

993-11-1699

Formulier aanvraag instemming opslagplan ex artikel 39 lid b Mijnbouwwet (Mw)
juncto artikel 27 Mijnbouwbesluit (Mb)

Dit formulier dient ervoor om te zorgen dat de aanvraag om instemming voldoet aan de eisen die de Mijnbouwwet en Mijnbouwbesluit aan het opstellen van een opslagplan stelt. Indien de ruimte op het formulier te beperkt is dan kan worden verwezen naar een bijlage.

Indienen in 6-voud bij:
Ministerie van Economische Zaken
Directie Energiemarkt
Postbus 20101
2500 EC DEN HAAG

Datum indiening: 15 December 2008

Gasopslag Bergermeer: Wijziging Opslagplan voor bestaande opslag.
Instemming met het vorige opslagplan is verleend op 17 juli 2007, nr. ET/EM/ 7087235

Onderwerp	Beschrijving
Verzoek om instemming voor opslagplan opslagvergunning Bergermeer	Een opslagplan voor voorkomens in Nederlands territorium tot 3 zeemijl
A) Algemene gegevens	
A1.1) Naam indiener	TAQA Onshore B.V. gevestigd te Den Haag
A1.2) Adres	Prinses Margrietplantsoen 40 P.O.Box 11550, 2502 AN The Hague, The Netherlands
A1.3) Contactpersoon	J.W. van Hoogstraten (tel: 070-3337683) W. van Soest, geofysicus (tel: 070-3337656) W. Botermans, reservoir engineer (tel. 070-3337652)
A1.4) E-mail	janwillem.vanhoogstraten@taqa.eu
A1.5) Fax	070-3337898
A1.6) Indiener	De indiener is uitvoerder conform artikel 22 Mw en samen met onderstaande rechtspersonen houder van de vergunning: Dyas B.V. Petro-Canada Netherlands B.V.
A2) Opslagvergunninggebied	
A2.1) Voorkomens koolwaterstoffen	Opslagvergunning Bergermeer Bergermeerveld (Rotliegend Zandsteen)
A2.2) Soort koolwaterstof die wordt opgeslagen en gewonnen	Hoog-calorisch gas
A3) Bestaande of nieuwe opslag	Wijziging Opslagplan voor bestaande opslag. Instemming met het huidige opslagplan is verleend op 17 juli 2007, nr. ET/EM/ 7087235
A4) Samenloop vergunningen Wet milieubeheer	ME/EP/UM/03004339 19-Feb-2003 ET/EM/6047858, 25-aug-2006, inzake Bergermeer Puttonlocatie.

B) Bedrijfs- en productiegegevens

(waarop artikel 10 lid 1 sub b van de Wet openbaarheid van bestuur niet van toepassing is)

B1) Beknopte beschrijving van het opslagplan

De Bergermeer gasopslag is een geïntegreerd systeem dat een gasopslagdienst verleent.

De gasopslag bestaat – beknopt weergegeven - uit het Bergermeer voorkomen, de puttenlocatie Bergermeer, de putten op de puttenlocatie naar het voorkomen, de pijpleidingen tussen de puttenlocatie en de Boekelermeer-Zuid gasbehandeling- en compressie installatie, en de pijpleidingen van die installatie naar het GTS netwerk. De gasopslag biedt de mogelijkheid een surplus aan gas (in de zomer) te injecteren in het voorkomen en dit gas terug te produceren indien er veel vraag naar gas is (in de winter). Daarnaast zal er de mogelijkheid zijn om op uurbasis gas te injecteren en te produceren al naargelang de behoefte van de markt. Injectie in en productie uit het Bergermeer voorkomen zal tijdens de eerste fase van de ontwikkeling plaatsvinden met behulp van de bestaande putten en c.a. veertien (14) vanaf de puttenlocatie nieuw te boren putten. Er zal een pijpleiding worden aangelegd tussen de puttenlocatie en de acht kilometer verderop gelegen behandelingsinstallatie Boekelermeer-Zuid. Ook deze installatie wordt nieuw gebouwd. Het gas zal worden afgenomen of worden geleverd op twee verbindingpunten met het gasleidingnetwerk, gelegen in de nabijheid van de installatie.

De ontwikkeling van de gasopslag zal in twee fasen worden uitgevoerd. Uiteindelijk is het doel om de reservoirdruk tot maximaal 205 Bar te verhogen. Dit is 90% van de originele reservoirdruk van 228 Bar. Tijdens de eerste fase zal de reservoirdruk tot 150 Bar worden verhoogd door de injectie van rond de 9 BCM aan gas. Van dit volume zal tussen de 4 BCM en 6 BCM gebruikt worden als werk volume. Dit werkvolume zal tijdens het opereren van de gasopslag worden geproduceerd en geïnjecteerd. Het is de verwachting dat de reservoirdruk dan zal variëren tussen de 73 Bar en 150 Bar.

Tijdens de tweede fase zal het werk volume worden verhoogd. De uiteindelijke verhouding tussen het kussengas en werkvolume en de bijbehorende reservoirdrukken aan het einde van de tweede ontwikkelingsfase zal worden bepaald aan de hand van technische en commerciële overwegingen.

Injectie van kussengas tijdens fase 1 zal plaatsvinden in twee of drie opvolgende zomers (volgens de huidige planning in 2010, 2011 en 2012).

De indiener beoogt de gasopslag in 2012 operationeel te hebben en voor zeker 30 jaar te gebruiken. Na beëindiging van het gebruik zal het reservoir weer leeg kunnen worden geproduceerd met de voor opslag gebruikte putten, pijpleidingen en installaties.

B1.1) Beknopte beschrijving van wijze van opslag door middel van (een) mijnbouwwerk(en)

Injectie:

De gas injectie zal plaatsvinden via een nieuwe installatie op Boekelermeer-Zuid, ten zuiden van de stad Alkmaar (zie B3.1). Er komen twee aansluitingen op het bestaande GTS leidingnetwerk. Een aansluiting op de westelijke GTS leiding (24", A-562 / A-637) en een aansluiting op de oostelijke GTS leiding (36", A-566), zie Figuur 1. Het injectie gas zal gemeten worden met bi-directionele flow meter. Na de flow meter zal het gas gecompriemd worden met behulp van elektrisch aangedreven compressoren, dezelfde compressoren zullen gebruikt worden voor gas productie. Het pijpleiding systeem tussen de behandelingsinstallatie op Boekelermeer-Zuid en de puttenlocatie Bergermeer bestaat uit twee 30" hoge druk leidingen (ring systeem). Het droge injectiegas wordt getransporteerd naar de Bergermeer puttenlocatie door deze pijpleidingen. Op de puttenlocatie wordt het injectie gas door middel van een manifold verdeeld over de benodigde gas putten. Elke put zal worden uitgerust met een op afstandbestuurbare choke, een drukmeter, debietmeter en een temperatuurmeter waarmee de verdeling van het gas over de putten kan worden gestuurd.

Productie:

Tijdens de productie fase stroomt nat gas vanuit de gas putten naar een gezamenlijk manifold. Vervolgens wordt het gas geleid naar de twee 30" transportleidingen richting de behandelingsinstallatie op Boekelermeer-Zuid. Op deze locatie aangekomen zullen vloeistof (water en condensaat) en gas gescheiden worden in een 'slugcatcher' en door Gasunie type separatoren aan de inlaat van de compressoren.

Het gas zal door middel van compressoren op druk gebracht worden. Hierna wordt het gas op GTS specificatie gebracht in silicagel droogtreinen. De silicagel werkt als absorber en neemt water en zwaardere koolwaterstoffen op uit het gas. De silicagel torens worden periodiek geregenereerd door middel van warm gas, opgewarmd met een elektrisch fornuis. Vloeistoffen die vrijkomen in het regeneratieproces zullen geleid worden naar het vloeistof scheidingsstelsel.

Het droge gas wordt hierna gemeten met behulp van de bi-directionele debietmeter voordat het via de twee aansluitingen naar GTS transport netwerk gaat.

Water en condensaat die tijdens het droogproces vrijkomen, zullen in twee aparte tanks opgeslagen worden. Het productiewater zal via een water injectie pomp en een 4" leiding naar de Bergermeer puttenlocatie gestuurd worden. Daar wordt het water terug geïnjecteerd in het reservoir via de put Bergermeer-3 (of via een andere put, afhankelijk van put en reservoir omstandigheden). Injectievolumes en drukken zullen worden geobserveerd en informatie zal worden opgeslagen. Het condensaat zal door middel van trucks afgevoerd worden.

Tijdens (koud) opstarten van het productieproces kan methanol worden geïnjecteerd door middel van een lokaal methanol injectiesysteem op de Bergermeer puttenlocatie. Ter bescherming van de twee 30"pijpleiding tussen Bergermeer en Boekelermeer en ter bescherming van de behandelingsinstallatie zal corrosie inhibitor geïnjecteerd worden.

Het gehele productie systeem, inclusief de putten, zal worden uitgerust met diverse permanente meters, zoals flow meters, drukmeters, temperatuurmeters als mede veiligheidssystemen. De informatie wordt opgeslagen in een elektronisch data management systeem. De gegevens zullen worden gebruikt voor het monitoren van de integriteit en veiligheid van het systeem, de aansturing van het proces en optimalisatie van het operationele proces en voor het bijhouden van de massabalans van de gasopslag.

De Boekelermeer-Zuid installatie wordt zodanig ontworpen dat onder normale bedrijfsomstandigheden er geen uitstoot (emissie) van stoffen plaats zal vinden.

B2) Geologische beschrijving van het voorkomen

Het Bergermeerveld is gesitueerd in een horst structuur die initieel gevormd is tijdens het Onder Krijt. Het reservoir gesteente van het Bergermeerveld bestaat uit Rotligendes zandsteen (Perm ouderdom en Slochteren zandsteen equivalent) en heeft een dikte variërend van 200 tot 220 meter. De gemiddelde dikte van de gaskolom is 150 meter. De formatie bestaat voornamelijk uit aeolische zandstenen die werden afgezet door de wind als duinzanden. De formatie in dit gebied wordt onderverdeeld in drie informele eenheden:

- een basale eenheid, voornamelijk afgezet in water als rivier of wadi afzetting.
- een midden eenheid die volledig bestaat uit aeolische zandsteen.
- een bovenste eenheid, tevens aeolische zandstenen, maar gekenmerkt door een slechtere reservoirkwaliteit in vergelijking met de onderliggende zandstenen. Dit reservoir gedeelte wordt Weissligend genoemd.

Figuur 2 is de Bergermeer top reservoir structuurkaart.

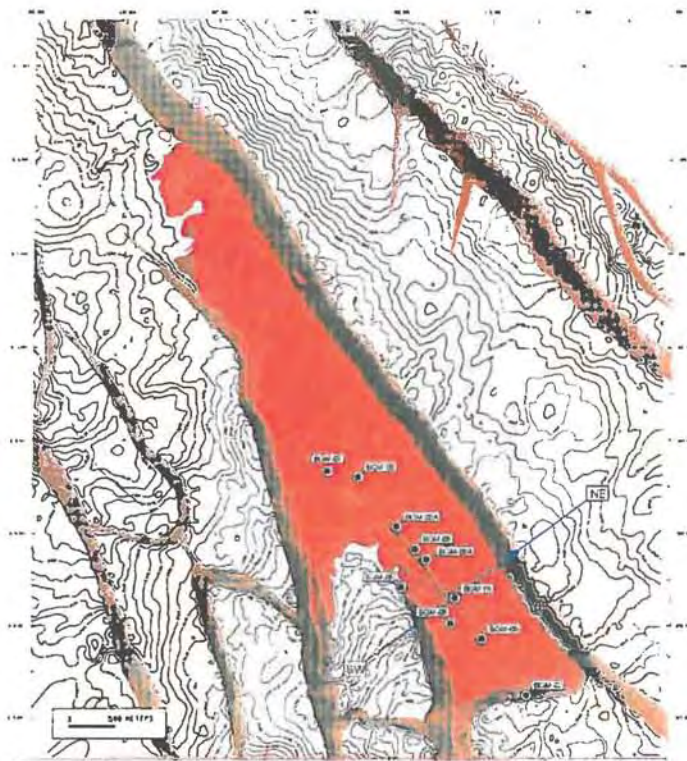
Het grootste deel van het gasvoerende gedeelte van het reservoir bestaat uit de aeolische zandafzettingen van de middelste en bovenste eenheid. Deze zanden hebben een uitstekende porositeit en permeabiliteit, zoals blijkt uit gesteentekernen en boorgatmetingen. Boorkernen zijn genomen in de putten Bergermeer-1 en -2. Een porositeit-permeabiliteit grafiek voor Bergermeer-1 kernen is gegeven in Figuur 3. Boorgatmetingen zijn genomen in alle putten. Een log van Bergermeer-1 is gegeven in Figuur 4. In deze figuur is het originele gas-water contact van 2227 m TVDSS aangegeven.

Verticale afsluiting van het gas wordt verkregen door de bovenliggende gesteenten van de Zechstein Groep die onder meer kleisteen, anhydriet en steenzout bevat. Ook de afdichting langs de begrenzendende breuken van het voorkomen wordt verkregen door de afzettingen van de Zechstein Groep. Een uitgebreide rapportage hieromtrent wordt gegeven in Referentie 1.

