

Aanvraag omgevingsvergunning (bouwen, uitrit en milieu)

April 2013

Overzicht bijlage(n)

- 0 Aanvraagformulier omgevingsvergunning bouwen, uitrit en milieu
- 1 Bouwen: Laad- en losplaats
- 2 Bouwen: Boorhuisje
- 3 Bouwen: Toelichting
- 4 Uitrit: Toelichting
- 5 Uitrit: Situatieschets
- 6 Milieu: Toelichting
- 7 Milieu: Kaart 5 cavernes
- 8 Milieu: Hazard Study Clovis FINAL
- 9 Milieu: Situatietekening
- 10 Milieu: Productspecificatie HBO en Diesel
- 11 Milieu: Veiligheidsinformatie Diesel
- 12 Milieu: Ster VR (vervallen, deze bijlage wordt vervangen door bijlage 45)
- 13 MER inclusief bijlagen (vervallen, deze bijlage wordt vervangen door bijlage 46)
- 14 Aanpassing gegevens inrichting
- 15 Wabo brief revisie 15022013
- 16 Memo voor Provincie Overijssel 20130214
- 17 Opslagplan gasolieopslag De Marssteden
- 18 B07 Opslagplan Geomechanische Modelberechnungen Kavernenveld Hengelo BGR 2003
- 19 B08 Opslagplan Ermittlung Kavernenveld Hengelo BGR 2004
- 20 B09 Opslagplan Geomechanische Berechnungen BGR 2004
- 21 B10a Opslagplan Gebirgmechanische Bewertung IfG 2010
- 22 B10b Opslagplan Memorandum Rockmechanical Appraisal IfG 2011
- 23 B10c Opslagplan Executive Summary Rockmechanical Appraisal English IfG 2012
- 24 B11 Opslagplan Generic Technical risk assessment Deltares TNO 20130109
- 25 B12 Opslagplan Cavern Specific Risk Assessment Deltares 20130108
- 26 B13 Opslagplan Gesteentemechanische 2nd Opinion Duquesnoy WEP 2013
- 27 B14a Opslagplan Bowtie Breach of Confinement A0formaat
- 28 B15a Opslagplan Bowtie Oil Irrecoverable at Abandonment A0format
- 29 B16 Opslagplan Risicobeheersplan Verspreiding van Olie in de Ondergrond
- 30 B17 Opslagplan Risicobeheersplan Achterblijven van Olie na Abandonnering
- 31 Winningsplan Twente-Rijn en Uitbreiding 2003 zonder vertrouwelijke gegevens
- 32 Schlumberger productblad USIT
- 33 Aanvullingen n.a.v. verzoek 20022013
- 34 Selectiecriteria olieopslag 3
- 35 Aanvulling memo vragen provincie 20130301
- 36 2 Ad 1 Cav381 Cavern-specific risk assessment of gas oil storage
- 37 3 Bijlage A bij Ad 1 Cav381 Cavern-specific risk assessment of gas oil storage
- 38 4 Bijlage B bij Ad 1 Cav381 Cavern-specific risk assessment of gas oil storage
- 39 5 Ad 2 Gest.mech analyse B381 v.1.1 def
- 40 6 Addendum Onderdeel C bij Opslagplan Gasolieopslag De Marssteden ondertekend 20130228
- 41 1 Addendum Cav381 Opslagplan Gasolieopslag De Marssteden ondertekend 20130228
- 42 Memo extra uitstroom 20130321

- 43 20130402 Memo afsluiters pekelzijde def
- 44 Wijzigingen aanvraag omgevingsvergunning onderdeel bouwen
- 45 Ster VR April 2013 (deze bijlage vervangt bijlage 12)
- 46 MER inclusief bijlagen (deze bijlage vervangt bijlage 13)
- 47 Aanvulling akoestisch onderzoek (mei 2013)
- 48 Bouwtekeningen en -berekeningen
- 49 Verzoek uitstel indiening constructieve gegevens bouwactiviteit

Bijlage

0

Aanvraagformulier omgevingsvergunning bouwen, uitrit en milieu

Formulierversie
2012.02

Aanvraaggegevens

Aanvraagnummer	642483
Aanvraagnaam	Gasolieopslag Twente
Uw referentiecode	1210676

Ingediend op	14-01-2013
Soort procedure	Uitgebreide procedure

Projectomschrijving	Het project betreft het oprichten en in werking hebben van een inrichting waar opslag van gasolie plaatsvindt in 5 cavernes in het opslaggebied Twente-Rijn De Marssteden in het Zuidoosten van huidig boorterrein in winningsvergunning Twente-Rijn in gemeente Enschede. Het project betreft de ombouw en operatie van gasolieopslag in cavernes in het Rötzout, ombouwen cavernes in 2013/2014 en operatie tussen 2014 en 2040.
---------------------	--

Opmerking	-
Gefaseerd	Nee
Blokkerende onderdelen weglaten	Ja
Persoonsgegevens openbaar maken	Ja
Kosten openbaar maken	Nee
Bijlagen die later komen	-
Bijlagen n.v.t. of al bekend	-

Bevoegd gezag

Naam:	Ministerie van EZ (mijnbouw)
Bezoekadres:	Bezuidenhoutseweg 73 2594 AC Den Haag
Postadres:	Postbus 20401 2500 EK Den Haag
E-mailadres algemeen:	omgevingsvergunning@minez.nl
Website:	www.rijksoverheid.nl
Contactpersoon:	S.J. Hoes / S.H. van Oeveren

Overzicht bijgevoegde modulebladen

Aanvraaggegevens

Aanvragergegevens

Locatie van de werkzaamheden

Werkzaamheden en onderdelen

Overig bouwwerk bouwen

- Bouwen

Uitrit aanleggen of veranderen

- Uitrit aanleggen of veranderen

Inrichting of mijnbouwwerk oprichten of veranderen (Milieu)

- Oprichting

Bijlagen

Kosten

Formuliersversie
2012.02

Aanvrager bedrijf

1 Bedrijf

KvK-vestigingsnummer	320746040002
Statutaire naam	AKZO Nobel Industrial Chemicals B.V.
Handelsnaam	AKZO Nobel

2 Contactpersoon

Geslacht	<input checked="" type="checkbox"/> Man <input type="checkbox"/> Vrouw
Voorletters	F.
Voorvoegsels	-
Achternaam	Raymakers
Functie	Environmental officer

3 Vestigingsadres bedrijf

Postcode	7554RS
Huisnummer	27
Huisletter	-
Huisnummertoevoeging	-
Straatnaam	Boortorenweg
Woonplaats	HENGELO OV

4 Correspondentieadres

Postbus	25
Postcode	7550 GC
Plaats	Hengelo

5 Contactgegevens

Telefoonnummer	074-2443356
Faxnummer	-
E-mailadres	frank.raymakers@akzonobel.com

Gemachtigde bedrijf

1 Bedrijf

KvK-vestigingsnummer	380149850000
Statutaire naam	Tauw B.V.
Handelsnaam	Tauw B.V.

2 Contactpersoon

Geslacht	<input type="checkbox"/> Man <input checked="" type="checkbox"/> Vrouw
Voorletters	S.
Voorvoegsels	te
Achternaam	Kamp
Functie	Adviseur vergunningen

3 Vestigingsadres bedrijf

Postcode	7417de
Huisnummer	11
Huisletter	-
Huisnummertoevoeging	-
Straatnaam	Handelskade
Woonplaats	DEVENTER

4 Correspondentieadres

Postbus	133
Postcode	7400 ac
Plaats	Deventer

5 Contactgegevens

Telefoonnummer	0570-699816
Faxnummer	0570-699666
E-mailadres	simone.tekamp@tauw.nl

Locatie

1 Kadastraal perceelnummer

Burgerlijke gemeente	Enschede
Kadastrale gemeente	<input checked="" type="checkbox"/> Lonneker
Kadastrale sectie	N
Kadastraal perceelnummer	10882
Bouwplannaam	-
Bouwnummer	-
Gelden de werkzaamheden in deze aanvraag/melding voor meerdere adressen of percelen?	<input checked="" type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nee
Specificatie locatie	N10441K2506

2 Eigendomssituatie

Eigendomssituatie van het perceel	<input type="checkbox"/> U bent eigenaar van het perceel <input type="checkbox"/> U bent erfpachter van het perceel <input type="checkbox"/> U bent huurder van het perceel <input checked="" type="checkbox"/> Anders
Uw belang bij deze aanvraag	AkzoNobel heeft op de betreffende percelen een recht van opstal gevestigd.

