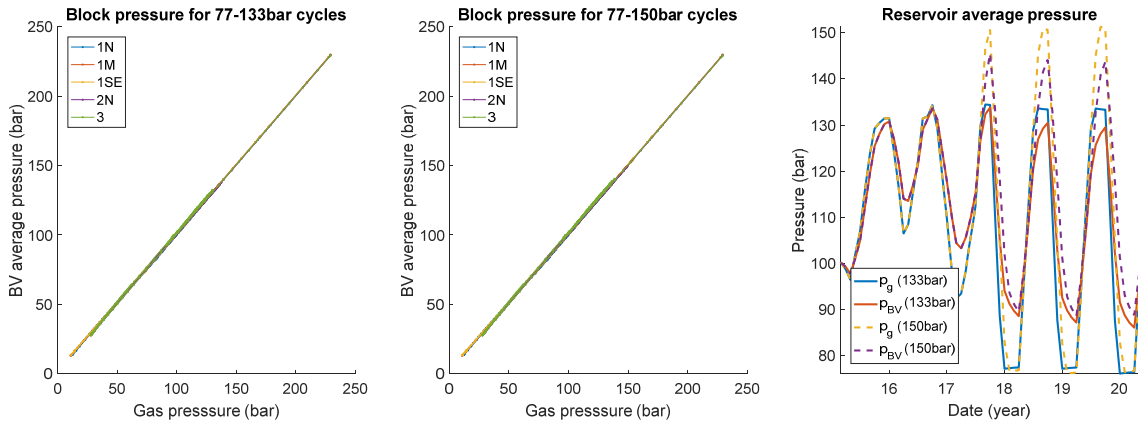


Figure 1: Bulk Volume average block pressure versus gas block pressure in the gas bearing blocks (left) 77-133 bar forecast cycles and (middle) 77-150 bar forecast cycles. (Right) figure shows the bulk volume average reservoir pressure and gas pressure in time for both forecasts.

3 Stress simulation for 77-150 bar forecast cycles

If the storage capacity of the reservoir is enlarged by increasing the maximum pressure to 150 bar, the forecast cycles will get a larger pressure range. However, the two main factors that determine seismic risk remain unaltered: the lowermost pressure and the rate of pressure increase which is limited by the pump capacity.

Midfield fault

The time evolution of the stress on the MC diagram remains the same, see Figure 4. The stress cycles have become a bit larger, but towards the stable side. The maximum magnitude in Figure 6 is slightly different, also in the historical simulation. These deviations do not indicate systematic changes in stress (as shown by

Figure 5) but are caused by small numerical deviations in the stress and high sensitivity to these deviations, because the computed critical area and the excess shear stress are both small and the slip correction is very sensitive to the stress distribution. Small differences in stress result from a different time stepping algorithm used for the 133 bar and 150 bar case.

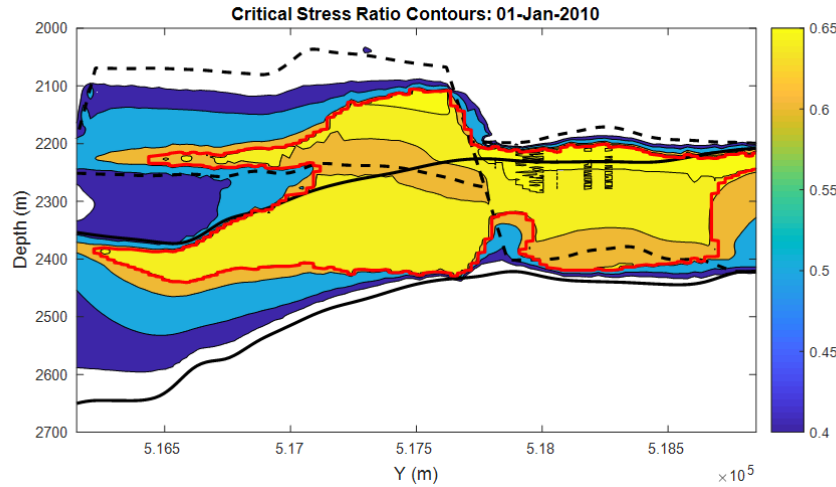


Figure 2: Contours of critical stress ratio on the Midfield fault, at the start of refill. The black lines indicate the reservoir blocks (solid for Eastern side and dashed for Western side). The red line is the maximum critically stressed area during depletion on which the stress is computed to determine how close the fault is to inducing large earthquakes.

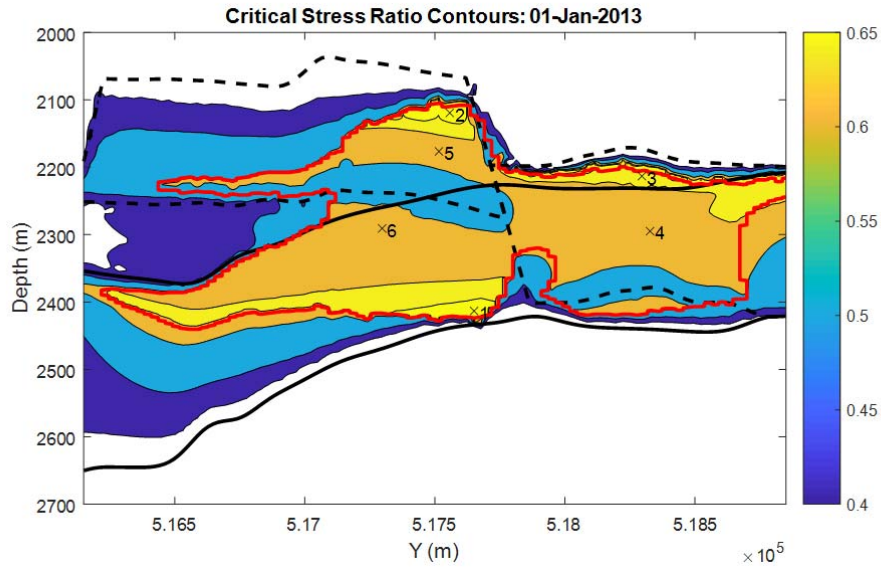


Figure 3: Contours of critical stress ratio on the Midfield fault, just before the time of the largest micro-seismic event. The only critically stressed patches occur at the boundaries of the maximum slippage area.

On the Midfield fault, the most critical area responded different to the cycles compared with the average critical stress, since the most critical point was caused by the additional shear stress due to depletion slip. However, cumulative slip on this critically stressed fault patch is a good explanation for disappearance of seismicity. That means that also for larger pressure cycles, this critically stressed area has stabilized so that further pressure increase will not give more seismicity. Figure 5 shows that the first cycle in the forecast still reaches criticality, but that disappears for later cycles. The maximum magnitude plotted in Figure 6 shows that the magnitude is also comparable to the predicted magnitude in the historical cycles.

The seismicity rate (Figure 7) is also similar to the 133 bar case, since the rate of change is dictated by the pump capacity, so is independent of the pressure range. The fluctuations in critical stress ratio ($R_{c,N}$) are a bit larger for the 150 bar case, but the peaks are the same for the same lower bound of the pressure (Figure 6).

Sensitivity: Seismic risk when no slip correction is applied after depletion

As sensitivity it assumed that during refill and storage the faults do not slip. Figure 8 shows that this does not increase the seismic risk magnitude significantly compared to the 77-133 bar case, because the increased seismic risk levels off at higher pressure. Hence, the maximum magnitude of 2.2 that is predicted for this worst case is the same as the maximum magnitude for 133 bar maximum pressure. The fluctuations in critical stress ratio ($R_{c,N}$) for micro-heterogeneity are a bit larger for the 150 bar case when compared to the 133 bar case, but the peaks remain unaltered and are obtained at the lower bound of the pressure range.

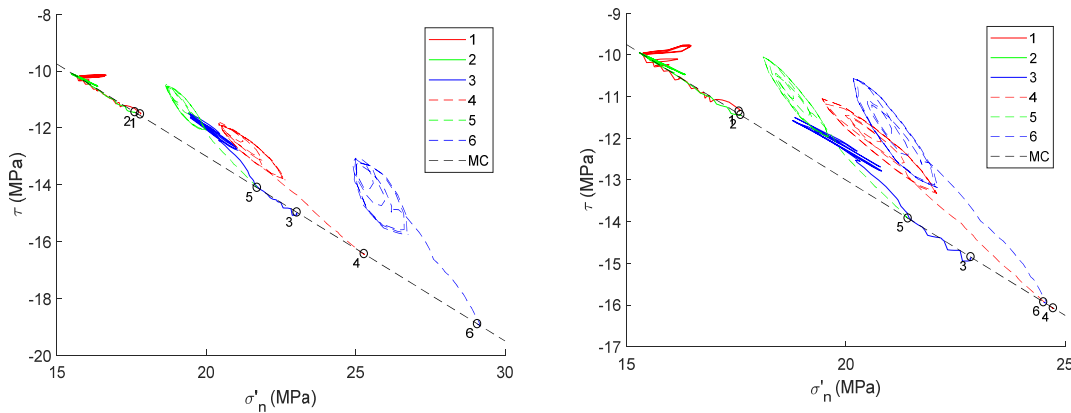


Figure 4: MC plot of selected points on the fault, shown in Figure 3. (left) 77-133 bar cycles (right) 77-150 bar cycles. Note that the points are chosen at slightly different position (77-133 vs 77-150 bar), this results in slightly different stress paths. However the overall trend is the same (see text).

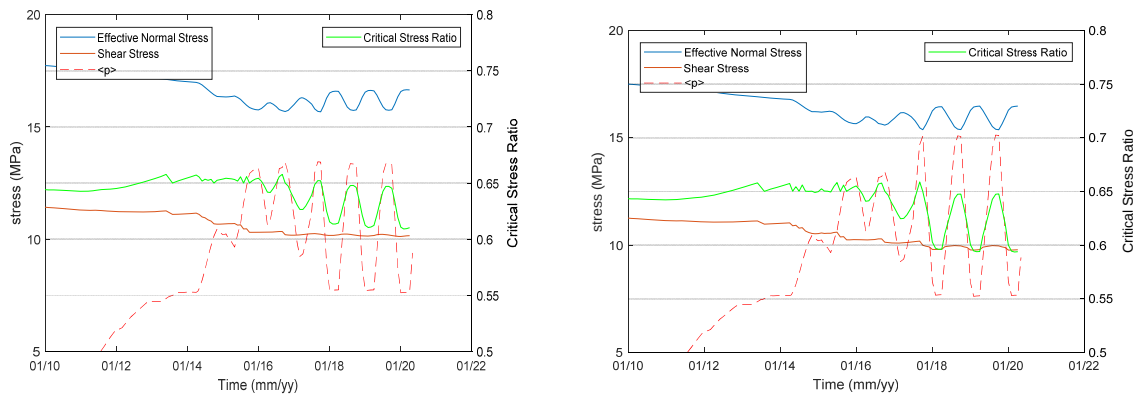


Figure 5: Normal stress, shear stress and critical stress ratio for point 1 (see Figure 3) vs. time. The critical stress ratio at this peaks at high average reservoir pressure, due to the additional shear stress from the depletion earthquakes. (left) 77-133 bar cycles (right) 77-150 bar cycles.

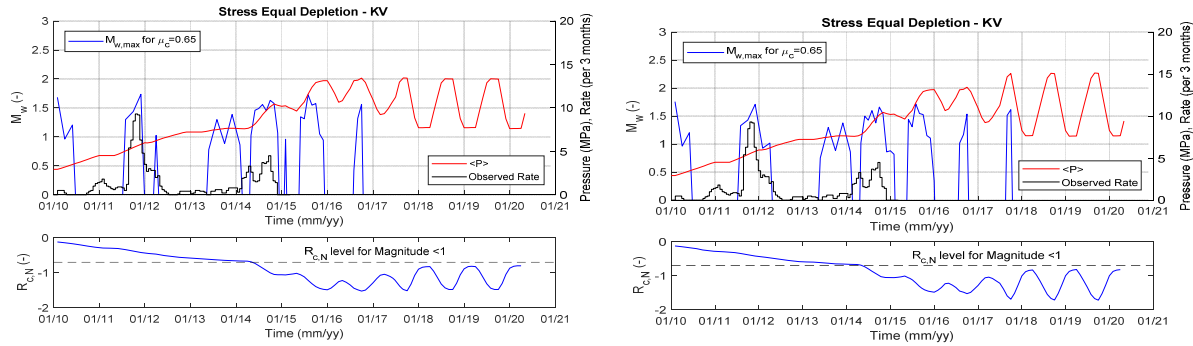


Figure 6: Magnitude from slip for the Midfield fault with average gas pressure and observed micro-seismic rate (upper graphs) for (left) the 133 bar case (right) the 150 bar case. Rate is defined as events per 3 months times 0.1. The lower graphs show the average critical stress ratio. This ratio remains below the level of the maximum recorded historical micro-seismic event of magnitude 1.

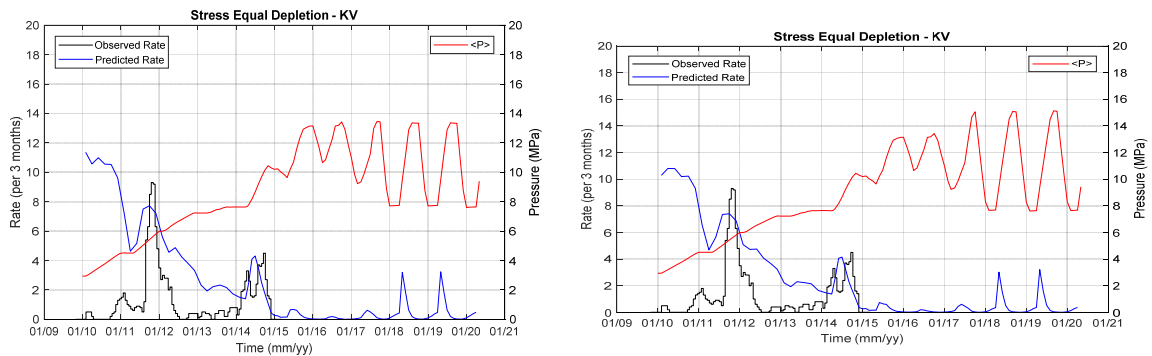


Figure 7: Micro-seismic rate and predicted rate that is derived from the shear stress rate and the stress level on the fault. Rate is defined as event per 3 months times 0.1. The predicted rate was calibrated on the absence of micro-seismicity after 2014. Refill, storage and (left) 77-133 bar forecast cycles and (right) 77-150 bar forecast cycles.

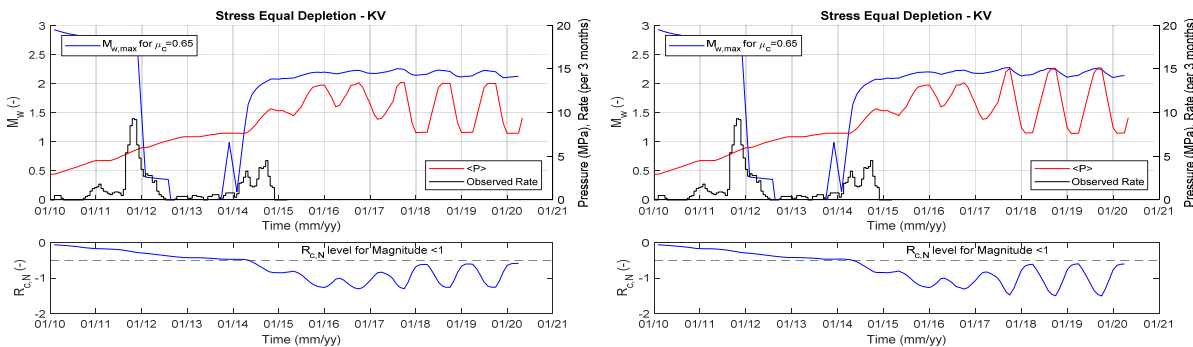


Figure 8: Magnitude from potential slip for the Midfield fault with average gas pressure and observed micro-seismic rate (upper graphs) for (left) the 133 bar case (right) the 150 bar case with friction coefficient 0.65. Rate is defined as event per 3 months times 0.1. In this case, no slip was applied, so the critically stressed region persists. The maximum magnitude of 2.2 that is predicted for this worst case is the same as the maximum magnitude for 133 bar maximum pressure. The lower graphs show the average critical stress ratio.

East Fault 150 bar Case

The stress on the East fault behaves in a normal manner with the most critical point at low pressure. So, the predicted behaviour for 150 bar maximum pressure is the same as was found for 133 bar. The critical stress ratio in Figure 9 is also far below a level that could give strong seismicity and the rate (Figure 10) is also the

same. The increase in predicted seismic rate for the forecast cycles is caused by the faster injection rate during the forecast cycles when compared to the historical cycles. Because the maximum injection rates are the same for the 133 bar and 150 bar cases, the predicted seismic rate is the same for both cases.