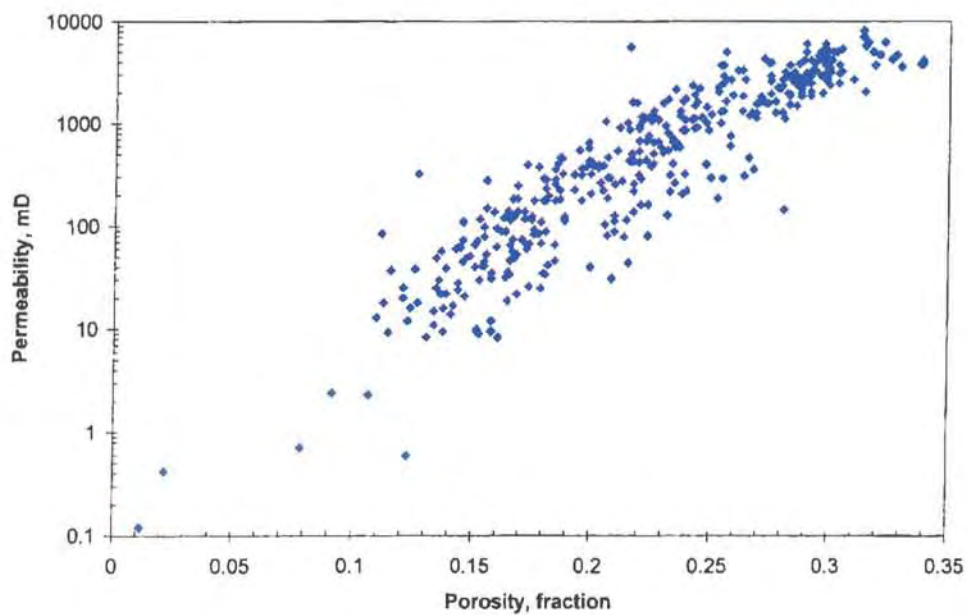
De geologische gegevens zijn verwerkt in een zeer uitgebreide reservoir engineering study naar het gedrag van het reservoir, zie referenties 2 tot en met 5. Het eerste gedeelte van deze study was beoordeeld door een onafhankelijke consultant, Klima & Heinemann, zie referentie 6. De voornaamste conclusies relevant voor het opslagplan zijn:

1. De Bergermeer engineering studie is een solide geïntegreerde studie
2. De studie voldoet geheel aan de norm: NEN-EN 1918-2
3. Het reservoir model:
 - a. verifieert het geologische concept van het veld
 - b. verklaart en beschrijft het reservoir mechanisme
 - c. is bruikbaar voor het beschrijven van de ondergrondse onzekerheden van het reservoir mechanisme
 - d. bewijst de geschiktheid van het reservoir als ondergrondse gasopslag
4. Kritische vragen omtrent het reservoir zijn duidelijke uitgewerkt

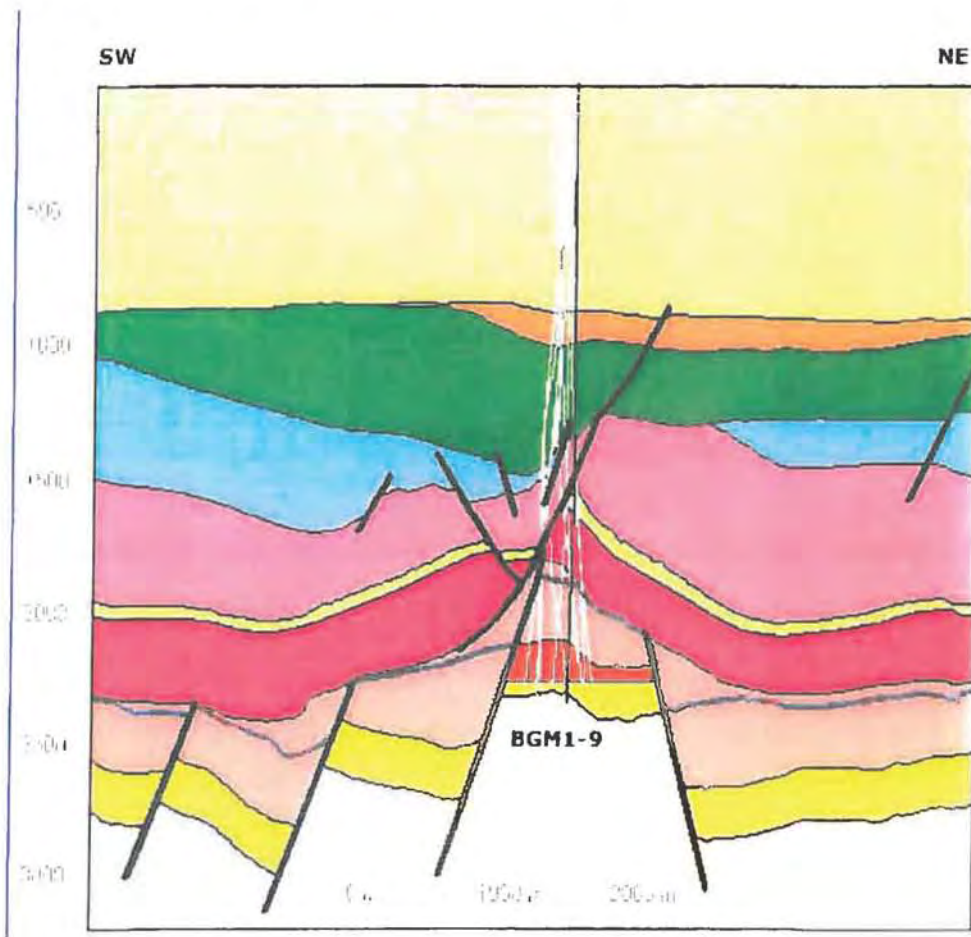
Figuur 2: Bergermeer top reservoir structuurkaart



Figuur 3: Porositeit – Permeabiliteit van Bergermeer-1 kernen



B2.1) Geologische doorsnede van voorkomen(s)



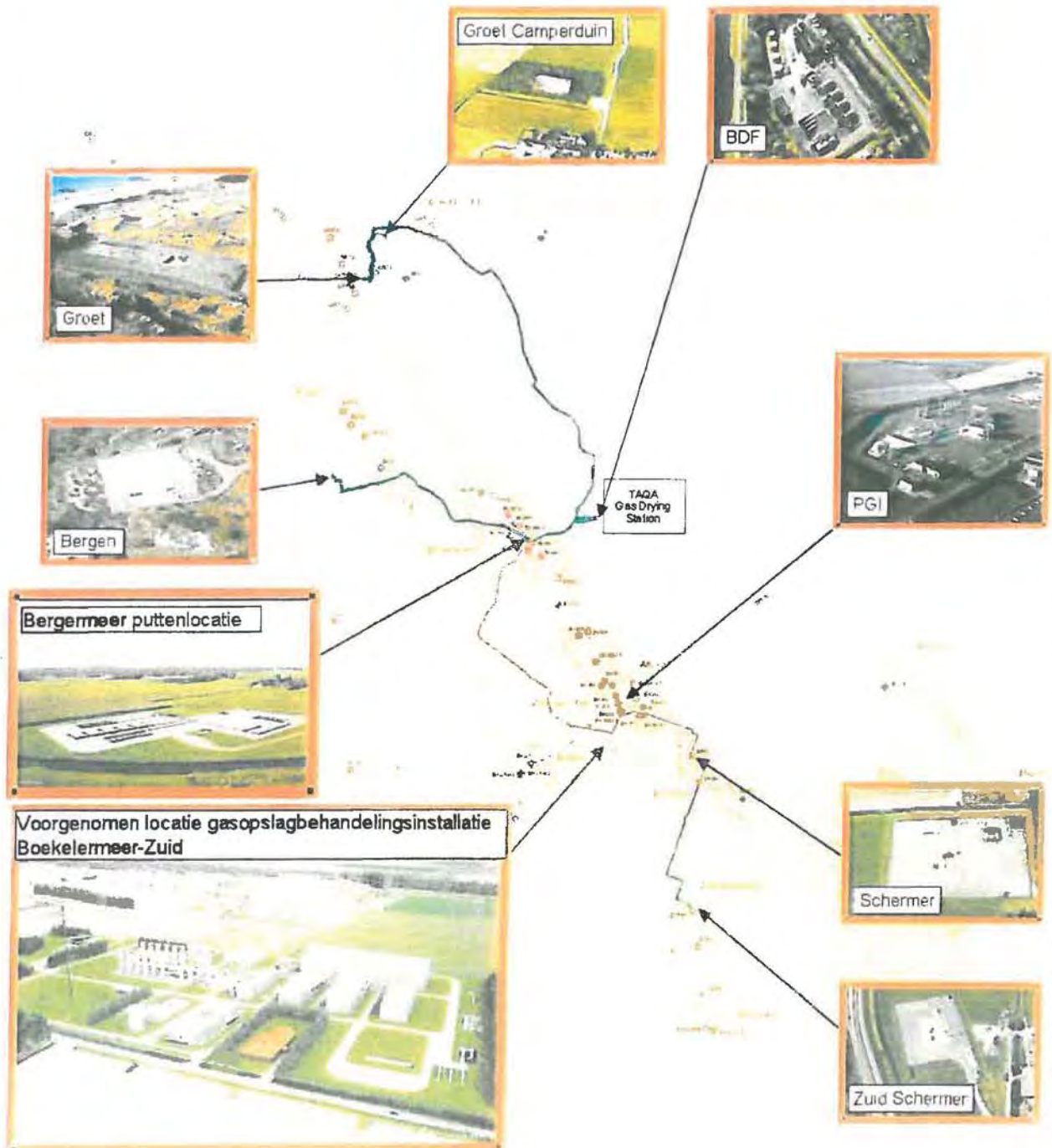
LEGENDA

 TERTIAIR NOORDZEE GROEP	 BOVEN TRIAS	 PERM ZECHSTEIN MET Z3 DOLOMIET/KALKSTEEN
 ONDER KRIJT HOLLAND & VLIELAND	 TRIAS BONTZANDSTEEN	 PERM ROTLIEGENDES
 JURA AALBURG & SLEEN	 TRIAS ONDER BONTZANDSTEEN	

B3) Overzicht ligging voorkomens, gasputten
Zie structuurkaart onder B2)

B3.1) Situering mijnbouwwerken situatietekening /eventueel foto's)

Voor de beschrijving van het Bergermeer gasopslagsysteem wordt verwezen naar paragraaf B1.1. Voor de ontwikkeling van de Bergermeer storage zal gebruik worden gemaakt van de bestaande puttenlocatie Bergermeer. Ten zuiden van de stad Alkmaar zal de nieuwe gasbehandelingsinstallatie worden gebouwd in het gebied bekend als Boekelermeer-Zuid. Een indruk van de voorgenomen installatie is aangegeven in de onderstaande kaart.



B4) Overzicht boringen in het voorkomen

Veld	Boringen (Jaar)	Opmerkingen
Bergermeer	BGM1 (1969) BGM2 (1970) BGM3 (1972) BGM4 (1972) BGM5 (1972) BGM6 (1972) BGM7 (1980) BGM8 (1990) BGM9 (1991) Huidige plannen: Work over bestaande putten (2009) 4 verticale + 1 horizontale put (2010) 3 horizontale + 1 vertical put (2011) 4 verticale + 1 horizontale (2012)	BGM3a ingesloten BGM4 water injectie put BGM9 geabandonneerd

B4.1) Plaats en wijze waarop koolwaterstoffen in verbuizing treden

In totaal zullen er circa 20 putten beschikbaar zijn voor injectie en productie. Dit zijn 6 bestaande putten en circa 14 nieuw te boren putten. De bestaande putten in het Bergermeerveld zijn verbonden met de gashoudende formatie door perforaties in de verbuizing zoals aangegeven in de onderstaande tabel. Het is mogelijk dat er extra perforaties worden toegevoegd in de bestaande putten.

Dieptes in m TVD SS	BGM-1	BGM-2	BGM-3A	BGM-5	BGM-6A	BGM-7	BGM-8
Top perforaties	2075.1	2111.7	2570.0	2108.2	2104.7	2199.0	2088.7
Bodem perforaties	2190.7	2196.1	2592.0	2191.2	2184.8	2212.8	2136.8
Diameter productie/injectiebuis	5.5 inch (13.97 cm)	4.5 inch (11.43 cm)	3.5 inch (8.89 cm)	5 inch (12.7 cm)	5 inch (12.7 cm)	4.5 inch (11.43 cm)	7 inch (17.78 cm)

m TVD SS = meter true vertical depth sub sea

Put Bergermeer-3 zal worden gebruikt als primaire water injectieput.

Put Bergermeer-4 bevindt zich niet in het Bergermeerveld maar in een naastgelegen watervoerend reservoir. De put is gebruikt als water injectieput. De optie om deze put te hergebruiken als productieput door middel van het boren van een zogenoemde sidetrack naar het Bergermeerveld, wordt nader onderzocht. Indien dit wordt uitgevoerd zal er waarschijnlijk een gravel pack worden geïnstalleerd in een gecementeerde en geperforeerde liner. Gas zal vanuit het gesteente via de perforaties door het gravel pack in de put stromen.

Put Bergermeer-9 is na het boren geabandonneerd. Ook voor deze put zal hergebruik op de wijze zoals beschreven voor Bergermeer-4 worden overwogen.

De putverbuizingsfiguren van bestaande putten zijn gegeven in Bijlage 1. Wegens de eigenschappen van de huidige verbuizing en sommige onderdelen, zal een deel worden vervangen. Daarbij is het in niet de planning om de wijze van instroom van gas aan te passen. Tijdens het opnieuw afbouwen van de bestaande putten zal er een integriteitstest worden uitgevoerd op de putconstructie (casing).

Het huidige ontwikkelingsplan houdt in het boren van veertien nieuwe putten, waarvan negen het reservoir verticaal zullen penetreren en vijf zullen horizontaal in het reservoir worden geboord.

De nieuwe verticale putten die in de Rotliegend formatie worden geboord, zullen zeer waarschijnlijk worden uitgerust met een gravel pack completion in een gecementeerde en geperforeerde bebuizing over het reservoir. Het gas zal vanuit het gesteente door de perforaties en het gravel pack in de put stromen tijdens productie en vice versa tijdens injectie. De verwachte operationele productie- en injectiesnelheden van de putten zullen tussen de 1 en 5 miljoen Nm³/dag liggen. Er is in het putontwerp rekening gehouden met maximale toelaatbare snelheden van het gas.

De horizontale putten die in de Weisliegend formatie worden geboord zullen zeer waarschijnlijk worden uitgerust met een bebuizing waarin perforaties worden aangebracht. Het gas zal vanuit het gesteente door de perforaties in de put stromen en vice versa tijdens injectie.

In het ontwerp van het putten en de productiebuizen zal rekening worden gehouden met temperatuur effecten. Hierbij zal ook aandacht worden besteed aan het soort cement dat gebruikt zal gaan worden. De putten zijn onderwerp van de milieuvergunning Bergermeer puttenlocatie.

B4.2) Locatie, oriëntatie en ontwerp van nieuwe boorgaten

Tijdens het indienen van dit opslagplan is TAQA bezig met het optimaliseren van het ontwerp van de nieuwe putten.

Bijlage 2 toont een top reservoir kaart met daarop de locatie van bestaande putten en de geplande locatie van nieuwe putten.

Het voorlopige ontwerp van het boortraject voor een verticale put is gegeven in Bijlage 3. Het huidige plan is om 9 putten te boren in het oostelijke gedeelte van het veld die vertikaal of licht gedeveerd het reservoir zand zullen penetreren. Deze putten zullen worden uitgerust met een productie/injectie buis met een maximale buitendiameter van 9 5/8 inch (24.4 cm). Om vanaf de oppervlakte de locatie in het reservoir te bereiken zullen deze putten als zogenaamde S-shape putten worden geboord. Een schematische voorstelling van de bebuizing is gegeven in Bijlage 5.

Het voorlopige ontwerp van een horizontale put is gegeven in Bijlage 4. Wegens de relatief mindere reservoir kwaliteit zullen er in het westelijke gedeelte van het reservoir (zie locatie van putten in Bijlage 2) horizontale putten worden geboord. Deze putten zullen waarschijnlijk een totale lengte van tussen de 3000 m en 4000 m hebben. De putten zullen worden uitgerust met een productie en injectiebuis met een buitendiameter van 7 5/8 inch (19.36 cm). De uiteindelijke bebuizing zoals momenteel wordt voorgesteld is de vinden in Bijlage 6.

Alle bestaande putten zijn uitgerust met een ondergrondse veiligheidsklep. Ook de nieuwe putten zullen worden uitgerust met veiligheidskleppen.

Wegens de lage huidige reservoir druk zullen de nieuwe putten worden geboord met gebruikmaking van managed pressure drilling techniek. Dit is een bewezen techniek waarbij stikstof samen met de boorspoeling in het boorgat wordt rondgepompt. Tijdens het boorproces zullen de toepasselijke veiligheidsmaatregelen in acht worden genomen.