3 Toelichting

Eventuele toelichting op locatie	-
----------------------------------	---

Bouwen

Overig bouwwerk bouwen

1 De bouwwerkzaamheden

Wat is er op het bouwwerk van toepassing?

- Het wordt geheel vervangen
 Het wordt gedeeltelijk vervangen
 Het wordt nieuw geplaatst

Eventuele toelichting

Zie bijlage 3.

Hebt u voor deze bouwwerkzaamheden al eerder een vergunning aangevraagd?

- Ja
 Nee

2 Plaats van het bouwwerk

Waar gaat u bouwen?

Terrein

3 Bruto vloeroppervlakte bouwwerk

Verandert de bruto vloeroppervlakte van het bouwwerk door de bouwwerkzaamheden?

- Ja
 Nee

Wat is de bruto vloeroppervlakte van het bouwwerk in m² voor uitvoering van de bouwwerkzaamheden?

18

Wat is de bruto vloeroppervlakte van het bouwwerk in m² na uitvoering van de bouwwerkzaamheden?

25

4 Bruto inhoud bouwwerk

Verandert de bruto inhoud van het bouwwerk door de bouwwerkzaamheden?

- Ja
 Nee

Wat is de bruto inhoud van het bouwwerk in m³ voor uitvoering van de bouwwerkzaamheden?

20

Wat is de bruto inhoud van het bouwwerk in m³ na uitvoering van de bouwwerkzaamheden?

30

5 Oppervlakte bebouwd terrein

Verandert de bebouwde oppervlakte van het terrein na uitvoering van de bouwwerkzaamheden?

- Ja
 Nee

Wat is de bebouwde oppervlakte van het terrein in m2 voor uitvoering van de bouwwerkzaamheden? 18

Wat is de bebouwde oppervlakte van het terrein in m2 na uitvoering van de bouwwerkzaamheden? 25

6 Seizoensgebonden en tijdelijke bouwwerken

Gaat het om een seizoengebonden bouwwerk? Ja Nee

Gaat het om een tijdelijk bouwwerk? Ja Nee

7 Gebruik

Waar gebruikt u het bouwwerk en/of terrein momenteel voor? Wonen Overige gebruiksfuncties

Geef aan waar u het bouwwerk en/of terrein momenteel voor gebruikt. Zoutwinning (pekelpductie).

Waar gaat u het bouwwerk voor gebruiken? Wonen Overige gebruiksfuncties

Geef aan waar u het bouwwerk voor gaat gebruiken. Gasolieopslag in zoutcavernes.

8 Gebruiksfuncties

In onderstaande tabel staan in de eerste kolom mogelijke gebruiksfuncties die in een bouwwerk kunnen voorkomen. Vul voor alle gebruiksfuncties die voor u van toepassing zijn het aantal personen, de totale gebruiksoppervlakte en de totale vloeroppervlakte van het verblijfsgebied in m2 in hele getallen in.

Gebruiksfunctie	Aantal personen	Gebruiksoppervlakte (m2)	Verblijfsoppervlakte (m2)
Bijeenkomst			
Cel			
Gezondheidszorg			
Industrie	0	25	0
Kantoor			
Logies			
Onderwijs			
Sport			
Winkel			
Overige gebruiksfuncties			

9 Uiterlijk bouwwerk/welstand

Beschrijf van de onderstaande onderdelen de materialen en kleuren die u voor het bouwwerk gebruikt. U mag het veld leeg laten als u materialen en kleuren in de bijlagen vermeldt

Onderdelen	Materiaal	Kleur
Gevels	Kunstst. profielpl	Donkergroen
- Plint gebouw	Hout	Wit
- Gevelbekleding		
- Borstweringen		
- Voegwerk		
Kozijnen	Hout	Wit
- Ramen	Kunststof	Transparant
- Deuren	Kunstst. profielpl	Donkergroen
- Luiken		
Dakgoten en boeidelen		
Dakbedekking		

Vul hier overige onderdelen en bijbehorende materialen en kleuren in. Kunstst. profielpl = Kunststof profielplaat

10 Mondeling toelichten

Ik wil mijn bouwplan mondeling toelichten voor de welstandscommissie/stadsbouwmeester.

- Ja
 Nee

Uitrit aanleggen of veranderen

1 Uitrit op provinciale weg

Betreft het een in- of uitrit op een provinciale weg? Ja
 Nee

2 Uitrit aanleggen of veranderen

Wat wilt u precies gaan doen? Een nieuwe in- of uitrit aanleggen
 Een bestaande in- of uitrit veranderen
 Anders

Geef eventueel een toelichting op wat u gaat doen. Zie bijlage 4.

Aan welk erf ligt de in- of uitrit? Voorerf
 Zijerf
 Achtererf

Vul de straatnaam in waar de in- of uitrit op uitkomt. Staalsteden
Marssteden
Chroomsteden

3 Details uitrit

Wat zijn de afmetingen van de nieuwe in- of uitrit? Zie bijlage 1 en 4.

Welk materiaal wordt gebruikt? Zie bijlage 1 en 4.

Zijn er obstakels aanwezig die het aanleggen of het gebruiken van de in- of uitrit in de weg staan? Ja
 Nee

4 Gemeentespecifieke vragen

Ten behoeve van welk pand moet de uitweg worden aangelegd? Zie bijlage 4.

Wie is de eigenaar van de grond. Gemeente Enschede

Situatietekening toevoegen Ja
 Nee

Oprichting

Inrichting of mijnbouwwerk oprichten of veranderen (Milieu)

1 Gegevens inrichting

- Wat is de naam van de inrichting? AkzoNobel Industrial Chemicals B.V.
- Wat is de aard van de inrichting? Opslag van gasolie in 5 cavernes.
- Vraagt u de vergunning aan voor onbepaalde of bepaalde tijd?
 Onbepaalde tijd
 Bepaalde tijd
- Welke voornaamste grond- en hulpstoffen gebruikt u? Pekel en water worden als hulpstof gebruikt. Gasolie wordt ondergronds opgeslagen.
- Welke voornaamste tussen-, neven- en eindproducten produceert u? Geen productie van tussen-, neven- en eindproducten, alleen opslag van gasolie en daardoor verdringing van pekels (zout).
- Geef de totale maximale capaciteit van de inrichting en het maximale motorische of thermische vermogen van de bij de inrichting behorende installaties. Het volume van geschikte cavernes ligt tussen de 100.000m³ en 350.000m³ per caverne. De cavernes zullen niet volledig gevuld worden met gasolie. Er zal altijd een hoeveelheid pekels onder in de caverne blijven zitten. Vergunning wordt aangevraagd voor de opslag van 750.000 m³, in vijf verschillende cavernes. Beoogde opslagvolume in één caverne is gemiddeld 150.000 m³.
- Maken proefnemingen deel uit van de aanvraag? Ja
 Nee
- Is voor de inrichting eerder een vergunning verleend? Ja
 Nee
- Worden extra maatregelen getroffen om de belasting van het milieu te voorkomen of te beperken tijdens proefdraaien, schoonmaak-, onderhouds- en herstelwerkzaamheden? Ja
 Nee
- Beschrijf welke extra maatregelen worden genomen om de milieubelasting te voorkomen of te beperken. Zie bijlage 6.

2 Bedrijfstijden

- Wat zijn de tijden en dagen, danwel perioden waarop de inrichting of onderdelen daarvan, in bedrijf zijn? Zie bijlage 6.

3 Bestemming

- Zijn de (wijzigingen van de) activiteiten in overeenstemming met het bestemmingsplan? Ja
 Nee

Is er al een vrijstelling of wijziging van het bestemmingsplan aangevraagd of in procedure? Ja
 Nee

4 Omgeving van de inrichting

Waar ligt de inrichting? Centrum
 Rustige woonwijk
 Gemengd gebied
 Industrierrein
 Buitengebied
 Anders

Wat is het dichtstbijzijnde gevoelige object? Zie milieueffectrapport incl. bijlagen

Wat is de afstand in meters van de grens van de inrichting tot het dichtstbijzijnde gevoelige object? 0

5 Wijze vaststellen milieubelasting

Beschrijf de aard en omvang van de belasting van het milieu die de inrichting tijdens normaal bedrijf kan veroorzaken, daaronder begrepen een overzicht van de belangrijkste nadelige gevolgen voor het milieu die daardoor kunnen worden veroorzaakt. Zie milieueffectrapportage inclusief bijlagen.