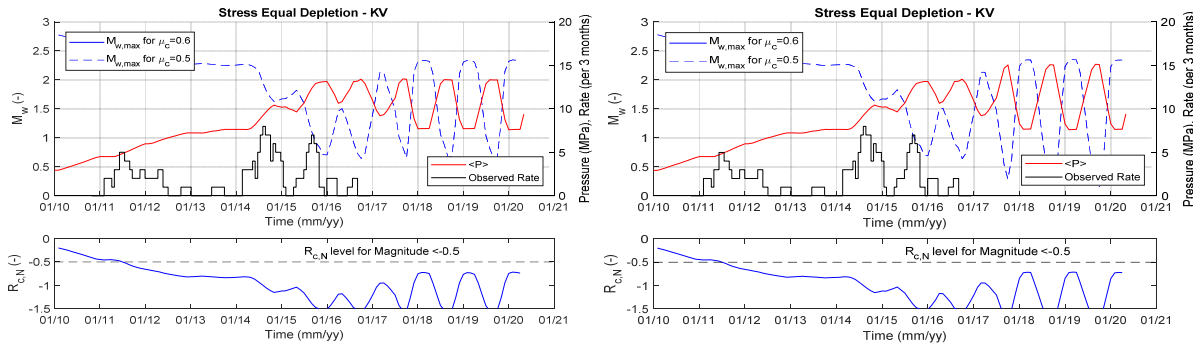


Figure 9: Magnitude from slip for the East fault with average gas pressure and observed micro-seismic rate (upper graphs) for (left) 77-133 bar case and (right) 77-150 bar case. Rate is defined as events per 3 months. The lower graphs show the average critical stress ratio. During the storage cycles the ratio remains below the level of the maximum recorded historical micro-seismic event in 2011.

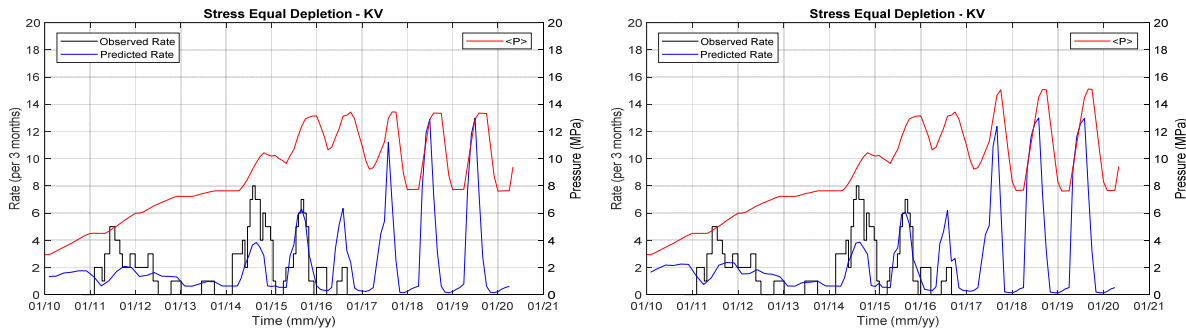


Figure 10: Micro-seismic rate and predicted rate that is derived from the shear stress rate on the fault. Rate is defined as events per 3 months. (left) 77-133 bar cycles and (right) 77-150 bar cycles.

Conclusions

- The most critical patch on the Midfield fault is most unstable at high pressure but the critical stress ratio is about the same for 150 bar compared with 133 bar, because it levels off at higher pressure. Therefore, increasing the working pressure to 150 bar does not increase the seismic risk compared with storage cycles with maximum pressure of 133 bar.
- For the entire fault, seismic risk is determined by the lower pressure bound of the storage cycles, for which the Midfield fault becomes most critical. So, the average critical stress ratio is not affected by the higher working pressure.
- The micro-seismicity rate at the East fault is determined by pressure rate. Since the rate is the same for higher working pressure, the expected seismic rate at the East fault will not increase for higher working pressure.

4 Subsidence and Heave for forecast cycles

Figure 11 compares the response in the heave for the forecast run with 77-150 bar swing in comparison to forecast run with a swing of 77-133 bar, using the parameters that were calibrated on the refill and storage heave. Simulation predicts a maximum heave of about 13mm starting from 2014 and a maximum swing of approximately 10mm during the forecast cycles. This gives a small increase in the maximum heave by 2mm compared to the 77-133bar case.

The Kelvin-Voigt fit of the simulation gives a fairly good match. Moreover, the relaxation times belonging to the simulations including the forecast are close to the relaxation time for the historical storage cycles only. The relaxation times are the same as for the 77-133 bar forecast cycles. This confirms again that the pressure equilibrates fast within a domain.

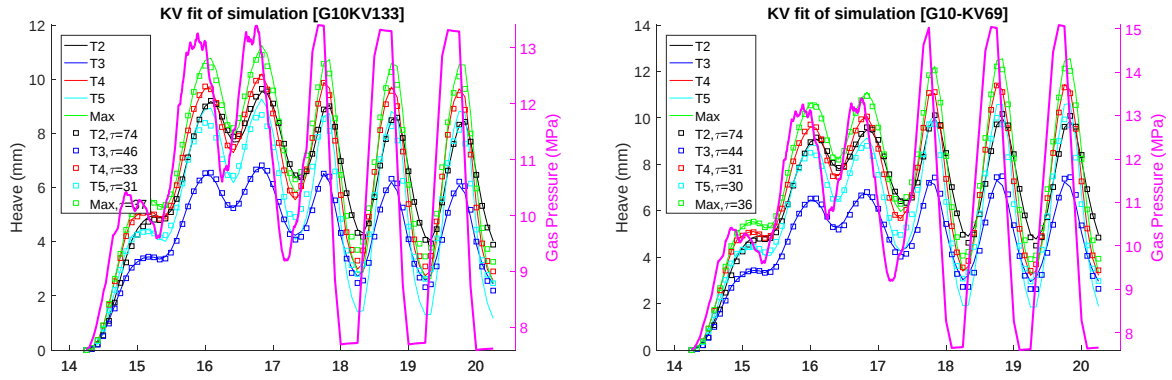


Figure 11: Response heave of the 4 observation stations and the maximum heave during the historical storage and forecast simulations (2014-2021) plotted against the gas pressure. (left) 77-133 bar forecast cycles and (right) 77-150 bar forecast cycles. The squares are a Kelvin-Voigt fit of the FEM results for which the corresponding relaxation time are shown.

5 Discussion

Overall the Faults stabilize with increasing reservoir pressure analogue to the Kaiser effect, when the effects of differential compaction are reversed. This causes the micro-seismicity to become more pronounced at the low pressures during a storage cycle, while it stabilizes at higher pressures.

The centre of the depletion slip area rapidly moves away from the Mohr-Coulomb failure envelop when the pressure is increased. However, depletion slip results in a shear stress increment at the periphery of the depletion slip area, resulting from the excess shear stress distribution of the area that exceeds the Mohr-Coulomb failure criterion. During pressurization this shear stress increment dominates the nominator of the Mohr-Coulomb failure criterion, such that a reduced effective normal stress destabilizes the edges of the depletion slip area. However, the excess shear stress in these areas remains small such that the magnitude of the seismicity will remain small as well. Moreover, this effect is especially pronounced at the start of the pressurization, while its sensitivity levels off at higher pressures because of the dominance of the overall Kaiser effect. As a consequence, the estimate for the maximum moment magnitude is fairly insensitive to an increase of the working pressure from 133 to 150 bar.

Bijlage 2 Bergermeer – Puttenlocatie. Kwantitatieve Risicoanalyse,
RoyalHaskoningDHV d.d. 13 december 2017

RAPPORT

Bergermeer - Puttenlocatie

Kwantitatieve Risicoanalyse

Klant: TAQA Energy BV

Referentie: I&BBE9328R001F02 tbv BD4511-103_20171213

Versie: 02/Finale versie

Datum: 13 december 2017

HASKONINGDHV NEDERLAND B.V.

Laan 1914 no.35
3818 EX Amersfoort
Netherlands
Industry & Buildings
Trade register number: 56515154

+31 88 348 20 00 **T**
+31 33 463 36 52 **F**
info@rhdhv.com **E**
royalhaskoningdhv.com **W**

Titel document: Bergermeer - Puttenlocatie

Ondertitel: QRA BGM
Referentie: I&BBE9328R001F02 tbv BD4511-103_20171213
Versie: 02/Finale versie
Datum: 13 december 2017
Projectnaam: QRA Bergermeer Puttenlocatie 2016
Projectnummer: BE9328
Auteur(s): [redacted]

Opgesteld door: [redacted]

Gecontroleerd door: [redacted]

Datum/Initialen: 13 december 2017 [redacted]

Goedgekeurd door: [redacted]

Datum/Initialen: [redacted] [redacted]

Classificatie

Projectgerelateerd



Disclaimer

No part of these specifications/printed matter may be reproduced and/or published by print, photocopy, microfilm or by any other means, without the prior written permission of HaskoningDHV Nederland B.V.; nor may they be used, without such permission, for any purposes other than that for which they were produced. HaskoningDHV Nederland B.V. accepts no responsibility or liability for these specifications/printed matter to any party other than the persons by whom it was commissioned and as concluded under that Appointment. The integrated QHSE management system of HaskoningDHV Nederland B.V. has been certified in accordance with ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 and OHSAS 18001:2007.

Inhoud

1	Leeswijzer	1
2	Samenvatting	2
3	Inleiding	3
4	Beleid ten aanzien van Externe veiligheid	4
4.1	Mijnbouwinstallaties, ondergrondse gasopslag en het Bevi	4
4.2	Drie risicomaten voor het externe veiligheidsbeleid	4
4.3	Normering Plaatsgebonden Risico (PR)	4
4.4	Groepsrisico (GR)	5
5	Gasopslag- en waterinjectieinstallatie Bergermeer (BGM)	7
5.1	Bergermeer Gasopslag	7
5.2	Locatie BGM	7
5.3	Procesbeschrijving	8
5.4	Operatie	10
5.5	Details modellering	11
5.5.1	Putten	11
5.5.2	Leidingen	12
5.5.3	Bevolkingsgegevens	15
5.5.4	Ruwheidslengte	15
5.5.5	Meteorologie	15
6	Resultaten	16
6.1	Plaatsgebonden risico (PR)	16
6.2	Groepsrisico (GR)	17
6.3	Flowing bottom hole pressures	19
7	Referenties	20

Bijlagen

1. Risk Ranking report
2. Bevolkingsgegevens
3. Invloed Flowing bottom hole pressures

1 Leeswijzer

Deze rapportage beschrijft de kwantitatieve risicoanalyse (QRA) van de Bergermeer puttenlocatie (BGM) die samen met de gasbehandeling- en compressieinstallatie op de Boekelermeer (BKM) de Bergermeer Gasopslag vormt. Deze QRA is een herziening van de in november 2011 opgestelde QRA en heeft als doel de risico's van het opereren van de installaties gasopslag bij een hogere druk in het reservoir (maximaal gemiddeld 150 bar in plaats van maximaal gemiddeld 133 bar) inzichtelijk te maken.

In hoofdstuk 2 worden de samenvatting en de conclusies van dit rapport gegeven. In hoofdstuk 3 worden enkele algemene zaken toegelicht, zoals de administratieve gegevens van de inrichting en de reden van opstellen van de QRA. De wet- en regelgeving met betrekking tot externe veiligheid, die van toepassing is voor de BKM is toegelicht in hoofdstuk 4. Een korte beschrijving van de locatie is opgenomen in hoofdstuk 5. Hoofdstuk 6 bevat een toelichting op de opgestelde risicoanalyse. De resultaten zijn weergegeven in hoofdstuk 7. De risk ranking analyse is opgenomen als bijlage.

2 Samenvatting

TAQA Energy B.V. (hierna Taqa) is één van de Nederlandse aardgasproducenten en houdt zich in Noord-Holland en op het Nederlands deel van de Noordzee bezig met de opsporing en winning en ondergrondse opslag van aardgas. De Gasopslag Bergermeer bestaat uit een puttenlocatie waar het gas in en uit het Bergermeerveld wordt gehaald (BGM) en een installatie op het bedrijventerrein Boekelermeer Zuid 2 in Alkmaar, waar het gas wordt gereinigd en in het leidingennet wordt gepompt (BKM). De intentie van TAQA is om de maximale gemiddelde reservoirdruk van het Bergermeerveld te gaan verhogen van 133 bar naar 150 bar.

Beide installaties vallen vergunning technisch onder de werkingssfeer van het Brzo 2015 en daarmee ook onder de werkingssfeer van het Besluit Externe Veiligheid Inrichtingen (Bevi). Daarnaast vallen deze installaties onder de Mijnbouwwet. Inrichtingen die een mijnbouwwerk zijn conform artikel 1, onderdeel n, van de mijnbouwwet vallen ook onder de werkingssfeer van het Bevi. Indien zich een incident voordoet waarbij gevaarlijke stoffen (aardgas) vrijkomen kan dit risico's met zich meebrengen voor de directe omgeving. In het Bevi zijn de normen- en richtwaarden opgenomen ten aanzien van externe veiligheid. In de huidige versie van de Handleiding Risicoberekeningen Bevi [ref. 1] is de rekenmethodiek voor mijnbouwinstallaties opgenomen.

De intentie om de installatie ook in werking te hebben bij gemiddelde reservoirdrukken tussen de 133 en 150 bar en de wijziging van de rekenmethodiek voor externe veiligheid van mijnbouwinstallaties zijn aanleiding voor het herzien van de in november 2011 (A6167-04.001, MD-AF20112019/MVI) in het kader van de vergunningaanvraag voor de BGM door DHV BV opgestelde risicoanalyse.

Conform de herziene rekenmethode is door Royal HaskoningDHV (RHDHV) de QRA uitgevoerd met behulp van het rekenmodel Safeti^{NL} [ref. 2]. Uit de berekeningen blijkt dat de plaatsgebonden risico 10^{-6} /jaar contour tot maximaal 100 meter over de inrichtingsgrens ligt. Binnen deze contour bevindt zich voornamelijk grasland en water. Binnen de plaatsgebonden risico 10^{-6} /jaar contour bevinden zich geen (geprojecteerde) kwetsbare en/of beperkt kwetsbare objecten. Het berekende groepsrisico ligt ruim onder de oriëntatiewaarde voor het groepsrisico.

Geconcludeerd wordt dat risicocontour 10^{-6} /jaar kleiner is dan eerder berekend. De conclusies uit de risicoanalyse van 2011 (A6167-04.001, MD-AF20112019/MVI) zijn ongewijzigd zijn en er wordt voldaan aan de volgende normen uit het Bevi:

- Grenswaarde PR voor kwetsbare objecten;
- Richtwaarde PR voor beperkt kwetsbare objecten;
- Oriëntatiewaarde voor het GR.

NB. Door Taqa is aangegeven dat de flowing bottom hole pressures (iets) lager zijn dan in 2016 aangeleverd. De beschreven modellering is gebaseerd op basis van de in 2016 aangeleverde informatie.

3 Inleiding

TAQA Energy B.V. (hierna Taqa) is één van de Nederlandse aardgasproducenten en houdt zich in Noord-Holland en op het Nederlands deel van de Noordzee bezig met de opsporing en winning en ondergrondse opslag van aardgas. De Gasopslag Bergermeer bestaat uit een puttenlocatie waar het gas in en uit het Bergermeerveld wordt gehaald (BGM) en een installatie op het bedrijventerrein Boekelermeer Zuid 2 in Alkmaar, waar het gas wordt gereinigd en in het leidingennet wordt gepompt (BKM).

Administratieve gegevens

Naam bedrijf	TAQA Energy BV
Inrichting	Gasopslag en waterinjectie-installatie Bergermeer (BGM)
Aard van de inrichting	Opslag van aardgas (injectie en productie); waterinjectie
Bezoekadres	Bergerweg, tegenover nr. 141, Bergen
Locatie-verantwoordelijke	██████████
Permit-verantwoordelijke	██████████
Country Manager	██████████

Aanleiding

Indien zich een incident voordoet waarbij gevaarlijke stoffen (aardgas) vrijkomen kan dit risico's met zich meebrengen voor de directe omgeving. Ter voorbereiding op de vergunningaanvraag voor het Bergermeer project is door DHV BV in november 2011 een QRA opgesteld voor de puttenlocatie in de Bergermeer conform de destijds geldende interim methodiek Mijnbouw. Daarbij is uitgegaan van een reservoirdruk van 132 bar. (doc. ref. MD-AF20112029/MVI).