B5) Opslag- en Productie-ontwikkelingsstrategie

Er is in Nederland met de huidige winning van aardgas een depletie van de bestaande gasvelden gaande die een groeiend tekort in productiecapaciteit, voornamelijk in de wintermaanden. Daarnaast is er een economische behoefte aan flexibele productiecapaciteit. Gezien de ligging van het Bergermeerveld en de kwaliteit van het reservoir is deze uitermate geschikt om aan deze behoeften te voldoen. De strategie van de indiener is er daarom op gericht om het Bergermeerveld te herontwikkelen tot gas opslagveld. Dit sluit aan op de het streven van de Nederlandse overheid om Nederland een belangrijke plaats te laten innemen in transport- en capaciteitsdiensten voor aardgas (de 'gasrotonde').

Technisch onderzoek dat door de indiener recentelijk is uitgevoerd toont aan dat dit project ook daadwerkelijk uitvoerbaar is. Tijdens deze studie zijn alle reservoirs binnen de winningsvergunning Bergen bestudeerd en daarbij kwam het Bergermeerveld als beste optie naar voren. Een eerdere onafhankelijke studie uit 1988 toonde reeds aan dat het Bergermeerveld zeer geschikt is voor gasopslag. Een studie uit 1996 bevestigde dat het Bergermeerveld het meest geschikte reservoir binnen de winningsvergunning Bergen is voor een gasopslag.

De recente verstoringen in gastoevoer naar Europa hebben het belang van leveringszekerheid (security of supply) van gas onderstreept. De onzekerheid die voortkomt uit zulke verstoringen vergroot de wenselijkheid van gasopslag. Het ontwikkelingsplan van de gasopslag is afgestemd op de technische studies en een gedegen marktonderzoek.

B5.1) Opslag en Productiefilosofie

Uit de geïntegreerde technische, economische en commerciële studie, uitgevoerd door de indiener voor de eerste ontwikkelingsfase, volgt dat een optimum bereikt wordt met een werkvolume tussen de 4 BCM en 6 BCM en een productiecapaciteit tussen de 35 en 57 miljoen Nm³/dag. Om dit te bereiken zal de druk in het veld moeten worden verhoogd van de huidige 11 bar in Block-I en 25 Bar in Block-II tot tussen de 73 Bar en 90 Bar in beide blokken doormiddel van injectie van tussen de 4.5 en 5 BCM kussengas. Het kussengas zal gedurende 2010, 2011 en 2012 in het reservoir worden geïnjecteerd. In eerste instantie zal injectie plaatsvinden via de bestaande installatie, BDF in Koedijk. Vervolgens zal worden overgegaan op injectie via de nieuwe installatie in Boekelermeer-Zuid. Het kussengas zal gedurende het bestaan van de opslag in het reservoir blijven. Bovenop het kussengas zal het werkvolume tussen de 4 BCM en 6 BCM worden geïnjecteerd. Dit volume wordt geproduceerd en geïnjecteerd tijdens jaarlijkse cycli, al naargelang het aanbod en de vraag van de markt. De verwachte reservoirdruk tijdens phase 1 is maximaal 150 bar. Het is mogelijk dat tijdens de ontwikkeling in optimalisatie plaatsvindt die leidt tot een verschuiving in de verhouding kussengas/werkgas.

Werkvolume, productiecapaciteit en injectiecapaciteit zullen tegen vergoeding ter beschikking worden gesteld aan marktpartijen (waaronder mogelijk ook de vergunninghouders te rekenen) op basis van korte en lange termijncontracten.

Afhankelijk van marktomstandigheden kan de capaciteit in een tweede ontwikkelingsfase worden uitgebreid. Daarbij voorziet TAQA dat het in de toekomst mogelijk is om het werkvolume en de capaciteit van de gasopslag te verhogen. Hierbij zal de reservoirdruk ook worden verhoogd tot maximaal 205 Bar. Dit is 90% van de initiële reservoirdruk van 228 Bar.

B5.2) Reservoir management

Het reservoir management is in belangrijke mate gebaseerd op het bijhouden van de volume balans en productiegedrag van de putten. Gezien het dynamisch gedrag van het reservoir zal zeer waarschijnlijk, met name tijdens de begin jaren van de operationele activiteiten, nodig zijn om de massabalans bij te houden met een geïntegreerd dynamisch reservoir model. Het is te verwachten dat voortschrijdend inzicht uiteindelijk toelaat om meer eenvoudige modellen te gebruiken voor het reservoir management.

Om de massabalans bij te kunnen houden, zullen er stromings-, druk- en temperatuurmeters worden geïnstalleerd op diverse locaties in de gasstroom van putten en behandelingsinstallatie tot en met het gasafleverpunt en het gasinnamepunt. Ook zullen er bemonsteringspunten worden geïnstalleerd om gas- en vloeistofmonsters te kunnen nemen voor analyse. Indien mogelijk en nodig zullen er metingen in de putten worden gedaan. Aan de hand van de operationele gegevens uit het monitoring systeem en bevindingen zullen operationele activiteiten kunnen worden geoptimaliseerd. Verder kunnen er op basis van bevindingen activiteiten in de putten worden uitgevoerd. Uit het monitoring systeem volgt een jaarlijkse rapportage betreffende de massabalans van de gas opslag.

Tijdens de operationele fase van de storage kunnen diverse putten worden gebruikt voor observatie van het reservoir gedrag. Dit zijn de putten, Bergermeer-2, Bergermeer-3A, Bergermeer-6A en Bergermeer-7.

B5.3) Omvang opslag en winning (hoeveelheden per voorkomen/per jaar)

De opslag zal bij benadering de volgende volumes bevatten:

Huidig volume in reservoir:

Volume: 1 BCM

Inclusief remaining reserves: 0.005 BCM

Kussengas:

Volume: tussen de 4.5 en 5 BCM, te injecteren volgens het volgende schema:

2010 31% vanaf bestaande BDF locatie

2011 34.5% (nieuwe compressiefaciliteiten in gebruik)

2012 34.5% (nieuwe compressiefaciliteiten in gebruik)

Werk volume:

Volume: 4 - 6 BCM

Injectietijd: tussen 80 en 120 dagen

Productietijd: tussen de 70 en 110 dagen

Bovenstaande waarden kunnen worden geoptimaliseerd tijdens de ontwikkeling van de gasopslag. Tijdens de injectie en productie van het werkvolume zal gebruik gemaakt worden van compressie. Compressors zullen worden geïnstalleerd op de nieuw te bouwen behandelingsinstallatie.

B5.4) Duur van de opslag (per voorkomen)

De intentie van de indiener is om de Bergermeer gasopslag minimaal voor 30 jaar te opereren.

B6) Stoffen die jaarlijks worden mee geproduceerd

Met de gasproductie worden water en condensaat mee geproduceerd. De verwachting is dat er rond de 10 m³ water per miljoen m³ gas wordt mee geproduceerd. De hoeveelheid condensaat die verwacht wordt is in het eerste jaar ronde 2 m³ condensaat per miljoen m³ gas en zal afnemen met de jaren.

De storage zou het mogelijk moeten maken om 1.7 per jaar een injectie-productie cyclus uit te voeren. Dit betekent dat er per jaar mogelijk tussen de 7 en 10 BCM gas wordt geïnjecteerd en geproduceerd. Dit leidt tot de volgende verwachting van volumes voor de eerste 5 jaar:

Maximaal verwachte water- en condensaatvolumes gedurende eerste 5 jaar in m³*

	Jaar 1	Jaar 2	Jaar 3	Jaar 4	Jaar 5
Verwachte WGR	10	10	10	10	10
Water	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Verwachte CGR	2	1.5	1	0.75	0.5
Condensaat	20.000	15.000	10.000	7.500	5.000

- 1.7 cycli per jaar
- Aangenomen maximale werkvolume per cyclus = 6 BCM

Een deel van het productiewater zal worden geïnjecteerd in het voorkomen, primair in de put Bergermeer-3 en een deel van het productiewater zal worden afgevoerd voor verwerking.

Het geproduceerde water zal voornamelijk uit condenswater bestaan. Het kan echter niet worden uitgesloten dat er vrij formatiewater wordt mee geproduceerd. Er is geen samenstelling van formatie water uit het Bergermeerveld bekend. Wel is bekend dat het water zouten bevat.

Er is geen samenstelling van het condensaat uit het Bergermeerveld bekend. Er wordt aangenomen dat de samenstelling niet veel zal verschillen met het condensaat dat op de huidige BDF behandelingsinstallatie wordt verzameld uit diverse velden.

B7) Jaarlijks eigen gebruik bij opslag en winning

Er wordt geen gas voor eigen gebruik aangewend.

B8) Jaarlijks bij opslag en winning afgeblazen/afgefakkelde koolwaterstoffen

De gehele gasopslag installatie zal worden ontworpen als "zero emission" plant. Dit houdt in dat er onder normale bedrijfsomstandigheden er geen uitstoot van koolwaterstoffen zal plaatsvinden.

B9) Jaarlijks bij opslag en winning in de ondergrond terug te brengen delfstoffen en andere stoffen

De volgende stoffen en volumes worden teruggebracht in de ondergrond:

Kussengas: 4.5 BCM tot 5 BCM hoog calorisch gas tijdens de jaren zoals aangegeven in paragraaf B5.3

Werkvolume: tijdens cyclus: 4 BCM tot 6 BCM hoog calorisch gas

Productie water: tussen 43.800 m³ en 73.000 m³ water oorspronkelijk uit de ondergrond

Het is niet de verwachting dat er chemische reacties zullen optreden die het reservoir beschadigen. Het is de verwachting dat het droge injectiegas zich uiteindelijk zal mengen met het aanwezige oorspronkelijk Bergermeer gas in een verhouding van 90% injectie-gas en 10% origineel gas. Het water dat zal worden geïnjecteerd is van oorsprong uit het Bergermeer veld afkomstig en daarom ligt het niet in de lijn der verwachting dat er chemische reacties plaats zullen vinden die het reservoir beschadigen. Het eventueel opmengen van het water uit het Bergermeer veld met water uit de omliggende velden en mogelijk PGI voor injectie in Bergermeer-3 zal slechts worden uitgevoerd indien water analyses en eventuele chemische reacties bestudeerd zijn. Toevoegingen aan het te injecteren water zullen van dien aard zijn dat er geen schade optreedt aan het reservoir.

C) Gegevens inzake bodembeweging als gevolg van de opslag en winning van koolwaterstoffen.

(Alleen in te vullen voor winningsplannen voor voorkomens gelegen aan de landzijde van de driemijlszone).

C1) Aard van de bodembeweging

Bodemdaling

Door winning van koolwaterstoffen uit de gas voerende gesteentelagen zal de druk in de poriën van het gesteente verminderen waardoor compactie optreedt. Dit manifesteert zich aan de oppervlakte in de vorm van bodemdaling. Door injectie van koolwaterstoffen voor opslag zal dit effect ten delen te niet worden gedaan en zal er sprake zijn van geringe bodemstijging. Een uitgebreide rapportage hieromtrent wordt gegeven in referentie 72.

Om dit te monitoren laat de uitvoerder minimaal 1 keer per 5 jaar een nauwkeurigheidswaterpassing verrichten in en rond om het gebied van de winningsvergunning Bergen en de opslagvergunningen Alkmaar en Bergermeer. De laatste nauwkeurigheidswaterpassing is verricht in de periode augustus – november 2006. De eerst volgende herhalingsmeting zal worden uitgevoerd in 2011.

Bodemtrilling

Compactie van de gasvoerende lagen kan onderlinge beweging tussen gesteentelagen veroorzaken. Dit kan zich soms aan de oppervlakte manifesteren in de vorm van bodemtrillingen. Een uitgebreide rapportage hieromtrent en de hiermee gepaard gaande risicoanalyse wordt gegeven in Referentie 1 en 7.

C2) Bodemdalingscontour (uiteindelijk verwachte mate van bodemdaling)

De maximaal gemeten bodemdaling in de periode van het begin van gasonttrekking tot 2006 boven de gasvelden Groet, Bergen en Bergermeer is ongeveer 10,5 cm. De bodemdaling die door de geomechanische modellen voor de gasonttrekking wordt gemodelleerd is 15-25% groter. Rekening houdende met deze correctiefactor van 15- 25% voorspellen de modellen een stijging van de bodem met 4,9-6 cm gedurende de injectie. De voorspelde, gecorrigeerde daling tijdens de productie is 1,6-2,0 cm. Gedetailleerde informatie en een uitgebreide rapportage hieromtrent is te vinden in Referentie 1 en 7.

C2.1) Verloop bodemdaling in tijd

Een uitgebreide rapportage hieromtrent wordt gegeven in Referentie 8.

C3) Risicoanalyse bodemtrilling

Inleiding

De winning van aardolie en/of aardgas gaat in het algemeen gepaard met een daling van de druk in de ondergrond. Dit soort spanningsverandering kan leiden tot kleine bewegingen langs bestaande breuken, waardoor een lichte aardbeving plaatsvindt.

Sinds het begin van de jaren negentig hebben verschillende instanties, waaronder de overheid, kennisinstituten en mijnbouwmaatschappijen, zich gezamenlijk met deze problematiek bezig gehouden. Bevindingen zijn o.a. gedocumenteerd in een aantal rapportages zoals "Eindrapport multidisciplinair onderzoek naar de relatie tussen Gaswinning en Aardbevingen in Noord-Nederland; Begeleidingscommissie Onderzoek Aardbevingen, 1993", "De relatie tussen schade aan gebouwen en lichte ondiepe aardbevingen in Nederland; TNO Bouw, 1998" en "Seismisch risico in Noord-Nederland"; de Crook et al., KNMI, 1998".

Momenteel zijn bovengenoemde instanties verenigd in het Technisch Platform Aardbevingen (TPA). Hiermee is alle aanwezige kennis op het gebied van aardbevingen gebundeld en kan deze optimaal worden ingezet met gebruikmaking van de meest actuele stand der techniek.

In respons op het in het Mijnbouwbesluit gestelde met betrekking tot het uitvoeren van een risicoanalyse omtrent bodemtrillingen als gevolg van winning van olie of gas zijn onder begeleiding van het TPA een aantal studies uitgevoerd, waarvan de bevindingen zijn gedocumenteerd in de volgende rapporten:

- Seismisch hazard van geïnduceerde aardbevingen; Wassing et al., TNO-NITG rapporten 03-185-C (2003), 03-186-C (2004), 04-233-C (2004)".
- Seismic hazard due to small shallow induced earthquakes; van Eck et al., KNMI 2004.
- Deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiteit; van Eijs et al., TNO-NITG rapport 04-171-C, 2004.

Tevens is in dit kader een samenvattend rapport uitgebracht waarin de resultaten van bovengenoemde 3 studies zijn geïntegreerd (TNO-NITG rapport 04-244-B / KNMI publicatie 208, 2004).

- Kalibratie van hazard- en schademodelen seismisch risico geïnduceerde aardbevingen Wassing et al. 2007 (TNO Bouw- en Ondergrondrapport 2007-U-R0407/B)

Zoals beschreven in het meetplan Bergen, vindt er in het gebied rond het Bergermeerveld continu monitoring van eventuele aardbevingen plaats. Deze monitoring wordt uitgevoerd door het KNMI met behulp van een daartoe aangelegd netwerk van seismische registratieapparatuur.