Beschrijf de wijze waarop gedurende het in werking zijn van de inrichting de belasting van het milieu, die de inrichting veroorzaakt, wordt vastgesteld en geregistreerd. Zie milieueffectrapportage inclusief bijlagen.

6 Ongewone voorvallen

Kunnen binnen uw inrichting ongewone voorvallen ontstaan die nadelige gevolgen kunnen hebben op het milieu? Ja
 Nee

Beschrijf de ongewone voorvallen die binnen de inrichting kunnen optreden en de belasting die daarbij kan ontstaan voor het milieu. Zie milieueffectrapportage inclusief bijlagen en de *VR inclusief bijlagen.

Welke maatregelen worden getroffen om de belasting van het milieu door ongewone voorvallen te voorkomen of te beperken? Zie milieueffectrapportage inclusief bijlagen en de *VR inclusief bijlagen.

7 MER-(beoordelings)plicht

Voor sommige projecten is het vanwege de mogelijke impact op het milieu verplicht om een milieueffectrapport (MER) op te stellen. Denk hierbij aan de aanleg of aanpassing van (water)wegen, de winning van delfstoffen, afvalverwerkings- en energiebedrijven en de chemische-, papier- en levensmiddelenindustrie. Ook activiteiten waarbij de bestemming van een terrein wordt gewijzigd (zoals de aanleg van een jachthaven) vallen onder de werkingsfeer van het Besluit milieueffectrapportage.

Geldt voor uw activiteit de plicht om een milieueffectrapport op te stellen (m.e.r.-plicht)? Ja
 Nee

8 Milieuzorg

- Beschikt u over een milieumanagementsysteem ?
- Ja
 Nee
 Deels

9 Toekomstige Ontwikkelingen

- Verwacht u ontwikkelingen binnen uw inrichting die voor de beslissing op de aanvraag van belang kunnen zijn?
- Ja
 Nee

- Verwacht u ontwikkelingen in de omgeving van uw inrichting die van belang kunnen zijn voor de bescherming van het milieu?
- Ja
 Nee

10 Bodem

- Verricht u bodembedreigende activiteiten of slaat u bodembedreigende stoffen op?
- Ja
 Nee
- Hebt u een nulsituatie bodemonderzoek uitgevoerd?
- Ja
 Nee
- Waarom hebt u geen nulsituatie bodemonderzoek uitgevoerd?
- Zie bijlage 6.
- Hebt u een bodemrisicorapport opgesteld?
- Ja
 Nee

11 Brandveiligheid

- Welke maatregelen hebt u getroffen om brand te voorkomen?
- Zie bijlage 6.
- Welke brandblusmiddelen gebruikt u?
- Branddekens
 Draagbare blusmiddelen
 Brandslanghaspels
 Stationaire blusinstallaties
 Mobiele blusmiddelen
 Anders
- Beschikt u over een bedrijfsbrandweer?
- Ja
 Nee
- Verricht u op het buitenterrein brandgevaarlijke activiteiten?
- Ja
 Nee

12 Afvalwater

- Loost u afvalwater uit uw inrichting?
- Ja
 Nee
- Waarop loost u afvalwater?
- Lozing op of in de bodem (infiltratie)
 Lozing via een openbaar riool op oppervlaktewater
 Lozing via een niet-openbaar (eigen) vuilwaterriool op een werk waterschap (riolering of RWZI)
 Lozing via een openbaar vuilwaterriool op een rioolwaterzuiveringsinstallatie
 Lozing via hemelwaterriool
 Anders

- Welk afvalwater loost u?
- Procesafvalwater
 - Koelwater
 - Ketelspuiwater
 - Regeneratiewater van ionenwisselaar
 - Laboratoriumafvalwater
 - Spoelwater ontijzering
 - Niet-verontreinigd hemelwater
 - Verontreinigd hemelwater
 - Huishoudelijk afvalwater
 - Overig afvalwater
- Van welk type oppervlak is het verontreinigd hemelwater afkomstig?
- Dakoppervlak
 - Verhard terrein
 - Onverhard terrein
- Wat is de grootte van het oppervlak van het verhard terrein in m², waarvan het verontreinigd hemelwater afkomstig is?
- 150
- Welke verontreinigende activiteiten vinden plaats op het verhard terrein?
- Parkeren (lekkage olie en motorbrandstof)
 - Op-en overslag (uitlogende grondstoffen en (half)fabrikaten)
 - Toepassing (bouw-)materialen (PAK-houdende dakmaterialen (PAK=polycyclische aromatische koolwaterstoffen), uitlogende materialen als dak- of gevelbekledingen, dakgoten, afvoerpijpen en regenbeslag)
 - Stofemissies (stuiven, verwaaien en schoorsteen)
 - Toepassing chemische bestrijdingmiddelen bij beheer en onderhoud terrein
 - Anders
- Zijn er andere bedrijven op de bedrijfsriolering aangesloten?
- Ja
 - Nee
- Zijn er andere woningen op de bedrijfsriolering aangesloten?
- Ja
 - Nee
- Worden preventieve maatregelen getroffen en/of onderzoeken verricht om de lozing van afvalwater te voorkomen?
- Ja
 - Nee
- Worden afvalwaterstromen en/of stoffen hergebruikt?
- Ja
 - Nee
- Is de afkoppeling van het niet-verontreinigd hemelwater van het vuilwaterriool al gerealiseerd?
- Ja
 - Nee
- Zijn er binnen uw inrichting mogelijkheden onderzocht om niet-verontreinigd hemelwater af te koppelen van het vuilwaterriool?
- Nee, geen onderzoek uitgevoerd
 - Wel onderzoek uitgevoerd waaruit blijkt dat afkoppelen niet mogelijk is
 - Wel onderzoek uitgevoerd waaruit blijkt dat afkoppelen mogelijk is
- Is/zijn er zuiveringstechnische voorzieningen aanwezig binnen uw inrichting?
- Ja
 - Nee
- Zijn er voorschriften en/of procedures aanwezig die aangeven welke maatregelen genomen moeten worden bij ongewone voorvallen en/of onvoorziene lozingen?
- Ja
 - Nee
- Is van lozingen direct in oppervlaktewater een immissietoets uitgevoerd?
- Ja
 - Nee

Zijn er toekomstige ontwikkelingen die redelijkerwijs van belang kunnen zijn voor de aanvraag? Ja Nee

Voor deze rubriek moet u mogelijk één of meerdere tabellen als bijlage toevoegen. De opbouw van deze tabellen staat op het toelichtingenblad 'Tabellen'.

13 Afvalstoffen die in de inrichting ontstaan

Welke afvalstoffen voert u gescheiden af? Zie bijlage 6.

Hergebruikt u afvalstoffen die vrijkomen binnen uw inrichting? Ja Nee

Geef aan of en welk afvalpreventieonderzoek is uitgevoerd. Beperkt Afvalpreventieonderzoek Standaard Afvalpreventieonderzoek Geen onderzoek

Welke afvalpreventiemaatregelen voert u uit? Zie bijlage 6.

Voor deze rubriek moet u mogelijk één of meerdere tabellen als bijlage toevoegen. De opbouw van deze tabellen staat op het toelichtingenblad 'Tabellen'.