De intentie van TAQA is om de maximale gemiddelde reservoirdruk van het Bergermeerveld te gaan verhogen naar 150 bar. Ook de voorgeschreven rekenmethodiek voor externe veiligheid van mijnbouwinrichtingen is in november 2015 gewijzigd. Beide zijn aanleiding voor het herzien van de eerder opgestelde risicoanalyse.

Peildatum

De peildatum van deze QRA is 20 oktober 2016.

4 Beleid ten aanzien van Externe veiligheid

4.1 Mijnbouwinstallaties, ondergrondse gasopslag en het Bevi

De BGM valt vergunning technisch onder de werkingssfeer van het Brzo 1999 en daarmee ook onder de werkingssfeer van het Besluit Externe Veiligheid Inrichtingen (Bevi). Indien zich een incident voordoet waarbij gevaarlijke stoffen (aardgas) vrijkomen kan dit risico's met zich meebrengen voor de directe omgeving. In het Bevi zijn de normen- en richtwaarden opgenomen ten aanzien van externe veiligheid.

Daarnaast valt deze installatie onder de Mijnbouwwet. In 2015 is de Revi aangepast waarmee de inrichtingen die een mijnbouwwerk zijn conform artikel 1, onderdeel n, van de mijnbouwwet ook onder de werkingssfeer van het Bevi vallen. Met deze aanwijzing is ook de gewijzigde rekenmethodiek voor mijnbouwinstallaties toegevoegd aan de HRB [ref. 1].

4.2 Drie risicomaten voor het externe veiligheidsbeleid

- **Plaatsgebonden risico (PR):** risico op een plaats buiten een inrichting, uitgedrukt als de kans per jaar dat een persoon die onafgebroken en onbeschermd op die plaats zou verblijven, overlijdt als rechtstreeks gevolg van een ongewoon voorval binnen die inrichting waarbij een gevaarlijke stof, gevaarlijke afvalstof of bestrijdingsmiddel betrokken is.
Door middel van iso-risico-contouren, waarbij punten met gelijk risico worden verbonden tot een contour, worden deze risico's op een kaart inzichtelijk gemaakt;
- **Groepsrisico (GR):** cumulatieve kansen per jaar dat ten minste 10, 100 of 1000 personen overlijden als rechtstreeks gevolg van hun aanwezigheid in het invloedsgebied van een inrichting en een ongewoon voorval binnen die inrichting waarbij een gevaarlijke stof, gevaarlijke afvalstof of bestrijdingsmiddel betrokken is.
Aan de hand van de feitelijke aanwezigheid van mensen kan de kans op een incident met meerdere doden inzichtelijk worden gemaakt. Hiervoor wordt de zogeheten fN-curve berekend waarin de kans op een aantal dodelijke slachtoffers wordt uitgezet tegen het aantal dodelijk getroffenen.
- **Invloedsgebied:** Het invloedsgebied kent geen eenduidige definitie. De juridische definitie is het gebied waarin het groepsrisico moet worden verantwoord. De technische definitie is het 1% letaliteit effect gebied (ofwel het gebied waarin het nog aannemelijk is dat mensen dodelijk getroffen kunnen worden).

4.3 Normering Plaatsgebonden Risico (PR)

Het plaatsgebonden risico (PR) is een maat voor het overlijdensrisico op een bepaalde plaats. Het is hierbij niet van belang of er op deze plaats daadwerkelijk een persoon aanwezig is. Bij het PR gaat het om de kans per jaar dat een gemiddelde persoon op een bepaalde plaats in de omgeving van een inrichting komt te overlijden als gevolg van een incident met gevaarlijke stoffen in deze inrichting, ervan uitgaande dat deze persoon onbeschermd en permanent op deze plaats aanwezig is.

Bij de het beoordelen van het PR wordt onderscheid gemaakt tussen kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten. Onder de kwetsbare objecten vallen in eerste instantie objecten waar mensen doorgaans dag en nacht verblijven (woningen) en/of grote groepen mensen gedurende langere tijd verblijven (bijvoorbeeld kantoren > 1500 m²). Daarnaast kunnen mensen een bijzondere bescherming verdienen vanwege hun fysische of psychische gesteldheid, hierbij moet gedacht worden aan kinderen, ouderen en (psychisch) zieken. Dit maakt scholen, kinderdagverblijven, bejaardenhuizen en ziekenhuizen dus ook tot

kwetsbare objecten. Daarnaast kunnen objecten vanwege de hoge infrastructurele waarde onder de kwetsbare objecten vallen. Hierbij moet gedacht worden aan bijvoorbeeld telecommunicatiecentrales. In meer algemene zin is het onderscheid tussen kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten gebaseerd op het aantal en de verblijftijd van groepen mensen en de aanwezigheid van adequate vluchtwegen.

Voor (geprojecteerd¹) kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten gelden in het Bevi de volgende normen:

(Geprojecteerd) kwetsbare objecten (grenswaarde):

- PR hoger dan 10^{-6} per jaar: niet toegestaan;
- PR lager dan 10^{-6} per jaar: toegestaan.

(Geprojecteerd) beperkt kwetsbare objecten (richtwaarde):

- PR hoger dan 10^{-6} per jaar: in beginsel niet toegestaan;
- PR lager dan 10^{-6} per jaar: toegestaan.

4.4 Groepsrisico (GR)

Het Groepsrisico kent in het Bevi geen strikte normering. Er geldt wel een oriëntatiewaarde, die recht doet aan de risicoaversie (hoe groter de ramp, hoe lager het acceptabele risico).

De oriëntatiewaarde is te beschouwen als een soort thermometer. Deze waarde geeft een eerste inzicht in het niveau van het risico. Om het groepsrisico te beoordelen moet het bevoegd gezag bij besluiten in het kader van de Wm-vergunningverlening of ruimtelijke ordening (Wro) tevens aangeven:

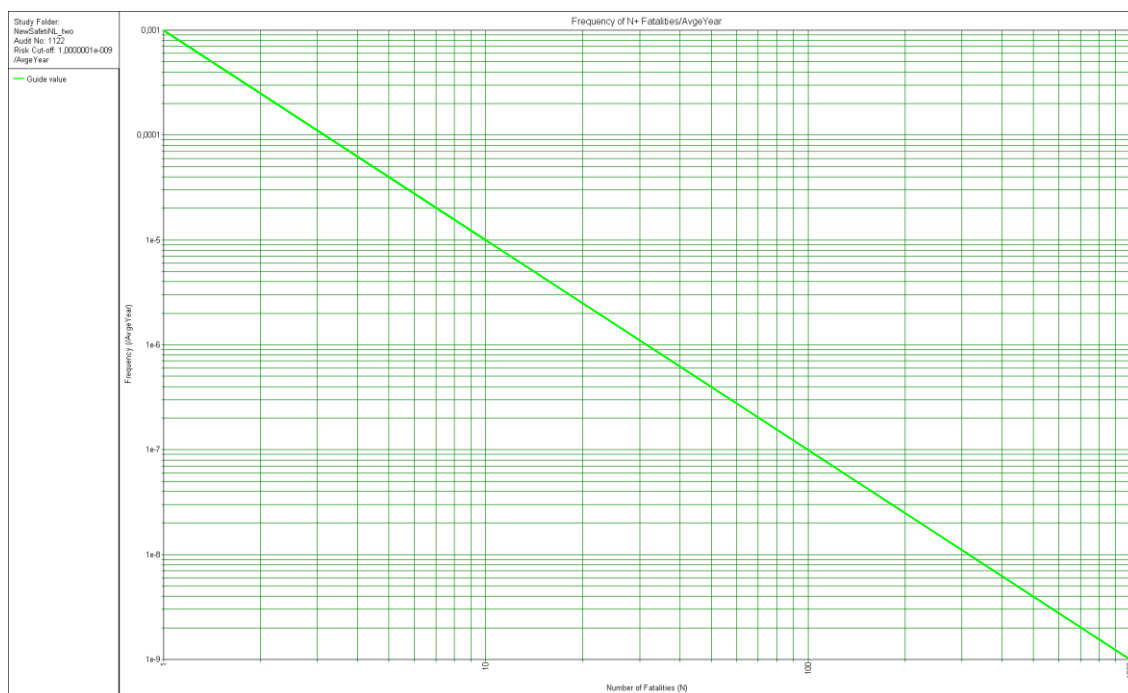
- Hoe de bevolkingsdichtheid in het invloedsgebied van de inrichting (begrensd door 1% letaliteit) wordt beoordeeld, evenals de wijzigingen hiervan in de toekomst;
- Welke mogelijke maatregelen van invloed zijn op het groepsrisico en op welke wijze deze zijn meegenomen in het onderzoek;
- Hoe rekening is gehouden met aspecten als rampenbestrijding, zelfredzaamheid van omwonenden en beheersbaarheid bij een eventuele calamiteit.

Dit is de zogenaamde verantwoordingsplicht van het groepsrisico (artikel 12 en 13 Bevi).

Het kan dus voorkomen dat de oriëntatiewaarde wordt overschreden, maar dat een vergunning wel kan worden verleend. Wel moet dan door het bevoegd gezag invulling worden gegeven aan de verantwoordingsplicht. Bij overschrijding van de oriëntatiewaarde zal de weging van de andere verantwoordingsaspecten zwaarder zijn.

In Figuur 4-1 is de oriëntatiewaarde weergegeven.

¹ Geprojecteerde objecten zijn objecten die in een vastgesteld bestemmingsplan gepland zijn en dus geplaatst of gerealiseerd mogen worden.



Figuur 4-1: Oriëntatiewaarde voor het groepsrisico volgens BEVI

5 Gasopslag- en waterinjectieinstallatie Bergermeer (BGM)

5.1 Bergermeer Gasopslag

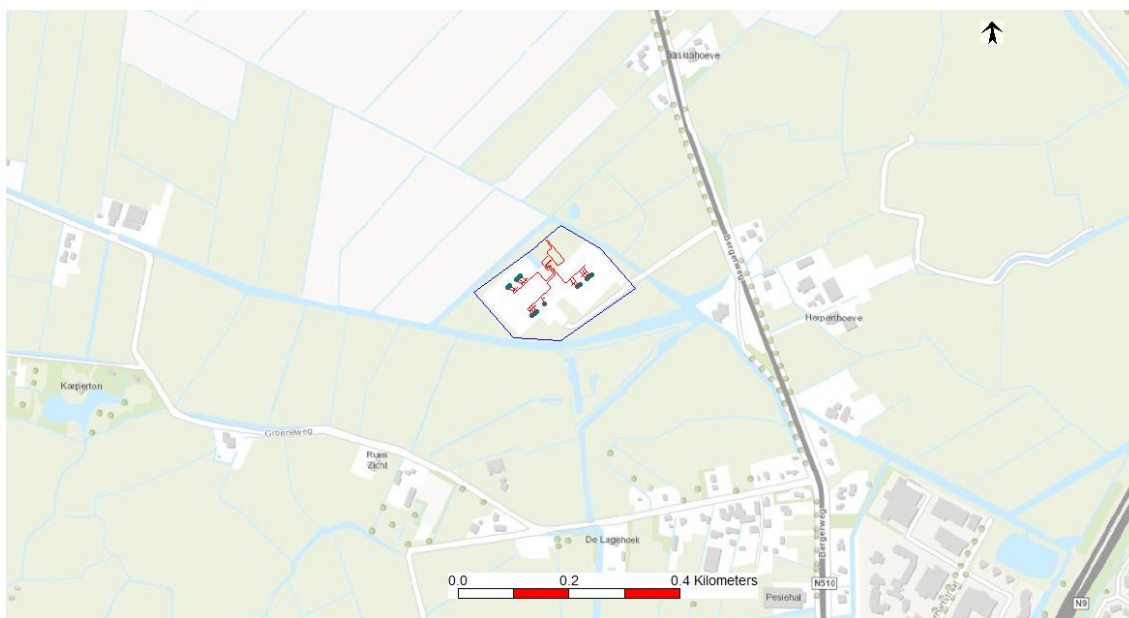
De Bergermeer Gasopslag die al een jaar volledig in gebruik is, omvat de volgende onderdelen:

- de gasproductie en –injectielocatie Bergermeer (BGM). Deze is momenteel gerealiseerd op de bestaande bovengrondse Bergermeer (BGM) puttenlocatie. Daartoe zijn in de periode 2012-2015 nieuwe aardgasputten naar het aardgasreservoir op de BGM locatie geboord;
- de behandelings- en compressie-installatie op het industrieterrein Boekelermeer Zuid 2 (BKM). Deze is momenteel operationeel;
- leidingen tussen de puttenlocatie en de behandelings- en compressie-installatie (circa 8 km) en tussen de behandelings- en compressie-installatie en het gastransportnet (4 respectievelijk 6 km), evenals tussen de behandelings- en compressie-installatie en de bestaande PiekGasInstallatie (PGI) van TAQA.

Middels de uitspraak van de Raad van State van 2 mei 2012 is de Bergermeer Gasopslag vergund. Het opereren van de installaties betreft het leveren van gas en het weer op druk brengen van het veld (afhankelijk van de vraag naar gas).

5.2 Locatie BGM

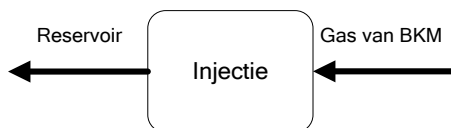
De BGM is gelegen aan de Bergerweg. De exacte locatie van de inrichting is in onderstaande figuur weergegeven.



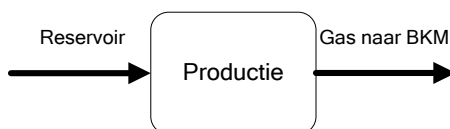
Figuur 5-1: Locatie inrichting Bergermeer puttenlocatie

5.3 Procesbeschrijving

De inrichting wordt gebruikt voor het tijdelijk opslaan van aardgas. Hiertoe wordt gas geïnjecteerd in het gasreservoir en na verloop van tijd wordt dit gas weer teruggewonnen. Deze twee operaties geven een ander risicoprofiel en zijn in deze QRA afzonderlijk beschouwd. Deze worden aangeduid met “Injectie” en “Productie”. In onderstaande figuren is het proces van de injectie- en productiefase, vereenvoudigd, schematisch weergegeven.

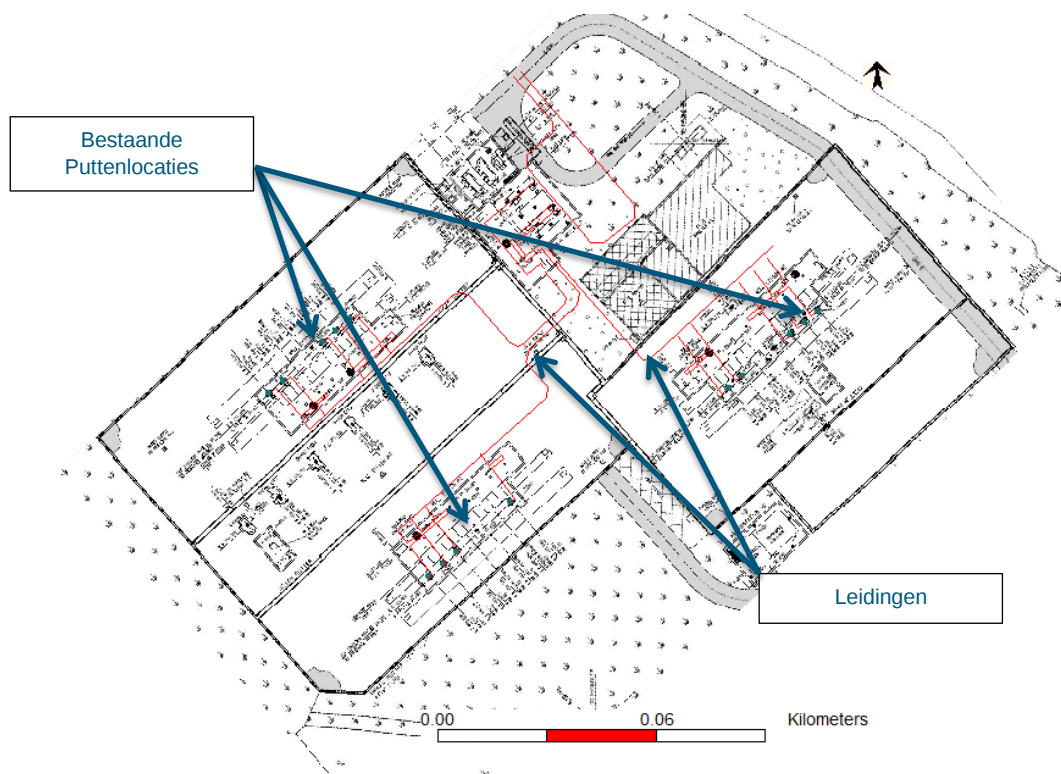


Figuur 5-2: Schematische weergave van gasinjectie op BGM



Figuur 5-3: Schematische weergave van gasproductie op BGM

De installatiedelen welke van belang zijn voor de QRA zijn in onderstaande plattegrond aangegeven.