In Nederland is/wordt uit ruim 100 olie- en gasvelden op het vasteland geproduceerd. Boven een beperkt aantal velden (ca. 20%) zijn bevingen geregistreerd. In het kader van de Seismische Risico Analyse zijn de velden opgedeeld in drie categorieën:

- A. Groningen, Bergermeer en Roswinkel, waar aardbevingen met magnitudes 3,0 en hoger zijn opgetreden.
- B. Andere velden waar lichte aardbevingen met magnitudes kleiner dan 3,0 zijn opgetreden.
- C. Velden waar geen bevingen zijn geregistreerd.

Tijdens het gebruik van een reservoir voor gasopslag wordt er in plaats van gas geproduceerd, gas geïnjecteerd. Hierbij wordt de druk in het veld verhoogd. Ook treedt er mogelijk een verlaging van de gesteente temperatuur op, doordat het injectiegas op de diepte van het reservoir niet de originele reservoir temperatuur heeft.

TAQA heeft onderzoek laten verrichten naar de invloed van de drukverhoging en de mogelijke invloed van de temperatuur daling in het reservoir tijdens gas injectie op het geomechanische gedrag van het gesteente. Daarbij is aangenomen dat het cushion gas in 2010 niet wordt verwarmd. In de jaren 2011 en 2012 en tijdens het opereren van de gasopslag zal het injectiegas verhoogd worden in temperatuur als gevolg van compressie.

De resultaten van de study geven aan dat de temperatuur daling beperkt blijft tot een straal van rond de 100 meter rondom de putten. Deze lokale temperatuur daling heeft geen invloed op stabiliteit van de bekende breuken in het veld. Een gedetailleerde beschrijving van de study is gegeven in referentie 7.

A. Bergermeerveld (magnitude 3.0 en hoger)

Door KNMI en TNO is uitgebreid onderzoek verricht ter bepaling van het risico op aardbevingen ten gevolge van gasproductie. Deze onderzoeken geven aan dat er tijdens gasproductie boven het gasveld Bergermeer jaarlijks gemiddeld 2 à 3 bevingen met magnitude boven 1,5 op de schaal van Richter (d.w.z. door mensen voelbaar) kunnen optreden. Ook heeft het KNMI geconcludeerd [Van Eck et al. 2004] dat eventuele door gaswinning geïnduceerde lichte aardbevingen niet zwaarder zullen zijn dan magnitude 3,9 op de schaal van Richter. Al in 1998 is voor Noord-Nederland ook door het KNMI beschreven [de Crook et al., 1998] dat de maximaal te verwachten intensiteit van een geïnduceerde aardbeving ongeveer VI-VII op de Europese Macroseismische Schaal is. Dat betekent (kwalitatief) dat in het ernstigste geval in de nabijheid van het epicentrum lichte, niet constructieve schade kan optreden aan veel gebouwen en matige schade aan enkele gebouwen. Dit is in overeenstemming met de praktijkervaring met lichte aardbevingen boven het voorkomen Bergermeer sinds het begin van de productie in 1972 en met de resultaten van de eerder genoemde seismische hazard studie van TNO-NITG [Wassing et al., 2004]. Een studie uitgevoerd in 1997 [Logan et al.: Seismicity Risk Assessment of a possible Gas Storage Project in the Bergermeer Field, Bergen Concession] concludeert dat bij verhoging van de druk in het reservoir de kans op geïnduceerde aardbevingen afneemt. In het in dit opslagplan beschreven injectie- en productiescenario zal, gezien de bovenvermelde studies, de kans op aardbevingen niet groter zijn dan nu bepaald in de huidige SRA voor het Bergermeer veld. In het kader van de MER rapportage voor de Bergermeer gasopslag heeft TNO in opdracht van TAQA in september 2008 een uitgebreide studie (Bergermeer seismicity study (2008-U-R1071/B) afgerond naar de kans op- en de eventuele risico's van bodemtrillingen, zie referentie 7. Deze studie bevestigt de bevindingen van Logan met betrekking tot de aanname dat bij verhoging van de druk in het reservoir de kans op geïnduceerde aardbevingen afneemt.

Meer over de aard en omvang van mogelijk te verwachten schade is beschreven in sectie C4. In onderdeel C6 worden de schadebeperkende maatregelen en condities voor eventuele vergoedingen in geval van schade uiteengezet.

Met de voortzetting van de gaswinning en -opslag en mogelijk verder onderzoek dat in het kader van het TPA zal worden verricht, zullen steeds meer gegevens over de eigenschappen van het voorkomen en de mate van seismiciteit worden verkregen. Deze informatie zal aanleiding kunnen geven de risicoanalyse op onderdelen te herzien dan wel op enig onderdeel nader onderzoek uit te voeren. Indien van toepassing zullen de resultaten van dergelijk onderzoek kunnen worden meegenomen in een advies ten aanzien van de operationele activiteiten van de gasopslag.

C4) Omvang en aard van de schade

C4.1 Algemeen

Bodemdaling door gaswinning is een geleidelijk en gelijkmatig proces en manifesteert zich aan de oppervlakte in de vorm van platte, zeer gelijkmatige schotels boven de voorkomens. Deze schotels veroorzaken een hellend vlak in het maaiveld, waarvan de gradiënt zeer gering is. Omdat bodemdaling een geleidelijk en gelijkmatig verloop heeft en de resulterende vervorming van de bovengrond zeer klein is, wordt geen directe schade aan bebouwing verwacht.

De maximaal gemeten bodemdaling in de periode van het begin van gasonttrekking tot 2006 boven de gasvelden Groet, Bergen en Bergermeer is ongeveer 10,5 cm. De bodemdaling die voor de gasonttrekking wordt gemodelleerd was 15-25% groter, i.e. maximaal 13 cm.

Het ligt in de lijn der verwachting dat de bodemdaling niet verder zal gaan, of vertraagd zal worden, wanneer er opnieuw gas in het reservoir geïnjecteerd wordt.

Rekening houdende met deze correctiefactor van 15-25% voorspellen de modellen een stijging van de bodem met 4,9-6 cm gedurende de injectie. De voorspelde, gecorrigeerde daling tijdens productie periodes is 1,6-2,0 cm. Dit betekent dat er na ingebruikname van de gasopslag sprake zal zijn van een maximale bodemdaling van ongeveer 7cm (13-6) tot 9 cm (13-6+2) gemeten sinds het begin van de productie in 1972. Daar het hier bestaande winning betreft en de daarop volgende opslag, zal de gevraagde instemming voor dit plan dan ook geen betrekking hebben op de in het verleden veroorzaakte bodemdaling. Dit geldt ook voor eventueel aan de goedkeuring te verbinden voorwaarden.

Voor de verwachting van aard en omvang van mogelijke schade door geïnduceerde aardbevingen wordt gebruik gemaakt van de verschillende rapporten in onderdeel C3.

C4.2 Schade aan openbare infrastructuur door bodembeweging

Omdat bodemdaling door gaswinning een geleidelijk en gelijkmatig verloop heeft, wordt geen schade aan de infrastructuur verwacht. Niet uitgesloten is echter dat bodemdaling gevolgen kan hebben voor het normale beheer en onderhoud van waterkeringen en waterlopen. Voor zover dat beheer onvermijdelijk te maken meerkosten met zich meebrengt die, in overeenstemming met het gestelde in C6, voor vergoeding in aanmerking komen dan rust op de uitvoerder de verplichting die schade in overeenstemming met de regels van het burgerlijk recht te vergoeden.

C4.3 Schade aan bouwwerken door bodembeweging

Omdat bodemdaling door gaswinning een geleidelijk en gelijkmatig verloop heeft en de resulterende vervorming (zoals scheefstand, kromming en horizontale rek) van de bovengrond zeer klein is, wordt geen directe schade aan bebouwing verwacht.

De praktijkervaring met gasproductie in Nederland over de afgelopen jaren leert dat de lichte aardbevingen ten gevolge van gasproductie in de meeste gevallen niet leiden tot schade. Toch kan, zoals in de praktijk is gebleken en in de seismisch risico analyse (paragraaf C3) is beschreven, de kans op schade aan bebouwing in de nabije omgeving van het epicentrum van een geïnduceerde aardbeving niet volledig worden uitgesloten. Het KNMI heeft berekend dat dergelijke lichte aardbevingen niet zwaarder zullen zijn dan magnitude 3,9 op de schaal van Richter (van Eck, 2004) en dat in het ernstigste geval matige schade aan enkele gebouwen kan optreden (de Crook, 1998).

Dit laatste wordt bevestigd door de resultaten van de seismische hazard studie van TNO-NITG (Wassing et al., 2004), waaruit tevens blijkt dat de omvang van het gebied waar mogelijk schade kan optreden, ruwweg beperkt blijft tot een cirkel met een straal van 7 km rond het epicentrum van de beving. Bij een beving die krachtig genoeg is om schade te veroorzaken, is het aantal potentiële schadegevallen binnen dit gebied uiteraard sterk afhankelijk van de dichtheid van bebouwing, terwijl de mate van schade (geen, lichte, matige) op een bepaalde afstand van het epicentrum in grote mate wordt bepaald door het type bebouwing en de staat van onderhoud. Ook de samenstelling van de ondiepe ondergrond kan daarbij een rol spelen, zoals in kaart gebracht door TNO-NITG.

De praktijkervaring van de uitvoerder (voorheen genaamd BP en daarvoor genaamd Amoco) met schade als gevolg van de tot op heden vijf geïnduceerde aardbevingen in het gebied rond Bergen leert dat het gemiddelde schadebedrag per claim beperkt blijft tot circa EUR 1000. Naar aanleiding van de twee bevingen in 2001 in het Bergermeerveld is een totaal schadebedrag van +/- EUR 370.000,- uitgekeerd. Het ligt in de lijn der verwachting dat deze bedragen voor eventuele schade door geïnduceerde aardbevingen die mogelijk in de toekomst zullen optreden gedurende de duur van de winning en opslag niet wezenlijk zullen veranderen.

C4.4 Schade aan natuur en milieu door bodemdaling

Bij een nog te verwachten daling van minder dan 1 cm in gebieden met een kunstmatig peilbeheer is de mate van bodemdaling aanzienlijk kleiner dan de jaarlijkse schommelingen in de waterstand (verschil zomer- en winterpeil). De waterhuishouding in het gebied dat wordt beïnvloed door bodemdaling ten gevolge van gaswinning, is in de loop van eeuwen tot stand gekomen en tegenwoordig volledig kunstmatig geregeld. Waterpeilen zijn vastgelegd in peilbesluiten. Indien een relatieve stijging van het waterpeil t.o.v. het maaiveld de geldende norm dreigt te overschrijden, moet dit worden tegen gegaan door aanpassingen in de waterafvoer. Het waterschap is verantwoordelijk voor het waterbeheer in het beheersgebied.

Gelet op het beperkte volume van de dalingsschotel en gezien het feit dat de mogelijk nog te verwachten daling aanzienlijk minder is dan de jaarlijkse schommelingen in de waterstand, wordt geen effect van betekenis op natuur en milieu verwacht.

C5) Maatregelen om bodembeweging te voorkomen / te beperken

Gezien de te verwachten geringe effecten door bodembeweging als gevolg van de gasproductie en opslag en omdat het hierbij gaat om productie en opslag met behulp van al bestaande faciliteiten worden in verband hiermee in het bestaande proces geen maatregelen voorzien.

C6) Maatregelen die gevolgen van schade door bodembeweging beperken of voorkomen

Teneinde schade door bodembeweging te beperken of te voorkomen, wordt de winning uitgevoerd overeenkomstig de in dit opslagplan aangegeven profielen, vindt meting van de bodembeweging plaats volgens een goedgekeurd meetplan en zijn er diverse regelingen opgesteld zoals hieronder beschreven.

Omdat gaswinning een geleidelijke en gelijkmatige bodemdaling zal veroorzaken en de daaropvolgende opslag de bodemdaling min of meer zal stabiliseren, wordt geen schade aan bouwwerken verwacht. Indien als gevolg van bodemdaling door gaswinning/opslag de waterhuishouding of andere waterstaatkundige werken in belangrijke mate worden beïnvloed dan zullen, in overleg met de beheerders of onderhoudsplichtigen van die werken, de maatregelen of voorzieningen kunnen worden getroffen ter beperking of voorkoming van hieruit voortvloeiende schade of gevaar. Als met het nemen van maatregelen niet alle door gaswinning/opslag veroorzaakte schade afdoende kan worden voorkomen dan rust op de uitvoerder de verplichting die schade in overeenstemming met de regels van het burgerlijk recht te vergoeden.

Voor mogelijke schade veroorzaakt door aardbevingen die worden veroorzaakt door gaswinning/opslag geldt een zelfde verplichting. De praktijkervaring met gasproductie in Nederland over de afgelopen jaren leert dat de lichte aardbevingen ten gevolge van gasproductie in de meeste gevallen niet leiden tot schade. Toch kan, zoals in de praktijk is gebleken en in paragraaf C3 is beschreven, de kans op schade aan bebouwing in de nabije omgeving van het epicentrum van een geïnduceerde aardbeving niet volledig worden uitgesloten. Voor dergelijke gevallen is er tussen de overheden en de uitvoerder een schaderegeling opgesteld voor schade veroorzaakt door aardbevingen als gevolg van gaswinning. Deze regeling stelt iedereen in staat om schade te melden. Wanneer blijkt dat de schade het gevolg is van gaswinning, zal een vergoeding worden aangeboden.

Als aanvullende bescherming en ter verzekering van het belang van omwonenden en andere derden is een hoofdstuk "waarborgfonds mijnbouwschade" in de Mijnbouwwet opgenomen en rust daarenboven op de exploitant van een mijnbouwwerk een risico aansprakelijkheid voor schade die ontstaat door beweging van de bodem als gevolg van de exploitatie van dat werk.

Ondertekening


Naam: P. van Gelder
Functie: Managing Director

Datum: 15-12-08

Plaats: Den Haag

Referenties:

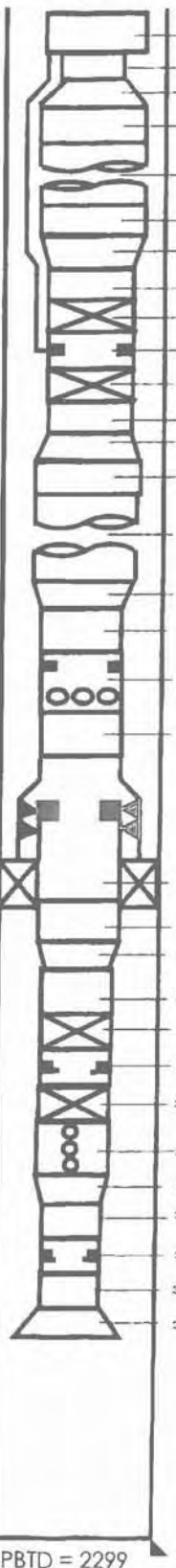
1. DTN rapport Overview Zechstein lithology Bergermeer Field.
2. "UGS Subsurface Modelling Study", part 1: Geological modeling, Horzion Energy Partners, 2007 file: HEP_Bergermeer_report_v10_part1 incl page numbers.pdf
3. "UGS Subsurface Modelling Study", part 2: Dynamic modeling, Horzion Energy Partners, 2007, file: HEP_Bergermeer_report_v10_part2 incl page numbers.pdf
4. "Bergermeer UGS Modelling study, Phase 2", Horzion Energy Partners, January 2008, file: HEP_Bergermeer_phase2_rpt_final.pdf
5. "Bergermeer UGS Modelling study, Phase 4", Horzion Energy Partners, November 2008
6. "Bergermeer UGS Audit, Final Report", Klima & Heinemann Oil GMBH, October 2008
7. TNO rapport 2008-U-R0871/B TAQA Bergermeer Seismicity, TNO Built Environment en Geosciences 2008
8. Panterra rapport Bergen Concession Subsidence prognosis study 2008.