14 Lucht

Worden er stoffen naar de lucht uitgestoten? Ja Nee

15 Geluid en trillingen

Ligt de inrichting op een gezonde industrieterrein? Ja Nee

Hebt u een akoestisch onderzoek uitgevoerd? Ja Nee

Veroorzaken de activiteiten trillingen? Ja Nee

16 Energie

Verbruikt u in uw inrichting meer dan 50.000 kWh elektriciteit of meer dan 25.000 m3 aardgas(equivalenten) per jaar? Ja Nee

Hoeveel elektriciteit verbruikt u in uw inrichting in kWh per jaar? 0

Hoeveel aardgas(equivalenten) verbruikt u in uw inrichting in m3 per jaar? 0

17 Externe veiligheid

Wordt uw inrichting genoemd in artikel 2 (en niet in artikel 3) van het Besluit externe veiligheid inrichtingen (Bevi)? Ja Nee

Valt uw inrichting onder het Besluit risico's zware ongevallen 1999 (Brzo '99)? Ja Nee

Hebt u een inrichting als bedoeld in artikel 8 van het Besluit risico's zware ongevallen 1999 (Brzo '99)? Ja Nee

Wat is de afstand van de inrichting tot een waardevol of bijzonder kwetsbaar natuurgebied in km? 0

Zijn er binnen uw inrichting specifieke technische maatregelen gerealiseerd om de gevolgen voor de omgeving te beperken in geval van ongewone voorvallen? Ja
 Nee

Zijn er binnen uw inrichting specifieke procedurele maatregelen gerealiseerd om de gevolgen voor de omgeving te beperken in geval van ongewone voorvallen? Ja
 Nee

18 Verkeer, vervoer en mobiliteit

Hebt u een preventieplan voor beperking van verkeer- en vervoerbewegingen opgesteld? Ja
 Nee

Heeft u parkeerplaatsen in de open lucht binnen uw inrichting? Ja
 Nee

Hoeveel parkeerplaatsen hebt u in de open lucht binnen uw inrichting? 1

Hebt u maatregelen getroffen om visuele hinder als gevolg van de parkeerplaatsen te voorkomen? Ja
 Nee

Maakt een parkeergarage deel uit van uw inrichting? Ja
 Nee

19 Geur

Is er sprake van geuremissie? Ja
 Nee

20 Beste Beschikbare Technieken

Zijn er binnen uw inrichting één of meerdere gpbv-installaties, zoals bedoeld in bijlage 1 van de IPPC-richtlijn? Ja
 Nee

Als de IPPC-richtlijn op u van toepassing is, worden de omgevingsvergunning en de watervergunning gecoördineerd. De aanvraag van de omgevingsvergunning moet daarom tegelijk met of uiterlijk binnen 6 weken na de aanvraag van de watervergunning worden ingediend.

Zijn er binnen uw inrichting installaties of opslagen aanwezig waarop één of meerdere Nederlandse informatie documenten over BBT van toepassing zijn? Ja
 Nee

Geef de titels van de betreffende informatie documenten. Zie milieueffectrapportage inclusief bijlagen.

21 Mijnbouwwerk

Is er een winningsvergunning verleend door het Ministerie van Economische zaken? Ja
 Nee
 Nee, maar wel aangevraagd
 Winningsvergunning is niet van toepassing

Is er een opslagvergunning verleend door het Ministerie van Economische zaken? Ja
 Nee
 Nee, maar wel aangevraagd
 Opslagvergunning is niet van toepassing

Geef het kenmerk van de opslagvergunning. EMT/EM/10120928

- Is er een goedgekeurd winnings- of opslagplan?
- Ja
 Nee
 Nee, maar wel ingediend
 Winningsvergunning of opslagplan is niet van toepassing
- Geef de datum waarop het opslag- of winningsplan is ingediend.
- Het opslagplan wordt in januari 2013 ingediend
- Waar ligt het mijnbouwwerk of de mijnbouwinstallatie?
- Zie bijlage 7 en 9.
- Worden er delfstoffen gewonnen?
- Ja
 Nee
- Welke delfstoffen worden gewonnen?
- Olie
 Gas
 Zout
 Anders
- Beschrijf de aard, indeling, de uitvoering, de activiteiten en de processen in het mijnbouwwerk of de mijnbouwinstallatie.
- Zie bijlage 6 en bijgevoegd MER inclusief bijlagen.
- Geef een beschrijving van de ondergronds inrichting.
- Zie bijlage 6 en bijgevoegd MER inclusief bijlagen.
- Welke procesbeveiligingsmaatregelen zijn getroffen?
- Zie bijlage 6 en bijgevoegd MER inclusief bijlagen.
Zie ook bijlage 8 Hazard Study Clovis.
- Beschrijf het onderhoud aan het mijnbouwwerk of de mijnbouwinstallatie, de voor het onderhoud benodigde installaties en de frequentie en duur van het onderhoud.
- Zie bijlage 6 en bijgevoegd MER inclusief bijlagen.
- Welke grond- en hulpstoffen worden bij de mijnbouwactiviteit toegepast en welke bijproducten en eindproducten komen er vrij?
- Zie bijlage 6 en bijgevoegd MER met bijbehorende onderzoeken.
- Hoe worden de gewonnen delfstoffen opgeslagen en afgevoerd?
- Zie bijlage 6 en bijgevoegd MER inclusief bijlagen.
- Wat is de maximale capaciteit per dag in Nm³ van de winning van delfstoffen of aardwarmte?
- Zie bijlage 6 en bijgevoegd MER inclusief bijlagen.
- Wat de maximale capaciteit per dag in Nm³ van de behandeling van de delfstoffen?
- Zie bijlage 6 en bijgevoegd MER inclusief bijlagen.

Tabellen

Oprichting

Inrichting of mijnbouwwerk oprichten of veranderen (Milieu)

12 Overzicht afvalwaterstromen

Soort afvalwaterstroom	Overige soort afvalwaterstroom	Lozing op	Afstand tot vuilwaterriool (m)	Afstand tot vuilwaterriool (m)	Lozingspunt
Verontreinigd hemelwater	-	Gemeentelijk vuilwaterriool	-	-	Via OBAS op gemeentelijk riool (indirect-)

Hoeveelheid (m ³ /jaar)	Bepaling volumestroom	Andere bepaling volumestroom	Registratie en Rapporteringwijze	Samenstelling afvalwaterstroom	Gemiddelde vervuiliingswaarde (v.e.)
0	Anders	Niet te bepalen doordat weersomstandigheden niet bekend zijn	-	Nee	0

Maximale vervuiliingswaarde (v.e.)

0

Bijlagen

Formele bijlagen

Naam bijlage	Bestandsnaam	Type	Datum ingediend	Status document
B1_Bouwen_Laad--en_losplaats_2013	B1_Bouwen_Laad--en_losplaats_marsteden373_2013.pdf	Welstand Overige gegevens veiligheid Constructieve veiligheid complexere bouwwerken Plattegronden, doorsneden en detailtekeningen bouwen complexere bouwwerken	14-01-2013	In behandeling
B2_Bouwen_Boorhuisje_2013	B2_Bouwen_Boorhuisje_2013.pdf	Welstand Overige gegevens veiligheid Constructieve veiligheid complexere bouwwerken Bruikbaarheid bouwwerk Plattegronden, doorsneden en detailtekeningen bouwen complexere bouwwerken	14-01-2013	In behandeling
B3_Bouwen_Toelichting	B3_Bouwen_Toelichting.pdf	Gelijkwaardigheid Welstand Overige gegevens veiligheid Constructieve veiligheid complexere bouwwerken Bestemmingsplan, beheersverordening en bouwverordening complexere bouwwerken Bouwveiligheidsplan Bruikbaarheid bouwwerk Brandveiligheid Kwaliteitsverklaringen Plattegronden, doorsneden en detailtekeningen bouwen complexere bouwwerken	14-01-2013	In behandeling
B4_Uitrit_Toelichting	B4_Uitrit_Toelichting.pdf	Anders	14-01-2013	In behandeling
B5_Uitrit_Situatieschets_v3	B5_Uitrit_Situatieschets_v3.pdf	Plattegronden, doorsneden en detailtekeningen bouwen complexere bouwwerken Ontwerptekening nieuwe of gewijzigde uitrit Situatietekening uitrit Situatietekening milieu	14-01-2013	In behandeling
B6_Milieu_Toelichting	B6_Milieu_Toelichting.pdf	Overige gegevens veiligheid Bestemmingsplan, beheersverordening	14-01-2013	In behandeling