Figuur 5-4: Plattegrond met de installatiedelen welke van belang zijn voor de QRA

De volgende installatiedelen zijn op het terrein aanwezig en relevant voor de QRA:

- 1 Pijpleiding;
- 3 Headers (1 per cluster);
- 14 Flowlines (één per put);
- 14 operationele putten.

Van de operationele putten is door Taqa de in Tabel 4.1. opgenomen informatie aangeleverd (september 2016) met betrekking tot de beoogde wijze van operatie.

Tabel 4-1: informatie producerende putten

put			productie	injectie		werkzaamheden	
	tubing diam	Production casing	flowing bottom hole pressure	flowing bottom hole pressure	temp	workover	wireline
	inch		bara	bara	C	1/jaar	1/jaar
BGM-10 ST2	7 x 9.625	13.375	154	161	60	0.005	0.2
BGM-11	7 x 9.625	13.375	159	161	60	0.005	0.2
BGM-14	7 x 9.625	13.375	158	161	60	0.005	0.2
BGM-15	7 x 9.625	13.375	n.a.	n.a. ²	60	0.005	0.2
BGM-16	7 x 9.625	13.375	159	161	60	0.005	0.2
BGM-17 ST1	7 x 9.625	13.375	159	161	60	0.005	0.2
BGM-18	7 x 9.625	13.375	153	156	60	0.005	0.2
BGM-19	7 x 9.625	13.375	159	161	60	0.005	0.2
BGM-23	7 x 9.625	13.375	158	162	60	0.005	0.2
BGM-24	7 x 9.625	13.375	159	161	60	0.005	0.2
BGM-25	7 x 9.625	13.375	153	156	60	0.005	0.2
BGM-27	7 x 9.625	13.375	158	162	60	0.005	0.2
BGM-28	7 x 9.625	13.375	158	161	60	0.005	0.2
BGM-29	4,5 x 7	9.625	143	162	60	0.005	0.2

Het productie/injectie debiet van de putten bedraagt 6 MNm³/dag, voor put BGM-29 is dit 3,5 MNm³/dag. Bij een reservoirdruk van 150 bar is de maximale well head druk (druk bovenin de put) 128 barg tijdens productie. Tijdens injectie is de maximale well head druk 145 bar. De ingesloten putdruk bedraagt bovenin de tubing (CITHP) 130 barg.

² In de modellering aangenomen gelijk aan- of lager dan hoogste drukken.

Door Taqa is aangegeven dat de flowing bottom hole pressures (iets) lager zijn dan in 2016 aangeleverd. De herziene drukken zijn weergegeven in bijlage 3. De beschreven modellering is gebaseerd op basis van de in 2016 aangeleverde informatie.

Kwantitatieve risicoanalyse

De scenario's en frequenties van optreden zijn gemodelleerd conform de Handleiding Risicoberekeningen Bevi (HRB) [ref. 1]. Conform de HRB wordt de QRA uitgevoerd met behulp van het rekenmodel Safeti^{NL} [ref. 2].

Methodiek algemeen

De werkdrukken in het proces zijn hoger dan 16 barg. Om deze reden is conform de HRB afgeweken van de 'standaard' effectmodellering en de gebeurtenissenbomen in de HRB. Deze afwijkende voorschriften zijn opgesteld voor mijnbouw en gastransportinrichtingen en doen meer recht aan de aard van de activiteiten en de bijbehorende risico's. Uitstroming van ontvlambare gassen resulteert in deze modellering altijd in een fakkelbrand. Deze fakkelbrand kan vrijwel direct (binnen 20 seconde) ontstaan, of na enige vertraging (tussen 20 en 120 seconde). Beide fakkelbranden worden als een apart scenario in Safeti^{NL} gemodelleerd. Deze fakkelbranden worden gemodelleerd door uit te gaan van 'time varying release' waarbij voor een vroege fakkelbrand de gemiddelde uitstroom tussen 0 en 20 sec wordt gemodelleerd, voor een late fakkelbrand tussen 20 en 140 sec. De verhouding tussen vroege en late fakkelbranden is afhankelijk van het debiet en is per scenario bepaald op basis van tabel 91 van de HRB. De verhouding tussen vroege en late fakkelbranden is verdisconteerd in de faalfrequentie van de scenario's. Voor scenario's met een uitstroomdebiet groter dan 100 kg/sec is de kans op directe ontsteking 9%, de kans op vertraagde ontsteking is 91%.

Uit te sluiten installatiedelen - subselectie

Er is geen subselectie uitgevoerd gezien het relatief kleine aantal installatiedelen. Conform de HRB worden chemicaliën en injectiesystemen niet meegenomen in de QRA [ref 1, paragraaf 10.2.6].

5.4 Operatie

Voor de modellering van de QRA voor het putterterrein wordt onderscheid gemaakt tussen twee operationele fasen: "Injectie" en "Productie". In deze QRA wordt er voor de risicoberekeningen van uitgegaan dat er, gedurende een jaar, twee volledige cycli worden gedraaid. Dit is een worst case aanname. Dit houdt in twee maal 103 dagen injectie en twee maal 75 dagen productie. In Safeti^{NL} zijn deze twee operationele fasen met bijbehorende tijdsduur gemodelleerd door de frequenties voor de specifieke scenario's met de bijbehorende tijdsfractie van de operationele fase te vermenigvuldigen. Deze tijdsfractie is in Safeti^{NL} meegenomen door de injectiescenario's in de 'runrows' in Safeti^{NL} te vermenigvuldigen met 58%, de productiescenario's met 42%. Gedurende de injectiefase en de productiefase zal de druk in het reservoir veranderen. Voor de operationele fasen zijn de volgende cases te onderscheiden:

Injectie

- Maximale injectie bij lage reservoirdruk;
- Intermediaire injectie bij intermediaire reservoirdruk;
- Minimale injectie bij hoge reservoirdruk.

Productie

- Maximale productie bij hoge reservoirdruk;
- Intermediaire productie bij intermediaire reservoirdruk;
- Minimale productie bij lage reservoirdruk.

Voor de modellering van de QRA is uitgegaan van de cases waarbij de druk in het systeem het hoogst is. Voor de injectiefase is dat de case voor minimale injectie bij hoge reservoirdruk. Voor de productiefase is dat de case voor maximale productie bij hoge reservoirdruk. Dit is een conservatieve aanname.

5.5 Details modellering

5.5.1 Putten

Loss of containment van een gasput wordt ook wel een “blow-out” genoemd. Blow-out is het ongecontroleerd (falen van alle barrières) vrijkomen van gas vanuit het gas reservoir (objective). Het potentieel van een blow-out is afhankelijk van de reservoirkarakteristieken, de putdruk en de diameter van de tubing / casing.

Blow-out (en well release) van een put heeft de meeste kans van optreden tijdens onderhoudswerkzaamheden aan de put. Deze frequentie van blow-out van een put is gebaseerd op de kans van falen tijdens de werkzaamheden (zie Tabel 4-1 en Tabel 5-3). De faalfrequenties tijdens werkzaamheden en productie/injectie zijn overgenomen uit tabel 73 en 74 van de HRB [ref. 1]. Alle putten zijn op dezelfde wijze gemodelleerd, met uitzondering van put BGM-29. Put BGM-29 heeft een afwijkende tubingdiameter en een lagere productie capaciteit.

Tabel 5-2: Uitstroomscenario's en -frequenties voor productie en injectie van/naar gasputten Frequentie (per jaar)

Scenario	Casing blowout	Tubing blowout	Verticaal lek	Horizontaal lek
Productie	-	$3,3 \times 10^{-5}$	$5,2 \times 10^{-5}$	$9,4 \times 10^{-6}$
Injectie	-	$3,3 \times 10^{-5}$	$5,2 \times 10^{-5}$	$9,4 \times 10^{-6}$

Tabel 5-3: Uitstroomscenario's en -frequenties voor onderhoud aan gasputten Frequentie (per activiteit)

Scenario	Casing blowout	Tubing blowout	Verticaal lek	Horizontaal lek
Wireline	-	$8,9 \times 10^{-6}$	$1,4 \times 10^{-5}$	$2,6 \times 10^{-6}$
Coiled-tubing	-	$1,9 \times 10^{-4}$	$1,1 \times 10^{-4}$	$3,3 \times 10^{-5}$
Snubbing	-	$4,2 \times 10^{-4}$	$2,6 \times 10^{-4}$	$7,6 \times 10^{-5}$
Workover	$6,1 \times 10^{-5}$	$2,4 \times 10^{-4}$	$2,7 \times 10^{-4}$	$6,4 \times 10^{-5}$

Blow-out tijdens productie, wirelining en coiled tubing vindt plaats via de tubing van de put. Deze tubing blow-out wordt gemodelleerd met het “long pipeline” model op basis van de diepte van de put, de diameter van de tubing en de normale bedrijfsdruk in de bodem van de put (flowing bottom hole pressure, FTBHP). Tijdens injectie is de gemodelleerde druk conform de HRB gelijk aan de aanvoerende leiding(en). In het model wordt rekening gehouden met de initiële tijdsafhankelijke uitstroom, die substantieel hoger is dan de “blow-out potential” van de put. Bij blow-out tijdens productie zal ook gas terugstromen vanuit de flowline. Dit is gemodelleerd met het “long pipeline model” bij een (standaard) lengte van 10 km met een diameter van 13,4” (uitstroomopening van 6”) bij een werkdruk van 128 barg (145 barg tijdens injectie). De equivalente diameter van de twee 30” leidingen is groter, maar aangezien de uitstroming plaats vindt uit een 6” gat is de uitstroomopening kleiner dan 20% van de aanvoerleiding, dit resulteert in een foutmelding in Safeti^{NL}. Conform de rekenmethodiek dient deze diameter te worden verkleind tot een diameter met een diameter van $(6'' \times \sqrt{5}) \sim 13,4''$. Conform de methodiek dient de uitstroming van beide zijden te worden opgeteld. De druk in de tubing neemt zeer snel af in geval van een blow-out. De totale blow-out tijdens productie wordt dan ook vrijwel geheel bepaald door de terugstroming uit het proces (zie ook paragraaf 10.10 van de rekenmethodiek). De Blow-out tijdens productie (en

injectie) is daarom gemodelleerd als de terugstroming uit het proces met de vereenvoudigde invoermethode. Het scenario hiervoor is gemodelleerd met het long pipeline model in Safeti^{NL} met een diameter van 13,4", de uitstroomopening is iets groter gekozen dan 6" om te corrigeren voor de uitstroming uit de put(ten). Bij een 'relative aperture' van 35% is de uitstroming uit het model gelijk aan de som van up- en downstream debieten.

Blow-out tijdens work-over activiteiten zal plaatsvinden via de tubing (80%) of de casing (20%). Beide scenario's zijn gemodelleerd met het long pipeline model in Safeti^{NL}. Voor de casing blow-out is een diameter van 13 3/8" gehanteerd, voor de tubing blow-out een diameter 7" (voor put BGM-29 respectievelijk 9 5/8" en 4.5").

Alle lekscenario's worden berekend op basis van een gatdiameter ter grootte van 10% van de tubing diameter en de normaal opererende druk van de put (FTHP).

De invoerparameters van de belangrijkste (grootste uitstroming) scenario's zijn in onderstaande tabel samengevat.

Tabel 5-4: Invoerparameters belangrijkste scenario's putten

Scenario blowout	Frequentie (1/jaar)	Frequentie gecorrigeerd(**) (1/jaar)	Model Safeti ^{NL}	Druk (barg)	Diameter (inch)	Relative aperture (-)
Productie	$3,3 \times 10^{-5}$	$2,97 \times 10^{-6}$	Long pipeline	128	13,4	0,35
Injectie	$3,3 \times 10^{-5}$	$2,97 \times 10^{-6}$	Long pipeline	145	13,4	0,35
WO casing	$6,1 \times 10^{-5} *$	$2,75 \times 10^{-8}$	Long pipeline	130	13,75	1
WO tubing	$2,4 \times 10^{-4} *$	$1,08 \times 10^{-7}$	Long pipeline	130	7	1
Wireline	$8,9 \times 10^{-6} *$	$1,60 \times 10^{-7}$	Long pipeline	130	7	1

*) Frequentie per handeling per jaar.

**) Uitstroming (full bore rupture) uit de put is verticaal gericht. Vertraagde ontsteking treedt conform de rekenmethodiek alleen op wanneer een brandbare wolk buiten de inrichtingsgrens op 1 meter hoogte optreedt. Dit is niet het geval voor deze scenario's. De eerste correctie factor is voor alle scenario's daarom 9% (zie eerste paragraaf van dit hoofdstuk). De tweede correctiefactor is voor het aantal geschatte onderhoudswerkzaamheden. Voor productie en injectie is deze factor 1 (er kan immers constant ofwel geïnjecteerd danwel geproduceerd worden, voor Work overs en Wirelining is deze factor respectievelijk 0,005 en 0,2).

5.5.2 Leidingen

Vanaf de putten wordt het gas tijdens productie via de flowleidingen en de headers via een tweetal 30" leidingen (exportleidingen) naar de BKM getransporteerd. Het leidingwerk in de putkelders ligt verdiept ten opzichte van het maaiveld. Bij een breuk of lekkage kan de uitstroming naast verticaal ook schuin omhoog gericht zijn. Uitstroming uit het leidingwerk (flowleiding) in de putkelders is daarom (conservatief) horizontaal gemodelleerd, net als het laatste bovengrondse stuk van de headers vlak voor de aansluiting op de exportleidingen. De exportleidingen zijn ondergronds gelegen.

Tabel 5-5: LOC scenario's en bijbehorende frequenties voor hogedruk aardgasleidingen

Scenario	Beschrijving	Frequentie (/ meter / jaar)
FL1	Breuk van de leiding	$5,6 \times 10^{-9}$
FL2	Continue uitstroming vanuit een gat in de leiding met een diameter van 10% van de leidingdiameter (maximum 50 mm)	2×10^{-8}

Conform de methodiek dienen per flens in de leiding de frequentie voor de hele leiding te worden verhoogd met $9,3 \times 10^{-7}$ /flens per jaar. Het aantal flenzen is beperkt, flenslekken zijn daarom niet meegenomen in de modellering. Aangezien de inrichting is voorzien van lekdetectie, zijn domino-effecten als gevolg van optredende lekken niet meegenomen.

Alle leidingen zijn gemodelleerd met de vereenvoudigde rekenmethodiek. De gehele inrichting wordt in deze vereenvoudigde methode gezien als een black box en het scenario voor de leidingbreuken wordt gemodelleerd met het 'long pipeline model' in Safeti^{NL}.

De equivalente diameter van de upstream (puttenzijde) leidingen is 25,6". Deze equivalente diameter is conform de rekenmethodiek berekend door $\sqrt{((d1)^2 + (d2)^2 + (d3)^2)}$, deze diameters (d1, d2 etc.) zijn gelijk aan de tubingdiameters van de putten BGM-10 t/m BGM-29. De gemodelleerde leidinglengte is 3000 meter. Tijdens productie is er een 'pumped inflow' gemodelleerd gelijk aan de totale maximale productie van 673 kg/sec (81,5 MNm³/dag). Conform de rekenmethodiek is deze pumped inflow in de injectiefase niet gemodelleerd. De druk in de gemodelleerde leidingen is gedurende productie gelijk aan de flowing bottom hole pressure. Tijdens injectie is dit de aanvoerdruk.

De equivalente diameter van de downstream (export) leidingen is 42,4" (2x30"). De gemodelleerde leidinglengte is 10.000 meter. De druk in de gemodelleerde leidingen is gelijk aan de druk in de leidingen (128 barg tijdens productie, 145 barg tijdens injectie).

De gatgrootte is gekozen gelijk aan de diameter van de gemodelleerde (falende) leiding. Daar waar de relatieve gatgrootte (d^2/D^2) kleiner is dan 20%, is de diameter van de up of downstream leiding verkleind tot $\sqrt{5}$ x de gatgrootte. Dit geldt voornamelijk voor de 10 en 12" flowleidingen. De 24" headers en de 30" exportleidingen zijn volgens bovenstaand criterium niet gecorrigeerd.

De ondergrondse leidingen zijn gemodelleerd met het long pipeline model op basis van de exportleidingen (maatgevend). Deze leiding is gemodelleerd met het long pipeline model met een lengte van (10.000+3.000) 13.000 meter waarbij de leiding breekt op een lengte van 10.000 meter.