Bijlagen:

- Bijlage 1: Putverbuizingen
- Bijlage 2: Locatie van bestaande putten en mogelijke locaties van nieuwe putten in het Bergermeer veld
- Bijlage 3: Mogelijk ontwerp voor boortraject van een verticale put
- Bijlage 4: Mogelijk ontwerp voor boortraject van een horizontale put
- Bijlage 5: Schematische voorstelling van bebuizing van nieuwe verticale put
- Bijlage 6: Schematische voorstelling van bebuizing van horizontale put

Voor Onderwerp D van de aanvraag wordt verwezen naar pagina 30 t/m 33, achter Bijlage 6.

WELL DIAGRAM



FILL LEVEL: 2260 M ORKB (97)



AMOCO NETHERLANDS B.V.
WELL COMPLETION DIAGRAM
BERGERMEER - 1

DATE OF COMPLETION: 19 JUNE, 1992
UPDATE: 16 SEPTEMBER 1998

PREPARED BY: S. de JONGH/E. BOSHIJZEN

ITEM	COMPL. EQUIPMENT	ID (INCH)	DEPTH (M ORKB)
1	TUBING HANGER CAMERON 'FB8'	4 1/2" NEW VAM	4.4
2	TUBING PUPJOINT (2X)	4 1/2" NEW VAM	4.9
3	X-OVER	4 1/2" X 5" NEW VAM	7.1
4	TUBING PUPJOINT	5" NEW VAM	7.5
5	TUBING N80 18.0 LBS/FT R-2	5" NEW VAM	13.6
6	TUBING PUPJOINT	5" NEW VAM	83.9
7	X-OVER	5 X 3 1/2" NEW VAM	85.2
8	TUBING PUPJOINT (2X)	3 1/2" NEW VAM	85.7
9	FLOW COUPLING	3 1/2" NEW VAM	92.8
10	TBG RETR SAFETY VALVE BAKER 'FV6'	3 1/2" NEW VAM	95.3
11	FLOW COUPLING	3 1/2" NEW VAM	97.7
12	TUBING PUPJOINT (2X)	3 1/2" NEW VAM	100.1
13	X-OVER	3 1/2" NEW VAM X 5 1/2" BUTTR	107.2
14	TUBING PUPJOINT	5 1/2" BUTTR	107.7
15	TUBING	5 1/2" BUTTR	109.0
16	X-OVER	5 1/2" X 4 1/2" BUTTR	2020.1
17	TUBING	4 1/2" BUTTR	2020.3
18	SLIDING SIDE DOOR OTIS 'XA'	4 1/2" BUTTR	3.813
19	TUBING JOINT	4 1/2" BUTTR	2029.6
20	PERMANENT PACKER OTIS 'HC'	7" CSG	3.813
21	MILLOUT EXTENSION	5 1/2" BUTTR	2031.0
22	X-OVER	5 1/2" X 4 1/2" BUTTR	2040.1
23	TUBING JOINT N80 12.6LBS/FT R-2	4 1/2" BUTTR	-
24	FLOW COUPLING	4 1/2" BUTTR	2046.5
25	LANDING NIPPLE OTIS 'XN'	** 4 1/2" BUTTR	2.250 NOGO
26	FLOW COUPLING	4 1/2" BUTTR	2055.3
27	TUBING PERFORATED	4 1/2" BUTTR	2057.1
28	X-OVER	4 1/2" BUTTR X 3 1/2" NU 10 RND	2057.4
29	TUBING PUPJOINT N80 9.9 LBS/FT	3 1/2" NU 10 RND	2059.2
30	LANDING NIPPLE	3 1/2" NU 10 RND	2065.2
31	TUBING PUPJOINT	3 1/2" NU 10 RND	2.635 NOGO
32	WIRELINE GUIDE OTIS	3 1/2" NU 10 RND	2067.4
	TUBING END		2075.1
	W/ 8FT EXTENDED NECK + 'X' LANDING NIPPLE ID=3.813"		2075.3
	** 2 7/8" XN INSERT NIPPLE ON 4 1/2" LOCKMANDREL SEALBORNE=2.313" NOGO=2.250" MAX DIFF PRESS=3000 PSI		

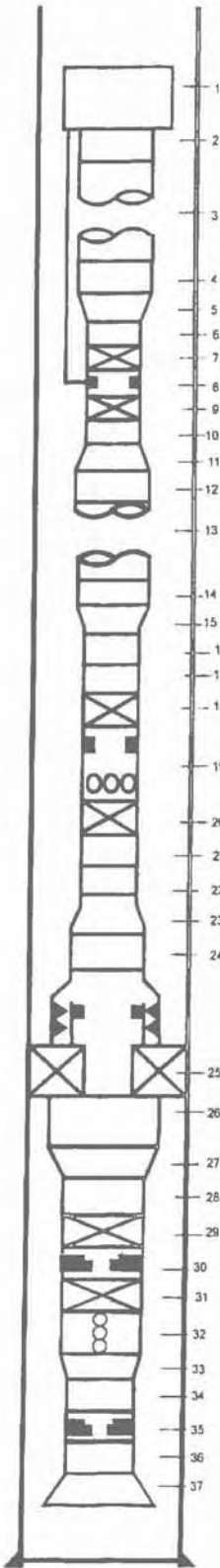
PERFORATIONS: 2090.0 - 2130.0 } 2 1/8" SILVERJET 4 SHOTS/FT
 2130.0 - 2135.0 } 2 1/8" UNIJET 2 SHOTS/FT
 2138.0 - 2150.0 }
 2135.0 - 2196.5 } 1 1/16" PIVOTGUNS 4 SHOTS/FT 180° PHASING
 2080.8 - 2090.0 }

COMPLETION FLUID COMPOSITION:
 3% KCl BRINE+
 2% BARACOR CORROSION INHIBITOR+
 0.01% SURFLO RD BIOCID+
 0.01% BARASCAV L OXIGEN SCAVENGER

	CASING		LINER	
SIZE (inch)	7"	7"	7"	X
WEIGHT (lbs/ft)	26	23	26	X
GRADE	J55	N80	J55	X
TOP (M ORKB)	0	22	2026	X
BOTTOM (M ORKB)	22	2026	2313	X

COMMENTS:
 1) LANDING NIPPLE ABOVE PERFORATED JOINT IS 2.250" ID NOGO
 2) WORKOVER PART OF 1992 WORKOVER PROJECT TO CHANGE OUT STORMCHOKE SAFETY VALVES BY SCSSVs
 3) WORKOVER COMPRISED PULLING TUBING APPROX. 100 M. UP, INSERT SCSSV AND RERUN WITH CONDITION 2 TUBING AND STABOVER SEALING NECK OF HC PACKER
 4) BACKPRESSURE VALVE: 4" NOMINAL TYPE 'H'

WELL DIAGRAM



PBTB = 2631.5
 FILL LEVEL: 2586 M ORKB ('96)



AMOCO Netherlands B.V.
 WELL COMPLETION DIAGRAM
 BERGERMEER - 2

DATE OF COMPLETION: 23 JUNE 1992

PREPARED BY: S de JONGH/R.C. MELLET

ITEM	COMPL. EQUIPMENT	ID (INCH)	DEPTH (M ORKB)
1	TUBING HANGER CAMERON 'FBB'	4 1/2" VAM	4.8
2	TUBING PUPJOINT	4 1/2" VAM	6.4
3	TUBING N80 12.6 LBS/FT R-3	4 1/2" VAM	7.4
4	TUBING PUPJOINT	4 1/2" VAM	108.1
5	X-OVER	4 1/2" x 3 1/2" VAM	109.3
6	TUBING PUPJOINT (2X)	3 1/2" VAM	109.8
7	FLOW COUPLING	3 1/2" VAM	116.9
8	TBG RETR SAFTEY VALVE BAKER 'FV6'	3 1/2" VAM	2.813 116.4
9	FLOW COUPLING	3 1/2" VAM	121.8
10	TUBING PUPJOINT (2X)	3 1/2" VAM	124.2
11	X-OVER	3 1/2" x 4 1/2" VAM	128.5
12	TUBING PUPJOINT	4 1/2" VAM	128.9
13	TUBING N80 12.6 LBS/FT R-3	4 1/2" VAM/NEW VAM	128.9/1425.7
14	TUBING PUPJOINT	4 1/2" NEW VAM	2400.3
15	X-OVER	4 1/2" X 3 1/2" NEW VAM	2401.4
16	TUBING PUPJOINT	3 1/2" NEW VAM	2402.0
17	TUBING PUPJOINT	3 1/2" NEW VAM	2404.9
18	FLOW COUPLING	4 1/2" NEW VAM	2407.9
19	SLIDING SIDE DOOR OTIS 'XA'	4 1/2" NEW VAM	2.750 2409.6
20	FLOW COUPLING	3 1/2" NEW VAM	2410.7
21	TUBING PUPJOINT	3 1/2" NEW VAM	2413.1
22	TUBING PUPJOINT	3 1/2" NEW VAM	2416.1
23	X-OVER	3 1/2" NEW VAM X 4 1/2" BUTTR	2422.1
24	TUBING PUPJOINT	4 1/2" NEW VAM	2422.6
25	PERMANENT PACKER OTIS 'HC'	* 7" CSG	3.813 2428.4
26	MILLOUT EXTENSION	5 1/2" BUTTR	-
27	X-OVER	5 1/2" x 4 1/2" BUTTR	-
28	TUBING JOINT	4 1/2" BUTTR	2435.8
29	FLOW COUPLING	4 1/2" BUTTR	2445.0
30	LANDING NIPPLE OTIS 'XN'	** 4 1/2" BUTTR	2.205 NoGo 2446.8
31	FLOW COUPLING	4 1/2" BUTTR	2447.1
32	TUBING PERFORATED	4 1/2" BUTTR	2448.9
33	X-OVER	4 1/2" BUTTR X 3 1/2" NU 10 RND	2454.8
34	TUBING PUPJOINT	3 1/2" NU 10 RND	2455.0
35	LANDING NIPPLE OTIS 'XN'	3 1/2" NU 10 RND	2.635 NoGo 2457.0
36	TUBING PUPJOINT	3 1/2" NU 10 RND	2457.3
37	WIRELINE GUIDE OTIS	3 1/2" NU 10 RND	2463.6
	TUBING END		2463.9
*	W/8 FT EXTENDED NECK + LANDING NIPPLE ID = 3.813"		
**	2 7/8" XM INSERT NIPPLE ON 4 1/2" LOCKMANDREL		
	SEALBORE = 2.313" NOGO = 2.250" MAX DIFF PRESS = 3000 PSI		

PERFORATIONS: 2532 - 2550 } 2 1/8" SCALLOP 2 SHOTS/F } PERFORATED 1985
 2553 - 2562 } 2 1/8" UNIJET 4 SHOTS/F } 2 1/8" BARKONE 4 SPF
 2562 - 2565 }
 2482 - 2532 } 2 1/8" PREDATOR STRIP GUNS REPERFORATED MAY 1996 - 6 SPF
 2565 - 2580 }

COMPLETION FLUID COMPOSITION:	CASING	LINER
3% KCl BRINE +		
2% BARACOR CORROSION INHIBITOR +	SIZE (inch)	9" X
0.01% SURFLO RD BIOCIDES +	WEIGHT (lbs/ft)	23/26 X
0.01% BARASCAV L OXYGEN SCAVENGER	GRADE	N80 X
	TOP (M ORKB)	0 X
	BOTTOM (M ORKB)	2660 X
WEIGHT: 8.5 LBS/GAL		

COMMENTS:
 1) Landing nipple above perforated joint is 2.205" ID NoGo
 2) Workover part of 1992 Workover Project to change out stormchoke safety valves by SCSSV's.
 3) Workover comprised of pulling all coated buttfress tubing to permanent packer rerunning condition 2 tbg. w/SCSSV; redressed seals in HC packer overshot.
 4) Backpressure: 4' nominal type 'H'.

WELL STATUS RECORD FIELD BERGERMEER PLATFORM BLOCK BERGERMEER WELL NO 3A

	WELL TYPE	PREDCESS SHUT IN	RTE	= 4 NO IN MAP	MAXIMUM COILED	4.68	AT 56'
	FIRST COMPLETED	Feb 1972	SWAB	300	MAXIMUM DEVIATION	14.70	A° 100E
	WORKOVER DATE	1982	KOP	300	MINIMUM I.E.	2.825	A° 748E
	WORKOVER NUMBER	22	WLD	2594 (1982)	AV. ANG. THRU. PAY	8.7	
ANALYSIS FLUID	Fresh Water	TBO HANDBR	6 BT	UNITS	meter		
FLUID WEIGHT	8.4 LB5/GAL	REF LOG	DR (est 1970)				

WELLHEAD DATA				TUBING DATA				LINER DATA					
SIZE (in)	WT (lb/ft)	GRADE	CONN	TOP	MD	TVD	SIZE (in)	WT (lb/ft)	GRADE	CONN	TOP	MD	TVD
3 1/2"							3 1/2"						
SEE REF LOG FOR COMMENTS													