Naam bijlage	Bestandsnaam	Type	Datum ingediend	Status document
		en bouwverordening complexere bouwwerken Brandveiligheid Energiezuinigheid en milieu Procesbeschrijving Milieu Gegevens geluid en trillingen Gegevens mijnbouwwerk Gegevens niet-technische samenvatting Gegevens afvalwater Gegevens afvalstoffen die in de inrichting ontstaan Gegevens externe veiligheid Gegevens bodem Gegevens MER- (beoordelings)plicht Gegevens verkeer en vervoer		
B7_Milieu_kaart_vijf_cavernes_2013	B7_Milieu_kaart_vijf_cavernes_2013-.pdf	Situatietekening milieu Plattegrond Milieu	14-01-2013	In behandeling
B8_Milieu_Hazard_Study_Clovis_FINAL	B8_Milieu_Hazard_Study_Clovis_FINAL_2013.pdf	Overige gegevens veiligheid Anders	14-01-2013	In behandeling
B9_Milieu_Situatietekening_2013	B9_Milieu_Situatietekening_2013.pdf	Situatietekening milieu Plattegrond Milieu	14-01-2013	In behandeling
B10_Milieu_Productspec_HBO_en_Diesel	B10_Milieu_Productspecificaties_HBO_en_Diesel_2013.pdf	Anders	14-01-2013	In behandeling
B11_Milieu_Veiligheidsinfo_Diesel	B11_Milieu_Veiligheidsinformatieblad_Diesel.pdf	Anders	14-01-2013	In behandeling
B12_Ster_VR_Januari_2013	B12_Ster_VR_Januari_2013-.pdf	Gegevens externe veiligheid Anders	14-01-2013	In behandeling
B13_MER_inclusief_bijlagen	B13_MER_inclusief_bijlagen.pdf	Gelijkwaardigheid Welstand Overige gegevens veiligheid Constructieve veiligheid complexere bouwwerken Bestemmingsplan, beheersverordening en bouwverordening complexere bouwwerken Bouwveiligheidsplan Installaties complexere bouwwerken Bruikbaarheid bouwwerk Brandveiligheid Kwaliteitsverklaringen Plattegronden, doorsneden en detailtekeningen bouwen complexere bouwwerken Energiezuinigheid en milieu Gezondheid complexere bouwwerken Ontwerptekening nieuwe of gewijzigde uitrit Situatietekening uitrit Procesbeschrijving Milieu Gegevens geluid en trillingen Gegevens mijnbouwwerk Situatietekening milieu Gegevens niet-technische samenvatting	14-01-2013	In behandeling

Naam bijlage	Bestandsnaam	Type	Datum ingediend	Status document
		Gegevens afvalwater Gegevens afvalstoffen die in de inrichting ontstaan Gegevens externe veiligheid Gegevens bodem Gegevens MER- (beoordelings)plicht Gegevens verkeer en vervoer Plattegrond Milieu Anders		
Aanpassing_gegevens_inrichting_pdf	Aanpassing_gegevens_inrichting.pdf	Anders	21-01-2013	Aanvulling
Wabo_brief_revisie_15022013	Wabo_brief_revisie_15022013.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
Memo_voor_provincie_Overijssel_20130214	Memo_voor_provincie_Overijssel_20130214-.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
Opslagplan_Gasolieopslag_De_Marssteden	Opslagplan_Gasolieopslag_De_Marssteden.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
B07_Opslagplan_Geom_Modelber_2003	Bijlage_07_Opslagplan_Geomechanische_Modelberechnungen_Kavernenveld_Hengelo_BGR_2003-.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
B08_Opslagplan_Ermittlung	Bijlage_08_Opslagplan_Ermittlung_Kavernenveld_Hengelo_BGR_2004.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
B09_Opslagplan_Geom_Berechnungen	Bijlage_09_Opslagplan_Geomechanische_Berechnungen_BGR_2004.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
B10a_Opslagplan_Gebirgmechanische	Bijlage_10a_Opslagplan_Gebirgmechanische_Bewertung_Ig_2010-.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
B10b_Opslagplan_Memor_Rockmechanical	Bijlage_10b_Opslagplan_Memorandum_Rockmechanical_Appraisal_Ig_2011.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
B10c_Opslagplan_Executive_Summary	Bijlage_10c_Opslagplan_Executive_Summary_Rockmechanical_Appraisal_English_Ig_2012.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
B11_Opslagplan_Technical_risk_assessment	Bijlage_11_Opslagplan_Generic_Technical_risk_assessment_Deltares_TNO_20130109.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
B12_Opslagplan_Cavern_Spec_Risk_Assess	Bijlage_12_Opslagplan_Cavern_Specific_Risk_Assessment_Deltares_20130108.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
B13_Opslagplan_Gesteentemech_2nd_Opinio	Bijlage_13_Opslagplan_Gesteentemechanische_2nd_Opinion_Duquesnoy_WEP_2013.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
B14a_Opslagplan_Bowtie_Breach	Bijlage_14a_Opslagplan_Bowtie_Brea-	Anders	15-02-2013	Aanvulling

Naam bijlage	Bestandsnaam	Type	Datum ingediend	Status document
	ch_of_Confinement_A0formaat.pdf			
B15a_Opslagplan_Bowtie_Oil_Irretrievable	Bijlage_15a_Opslagplan_Bowtie_Oil_Irretrievable_at_Abandonment_A0formaat.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
B16_Opslagplan_Risicobeheersplan	Bijlage_16_Opslagplan_Risicobeheersplan_Verspreiding_van_Olie_in_de_Ondergrond.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
B17_Opslagplan_Risicobehepl_Achterblijven	Bijlage_17_Opslagplan_Risicobeheersplan_Achterblijven_van_Olie_na_Abandonnering-.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
Winningsplan_zonder_vertr_gegevens	Winningsplan_Twente--Rijn_en_Uitbreiding_2003_zonder_vertrouwelijke_gegevens.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
Schlumberger_productblad_USIT	Schlumberger_productblad_USIT-.pdf	Anders	15-02-2013	Aanvulling
Aanvullingen_nav_vezzoek_20_02_2013	Aanvullingen_nav_vezzoek_20_februari_2013.pdf	Anders	28-02-2013	Aanvulling
Selectiecriteria_olieopslag_3_pdf	Selectiecriteria_olieopslag_3-.pdf	Anders	28-02-2013	Aanvulling
Aanv_Memo_vragen_prov_20130301_pdf	Aanvulling_Memo_vragen_provincie_20130301.pdf	Anders	01-03-2013	Aanvulling
2_Ad_1_Cav381_Cavern_spe_risk_assessment	2_Ad_1_Cav381_Cavern-specific_risk_assessment_of_gas_oil_storage-.pdf	Anders	01-03-2013	Aanvulling
3_Bijlage_A_bij_Ad_1_Cav381	3_Bijlage_A_bij_Ad_1_Cav381_Cavern-specific_risk_assessment_of_gas_oil_storage.pdf	Anders	01-03-2013	Aanvulling
4_Bijlage_B_bij_Ad_1_Cav381	4_Bijlage_B_bij_Ad_1_Cav381_Cavern-specific_risk_assessment_of_gas_oil_storage.pdf	Anders	01-03-2013	Aanvulling
5_Ad_2_Gest_mech_analyse_B381	5_Ad_2_Gest_mech_analyse_B381_v_1_1_def-.pdf	Anders	01-03-2013	Aanvulling
6_20130228_AddendumOnderdeel_C	6_20130228_AddendumOnderdeel_C_bij_Opslagplan_Gasolieopslag_De_Marssteden_ondertekend.pdf	Anders	01-03-2013	Aanvulling
1_20130228_Addendum_Cav381	1_20130228_Addendum_Cav381_Opslagplan_Gasolieopslag_De_Marssteden_ondertekend.pdf	Anders	01-03-2013	Aanvulling
Memo_extra_uitstroom_20130321_pdf	Memo_extra_uitstroom_20130321-.pdf	Anders	25-03-2013	Aanvulling
1_B1_Laad_en_losplaats_pdf	1_B1_Laad_en_losplaats.pdf	Anders	18-04-2013	Aanvulling
3_B3_Bouwen_Toelichting_pdf	3_B3_Bouwen_Toelichting.pdf	Anders	18-04-2013	Aanvulling