Op de puttenlocatie zijn op een aantal plaatsen een Emergency Shut Down (ESD)-kleppen aanwezig:

- in de Cluster headers, vlak voor de aansluiting op de transportleiding;
- in de flowlines vlak voor de X-mas tree;
- in de put (tubing).

Deze ESD-kleppen sluiten bij gas of branddetectie. In de effectmodellering van de vertraagde fakkelbrand is het succesvol sluiten (na lekdetectie) van deze kleppen meegenomen voor de leidingbreuk van de flowleidingen en de clusterheaders met een betrouwbaarheid van 99% (SIL-2). Voor de sluitertijd is uitgegaan dat de sluittijd 1 inch per seconde is + 2 seconde reactietijd.

Bij een breuk van de flowleiding sluit (met een zekerheid van 99%) upstream de ESD klep. Na 20 sec is het leidingdeel tussen de breuk en de gesloten ESD klep drukloos. Voor het succesvol sluiten wordt daarom geen fakkelbrand gemodelleerd.

Downstream van de breuk sluit de ESD in de 24 inch header na (24+2) 26 seconde. Het volume tot aan de klep is bepaald door de per cluster gemeten lengte (in verband met meet onnauwkeurigheden en de inhoud van de flowleidingen zelf) vermenigvuldigd met 150% te delen door het interne oppervlak van de headers. De gemodelleerde lengte tot de klep is gecorrigeerd voor de gemodelleerde leidingdiameter welke groter is dan de werkelijke 24 inch. De gemodelleerde leiding is binnen 140 seconden drukloos, de totaal berekende uitstroming is daarom conform de HRB gecorrigeerd naar 120 seconden (20 -140 seconden) door dit te modelleren als een 'fixed duration release' in Safeti^{NL}. Omdat de kans bestaat dat bij het sluiten van deze ESD nog wel nalevering van de overige putten plaats vindt, is dit scenario conservatief alleen gemodelleerd met de gecorrigeerde faalfrequentie voor de ESD in de header en de overige putten. De kans dat succesvol wordt ingegrepen wordt is daarom 95% (96% voor cluster 2). Dit is meegenomen door de faalfrequentie te vermenigvuldigen met deze kans op ingrijpen.

Voor de breuk van de header is alleen downstream (zijde transportleiding) het ingrijpen van de ESD meegenomen. In de modellering is er conservatief van uit gegaan dat de breuk aan het begin van de leiding plaats vindt en het volume tot de klep dus maximaal is. Dit scenario is dus net als de downstream uitstroming van de flowleiding gemodelleerd met het 'fixed duration release' model gebaseerd op de diameter van deze header. De kans dat de ESD succesvol ingrijpt, is in dit geval 99%.

De invoerparameters van de belangrijkste (grootste uitstroming) scenario's zijn in onderstaande tabel samengevat.

Tabel 5-6: Invoerparameters belangrijkste scenario's leidingwerk

Scenario blowout	Frequentie (1/m*jaar)	Frequentie gecorrigeerd (*) (1/m*jaar)	Model SafetiNL	Druk (barg) Prod/inj	Diameter (inch)	Relative aperture (-)
Flowline horiz. Upstream direct	$5,6 \times 10^{-9}$	$5,04 \times 10^{-10}$	Long pipeline	158/145	22,4	0,2
Flowline horiz. Upstream vertraagd (ESD sluit)	$5,6 \times 10^{-9}$	$5,1 \times 10^{-11}$	Fixed duration release	158/145	n.v.t.	n.v.t.
Flowline horiz. Downstream direct	$5,6 \times 10^{-9}$	$5,04 \times 10^{-10}$	Long pipeline	128/145	22,4	0,2
Flowline horiz. Downstream vertraagd (ESD sluit)	5,04	$5,04 \times 10^{-9}$	Fixed duration release	128/145	n.v.t.	n.v.t.
Headers ondergronds (12")	$5,6 \times 10^{-9}$	$5,04 \times 10^{-10}$	Long pipeline	128/145	26,8	0,2
Exportleiding (30")	$5,6 \times 10^{-9}$	$5,04 \times 10^{-10}$	Long pipeline	128/145	42,4	0,5

*) De correctiefactor voor de vroege en late fakkelbrand is toegelicht in de eerste paragraaf van dit hoofdstuk (9% voor vroege fakkelbrand, 91% late fakkelbrand).

5.5.3 Bevolkingsgegevens

De gemodelleerde bevolking is gelijk gekozen aan het eerder gehanteerde bevolkingsbestand voor de vergunningaanvraag³. Deze aanpak voor het inventariseren en verwerken van deze gegevens in Safeti^{NL} is in deze rapportage overgenomen in Bijlage 2 van dit rapport.

5.5.4 Ruwheidslengte

De standaard ruwheidslengte is aangehouden. Deze bedraagt 0,3 meter.

5.5.5 Meteorologie

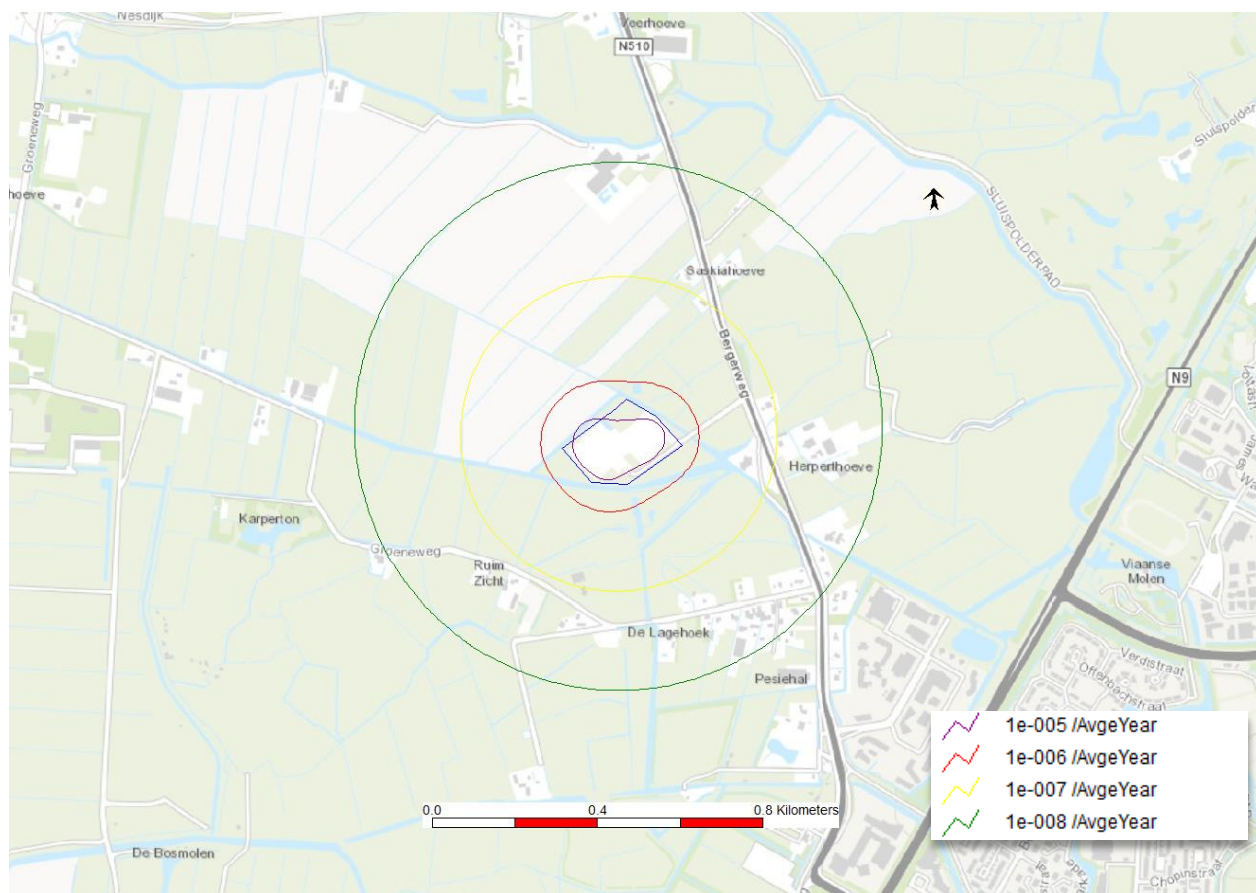
Voor het modelleren van de meteorologische omstandigheden voor deze inrichting is gebruik gemaakt van de in Safeti^{NL} beschikbare meteorologische data van vliegveld Schiphol.

³ QRA puttenlocatie Bergermeer Gas Storage, DHV, 2008.

6 Resultaten

6.1 Plaatsgebonden risico (PR)

In Figuur 6-1 is het plaatsgebonden risico (PR) ten gevolge van de activiteiten op de gasproductie/injectie locatie Bergermeer weergegeven. De iso-risicocontouren zijn een weergave van de kans (per jaar) van overlijden op een specifieke locatie.



Figuur 6-1: Plaatsgebonden risicocontouren locatie Bergermeer

Binnen de plaatsgebonden risico 10^{-6} /jaar contour bevinden zich geen (beperkt) kwetsbare objecten. De procentuele bijdrage per scenario aan de plaatsgebonden risicocontour 10^{-6} /jaar is weergegeven in bijlage 1. In deze bijlage is te zien dat de headers de grootste bijdrage hebben aan de ligging van deze contour.

De in 2011 berekende (A6167-04.001, MD-AF20112019/MVI) risicocontouren zijn weergegeven in onderstaande figuur.



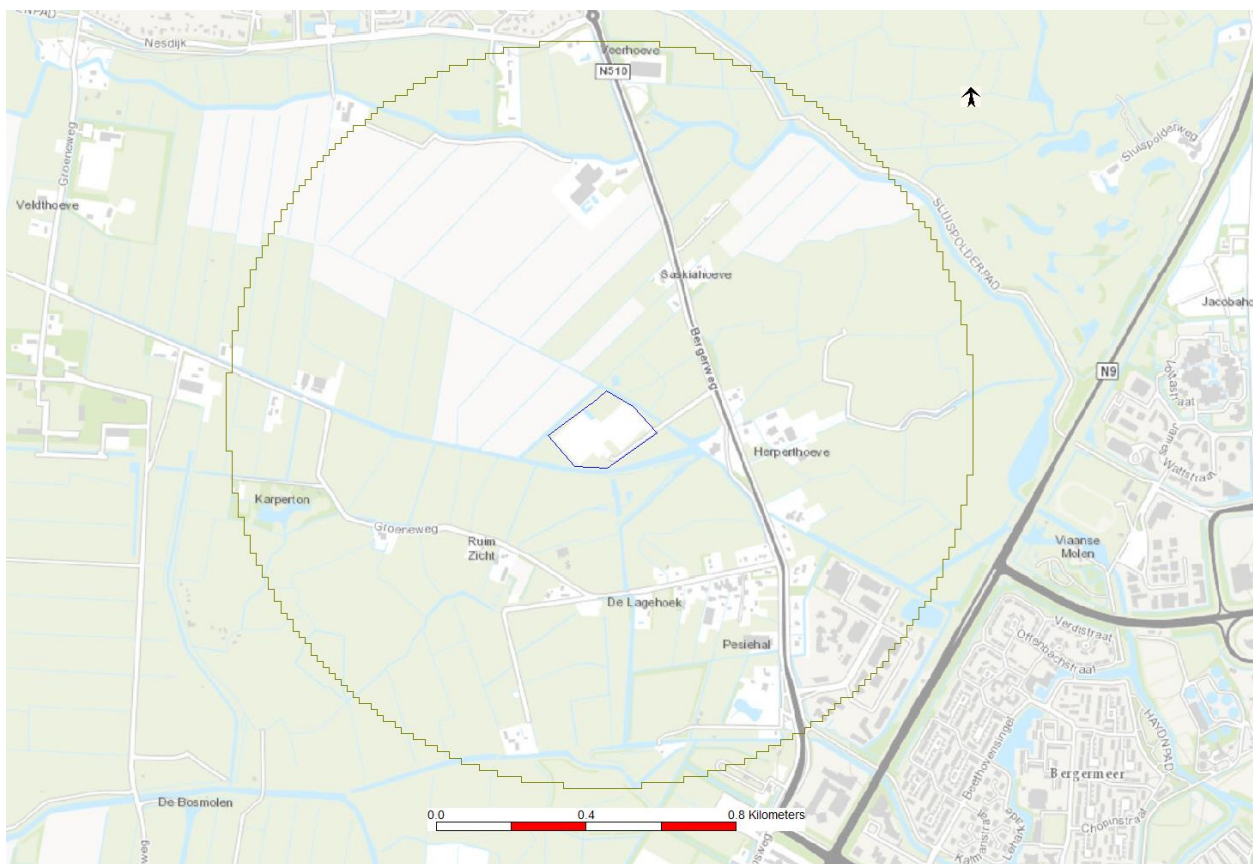
Figuur 6-2: Plaatsgebonden risicocontouren locatie Bergermeer 2011

Uit de voorgaande figuren kan worden geconcludeerd dat de plaatsgebonden risicocontour 10^{-6} per jaar kleiner is dan berekend in 2011.

6.2 Groepsrisico (GR)

Het GR geeft de kans op het aantal mogelijke slachtoffers ten gevolge van een incident op de locatie. Dit wordt weergegeven in een grafiek waarin het aantal potentiële slachtoffers wordt uitgezet tegen de kans per jaar. In deze grafiek is ook de, in hoofdstuk 3 toegelichte, oriëntatiewaarde weergegeven.

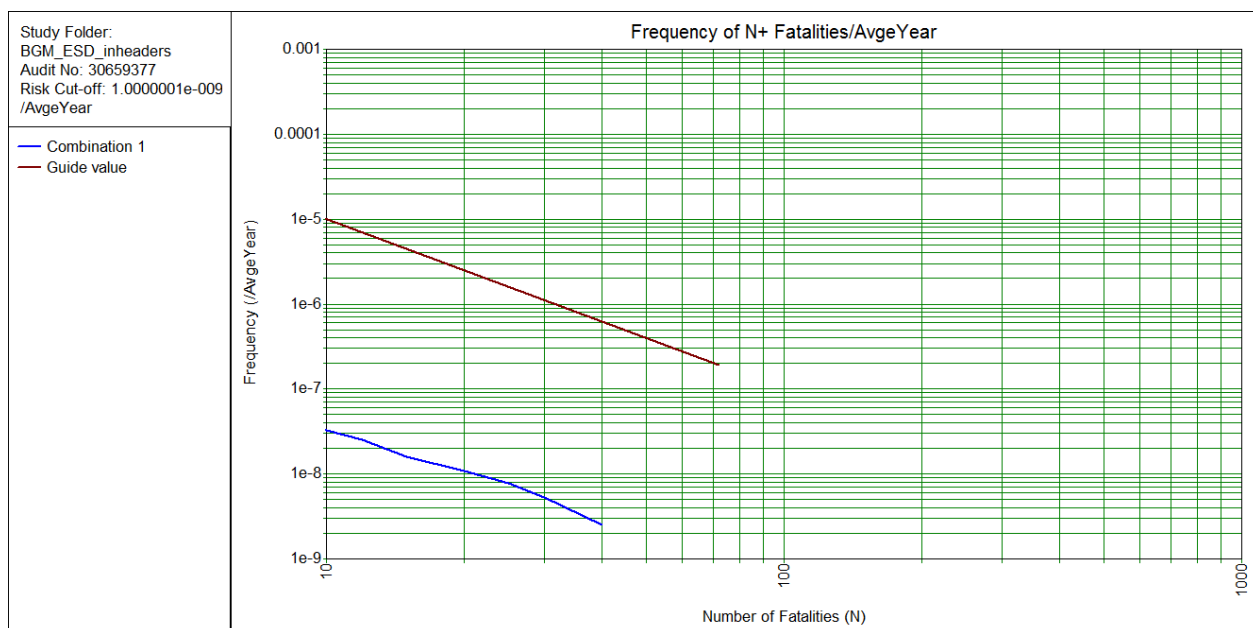
Het GR wordt bepaald op basis van het eerder berekende plaatsgebonden risico (PR) en de aanwezigheid van mensen binnen het invloedsgebied. Het invloedsgebied is weergegeven in onderstaande figuur.



Figuur 6-3: invloedsgebied Bergermeer

De gemodelleerde bevolking is gelijk gekozen aan het eerder gehanteerde bevolkingsbestand voor de vergunningaanvraag⁴. Safeti^{NL} berekent hiervoor de volgende fN-curve:

⁴ QRA puttenlocatie Bergermeer Gas Storage, DHV, 2008.