MD (MRKB)	TVD (MRKB)	WELL SCHEMATIC	DESCRIPTION	MAKER TYPE	M-N ID	MAX DD	DRIFT	LENGTH	MATERIAL (LASTOMER)	OTHER INFO	COMMENTS
5.97	6.97		TUBING HANGER 3 1/2"	CAMERON SRT				0.93			SIZE (in) WT (lb/ft) GRADE CONN TOP MD TVC 30" 0.718" J-55 0 23 23 12" 8.6 J-55 0 249 245 12 3/8" 8.6 J-55 0 25 25 12 3/8" 8.1 J-55 23 136 136 12 3/8" 24.5 J-55 136 184 184 12 3/8" 65 J-55 184 1004 6 5/8" 42.5 N80 0 878 4 5/8" 4C N80 878 1066 7" 2P N80 878 0 26 7" 26 N80 878 25 1220 7" 25 N80 878 1720 2664
7.92	7.90		PUP JOINT 3 1/2"					4.57			
12.47	12.47		TUBING W/ SPECIAL COUPLINGS					144.12			
132.64	132.64		PUP JOINT 3 1/2"					4.55			
161.19	161.19		FLOW COUPLING 3 1/2"					1.82			
163.01	163.01		LANDING NIPPLE 3 1/2"	EDS XEL	2.750			0.87		2nd - Submer (1st used 091)	
163.65	163.65		FLOW COUPLING 3 1/2"					1.76			
165.44	165.44		PUP JOINT 3 1/2"					0.93			
186.27	186.27		TUBING 3 1/2"			2.922	4 1/2"	2.857	2750.89	N80	
242.76	242.76		PUP JOINT 3 1/2"					4.7			
2429.36	2429.36		FLOW COUPLING 3 1/2"					1.82			
2431.79	2431.79		SLICKED SEAL DOOR 3 1/2"	OTIS	2.750			1.02			
2432.81	2432.81		FLOW COUPLING 3 1/2"					1.82			
2434.64	2434.64		PUP JOINT 3 1/2"					5.12			
2443.78	2443.78		SIDE POCKET MANDREL 3 1/2"	CAMCO 4" XBJC				2.94			
2445.70	2445.70		PUP JOINT 3 1/2"					8.94			
2454.84	2454.84		FLOW COUPLING 3 1/2"					1.82			
2456.47	2456.47		LANDING NIPPLE 3 1/2"	OTIS 2.750 X	2.750			0.32			
2456.78	2456.78		FLOW COUPLING 3 1/2"					1.82			
2458.82	2458.82		PUP JOINT 3 1/2"					0.15			
2467.77	2467.77		ANCHOR 3 1/2"					0.2			
2467.97	2467.97		PERMANENT PACKER 3 1/2"	BAKER SAB				1.42			
2469.39	2469.39		MILLOUT EXTENSION					1.84			
2471.03	2471.03		CROSSOVER 4 1/2" x 3 1/2"					0.15			
2471.18	2471.18		PUP JOINT 3 1/2"					8.82			
2482.50	2482.50		FLOW COUPLING 3 1/2"					1.88			
2482.76	2482.76		LANDING NIPPLE 3 1/2"	OTIS 2.750 X	2.750			0.32			
2482.96	2482.96		FLOW COUPLING 3 1/2"					1.76			
2484.34	2484.34		PUP JOINT 3 1/2"					0.94			
2485.28	2485.28		PERFORATED JOINT 3 1/2"					8.12			
2491.4	2491.4		LANDING NIPPLE 3 1/2"	OTIS 2.750 X	2.750	2.825	4050	0.23			
2491.73	2491.73		PUP JOINT 3 1/2"					4.57			
2498.20	2498.20		WELL W/ EMPTY CASE 3 1/2"					0.25			
2498.55	2498.55		TUBING INC								
2497	2497		PRT								

- COMMENTS
- ALL DEPTH ORIGINAL, RCH CUTTAG 1-4
 - COMPLETION FLUID COMPOSITION: FRESH WATER + 1% BARRO COAT @ 1100 CORROSION INHIBITOR WEIGHT @ 4 LB5/GAL
 - BOTTOMHOLE TEMPERATURE 161.00F
 - TUBING HANGER N / 01/32" @ 4" THRU
 - TOP ROT. LOG (K 2889 MD) (2780.82 mTVSS)
 - WELL SHUT IN SINCE 1997
BPP INSTALLED IN TUBING HANGER

ZONE	INTERVAL	STATUS	GLW TYPE	SPR (PHS)	DATE
	253-255	3 1/2"	BARRO COAT	2	1972
	2497-2605	SOURCED OFF	DURING WORKOVER		1972
	2617-2617	SOURCED OFF	DURING WORKOVER		1972

WELL STATUS RECORD FIELD BERGERMEER PLATFORM BLOCK BERGERMEER WELL NO 6 (A)



WELL TYPE: PRODUCER
 RST COMPLETED: Jul 1972
 WORKOVER DATE: 14 Nov 1980
 WORKOVER NUMBER: 23
 ANNULUS FLUID: Fresh Air
 FLUID WEIGHT: 1.007 SG
 PRODUCER: SWAB
 KCH: 1120
 HJD: 2330 (May 2005)
 TBS HANGER
 REF LOG: GR-CC 1872
 MAXIMUM DOGLEG: 5.26 AT 1170
 MAXIMUM DEVIATION: 34' AT 1427 MC
 MINIMUM ID: 3.135 AT 2121.31
 AV. ANG. THRL. PAY: 19.5°
 UNITS: meters

CASING DATA						
SIZE (in)	WT (lb/ft)	GRADE	CONN.	TOP	MD	TVD
13 3/8	68	HBC		0	42	42
11	58	HBC		0	1107	1107
11	58	HBC		0	923	1725.29
11	58	HBC		0	1725.29	2376.87

WELLHEAD DATA				TUBING DATA					
MAKER	TYPE	BORE (in)	FLANGES (in)	RATING (psi)	SIZE (in)	JOINTS	WT (lb/ft)	GRADE	THREAD TYPE
EMAS TREE	CW	6 1/8	10 x 6	5k	5		15	HBC	NAM
TUBING SPOOL									
TUBING HANGER	CW	FB-5							

LINER DATA						
SIZE (in)	WT (lb/ft)	GRADE	CONN.	TOP	MD	TVD

MD (m/RKB)	TVD (m/RKB)	WELL SCHEMATIC	DESCRIPTION	MAKER TYPE	MIN ID	MAX OD	DRIFT	LENGTH	MATERIAL ELASTOMER	OTHER INFO
6.74	6.74		TUBING HANGER	DP 581				1.74		
7.98	7.98		FLUP JOINT					1.78		
8.76	9.76		TUBING					133.6E	HBC	
143.42	143.42		FLUP JOINT					6.06		
149.46	149.46		FLOW COUPLING 5" x 1/2"	OTS (R x T)				2.3		
151.75	151.75		LANDING NIPPLE 4 1/2"	OTS 40	3.813			0.75		
152.24	152.24		FLOW COUPLING 4 1/2" x 5"	OTS (R x P)				2.78		
154.82	154.82		FLUP JOINT					0.86		
155.88	155.88		TUBING					1884.8	HBC	
			TUBING							
2050.45	1949.8		FLUP JOINT					2.38		
2052.83	1951.8		CROSSOVER 5" x 4"					0.59		
2053.42	1953.3		FLUP JOINT					9.06		
2062.48	1952.0		FLOW COUPLING 4"	OTS (R x P)				1.74		
2084.22	1867.5		SLIDING SLEEVE 4"	OTS XA	3.313			1.18		
2085.40	1863.5	FLOW COUPLING 4"	OTS (R x P)				1.74			
2087.14	1865.1	FLUP JOINT					8.34			
2078.46	1873.5	SIDE POCKET MANIFOLD	CAMCO KING	3.359			2.03			
2078.51	1875.7	FLUP JOINT					9.05			
2087.58	1984.1	FLOW COUPLING 4"	OTS (R x P)				1.74			
2088.30	1982.8	LANDING NIPPLE 4"	OTS X	3.313			0.35			
2089.65	1984.1	FLOW COUPLING 4"	OTS (R x T)				1.74			
2091.39	1887.2	FLUP JOINT					9.09			
2100.16	1896.1	ANCHOR ASSY	BAKER X				0.19			
2100.67	1856.3	PERMANENT PACKER	BAKER SAB				1.13			
2121.80	1867.4	WELLOUT EXTENSION 5 1/2" x 5"					2.11			
2123.91	1899.3	CROSSOVER 5" x 4"					0.73			
2124.14	1899.4	FLUP JOINT					8.71			
2124.85	2005.7	FLOW COUPLING 4"	OTS (R x T)				1.74			
2125.59	2027.4	LANDING NIPPLE 4"	OTS X	3.313			0.35			
2126.82	2027.8	FLOW COUPLING 4"	OTS (R x P)				1.74			
2124.86	2009.3	FLUP JOINT					8.82			
2125.58	2010.2	PERFORATED JOINT					3.77			
2127.21	2024.6	LANDING NIPPLE 4"	OTS X	3.313			0.29			
2127.83	2015.9	FLUP JOINT					5.81			
2127.41	2021.2	WIRELINE ENTRY GUIDE					0.3			
2127.67	2021.5	TUBING END								
2354.00	2724.5	PRD								

COMMENTS

DMS- r/c May 2005

COMMENTS

- 1) BACKPRESSURE VALVE 4 3/8"
- 2) ALL DEPTHS ORIGINAL RHE DEVIAC 114
- 3) COMPLETION AND FLUID COMPOSITION FRESHWATER + 2% BARO COAT R 114CC
- 4) TOP ROT. LOG END 2205 MD (2094.7 +1105SS)

HJD

2325 =RHB (1980)
 2332 =RHB (1920)
 2330 =RHB (May 19 2005) Wireline equipment questionable

PERFORATION DATA						
ZONE	INTERVAL	STATUS	CUN TYPE	SPF	PHS	DATE
	2222.0-2225.0	OPEN	2 1/8" UNJET	4		1980
	2227.0-2235.0	OPEN	2 1/8" SILVER	4		1988
	2242.0-2255.0	OPEN	2 1/8" SILVER	4		1988
	2255.0-2272.0	OPEN	2 1/8" UNJET	4		1980
	2258.0-2260.0	OPEN	2 1/8" UNJET	4		1980
	2263.0-2266.0	OPEN	2 1/8" UNJET	4		1980
	2270.0-2273.0	OPEN	2 1/8" UNJET	4		1980
	2273.0-2284.0	OPEN	2 1/8" SILVER	4		1986
	2284.0-2292.0	OPEN	2 1/8" UNJET	4		1980
	2288.0-2307.0	OPEN	2 1/8" UNJET	4		1980

WELL STATUS RECORD FIELD: BERGERMEER PLATFORM BLOCK: BERGERMEER WELL NO 7



WELL TYPE	PRODUCER	RTE	+850 M POP	MAXIMUM DOGLEG	7.04	AT 2850
FIRST COMPLETED	June 1980	SWAB		MAXIMUM DEVIATION	6.7	AT 1300
WORKOVER DATE	14 Jun 1997	KOP	350	MINIMUM I.D.	2.835	AT 3153.3
WORKOVER NUMBER	J1	MUD	3180 (1997)	AV. AND THRU PAY	14	
ANNUOUS FLUID	3% KCL BRINE	TBO HANGER		UNITS	meters	
FLUID WEIGHT	1.02 SG	RET LOG	CR-FDC (May 1980)			

CASING DATA						
SIZE (in)	WT (lb/ft)	GRADE	CONN	TOP	MD	TYD
30	309	13		0	39	39
20	94	R-35		0	316	316
12 3/8	68	K-55		0	813	813
8 5/8	43.5	N80		0	2337	2337
	38	N80		0	3222	3222

WELLHEAD DATA					TUBING DATA				
MAKER	TYPE	BORE (in)	FLANGES (in)	RATING (psi)	SIZE (in)	JOINTS	WT (lb/ft)	GRADE	P-HEAD TYPE
EMAS TREE	CW		8 x 11	5K	4 1/2		12.8	N80	N/A VAM
WELLHEAD	FB								
TUBING SPOOL	CW	7	11 x 11	5K					
TUBING HANGER	CW	FB-8							

LNER DATA						
SIZE (in)	WT (lb/ft)	GRADE	CONN	TOP	MD	TYD

MD (mRKB)	TYD (mRKB)	WELL SCHEMATIC	DESCRIPTION	MAKER TYPE	MIN ID	MAX OD	DRIFT	LENGTH	MATERIAL ELASTOMER	OTHER INFO
12.0	12.0		TUBING HANGER	CAHERON				0.2		
12.2	12.2		PUP JOINT					1		
13.2	13.2		TUBING	4 1/2"	2.8 LBS/FT N-80			102.2	N80	
115.4	115.4		PUP JOINT	4 1/2"				2.9		
118.3	118.3		FLOW COUPLING	4 1/2"				2.4		
120.7	120.7		LANDING NIPPLE	4 1/2"	OTS FRO	3.813		0.7		
121.4	121.4		FLOW COUPLING	4 1/2"				2.4		
123.8	123.8		PUP JOINT	4 1/2"				2.9		
120.7	120.7		TUBING	4 1/2"	12.8			298.3	N80	R-3 / R-2
3109.7	2144.1		PUP JOINT	4 1/2"				2.9		
3112.6	2146.5		FLOW COUPLING	4 1/2"				1.6		
3114.4	2148.6		SLIDING SIDE DOOR	4 1/2"	OTS	3.813		1.2		
3115.6	2149.7		FLOW COUPLING	4 1/2"				2.7		
3117.3	2151.4		PUP JOINT	4 1/2"				5.8		
3123.1	2156.9		FLOW COUPLING	4 1/2"				1.8		
3124.5	2158.6	LANDING NIPPLE	4 1/2"	OTS X	3.813		0.3			
3125.2	2158.9	FLOW COUPLING	4 1/2"				1.7			
3126.9	2160.55	PUP JOINT	4 1/2"				6.1			
3133.0	2166.40	RATCH LATCH SUB	4 1/2"				0.2			
3133.2	2166.65	PERMANENT PACKER					1.9			
3135.1	2168.5	WELLDUT EXTENSION					1.6			
3136.7	2170	CROSSOVER	5 x 3 1/2"				0.2			
3136.9	2170.2	PUP JOINT	3 1/2"				4.8			
3141.7	2174.8	FLOW COUPLING	3 1/2"				1.7			
3143.4	2176.5	LANDING NIPPLE	3 1/2"	OTS 2	2.790		0.3			
3143.7	2176.8	FLOW COUPLING	3 1/2"				1.8			
3145.5	2178.8	PUP JOINT	3 1/2"				1.8			
3147.1	2180.3	TUBING PERFORATEE	3 1/2"				6			
3153.3	2186.1	LANDING NIPPLE	3 1/2"	OTS 2V	2.835		0.2			
3153.5	2186.3	PUP JOINT	3 1/2"				8			
3159.5	2192.1	WIRELINE ENTRY GUIDE	3 1/2"				0.2			
3159.7	2192.3	TUBING END								
3225.0	2255.8	JOB / FISH								

COMMENTS

- 1) BACKPRESSURE VALVE: 4" NOMINAL TYPE 1"
- 2) ALL DEPTHS ORIGINAL N80 DEUTAG T80
- 3) COMPLETION FLUID COMPOSITION:
3% KCL BRINE +
2% BARACOR CORROSION INHIBITOR +
0.01% SURFLO RD BLOCKER +
0.01% BARASCAL L OXYGEN SCAVENGER
- 4) TOP ROTULEDCG 3171.5 MD (2" O.S.B. m11055)
- 5) USING ALL CONDITION 2: VAM LOG (R-3) DOWN TO DOWN TO 2300m
VAM LOG (R-2) DOWN TO 1925m NEW VAM USING (R-2) DOWN TO 1300m
- 6) WORKOVER PART OF 1992 WORKER PROJECT TO CHANGE D.I. STORM-OKE SAFETY VALVES BY SCSV's
- 7) FISH OF 29.7m 3 1/2" VAM TUBING LEFT IN HOLE
- 8) SLEEVE 7" x 8.66" TO PACK-OFF FBH HANGERNECK W. TREBORER

HUD
3180 mRKB (July 1997)

PERFORMANCE DATA					
ZONE	INTERVAL	STATUS	GUN TYPE	SFZ (FT)	DATE
	3172.0-3199.0	REVEN	1 1/2" POT 51	8	May 1996
	3174.0-3180.0	ORC	3 1/2" ENERJET	4	June 1990
	3184.5-3189.0	ORC	2 1/2" ENERJET	4	Sep 1983