Naam bijlage	Bestandsnaam	Type	Datum ingediend	Status document
4_B4_Uitrit_Toelichting_pdf	4_B4_Uitrit_Toelichting.pdf	Anders	18-04-2013	Aanvulling
43_20130402_Memo_afsl_pekelszijde	43_20130402_Memo_afsluiters_pekelszijde.pdf	Anders	18-04-2013	Aanvulling
44_Wijzigingen_aanvraag_omgverg_bouwen_pdf	44_Wijzigingen_aanvraag_omgevingsvergunning_onderdeel_bouwen.pdf	Anders	18-04-2013	Aanvulling
45_Ster_VR_pdf	45_Ster_VR.pdf	Anders	18-04-2013	Aanvulling
6_B6_Milieu_Toelichting_pdf	N003-1210676STK-rvb--V02-NL2.pdf	Anders	18-04-2013	Aanvulling
46_MER_inclusief_bijlagen	R008-1210676LBE-erp--V11-NL.pdf	Anders	18-04-2013	Aanvulling
46_MER_inclusief_bijlagen	46_MER_inclusief_bijlagen.pdf	Anders	02-05-2013	Aanvulling
B5_Uitrit_Situatieschets_v4_pdf	B5_Uitrit_Situatieschets_v4.pdf	Anders	07-05-2013	Aanvulling
1_B1_Laad_en_losplaats_23052013_pdf	1_B1_Laad_en_losplaats_23052013.pdf	Anders	23-05-2013	Aanvulling
3_B3_Bouwen_Toelichting_23052013_pdf	3_B3_Bouwen_Toelichting_23052013.pdf	Anders	23-05-2013	Aanvulling
6_B6_Milieu_Toelichting_23052013_pdf	6_B6_Milieu_Toelichting_23052013.pdf	Anders	23-05-2013	Aanvulling
44_Wijz_aanv_omgverg_bouwen_23052013	44_Wijzigingen_aanvraag_omgevingsvergunning_onderdeel_bouwen_23052013-.pdf	Anders	23-05-2013	Aanvulling
47_Aanv_Ako_onderzoek_23052013_pdf	47_Aanvulling_-_Akoestisch_onderzoek_23052013.pdf	Gegevens geluid en trillingen	23-05-2013	Aanvulling
48_Bouwtekeningen_23052013_pdf	48_Bouwtekeningen_23052013.pdf	Plattegronden, doorsneden en detailtekeningen bouwen complexere bouwwerken	23-05-2013	Aanvulling
B49_Verzoek_uitstel_bouwberoeeningen	B49_Verzoek_uitstel_bouwberoeeningen_20130527.pdf	Constructieve veiligheid complexere bouwwerken	28-05-2013	Aanvulling

Formuliersversie
2012.02

Kosten

Bouwen

Overig bouwwerk bouwen

Wat zijn de geschatte kosten in
euro's (exclusief BTW)? 100000

Projectkosten

Wat zijn de geschatte kosten
voor het totale project in euro's
(exclusief BTW)? 0

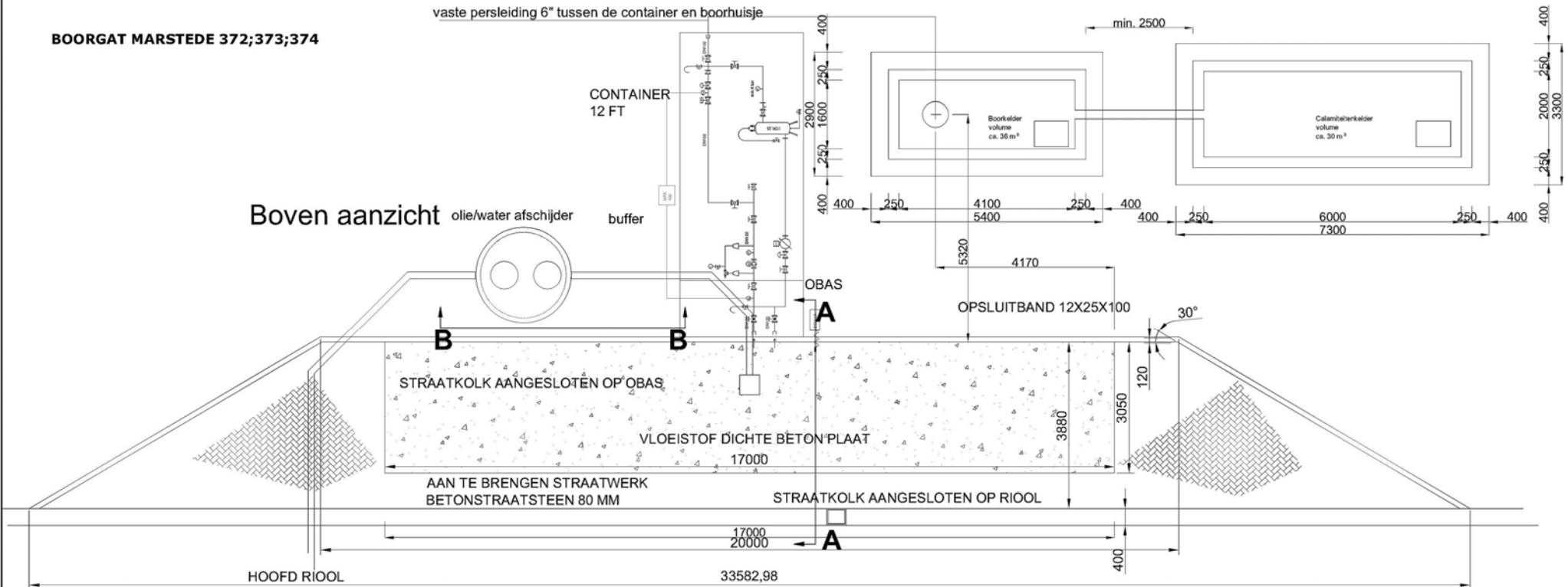
Bijlage

1

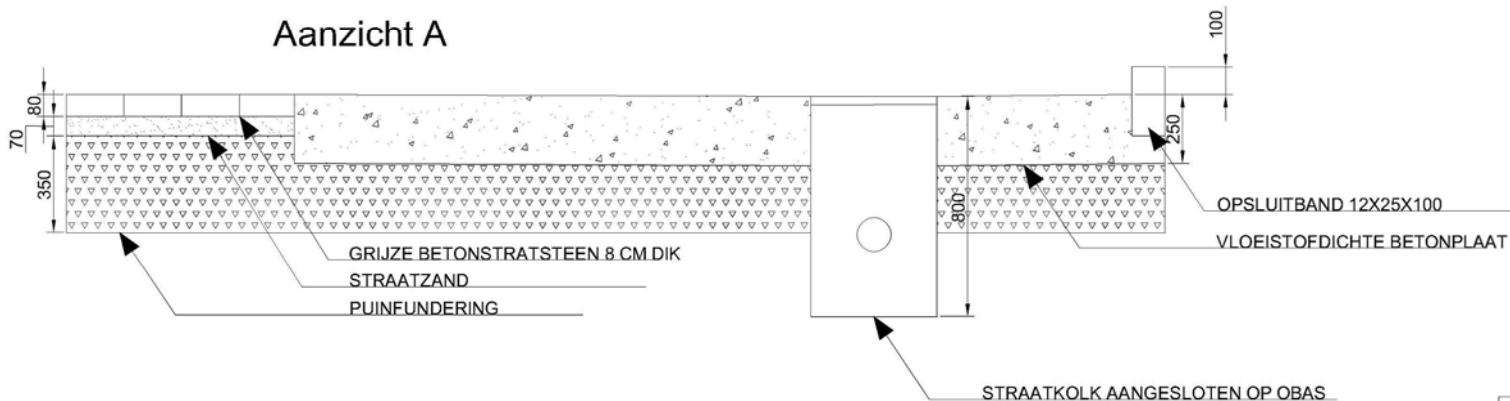
Bouwen: Laad- en losplaats

vaste persleiding 6" tussen de container en boorhuisje

Boven aanzicht

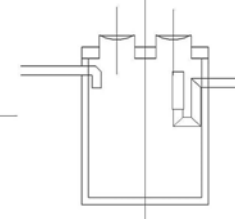


Aanzicht A



Aanzicht B

Coalescentieafscheider intergraal beton
6/20 L/s



MAATVOERING IN MM.