Figuur 6-4: fN-curve Bergermeer locatie

Het berekende groepsrisico ligt ruim onder de oriëntatiewaarde voor het groepsrisico.

6.3 Flowing bottom hole pressures

Door Taqa is aangegeven dat de flowing bottom hole pressures (iets) lager zijn dan in 2016 aangeleverd. Royal HaskoningDHV heeft onderzocht wat de impact is van deze lagere drukken op de externe risico's. Deze analyse is toegevoegd in bijlage 3 van deze rapportage. Uit deze analyse blijkt dat de lagere (flowing bottom hole) drukken slechts een zeer beperkte invloed hebben op het berekende externe risico. De conclusies blijven daarom ongewijzigd.

7 Referenties

- [1] RIVM, Handleiding Risioberekeningen Bevi, versie 3.3, 01-07-2015
- [2] Det Norske Veritas, Safeti^{NL}, versie 6.54

Bijlage

1. Risk Ranking report

Naam scenario (risk ranking noordzijde)	Bijdrage (%)
WS1 injectie\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW AG\Breuk header down vertraagd ESD sluit	5.2
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW AG\Breuk header down vertraagd ESD sluit	4.0
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO AG\Breuk header down vertraagd ESD sluit	3.7
WS1 prod\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW AG\Breuk header down vertraagd ESD sluit	3.7
WS1 prod\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW AG\Breuk header up vertraagd	3.5
WS1 injectie\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW AG\Breuk header up vertraagd	3.5
Productie injectieleidingen\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding UG\Breuk flowline UG	2.9
WS2 prod\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW AG\Breuk header down vertraagd ESD sluit	2.8
Productie injectieleidingen\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding AG\Breuk flowline down vertraagd	2.8
WS2 prod\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW AG\Breuk header up vertraagd	2.7
WS1 injectie\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW UG\Breuk header UG	2.7
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW AG\Breuk header up vertraagd	2.7
WS3 prod\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO AG\Breuk header up vertraagd	2.5
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO AG\Breuk header up vertraagd	2.4
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO UG\Breuk header UG	2.3
Productie Transportleiding\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding UG\Breuk flowline UG	2.1
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW UG\Breuk header UG	2.0
Productie Transportleiding\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding AG\Breuk flowline down vertraagd	2.0
WS1 prod\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW UG\Breuk header UG	1.9
Productie injectieleidingen\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding AG\Breuk flowline up vertraagd	1.7
WS3 prod\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO UG\Breuk header UG	1.7
Productie Transportleiding\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding AG\Breuk flowline up vertraagd	1.6
WS2 prod\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW UG\Breuk header UG	1.5
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-16\BM-16 prod direct	1.3
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-16\flowline BM-16\BM-16 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	1.2
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-15\flowline BM-15\BM-15 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	1.1
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-29\flowline BM-29\BM-29 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	1.1
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-28\flowline BM-28\BM-28 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	1.1
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-27\flowline BM-27\BM-27 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	1.0
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-14\flowline BM-14\BM-14 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	1.0

Naam scenario (risk ranking noordzijde)	Bijdrage (%)
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-15\BM-15 prod direct	0.9
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-25\flowline BM-25\BM-25 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.9
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-24\flowline BM24\BM-24 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.8
WS1 prod\Cluster NoordWest\BM-16\flowline BM-16\BM-16 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.7
WS1 injectie\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW AG\Breuk header down direct	0.6
WS1 prod\Cluster NoordWest\BM-15\flowline BM-15\BM-15 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.6
WS3 prod\Cluster ZuidOost\BM-29\flowline BM-29\BM-29 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.6
WS3 prod\Cluster ZuidOost\BM-28\flowline BM28\BM-28 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.6
WS1 injectie\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW AG\Breuk header up direct	0.6
WS3 prod\Cluster ZuidOost\BM-27\flowline BM27\BM-27 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.6
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-11\flowline BM-11\BM-11 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.5
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW AG\Breuk header down direct	0.5
WS1 prod\Cluster NoordWest\BM-14\flowline BM-14\BM-14 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.5
WS1 prod\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW AG\Breuk header down direct	0.5
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO AG\Breuk header down direct	0.5
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW AG\Breuk header up direct	0.4
WS1 prod\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW AG\Breuk header up direct	0.4
WS3 prod\Cluster ZuidOost\BM-25\flowline BM-25\BM-25 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.4
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-10\flowline BM-10\BM-10 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.4
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO AG\Breuk header up direct	0.4
WS3 prod\Cluster ZuidOost\BM-24\flowline BM24\BM-24 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.4
WS2 prod\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW AG\Breuk header down direct	0.4
WS3 prod\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO AG\Breuk header down direct	0.3
WS2 prod\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW AG\Breuk header up direct	0.3
Productie injectieleidingen\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS3 prod\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO AG\Breuk header up direct	0.3
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-29\flowline BM-29\BM-29 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3
Productie injectieleidingen\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding AG\Breuk flowline up direct	0.3
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-28\flowline BM28\BM-28 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-15\flowline BM-15\BM-15 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-27\flowline BM27\BM-27 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-25\flowline BM-25\BM-25 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3

Naam scenario (risk ranking noordzijde)	Bijdrage (%)
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-29\flowline BM-29\BM-29 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.3
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-15\flowline BM-15\BM-15 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.3
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-28\flowline BM28\BM-28 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.3
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-27\flowline BM27\BM-27 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.3
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-24\flowline BM24\BM-24 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-16\flowline BM-16\BM-16 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.2
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-25\flowline BM-25\BM-25 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-14\flowline BM-14\BM-14 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.2
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-16\flowline BM-16\BM-16 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-24\flowline BM24\BM-24 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-14\flowline BM-14\BM-14 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-10\flowline BM-10\BM-10 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.2
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-23\flowline BM-23\BM-23 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.2
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-10\flowline BM-10\BM-10 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-11\flowline BM-11\BM-11 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.2
Productie Transportleiding\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding AG\Breuk flowline down direct	0.2
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-23\flowline BM-23\BM-23 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-19\flowline BM-19\BM-19 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.2
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-11\flowline BM-11\BM-11 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-18\flowline BM-18\BM-18 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.2
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-17\flowline BM-17\BM-17 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.2
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-19\flowline BM-19\BM-19 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-18\flowline BM-18\BM-18 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-23\flowline BM-23\BM-23 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.2

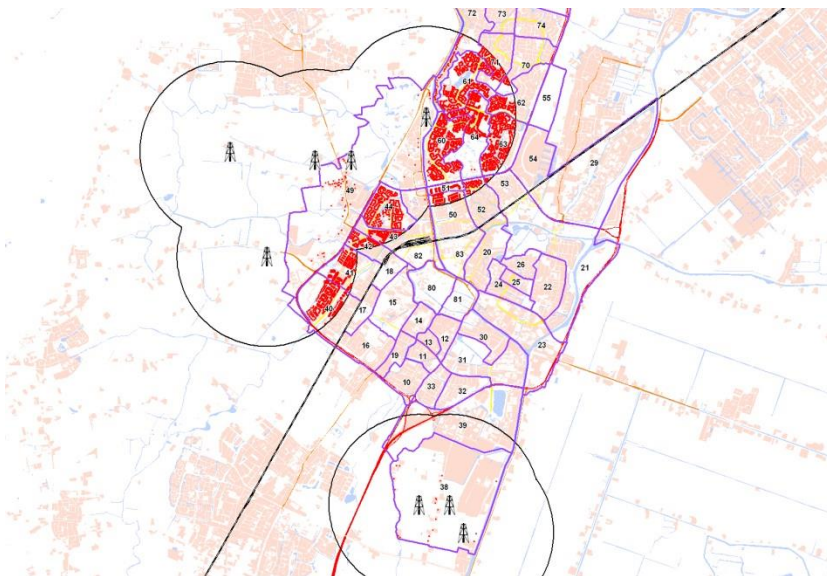
Naam scenario (risk ranking zuidzijde)	Bijdrage (%)
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-17\BM-17 prod direct	4.8
WS1 injectie\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW AG\Breuk header down vertraagd ESD sluit	4.3
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW AG\Breuk header down vertraagd ESD sluit	3.5
WS2 prod\Cluster ZuidWest\BM-17\BM-17 prod direct	3.5
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-18\BM-18 prod direct	3.2
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO AG\Breuk header down vertraagd ESD sluit	3.2
WS1 prod\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW AG\Breuk header down vertraagd ESD sluit	3.2
WS1 prod\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW AG\Breuk header up vertraagd	2.8
Productie injectieleidingen\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding AG\Breuk flowline down vertraagd	2.6
WS2 prod\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW AG\Breuk header down vertraagd ESD sluit	2.5
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-19\BM-19 prod direct	2.4
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO UG\Breuk header UG	2.4
WS2 prod\Cluster ZuidWest\BM-18\BM-18 prod direct	2.3
WS1 injectie\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW UG\Breuk header UG	2.3
WS2 prod\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW AG\Breuk header up vertraagd	2.2
WS3 prod\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO AG\Breuk header up vertraagd	2.0
Productie injectieleidingen\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding UG\Breuk flowline UG	2.0
Productie Transportleiding\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding AG\Breuk flowline down vertraagd	1.8
WS2 prod\Cluster ZuidWest\BM-19\BM-19 prod direct	1.7
WS3 prod\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO UG\Breuk header UG	1.7
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-17\flowline BM-17\BM-17 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	1.7
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-18\flowline BM-18\BM-18 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	1.7
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW UG\Breuk header UG	1.7
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-19\flowline BM-19\BM-19 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	1.7
WS1 prod\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW UG\Breuk header UG	1.6
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-23\flowline BM-23\BM-23 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	1.4
Productie Transportleiding\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding UG\Breuk flowline UG	1.3
WS2 prod\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW UG\Breuk header UG	1.2
Productie Transportleiding\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding AG\Breuk flowline up vertraagd	1.2
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-23\BM-23 prod direct	1.2

Naam scenario (risk ranking zuidzijde)	Bijdrage (%)
WS2 prod\Cluster ZuidWest\BM-17\flowline BM-17\BM-17 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	1.2
WS2 prod\Cluster ZuidWest\BM-18\flowline BM-18\BM-18 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	1.1
WS2 prod\Cluster ZuidWest\BM-19\flowline BM-19\BM-19 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	1.1
WS2 prod\Cluster ZuidWest\BM-23\flowline BM-23\BM-23 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.9
WS2 prod\Cluster ZuidWest\BM-23\BM-23 prod direct	0.9
WS1 injectie\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW AG\Breuk header down direct	0.6
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-24\flowline BM24\BM-24 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.6
WS1 injectie\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW AG\Breuk header up direct	0.5
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-25\flowline BM-25\BM-25 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.5
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW AG\Breuk header down direct	0.5
WS1 prod\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW AG\Breuk header down direct	0.4
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO AG\Breuk header down direct	0.4
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW AG\Breuk header up direct	0.4
WS1 prod\Cluster NoordWest\Header NoordWest\Header NoordWest\Header NW AG\Breuk header up direct	0.4
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO AG\Breuk header up direct	0.4
WS2 prod\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW AG\Breuk header down direct	0.3
WS3 prod\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO AG\Breuk header down direct	0.3
WS2 prod\Cluster ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZuidWest\Header ZW AG\Breuk header up direct	0.3
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-10\flowline BM-10\BM-10 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.3
Productie injectieleidingen\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-17\flowline BM-17\BM-17 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-18\flowline BM-18\BM-18 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-19\flowline BM-19\BM-19 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-18\flowline BM-18\BM-18 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.3
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-17\flowline BM-17\BM-17 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.3
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-19\flowline BM-19\BM-19 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.3
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-23\flowline BM-23\BM-23 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS3 prod\Cluster ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZuidOost\Header ZO AG\Breuk header up direct	0.3
WS2 injectie\Cluster ZuidWest\BM-23\flowline BM-23\BM-23 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.3
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-25\flowline BM-25\BM-25 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-24\flowline BM24\BM-24 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-24\flowline BM24\BM-24 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.3

Naam scenario (risk ranking zuidzijde)	Bijdrage (%)
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-25\flowline BM-25\BM-25 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.3
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-27\flowline BM27\BM-27 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-15\flowline BM-15\BM-15 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-28\flowline BM28\BM-28 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-11\flowline BM-11\BM-11 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.3
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-10\flowline BM-10\BM-10 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-29\flowline BM-29\BM-29 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.3
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-27\flowline BM27\BM-27 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-15\flowline BM-15\BM-15 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-14\flowline BM-14\BM-14 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.2
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-28\flowline BM28\BM-28 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-16\flowline BM-16\BM-16 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.2
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-10\flowline BM-10\BM-10 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS3 injectie\Cluster ZuidOost\BM-29\flowline BM-29\BM-29 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-11\flowline BM-11\BM-11 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.2
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-14\flowline BM-14\BM-14 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
Productie injectieleidingen\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-16\flowline BM-16\BM-16 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS1 injectie\Cluster NoordWest\BM-11\flowline BM-11\BM-11 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS3 prod\Cluster ZuidOost\BM-24\flowline BM24\BM-24 flowline AG\Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	0.2
WS2 prod\Cluster ZuidWest\BM-17\flowline BM-17\BM-17 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
Productie Transportleiding\Transportleiding\Transportleiding\transportleiding AG\Breuk flowline down direct	0.2
WS2 prod\Cluster ZuidWest\BM-18\flowline BM-18\BM-18 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS2 prod\Cluster ZuidWest\BM-19\flowline BM-19\BM-19 flowline AG\Breuk flowline up direct	0.2
WS2 prod\Cluster ZuidWest\BM-18\flowline BM-18\BM-18 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.2
WS2 prod\Cluster ZuidWest\BM-19\flowline BM-19\BM-19 flowline AG\Breuk flowline down direct	0.2

Bijlage

2. Bevolkingsgegevens



Afbeelding B4-2. Locaties bewoonde adressen

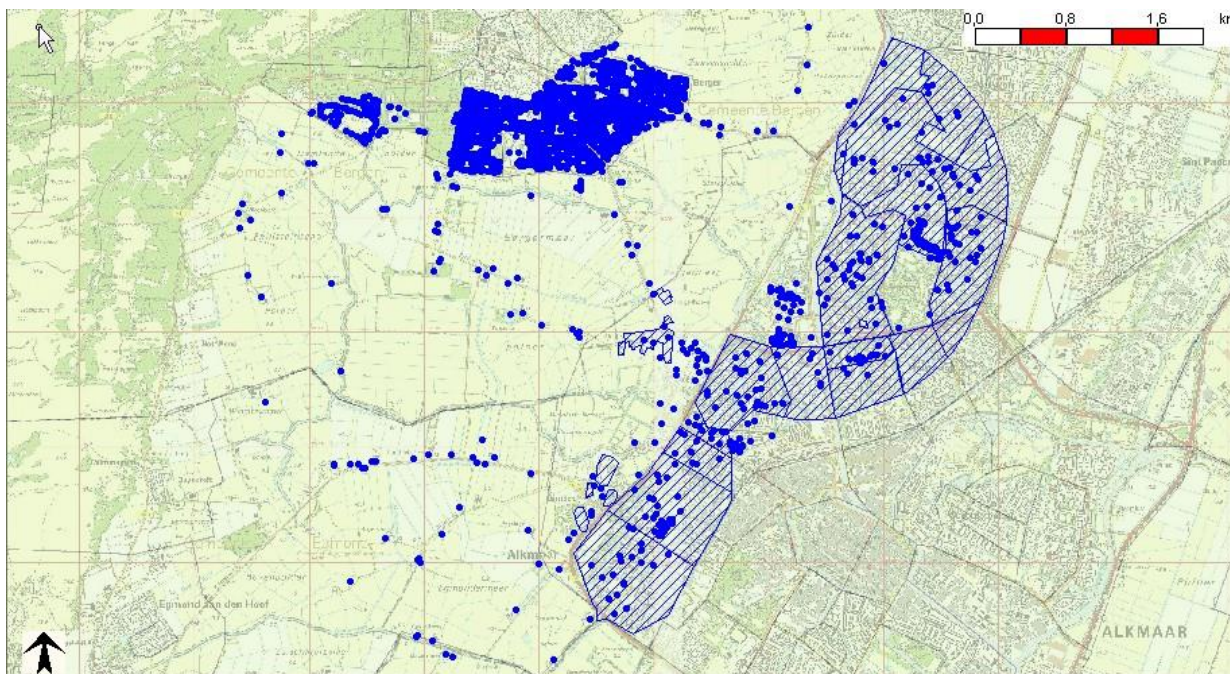
In het gebied aan de westzijde staan een aantal geprojecteerde bestemmingen binnen de invloedsgebieden van de installaties. De geprojecteerde bestemmingen zijn weergegeven in tabel B4-2.