Notes: Gun Type, POT 51 - PRECIATOR (SIN) GUNS

WELL STATUS RECORD		FIELD BERGERMEER		PLATFORM		BLOCK BERGERMEER WELL NO 8																		
	WELL TYPE :	PRODUCER	RTG	+7.22 m NAP	MAXIMUM DOGLEG :	3.1	AT 488																	
	FIRST COMPLETED	6 Nov 1990	SWAB		MAXIMUM DEVIATION :	22.9	AT 773																	
	WORKOVER DATE :	25 Sep 1998	KOP :	335	MINIMUM I.D. :	3.750	AT 2119.5																	
	WORKOVER NUMBER :		HAG :	2154 (Aug 2005)	AV. ANG. THRU PAY :	3																		
ANNUAL FLOID	Fresh Water	TBC HANGER	REF. LOG :		UNIT	meters																		
FLUID WEIGHT	1.007 SG																							
WELLHEAD DATA					TUBING DATA																			
MAKER	TYPE	BORE (m)	FLANGES (m)	RATING (psi)	SIZE (m)	JOINTS	WT (lb/m)	GRADE	THREAD TYPE															
					5 1/2"																			
KIAS TREE WELLHEAD TUBING SPOOL TUBING HANGER					LINER DATA																			
MAKER	TYPE	BORE (m)	FLANGES (m)	RATING (psi)	SIZE (m)	JOINTS	WT (lb/m)	GRADE	CONN. TOP	V/D	TVD													
V/D (m) (MRKB)	TVD (m) (MRKB)	WELL SCHEMATIC	DESCRIPTION	MAKER TYPE	MIN ID	MAX OD	DRIFT	LENGTH	MATERIAL ELASTOMER	OTHER NFD	COMMENTS													
9.9	9.9		TUBING HANGER	CAMERON 511				0.5																
10.4	10.4		PUP JOINT					4.5																
14.8	14.8		TUBING	5 1/2" 20 #				100.5	N80															
15.4	15.4		PUP JOINT					0.8																
116.6	116.6		FLOW COUPLING	5 1/2"				2.6																
119.2	119.2		TRUSS	5 1/2"	CAMCO TRIP 4A	4.562		2.1																
121.3	121.3		FLOW COUPLING	5 1/2"				3.5																
123.8	123.8		PUP JOINT	5 1/2"				2.4																
126.2	126.2		FLOW COUPLING	5 1/2"				1.9																
130.1	130.1		CROSSOVER	5 1/2" x 7"				0.3																
130.4	130.4		PUP JOINT	7"				1.3																
131.7	131.7		TUBING	7" 23 #				1754.3	N80															
1877.0	1826.72		TUBING																					
1878.5	1830.2		PUP JOINT	7"				1.5																
1879.0	1831.6	CROSSOVER	7" x 4 1/2"				1.4																	
1886.1	1837.8	PUP JOINT	4 1/2"				6.2																	
1889.2	1840.5	FLOW COUPLING	4 1/2"				1.8																	
1891.0	1842.7	S.D.ING SIDE DOOR	4 1/2"	075 3A	3.813		1.3																	
1897.0	1848.7	FLOW COUPLING	4 1/2"				1.8																	
1898.5	1850.5	LANDING NIPPLE	4 1/2"	075	3.813		0.3																	
1899.1	1850.8	FLOW COUPLING	4 1/2"				1.8																	
1901.0	1852.7	PUP JOINT	4 1/2"				8																	
1907.0	1858.7	TUBING ANCHOR	4 1/2"				0.8																	
1907.8	1859.5	PERMANENT PACKER	9 5/8"	BAKER SAB3			1.7																	
1909.5	1861.2	WELDOUT EXTENSION					1.8																	
1911.1	1862.8	CROSSOVER	7" x 4 1/2"				0.3																	
1911.4	1863.1	PUP JOINT	4 1/2"				4.6																	
1916.0	1867.7	TUBING	4 1/2" 12.6 #				187.4	N80																
2103.4	2054.9	PUP JOINT	4 1/2"				3																	
2106.4	2057.9	FLOW COUPLING	4 1/2"				1.8																	
2108.2	2059.7	LANDING NIPPLE	4 1/2"	075 3	3.813		0.4																	
2108.6	2060.1	FLOW COUPLING	4 1/2"				1.8																	
2116.4	2061.9	PUP JOINT	4 1/2"				3.2																	
2113.6	2065.1	PERFORATED JOINT	4 1/2"				5.9																	
2119.5	2071	LANDING NIPPLE	4 1/2"	075 3A	3.750 N80		0.4																	
2119.8	2071.4	PUP JOINT	4 1/2"				0.1																	
2126.0	2077.5	MECHANICAL TUBING RELEASE SUB					0.8																	
2126.8	2078.1	TUBING END																						
2249.2	2200.2	JUNK / FISH																						
2312.1	2289.1	PBTD																						
<p>COMMENTS</p> <p>1) ALL DEPTH ARE CALAND BOREN - DECO BOD - 2</p> <p>2) AFTER DROPPING THE GUNS THE ID OF THE TUBING RELEASE SUB IS LARGER THAN THE 4" TUBING ABOVE</p> <p>3) COMPLETION FLUID COMPOSITION FRESH WATER 4.28 BARO COAT B 1403 x 2-HPDS ON HWYBTDH + 0.01% SURFLC RD BOCDE + 0.01% BARO COAT 7.7 DRYED- SCAVENGER WEIGHT 1.007 SG</p> <p>4) TOP ROTLEGEND 2125 C MRKB (2089.3 mTVDSS)</p> <p>5) TOP OF FISH AT 2249 M WORKB</p> <p>HAG 2153.6 - MRKB (Aug 2005)</p> <p>PERFORATION DATA</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>ZONE</th> <th>INTERVAL</th> <th>STATUS</th> <th>GUN TYPE</th> <th>SPF</th> <th>PHS</th> <th>DATE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>2144.5-2194.5</td> <td></td> <td>5" VTC</td> <td>9</td> <td></td> <td>Dec 1990</td> </tr> </tbody> </table> <p>Note: Gun Trce, VTC = VAN TOP CLWD</p>											ZONE	INTERVAL	STATUS	GUN TYPE	SPF	PHS	DATE		2144.5-2194.5		5" VTC	9		Dec 1990
ZONE	INTERVAL	STATUS	GUN TYPE	SPF	PHS	DATE																		
	2144.5-2194.5		5" VTC	9		Dec 1990																		

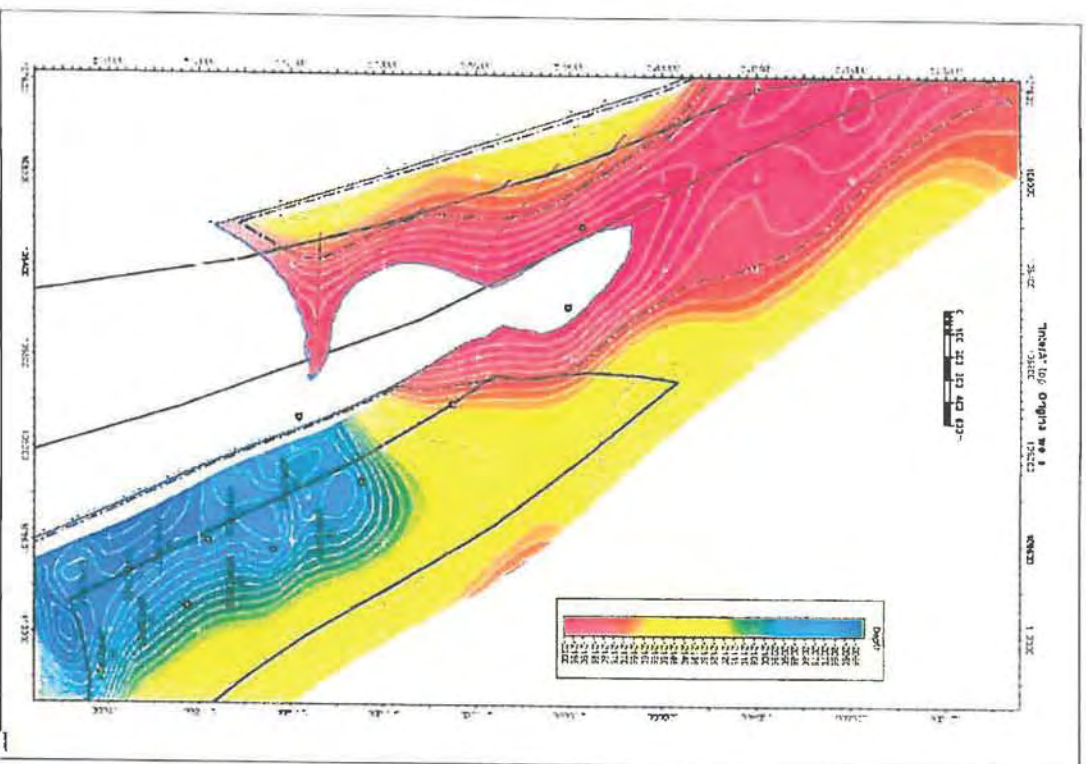
© 1998 BP OPERATIONS LIMITED

PREPARED BY: Noel Croxson

DESIGNED BY: F.C.

DATE: 29 Jun 2006

Bijlage 2: Locatie van bestaande putten en mogelijke locaties van nieuwe putten in het Bergemeer veld





TAQA Tender 2

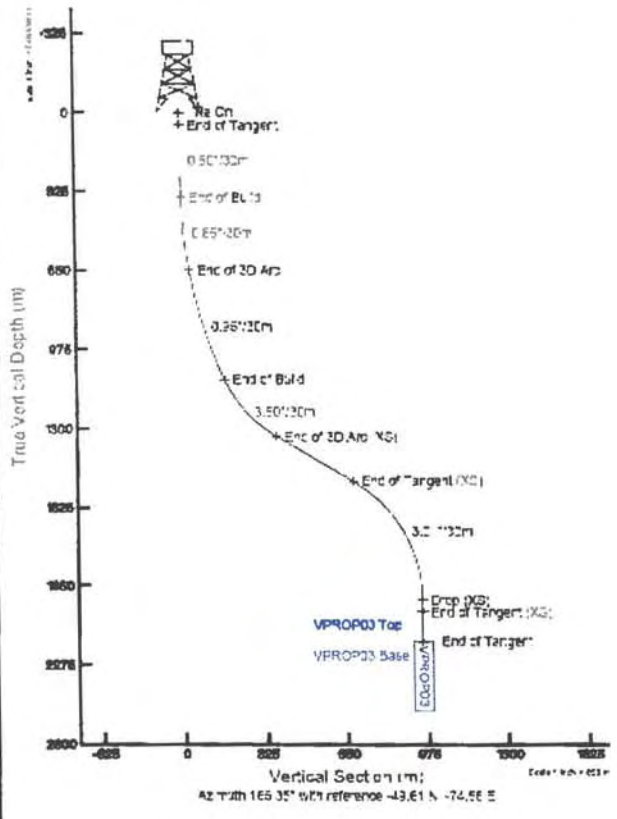
Location: DUTCH NORTH SEA
 Field: TAQA
 Facility: Existing Location

Sheet: New Set 12
 Well: VPRO03
 Well bore: VPRO03

PROJEC TION INFORMATION	
Project Name	TAQA Tender 2
Client	TAQA
Contract No.	TAQA/2011/001
Revision	1.0
Scale	1:1000
Author	J. Smith
Check	M. Jones
Drawn	J. Smith
Approved	M. Jones
Date	15/03/2011

Well Name	Well Type	Well Status
VPRO03	Production	Active
VPRO04	Production	Active
VPRO05	Production	Active
VPRO06	Production	Active
VPRO07	Production	Active
VPRO08	Production	Active
VPRO09	Production	Active
VPRO10	Production	Active
VPRO11	Production	Active
VPRO12	Production	Active
VPRO13	Production	Active
VPRO14	Production	Active
VPRO15	Production	Active
VPRO16	Production	Active
VPRO17	Production	Active
VPRO18	Production	Active
VPRO19	Production	Active
VPRO20	Production	Active

26



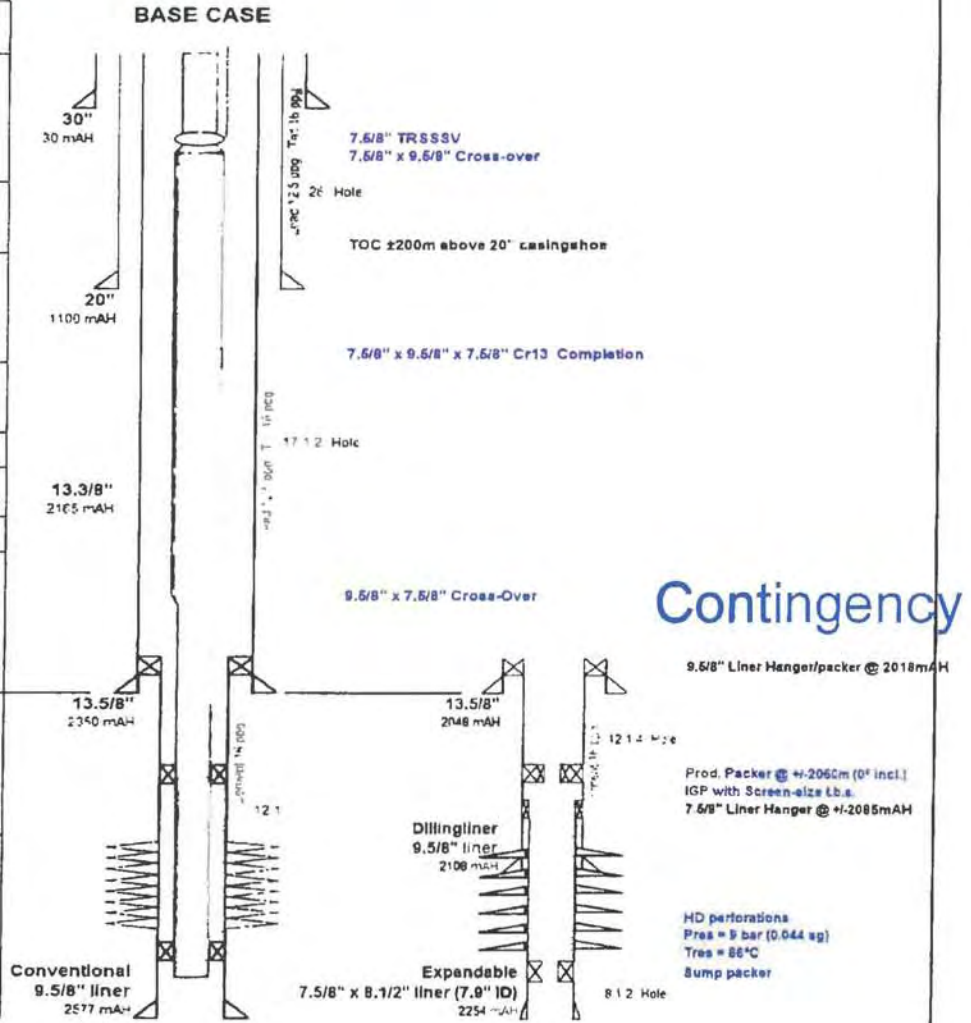
Scale:
 1:1000

BGM S-shape Reference Well Schematic

(Trajectory VPROP03)