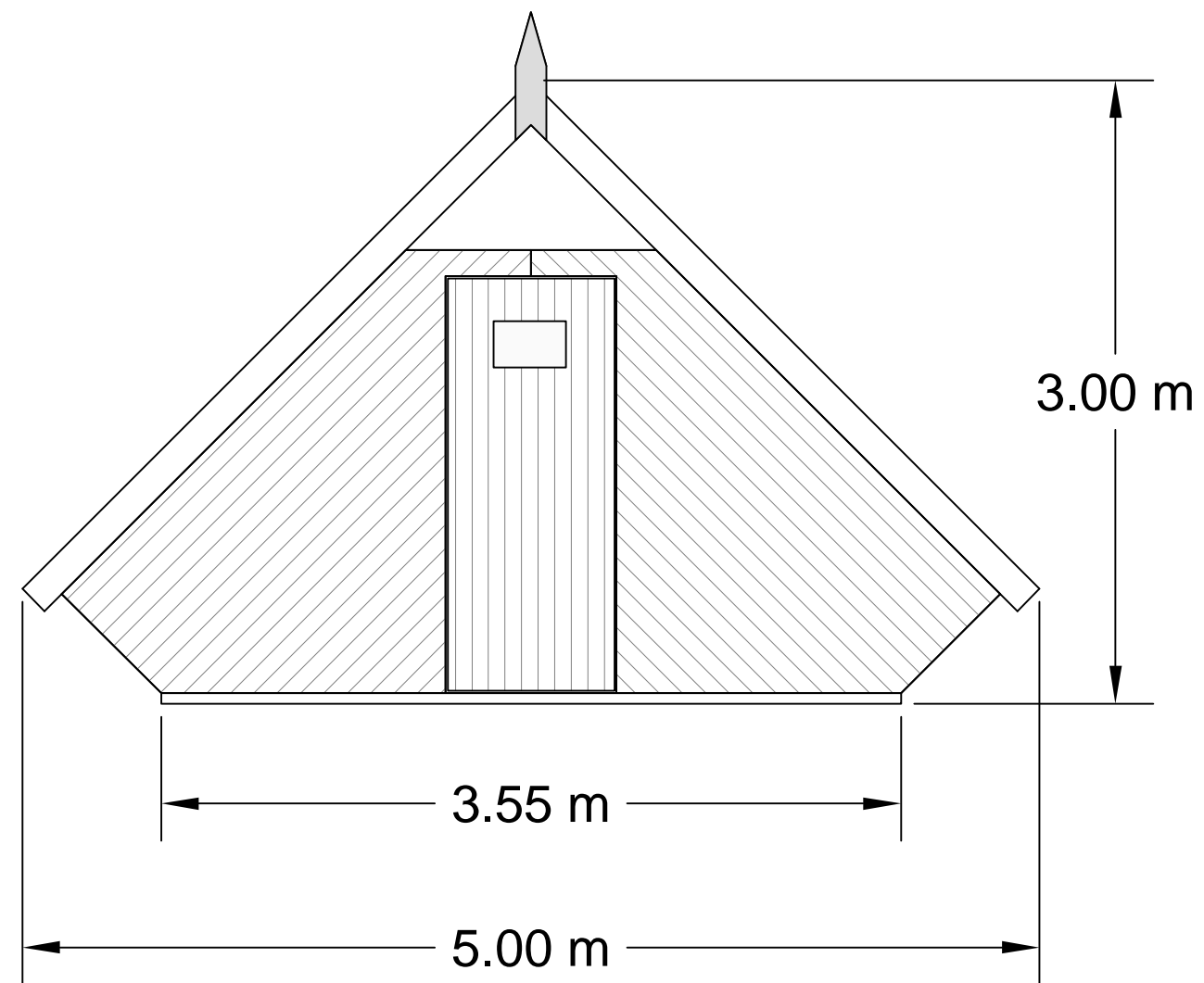
Clovis		nr.	0000
Project	1	23-09-10	
	2	13-02-11	
	3	18-12-12	
	4	16-04-13	
	5	22-05-13	
Ios/laadplaats tankwagens		Projectnummer	0000
Argos		Maat	0000
opdr. nr.	J.A.	datum	14-09-10
schaal	1:1	Formaat	A3
Argos		Bladzijde	1