Tabel B4-7-1. Geprojecteerde bestemmingen Westrand Alkmaar/Bergen

Ontwikkeling	Oppervlakte m ² b.v.o.	Personen
De Alk	3000	240
Uitbreiding De Meent	15400	6000
Wielersstadion		3000
Evenemententerrein		7500
Viaanse molen fase II	2000	90
Muiderwaard	4885	326 + woningen
De Mare	6700	467 + woningen

De bestemmingsplannen Muiderwaard en de Mare beschrijven de bouw van woningen, winkels en horeca. Voor de winkels en horeca is gesteld dat zich 1 persoon per 15m² b.v.o. bevindt (personeel en bezoekers). Per toegevoegde woning is 2,4 persoon gerekend. Deze personen zijn toegevoegd aan de bevolkingsvlakken in Safeti^{NL}.

De invoer in Safeti-NL is weergegeven in afbeelding B4-7.



Afbeelding B4-3. Invoer Safeti^{NL} Alkmaar Westrand.

Bijlage

3. Invloed Flowing Bottom hole pressure

Notitie / Memo**HASKONINGDHV NEDERLAND B.V.
INDUSTRY & BUILDINGS**

Aan: [REDACTED]
Van: [REDACTED]
Datum: 13 december 2017
Kopie:
Ons kenmerk: I&BBE9328R001F02 tbv BD4511-103_20171213
Classificatie: Projectgerelateerd

Onderwerp: Bergermeer - Puttenlocatie**Mogelijke invloed op QRA Puttenlocatie Bergermeer**

De Gasopslag Bergermeer bestaat uit een puttenlocatie waar het gas in en uit het Bergermeerveld wordt gehaald (BGM) en een installatie op het bedrijventerrein Boekelermeer in Alkmaar, waar het gas wordt gereinigd en in het leidingennet wordt gepompt (BKM). Royal HaskoningDHV heeft in opdracht van TAQA Energy BV (TAQA) voor de BGM locatie in 2016 een kwantitatieve risicoanalyse (QRA) uitgevoerd⁵. TAQA heeft geconcludeerd dat de drukken in de putten enigszins afwijken van de uitgangspunten in deze eerder opgestelde QRA. TAQA heeft Royal HaskoningDHV gevraagd te beoordelen of de afwijkende drukken in de productieputten een relevante bijdrage hebben aan het berekende externe risico. De drukken in de putten als ontvangen van TAQA in september 2017 zijn weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel 2. Drukken in de putten BGM

Put	productie	Injectie
	flowing bottomhole pressure	flowing bottomhole pressure
	Bara	bara
BGM-10 ST2	144	149
BGM-11	150	153
BGM-14	149	153
BGM-15	150	153
BGM-16	150	153
BGM-17 ST1	150	152
BGM-18	143	150
BGM-19	150	153
BGM-23	150	153
BGM-24	150	153
BGM-25	143	150

⁵ 'QRA Puttenlocatie Bergermeer (I&BBE9328R001F01), oktober 2016, Royal HaskoningDHV.

Put	productie	Injectie
	flowing bottomhole pressure	flowing bottomhole pressure
	Bara	bara
BGM-27	149	153
BGM-28	150	153
BGM-29	140	151

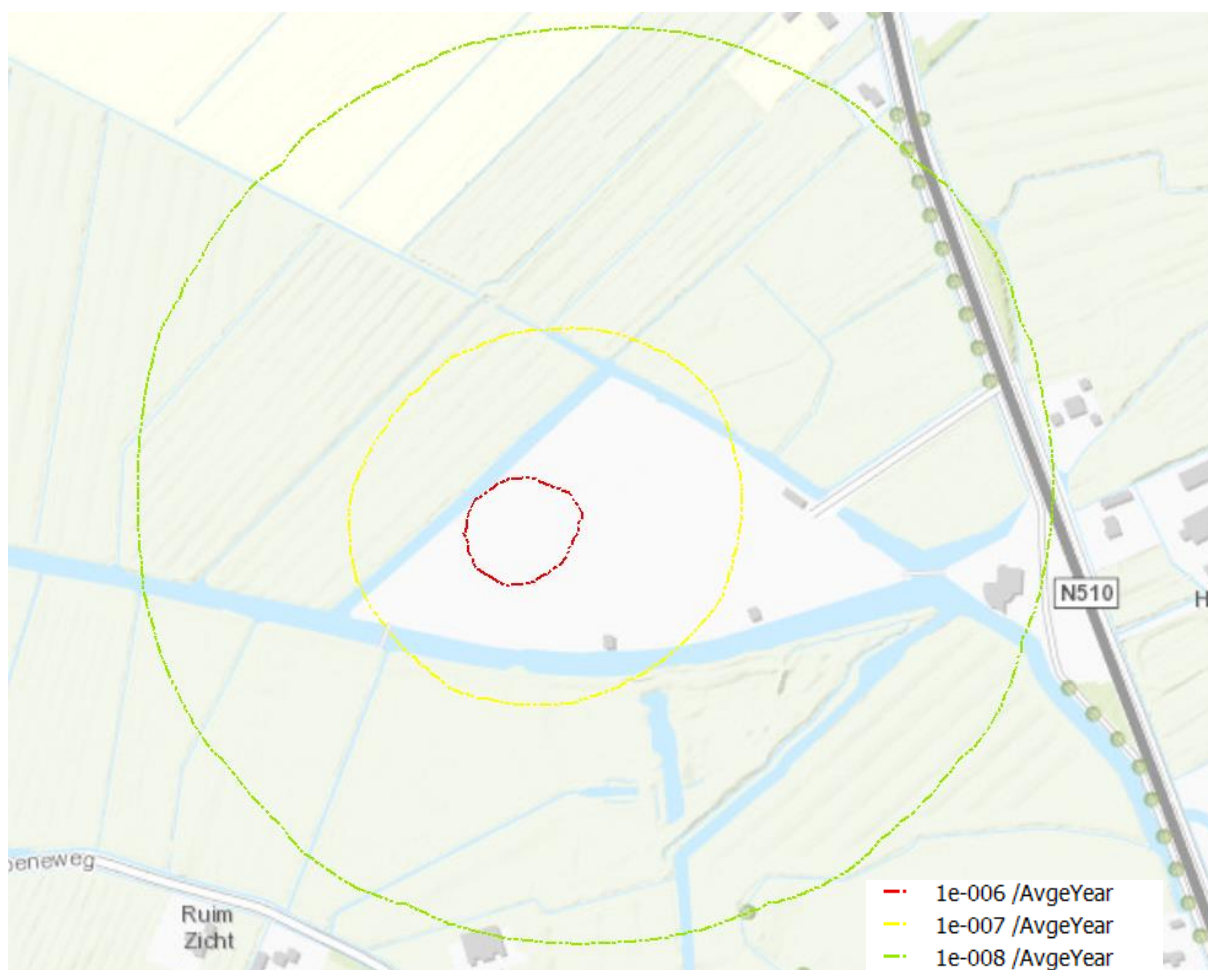
Analyse externe risico

Het externe risico wordt bepaald door de kans op een leidingbreuk waarbij brandbaar gas vrijkomt en ontsteekt. Bij een leidingbreuk kan het gas vanuit twee zijden uitstromen (upstream en downstream) en in twee onafhankelijke fakkelbranden resulteren. Het uitstroomdebiet wordt bepaald door de afmetingen van de leiding (of equipment), werkdruk en temperatuur.

De in 2016 opgestelde QRA is gemodelleerd met de standaard modellering conform de HRB. Hierbij is de totstandkoming van de scenario's voor up- of downstream vergelijkbaar, waarbij de uitstroomopening varieert. De gehanteerde druk wordt bepaald door de leiding met de hoogste uitstroming. Voor de puttenzijde (upstream tijdens productie) is dit gelijk aan de flowing tubing bottom hole pressure (FTBHP), in de huidige situatie is dit 150 barg. In de in 2016 uitgevoerde QRA is dit 158 barg. Er is uitgegaan dat de druk downstream ongewijzigd blijft. De downstream scenario's blijven dus ook ongewijzigd.

Voor de injectie scenario's wordt niet uitgegaan van de flowing bottom hole pressure, maar van de druk van de aanvoerende (compressie) leidingen. De scenario's in de QRA voor de injectiefase blijven dus geheel ongewijzigd, aangezien ook deze druk niet wijzigt.

Voor de analyse van de invloed van de lagere FTBHP drukken op de berekende risico's zijn de scenario's beschouwd van één van de putten (BKM-10) en de header Noordwest. Deze scenario's van de put en de header, die slechts een deel van het risico van de locatie BGM weergeven, laten de volgende PR-contouren zien, zoals berekend met Safeti-NL.



Figuur 5. PR contouren BKM-10 en Header noord-west

De procentuele bijdrage per scenario ter hoogte van de PR 10^{-7} contour (Noordzijde) is weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel 3. Procentuele bijdrage per scenario (PR 10^{-7} noordzijde)

Sum of bijdrage	
naam	Total
Breuk header down vertraagd ESD sluit	34.7
Breuk header up vertraagd ⁶	33.4
Breuk header UG	17.9
Breuk header down direct	4.4
Breuk header up direct ²	3.9
Breuk flowline up direct ²	1.6
Breuk flowline down direct	1.6
Breuk flowline down vertraagd ESD sluit	1.2
Breuk flowline down vertraagd ESD sluit niet	0.7

⁶ Deze scenario's zijn de maatgevende upstream scenario's waarvoor in tabel 3 de effectafstanden zijn weergegeven.

Sum of bijdrage	
Breuk header down vertraagd ESD sluit niet	0.4
Breuk flowline UG	0.2
Breuk flowline up vertraagd ²	0.1
Grand Total	100

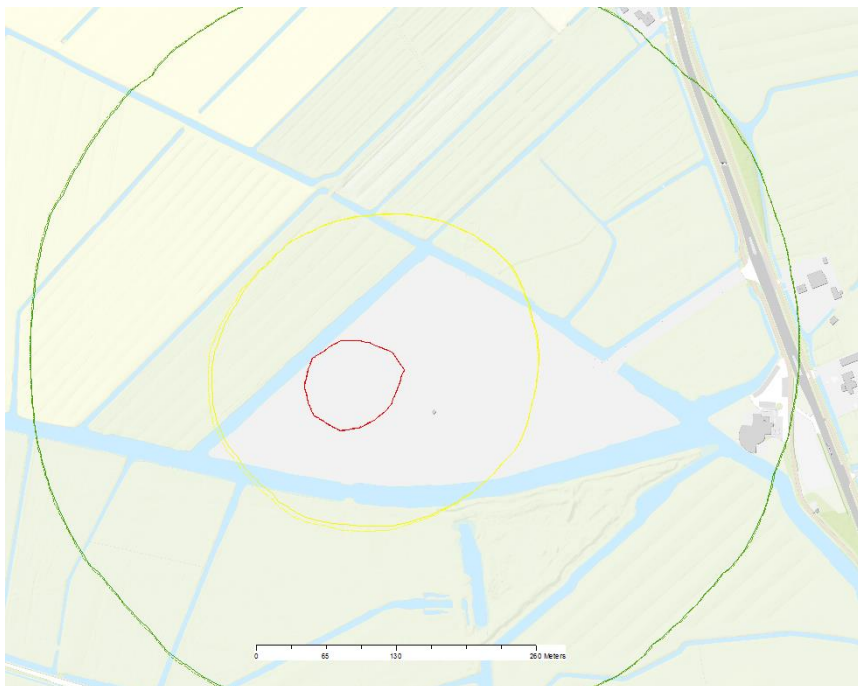
De effectafstanden van de maatgevende upstream scenario's zijn afgerond weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel 4. Effectafstanden van de maatgevende upstream scenario's

Scenario	Effectafstand 1% letaal weertype D5 huidig 158 FTBHP barg (meter)	Effectafstand 1% letaal weertype D5 150 barg FTBHP (meter)
Breuk flowline up direct	410	400
Breuk flowline up vertraagd	350	350
Breuk header up direct	570	560
Breuk header up vertraagd	350	340

Uit bovenstaande tabel is op te maken dat de lagere FTBHP slechts beperkt bijdraagt aan de berekende effectafstanden.

In onderstaande afbeelding zijn de risicocontouren vergeleken van de put BKM-10 en de Header (NW). Hierin is huidig de stippellijn en de lagere FTBHP de doorgetrokken lijn(en). Uit onderstaande afbeeldingen is op te maken dat er sprake is van een slechts een marginale verschuiving van de berekende risicocontouren. De marginale verschuiving is moeilijk zichtbaar in figuur 2, vandaar dat in figuur 3 is ingezoomd op de zuidwest zijde van de risicocontouren.



Figuur 6. PR contouren BKM-10 en Header noord-west (huidig en toekomstig)



Figuur 7. PR contouren BKM-10 en Header noord-west (huidig en toekomstig), zoom zuidwest zijde

Conclusie

De effectafstanden voor de upstream scenario's laten een beperkte afwijking zien tussen de afstanden bij een lagere FTBHP van 150 en de in de QRA gehanteerde FTBHP van 158 barg. De berekende plaatsgebonden risicocontour 10^{-7} per jaar voor één van de putten en een header gedurende productie schuift minder dan 10 meter op (naar binnen). De berekende plaatsgebonden risicocontour 10^{-6} per jaar schuift tot circa 1 - 2 meter op (naar binnen).

Het totale risico wordt echter mede bepaald door de injectiescenario's, die ongewijzigd blijven. De relatieve bijdrage van de gewijzigde scenario's aan het totale risico is beperkt. De verschuiving van de plaatsgebonden risicocontouren, specifiek de plaatsgebonden risicocontour van 10^{-6} /jaar, van de gehele inrichting is naar verwachting zeer klein.

Het heeft daarom geen toegevoegde waarde om de QRA voor de nieuwe drukken opnieuw uit te voeren, omdat de contouren niet significant zullen wijzigen. Bovendien blijven de resultaten ten aanzien van de toetsing hetzelfde: geen (beperkt) kwetsbare objecten binnen de 10^{-6} plaatsgebonden risicocontour en het groepsrisico onder de oriëntatiewaarde.

Bijlage 3 Mer-beoordelingsbesluit uitbreiden van de opslagcapaciteit Gasopslag
Bergermeer, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat d.d. 17
oktober 2018



> Retouradres Postbus 20401 2500 EK Den Haag

TAQA Energy B.V.
Kruseman van Eltenweg 1
1817 BC ALKMAAR

**Directoraat-generaal
Energie, Telecom &
Mededinging**
Directie Energie en Omgeving

Bezoekadres
Bezuidenhoutseweg 73
2594 AC Den Haag

Postadres
Postbus 20401
2500 EK Den Haag

Overheidsidentificatienr
00000001003214369000
T 070 379 8911 (algemeen)
F 070 378 6100 (algemeen)
www.rijksoverheid.nl/ezk

Behandeld door
[REDACTED]
T 070 379 7768
[REDACTED]

Ons kenmerk
DGETM-EO / 18206948

Uw kenmerk

Bijlage(n)

Datum **17 OKT 2018**
Betreft M.e.r.-beoordelingsbesluit uitbreiden van de opslagcapaciteit
Gasopslag Bergermeer

1. Onderwerp

Op 1 juni 2018 is een mededeling (aanmeldingsnotitie) ingevolge artikel 7.16, eerste lid, van de Wet milieubeheer ontvangen van TAQA Energy B.V. (hierna: TAQA) te Alkmaar. De mededeling betreft een voorgenomen activiteit voor de uitbreiding van de opslagcapaciteit van Gasopslag Bergermeer (hierna: GSB).

In een ondergronds, leeg geproduceerd gasveld 'Bergermeerveld' slaat TAQA sinds 2014 aardgas op. Dit aardgasreservoir bevindt zich op een diepte van ruim 2 kilometer onder de Bergermeerpolder en het dorp Bergen in Noord-Holland. Voor de realisatie van de opslag zijn eerder verschillende vergunningprocedures doorlopen. In de huidige, vergunde situatie is een maximale gemiddelde druk van 133 bar in het Bergermeerreservoir toegestaan. TAQA is voornemens om de opslagcapaciteit op GSB uit te breiden door middel van het verhogen van de maximale reservoirdruk van 133 bar gemiddeld naar 150 bar gemiddeld. Door het verhogen van de druk ontstaat een uitbreiding van de opslagcapaciteit, daardoor kan meer aardgas in het leeg geproduceerde reservoir worden opgeslagen. TAQA is voornemens om de opslagcapaciteit (werkgasvolume) op Bergermeer uit te breiden van 4,1 miljard Nm³ naar 5,3 miljard Nm³. Voor het wijzigen van de druk zijn geen fysieke aanpassingen van de bestaande installatie benodigd.