Vertical axis reference to SS

Formation	Member	Top mAH	Top mTV	Incl.	Mud program
Holland I, II, III	UCNS	±840	±834	20°	
Vieland		±975	±973	24°	
Jurassic		±1694	±1472	58°	
Triassic		±1871	±1582	45°	
Middle bunter sandstone		±2024	±1702	31°	
Zechstein	RB01	±2172	±1838	17°	
Platten Anhydrite	Z573A	±2190	±1855	15°	
Werra Anhydrite					
Rotliegend	RO517	±2401	±2064	0°	
TD		±2577	±2240	0°	



Contingency

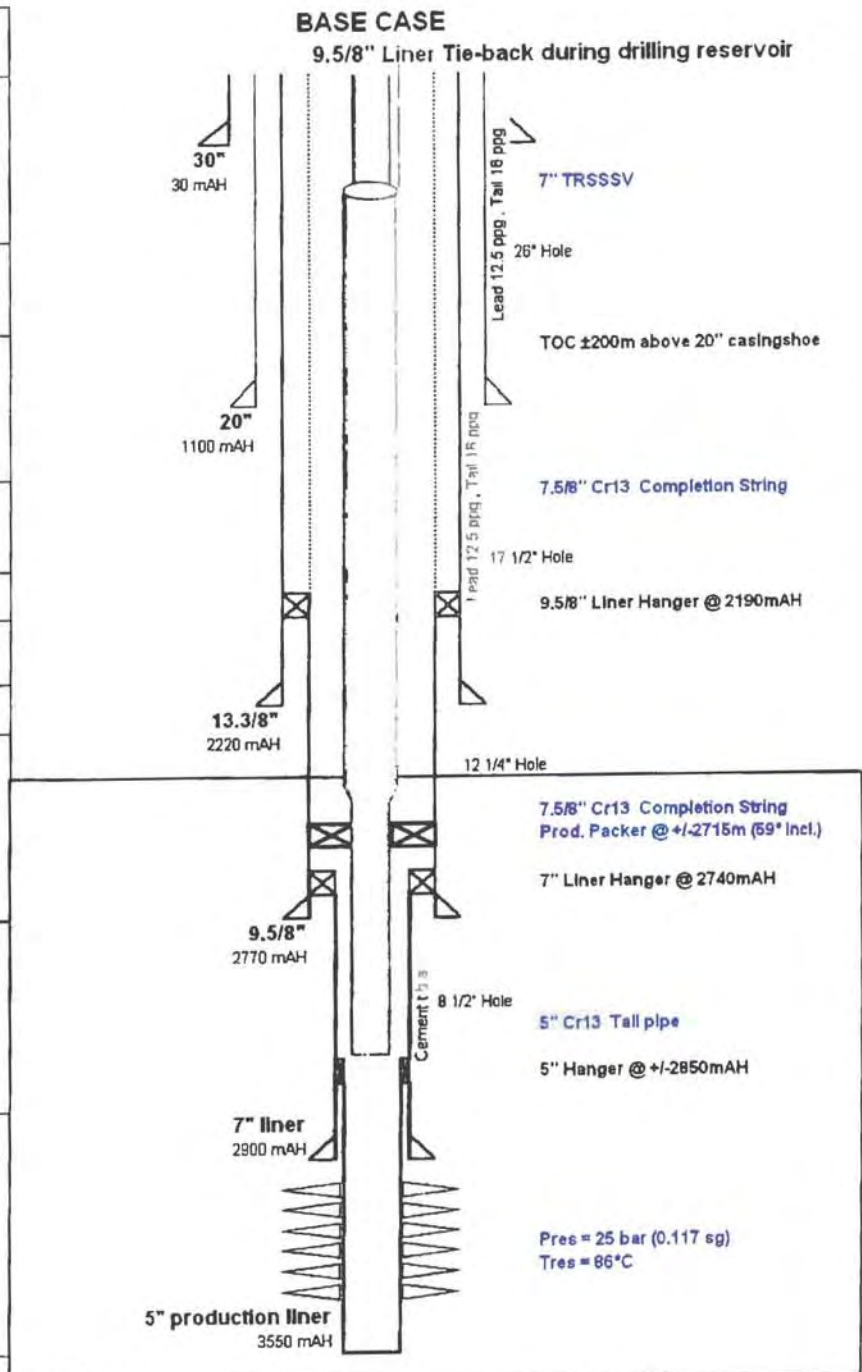
Details of this well sketch may change during the detailed well design phase

BGM Horizontal Reference Well Schematic

(Trajectory HPROP02)

All depths are referenced to SS

Formation	Member	Top mAH	Top mTV	Incl.	Mud program
Holland Marl	UCNS	±817	±807	15°	
Vieland		±932	±917	17°	
Jurassic		±1426	±1360	40°	
Triassic		±1429	±1362	40°	
Middle bunter sandstone		±2026	±1722	56°	
Zechstein	RB01	±2200	±1820	56°	
Platten Anhydrite	ZE3A	±2244	±1845	56°	
Werra Anhydrite					
Rotliegend	RCSLU	±2881	±2176	74°	
TD		±3550	±2200		



Details of this well sketch may change during the detailed well design phase

Behoort bij aanvraag om instemming wijziging Opslagplan Bergermeer.

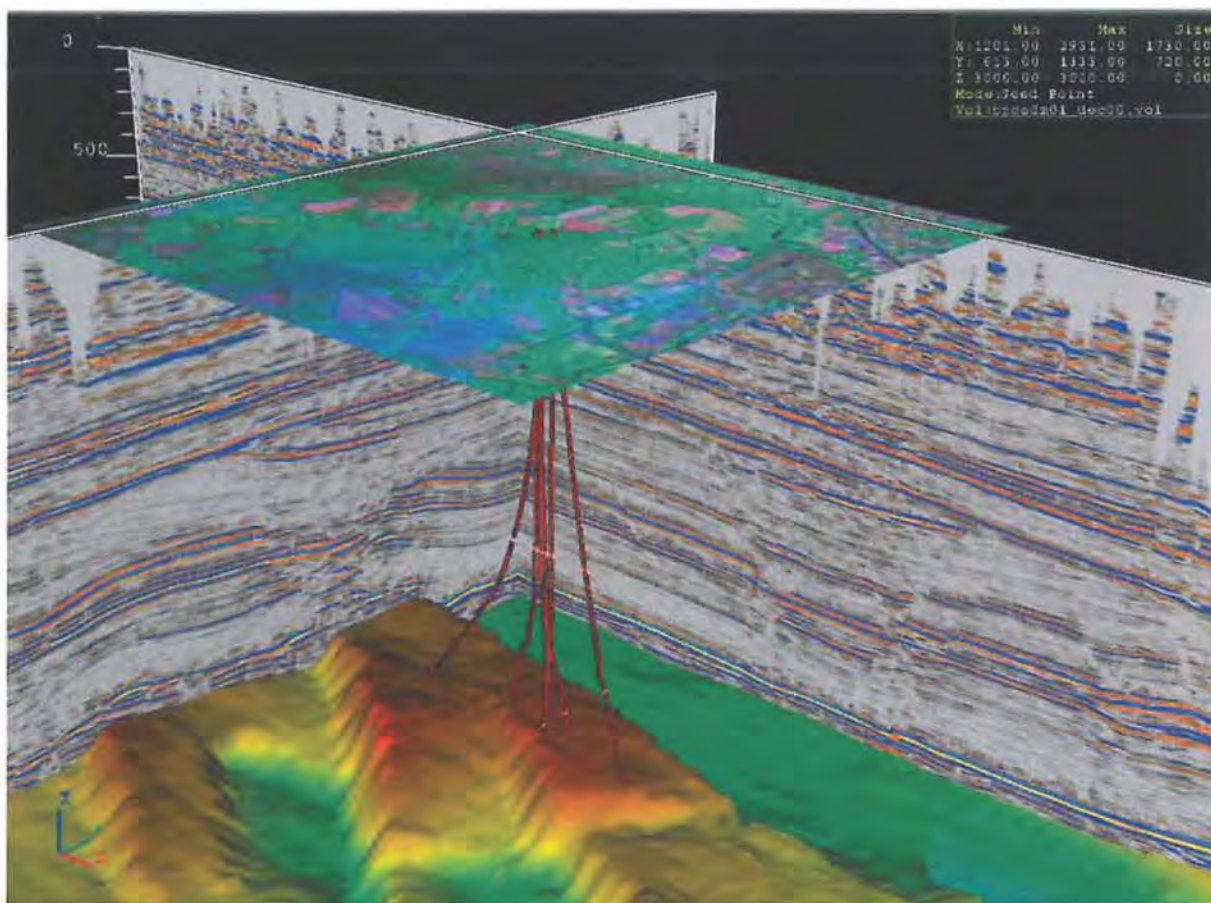
D) Bedrijfs-, opslag- en productiegegevens

(conform het bepaalde in artikel 10 lid 1 sub c van de Wet openbaarheid van bestuur wordt bepaalde informatie vertrouwelijk medegedeeld en niet ter inzage gelegd of openbaar gemaakt.)

D1) Beschrijving omvang, structuur en samenstelling van koolwaterstoffen

Het Bergermeer Rotliegend veld heeft een oorspronkelijke gas-in-plaats volume van 16.8 miljard kubieke meter, waarvan ongeveer 1 miljard kubieke meter nog niet geproduceerd zullen zijn bij aanvang van het opslagproject. De structuur van het gasveld is een langwerpig horst-blok dat aan alle kanten is omgeven door breuken. De diepte van het veld varieert van 2060m onder NAP tot 2280m onder NAP. Het oorspronkelijke gas-water contact ligt op 2227m onder NAP. Dit contact heeft een scherpe transitie zone van 1 tot 10 meter dikte. Het reservoir is aangeboord met acht producerende putten (BGM1-8), waarvan er twee inmiddels zijn ingesloten (BGM3- en BGM-4).

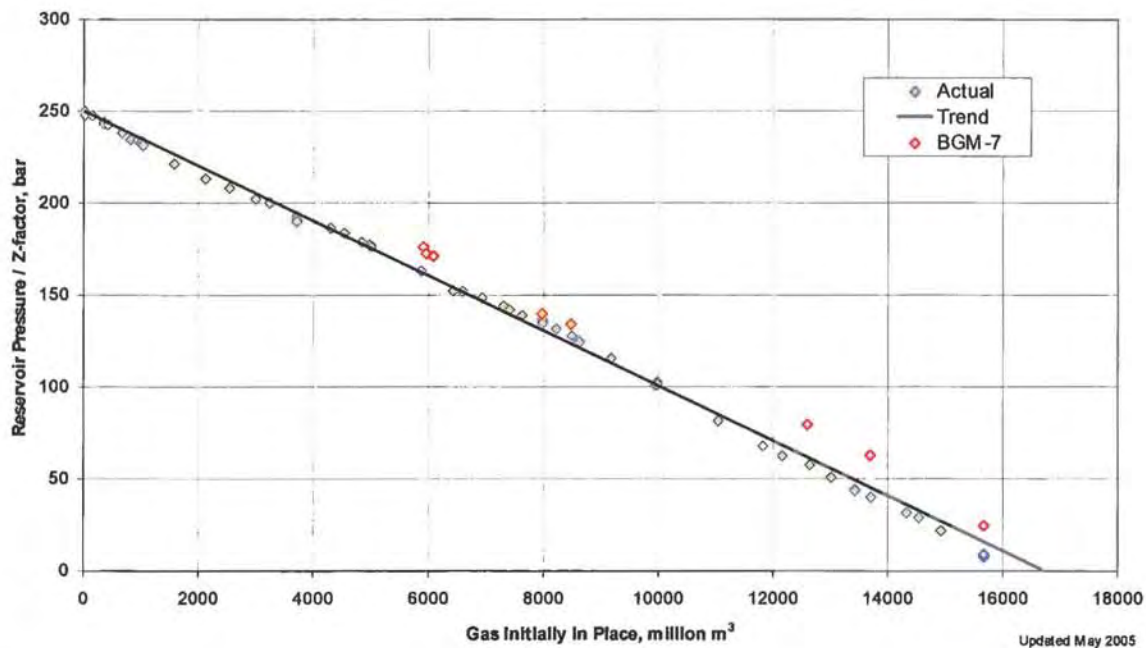
De top structuurkaart van het Rotliegend gasreservoir is gebaseerd op seismische data uit 1990 welke opnieuw is geroesde in 1997, gekalibreerd met alle in de structuur aangeboorde putten.



[tekst weggelaten in verband vertrouwelijkheid]

Uit een uitgebreide reservoirstudie blijkt dat er geen indicatie is van de aanwezigheid van een actief aquifer systeem. Een van de indicaties van de afwezigheid van een aquifer is de P/Z grafiek en het feit dat het reservoir tot een druk van 11 bar is geproduceerd zonder productie van formatiewater

Bergermeer P/Z Plot



Samenstelling van koolwaterstoffen:

Samenstelling van de koolwaterstoffen is weergegeven in de onderstaande tabel. De oorspronkelijke gascompositie van het Bergermeer veld staat in kolom 1. In kolom 2 staat de verwachte compositie van het injectiegas.

Gas composition in Mol-percentage:

Component	Bergermeer	Injectie-gas
Nitrogen	0.97	4.22
Methane	94.53	90.40
Carbon dioxide	0.70	0.72
Ethane	3.05	3.60
Hydrogen sulfide	0.00	0.00
Propane	0.44	0.72
i-Butane	0.09	0.08
n-Butane	0.08	0.13
i-Pentane	0.02	0.03
n-Pentane	0.02	0.00
Hexanes	0.02	0.03
C7+	0.07	0.07
Total:	100.0	100.0

D2) Investerings:

De te verwachten kosten in deze paragraaf zijn inschattingen en kunnen daarom afwijken van de toekomstige werkelijkheid. De kosten zullen alleen gemaakt worden indien zij, binnen de partnerstructuur, geacht worden economisch te zijn.

De onderstaande grafiek geeft de verwachte capex weer tot en met 2013. Hieronder vallen de kosten voor het boren van c.a. veertien (14) nieuwe putten, het leggen van een 8 km pijpleiding en het bouwen van de nieuwe gasbehandelingsinstallatie. De verwachting per medio 2008 is dat de totale capex € **[tekst weggelaten in verband vertrouwelijkheid]** miljoen zal belopen.

[tekst weggelaten in verband vertrouwelijkheid]

D2.1) Bedrijfsvoeringskosten/jaar:

Noot: De te verwachten kosten in deze paragraaf zijn schattingen en kunnen daarom afwijken van de toekomstige werkelijkheid. De kosten zullen alleen gemaakt worden indien zij, binnen de partnerstructuur, geacht worden economisch te zijn. De kosten in 2013 zijn lager, omdat de storage vanaf 1 april operationeel zal zijn.

[tekst weggelaten in verband vertrouwelijkheid]

Ondertekening	
_____ Naam: P. van Gelder Functie: Managing Director	Datum: Plaats: Den Haag