Voor de voorgenomen uitbreiding van de opslagcapaciteit is zowel een wijziging van de bestaande omgevingsvergunning vereist als (een wijziging van) de instemming met het opslagplan van de Minister van Economische Zaken en Klimaat. Ter voorbereiding op deze procedures wordt onderzocht of het opstellen van een milieueffectrapport is benodigd.

2. Algemeen

In het Besluit m.e.r. zijn in de bijlage, onderdeel D, activiteiten opgenomen waarbij op grond van artikel 7.2, vierde lid, van de Wet milieubeheer een beslissing moet worden genomen of bij de voorbereiding van het betrokken besluit voor die activiteiten, vanwege de belangrijke nadelige gevolgen die zij voor het milieu kunnen hebben, een milieueffectrapport (MER) moet worden gemaakt.

Bij deze beslissing dient het bevoegd gezag op grond van artikel 7.17, derde lid, van de Wet milieubeheer rekening te houden de relevante criteria benoemd in

Bijlage III van Richtlijn 2011/92/EU van het Europees Parlement en de Raad van 13 december 2011 betreffende de milieueffectbeoordeling van bepaalde openbare en particuliere projecten (PbEU 2012, L 26); de 'mer-richtlijn'.

Die criteria hebben betrekking op:

- I. Kenmerken van de activiteit
- II. Plaats waar de activiteit wordt verricht
- III. Kenmerken van de potentiële gevolgen van de activiteit.

In categorie D.25.3 van het Besluit m.e.r. is bepaald, dat "voor de oprichting, wijziging of uitbreiding van een installatie bestemd voor de ondergrondse opslag van gasvormige brandstoffen" de procedure voor m.e.r.-beoordelingsplicht als bedoeld in de artikelen 7.16 en 7.17 van de Wet milieubeheer van toepassing is. Nu de activiteit is benoemd onder D.25.3 van de bijlage van het Besluit m.e.r., dient, ongeacht of de voorgenomen activiteit kwalificeert onder de genoemde drempelwaarden, te worden onderzocht in een mer-beoordeling of het opstellen van een milieueffectrapport (MER) is vereist. De bovengenoemde mer-richtlijn is gewijzigd als gevolg van de Richtlijn 2014/52/EU van 16 april 2014 (PbEU 2014, L 124). Deze wijziging heeft geresulteerd in een aanpassing van het Besluit m.e.r. Gelet op artikel 2, vijfde lid, tweede volzin en onder b, van dit Besluit dient een beslissing te worden genomen of bij de voorbereiding van het betrokken besluit voor die activiteiten, vanwege de belangrijke nadelige gevolgen die zij voor het milieu kunnen hebben, een milieueffectrapport (MER) moet worden gemaakt. Het mer-beoordelingsbesluit kan derhalve als voorbereidingsbesluit worden getypeerd.

Het mer-beoordelingsbesluit wordt gekoppeld aan de besluiten die de activiteit fysiek mogelijk maken. Voor de voorgenomen uitbreiding van de opslagcapaciteit is zowel een wijziging van de bestaande omgevingsvergunning vereist als (een wijziging van) de instemming met het opslagplan van de Minister van Economische Zaken en Klimaat. De Minister van Economische Zaken en Klimaat is gelet op respectievelijk artikel 3.3, vierde lid, onder a, van het Besluit omgevingsrecht en artikel 34 in samenhang met artikel 39 Mijnbouwwet, bevoegd hierop te beslissen. Beide procedures doorlopen de uniforme openbare voorbereidingsprocedure als bedoeld in afdeling 3.4 van de Algemene wet bestuursrecht, voorts zullen gelet op artikel 34, zevende lid van de Mijnbouwwet de beide procedures in coördinatie worden behandeld.

3. Geraadpleegde organisaties

De volgende organisaties zijn om advies gevraagd:

- De directie Natuur en Biodiversiteit van het ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit;
- De inspecteur-generaal der mijnen (Staatstoezicht op de Mijnen).

4. Adviezen

- Door de directie Natuur en Biodiversiteit van het ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit is aangegeven dat de natuurtoets bij de aanmeldingsnotitie van TAQA voor het uitbreiden van de opslagcapaciteit van Gasopslag Bergermeer, geen aanleiding geeft tot opmerkingen ten aanzien van het oordeel dat de betreffende activiteiten de kwaliteit van de natuurlijke habitats en de habitats van soorten in een Natura 2000-gebied niet kunnen verslechteren of geen significant verstorend effect kunnen hebben op de soorten waarvoor het gebied is aangewezen. De Wet natuurbescherming is niet van toepassing. Voor deze activiteiten is geen passende beoordeling nodig.

- Door de inspecteur-generaal der mijnen is advies uitgebracht ten aanzien van de beoordeling van de kenmerken van het project, de plaats van het project en de kenmerken van het potentiële effect van het project. Het advies is volledig verwerkt in de overwegingen met betrekking tot dit besluit.

5. Overwegingen met betrekking tot het besluit

De mededeling is getoetst aan de in Bijlage III van de mer-richtlijn relevante criteria.

1. Kenmerken van het project

De voorgenomen activiteit betreft het uitbreiden van de opslagcapaciteit van GSB, in het leeggeproduceerde aardgasveld 'Bergermeer' door middel van het verhogen van de maximale reservoirdruk van 133 bar gemiddeld, naar een gemiddelde reservoirdruk op een referentiediepte van 2100 meter beneden NAP van 150 bar absoluut.

Voor de bestaande opslag zijn vergunningen verleend, waarbij een volledige milieueffectrapportage (2008) is doorlopen. Het huidige, vergunde drukbereik waar de gasopslag in opereert ligt tussen de 77 bar en op 133 bar. Voordat er in het Bergermeerveld gas werd gewonnen, had het veld ooit een oorspronkelijke druk van 228 bar. Na een winningsperiode van 36 jaar was het veld leeg geproduceerd tot een druk van ongeveer 15 bar. Om het veld vervolgens als gasopslag te kunnen gebruiken, moest het veld weer met gas worden opgevuld tot een druk waarbij de putten weer voldoende productief werken. Dit werd gedaan met zogenoemd 'kussengas', dat het veld naar een basisdruk van 77 bar brengt. De minimale druk blijft ook bij de verhoging van de maximale druk naar 150 bar gehandhaafd op 77 bar. Voorts blijft de verhoging naar 150 bar, ver onder de oorspronkelijke druk van 228 bar.

Voor de uitbreiding is geen ruimtelijke inpassing of een fysieke activiteit benodigd. In de periode van 2012 tot 2015 zijn de installaties van GSB gebouwd en zijn veertien nieuwe putten in het Bergermeerreservoir geboord. Ten tijde van de ontwerpfase voor het gebruik van het reservoir als opslag is een drukbereik tussen de 77 en 150 bar aangehouden. De huidige installatie is ontworpen en gebouwd voor een reservoirdrukgebied van 77 tot 150 bar gemiddeld, de pijpleidingen zijn ontworpen voor een drukbereik van 160 bar. Gelet hierop zijn er geen aanpassingen aan de installaties en pijpleidingen benodigd, anders dan instrumentele aanpassingen. Deze instrumentele aanpassingen bestaan uit het opnieuw kalibreren en certificeren van bepaalde instrumenten.

Het gewenste drukgebied tussen de 77 bar en 150 bar resulteert in een verhoging van het werkgasvolume van 4,1 miljard Nm³ naar 5,3 miljard Nm³. Het maximale productieniveau van 57 miljoen Nm³ per dag en het maximale injectieniveau van 42 miljoen Nm³ per dag blijven onveranderd. Wel zal een verhoging in het werkgasvolume leiden tot meer dagen per jaar produceren, dan wel injecteren.

2. Plaats van het project

Bovengronds bestaat GSB uit twee locaties, de puttenlocatie Bergermeer en de behandelingslocatie Boekelermeer. De twee locaties zijn met elkaar verbonden door ondergrondse leidingen.

De puttenlocatie ligt westelijk van Alkmaar aan de Bergerweg, tussen Alkmaar en Bergen, boven het bestaande Bergermeerreservoir. Uit technische overwegingen ligt de locatie met de diverse putten zo recht mogelijk boven het reservoir. De

directe omgeving van de puttenlocatie is voornamelijk open en agrarisch gebruikt met verspreide bebouwing. Ten zuidoosten op circa 1 kilometer ligt het bedrijven- en kantorenterrein Bergermeerpolder. Verder naar het zuidoosten op 1,2 kilometer ligt de woonwijk Bergermeer in Alkmaar en noordwestelijk op 1,2 kilometer liggen woonwijken in Bergen.

De behandelingslocatie ligt op het gelijknamige bedrijventerrein Boekelermeer, dat ten zuiden van Alkmaar ligt. De behandelingsinstallatie is gebouwd volgens een zero-emission concept, wat inhoudt dat alle apparatuur elektrisch is aangedreven en emissies vermeden worden. Het bedrijventerrein grenst aan de oostzijde aan het Noordhollands Kanaal. Aan de overkant van het kanaal ligt de droogmakerij (polder) Schermer. De dichtstbijzijnde woonwijken zijn gelegen ten westen van de behandelingslocatie in Heiloo en ten noorden in Alkmaar, beide op circa 3 kilometer afstand.

Ondergronds vindt de opslag van aardgas plaats in het Bergermeerreservoir. Het Bergermeerveld strekt zich uit onder de Bergermeerpolder en het dorp Bergen en bevindt zich op een diepte van circa 2,2 kilometer.

De bovengronds gelegen puttenlocatie ligt op ongeveer 3 kilometer afstand van het dichtstbij gelegen Natura 2000-gebied 'Noordhollands Duinreservaat'. Het dichtstbijzijnde Natura 2000-gebied voor de behandelingslocatie betreft de Eilandspolder, gelegen op ongeveer 4 kilometer afstand. Voor het onderdeel natuur is een nadere toelichting in de aanmeldingsnotitie opgenomen inclusief Aerius-berekening.

De installatie op de behandelingslocatie is elektrisch aangedreven, emissies naar de lucht worden slechts door vrachtwagens veroorzaakt. Uit de aanmeldingsnotitie blijkt dat in de huidige situatie 20 vrachtwagens per jaar voor de afvoer van condensaat en 48 vrachtwagens per jaar voor het verwisselen van silicagel zijn berekend. Ook voor het gebruik van overige hulpstoffen, methanol en corrosie-inhibitor, zijn het aantal vrachtwagens (respectievelijk 10 en 2) berekend. In de beoogde situatie zal het aantal tankwagens voor ten behoeve van het vervoer van condensaat 21 bedragen en verandert het overige aantal in te zetten vrachtwagens niet. Het effect op de luchtkwaliteit ten gevolge van het rijden van 1 extra tankwagen per jaar resulteert niet in een belangrijk nadelig effect op het milieu.

De gasopslag ligt deels onder de Natura 2000-gebieden Schoorlse Duinen en Noordhollands Duinreservaat. De gasopslag heeft als effect dat de bodem bij het huidige drukbereik bij vulling tot 133 bar 8 mm omhoog veert en weer daalt bij het laagste punt, op 77 bar. Het effectgebied betreft het gebied boven het Bergermeerreservoir en de omgeving. Binnen dit gebied neemt de bodemstijging als gevolg van het uitbreiden van het drukbereik in absolute zin naar verwachting marginaal, 2 mm, toe. Volgens de aanmeldingsnotitie blijkt het laagste punt van de nieuwe cyclus gehandhaafd op het laagste punt, dat nu wordt bereikt bij een druk van 77 bar. Geconcludeerd wordt dat ten aanzien van de genoemde Natura2000-gebieden belangrijke nadelige effecten kunnen worden uitgesloten.

In de directe omgeving van GSB is een andere gasopslaglocatie van TAQA aanwezig, de Piekgasinstallatie. Uit de aanmeldingsnotitie blijkt dat het Alkmaar gasreservoir dat voor deze gasopslag gebruikt worden sinds 1997 stabiel is gebleven. Verder zijn in de omgeving van GSB geen projecten bekend die

aanleiding zouden kunnen geven tot cumulatie. Gelet hierop zijn cumulatieve effecten niet te verwachten.

3. Kenmerken van het potentiële effect

De in de aanmeldingsnotitie genoemde potentiële effecten betreffen effecten op: ondergrondse effecten, externe veiligheid, emissies naar lucht, geluid, gezondheid, licht, bodem, grond- en oppervlaktewater, natuur en ecologie, archeologie, afvalstoffen en vrijkomen vloeistoffen, verkeer, vervoer en energie.

Om de ondergrondse effecten te bepalen van de drukverhoging is door TAQA gebruik gemaakt van een recent (2018) ontwikkeld geomechanisch model, om een analyse te maken van de effecten van het verhogen van de druk. In een geomechanisch model wordt het spanningsgedrag in het reservoir berekend, deze spanningen kunnen veranderen als de druk door gaswinning of gasinjectie in het reservoir verandert. De conclusie van de studie is dat het verhogen van de maximale druk van 133 naar 150 bar, een verwaarloosbare invloed heeft op het seismisch risico ten opzichte van de vergunde situatie. Dit geomechanisch model wordt in detail beoordeeld bij de procedure met betrekking tot het opslagplan in het kader van de Mijnbouwwet.

Om de bovengrondse effecten te bepalen is een nieuwe kwantitatieve risicoanalyse (QRA) voor de puttenlocatie Bergermeer bij een reservoirdruk van 150 bar opgesteld. Een QRA is een methode die inzicht geeft aan risico's die verbonden zijn aan het opereren van de installatie of het uitvoeren van handelingen. Er was reeds een QRA opgesteld voor een reservoirdruk bij 133 bar. Het invloedgebied wordt iets groter door de toename van de druk, maar heeft geen invloed op de berekende hoogte van het groepsrisico. De risicocontour zelf is kleiner qua omvang dan de nu vergunde risicocontour, dit komt echter voort uit een gewijzigde rekenmethodiek. Deze QRA wordt in detail beoordeeld in het kader van de wijziging van de omgevingsvergunning voor de puttenlocatie Bergermeer. Voor de behandelingslocatie Boekelermeer is reeds een vergunning verleend met in begrip van een QRA die ziet op een maximale injectiedruk van 150 bar.

Alvorens daadwerkelijk kan worden overgegaan tot uitbreiding van de opslagcapaciteit dienen door TAQA bovengenoemde procedures in het kader van de Mijnbouwwet (bodembeweging) en de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht (externe veiligheid en emissies naar de lucht) te worden doorlopen. In de besluiten kunnen nadere regels worden gesteld aan de potentiële effecten die optreden bij het uitbreiden van de opslagcapaciteit. Deze bestaande kaders bieden voldoende ruimte om de geïdentificeerde potentiële effecten voor dit project beoordelen. Een integrale afweging vindt plaats, nu de beide procedures in coördinatie worden behandeld.

De effecten die optreden tijdens de winning zijn bekend en grotendeels niet anders dan voor de reeds bestaande winning. Van belang is dat de puttenlocatie, de behandelingslocatie en de pijpleidingen reeds zijn aangelegd en dat GSB reeds in gebruik is als opslaglocatie. Voor de vergunde activiteiten is tevens een volledige MER-procedure doorlopen. Op beide bovengrondse locaties en aan de aangelegde verbindende pijpleidingen hoeven geen bouwkundige wijzigingen aangebracht te worden. Het Besluit externe veiligheid Buisleidingen ziet op de veiligheidsafstanden voor de verbindende pijpleiding.

Conclusie

Op basis van de verstrekte informatie blijkt dat de voorgenomen activiteit geen significante nadelige gevolgen voor het milieu zal hebben en dat nadere afweging van de milieueffecten door het opstellen van een milieueffectrapport niet noodzakelijk is. Cumulatie van milieueffecten door het uitbreiden van de opslagcapaciteit in de omgeving is niet te verwachten.

6. Besluit

Gelet op het voorgaande en de door TAQA Energy B.V. ingediende mededeling besluit ik dat voor het voorgenomen activiteiten geen milieueffectrapport hoeft te worden opgesteld.

7. Bezwaarprocedure

Tegen een m.e.r.-beoordelingsbesluit is (uitsluitend) bezwaar of beroep mogelijk als deze beslissing de belanghebbende rechtstreeks in zijn belang treft.

Dit besluit kan worden aangemerkt als een voorbereidingsbesluit als bedoeld in artikel 6:3 van de Algemene wet bestuursrecht en is daarmee niet vatbaar voor bezwaar of beroep, tenzij deze beslissing de belanghebbende los van het voor te bereiden besluit rechtstreeks in zijn belang treft.

De Minister van Economische Zaken en Klimaat,
namens deze:



MT-lid Directie Energie en Omgeving