Bijlage

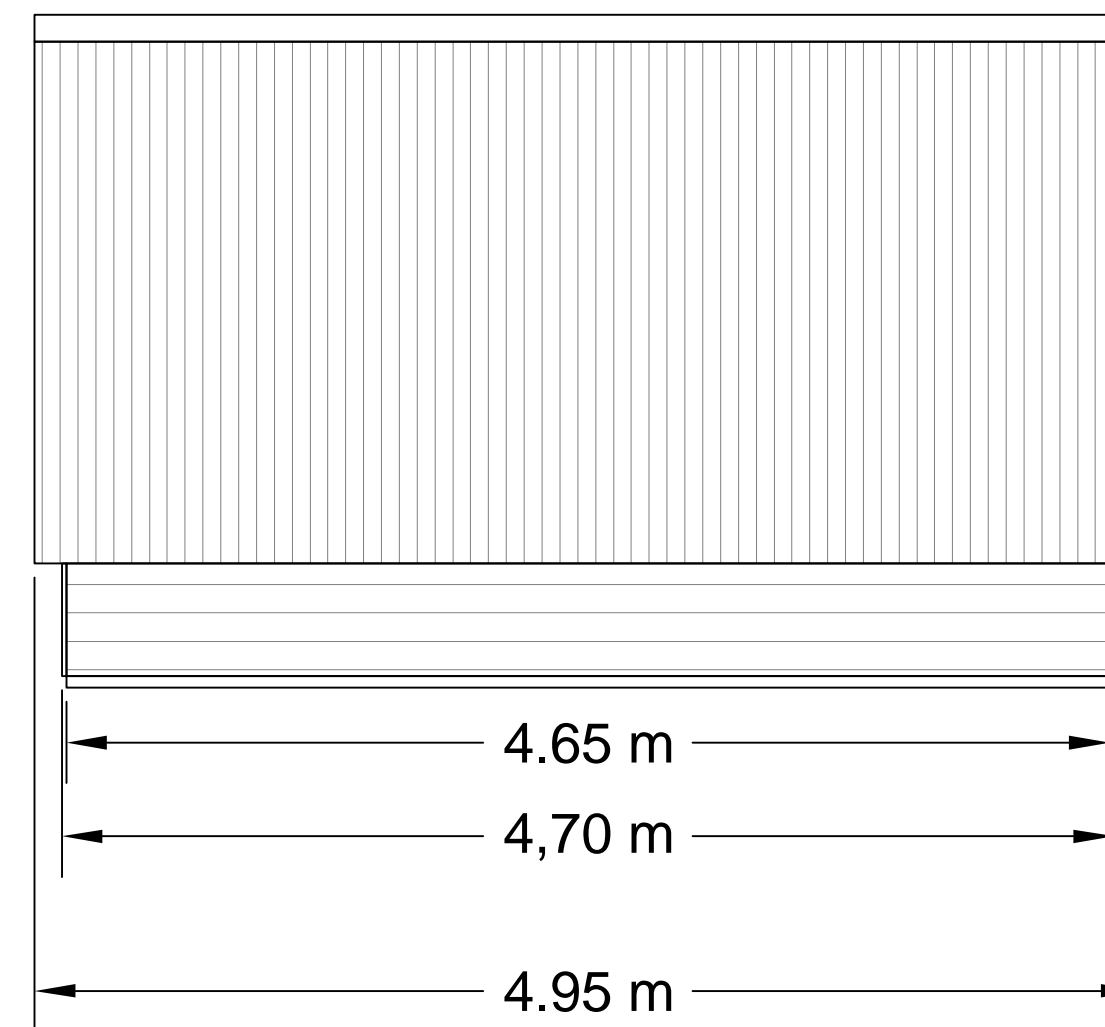
2

Bouwen: Boorhuisje

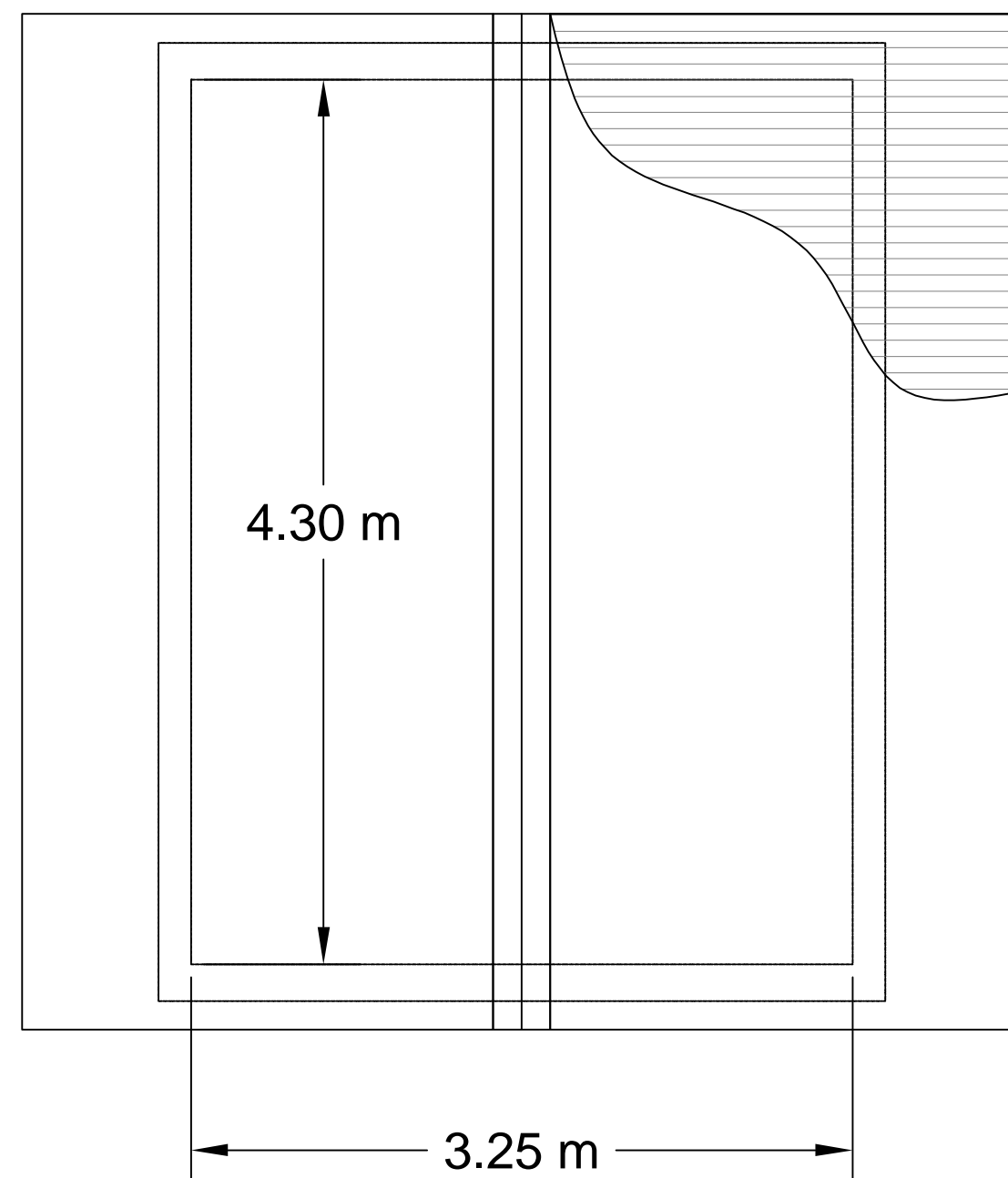
vooraanzicht



zijaanzicht



boven aanzicht





Boorhuisje

Dak en gevelbekleding geplastificeerd profielplaat,
gemonteerd op een houten spanten frame

Kleur dakplaten en gevel: mosgroen

kleur windveren: wit

		Akzo Nobel Industrial Chemicals b.v.			
		Bouw_Bijlage 2_Boorhuisje			
get.	HLsk	Mining Technology Department	tek.nr:	bladnr:	wijz :
datum:	12/04/2011				1
schaal:	nvt zie afmetingen		file nr: BRH_gr_20110412		

Bijlage

3

Bouwen: Toelichting

Notitie

Contactpersoon ing. Simone te Kamp

Datum 23 mei 2013

Kenmerk N002-1210676STK-rvb-V03-NL

Bijlage 3 Toelichting Bouwen

1 De bouwwerkzaamheden

Ten behoeve van gasolieopslag wordt bij elk van de vijf geselecteerde zoutcavernes één van de bestaande zouthuisjes (i.e. het exemplaar boven de toekomstige olieput) vervangen door een verdiepte boorkelder en overloopkelder, zodat de boorgatafwerking geheel onder maaiveld gelegen zal zijn. De boorkelder wordt afgedekt met een betonnen plaat en er wordt een permanente verharding aangelegd die dienst doet als laad- en losplaats van tankwagens. In bijlage 1 is de opstelling te zien van de laad- en losplaats bij caveerne 372. Dit is de standaard laad- en losplaats. In het geval er belemmeringen zijn (zoals een lantaarnpaal) dan wordt van deze standaard opstelling afgeweken in overleg met de gemeente Enschede. Tevens wordt bij elk van de vijf cavernes een van de bestaande zouthuisjes (i.e. het exemplaar boven de toekomstige pekelpuut) vervangen door een iets groter exemplaar. In bijlage 2 worden de afmetingen van het zouthuisje getoond. Zie ook bijlage 44 voor oppervlakte en inhoud boorkelder en overloopkelder.

Bij de vragen in het omgevingsloket over oppervlakte en inhoud is het gegeven antwoord telkens voor één caveerne. Voor het totale vloeroppervlak, de totale inhoud van de bouwwerken en het totale verharde oppervlak dienen de getallen dus met vijf te worden vermenigvuldigd.

2 Vervangen boorhuisjes

Hieronder is per caveerne aangegeven welke van de twee of drie zouthuisjes vervangen gaat worden door een groter exemplaar ten behoeve van de pekelpuut en welk exemplaar wordt vervangen door een verdiept aangelegde boorkelder ten behoeve van de olieput.

Caverne	Verdiepte boorkelder (olieput)	Groter zouthuisje (pekelpuut)
367	368	367
372	374	372 of 373 *
381	381	383
469	470	469 of 471 *
472	472	473

* Het is op dit moment nog niet te zeggen welk van deze twee boorgaten als pekelpuut gebruikt gaat worden.

Dit hangt o.a. af van de verdere ontwikkeling van de cavernes bij het gereedmaken ervan voor olieopslag.

3 Afscheiding laad- en losterrein

Rondom de voor olieopslag gebruikte zouthuisjes (in en rondom het zouthuisje) wordt een afsluitbaar en deels wegneembaar hek geplaatst met een hoogte van maximaal 2,5 meter ten behoeve van de terreinafscheiding. De mobiele pompinstallatie wordt, indien deze op de locatie aanwezig moet zijn ten behoeve van vullen of legen, binnen deze terreinafscheiding geplaatst, zodat ook deze zich achter het afgesloten hek bevindt indien er tijdelijk geen tankwagen aanwezig is. De opstelplaats voor de tankwagens bevindt zich dus niet achter dit hek, maar bevindt zich direct aan de openbare weg. Ten tijde van activiteiten zal de opstelplaats voorzien worden van een tijdelijke markering om ongewenst gebruik ervan tegen te gaan.

Bijlage

4

Uitrit: Toelichting

Notitie

Contactpersoon ing. Simone te Kamp

Datum 16 april 2013

Kenmerk N001-1210676STK-ihu-V02-NL

Bijlage 4 Toelichting Uitrit

1 Toelichting op activiteit

Akzo Nobel Industrial Chemicals B.V. is voornemens om in samenwerking met Argos gasolie op te gaan slaan in ondergrondse zoutcavernes op het industrieterrein De Marssteden in Enschede. Ten behoeve van gasolieopslag in ondergrondse zoutcavernes worden er maximaal vijf laad- /losplaatsen aangelegd. Dit betreffen verhardingen van ongeveer 30 meter lengte en 5 meter breedte, aan de openbare weg gelegen. Deze verhardingen gelden tevens als in- en uitrit. Een deel van de in-/uitrit wordt voorzien van een vloestofdichte vloer.

Gasolie zal door middel van schepen worden aangevoerd naar de Petroleumhaven in Hengelo en door middel van transport per as naar de boorputten van de zoutcavernes worden getransporteerd. Daar zal de gasolie door middel van een pomp in verschillende zoutcavernes worden gebracht. Op het bedrijventerrein De Marssteden zullen maximaal vijf laad- en losplaatsen worden aangelegd naast de boorgaten die geselecteerd zijn voor transport van gasolie. Dit betreffen verhardingen van ongeveer 30 meter lengte en 5 meter breedte, aan de openbare weg gelegen. Deze verhardingen gelden tevens als in- en uitrit voor de tankwagens.

2 Gemeentespecifieke vragen

De uitweg wordt aangelegd ten behoeve van het laden en lossen van gasolie bij boorgaten. Het nu boven het boorgat aanwezige zouthuisje wordt verwijderd. Ter plaatse van het boorgat wordt een verdiepte boorkelder aangelegd met een grootte (lengte x breedte x hoogte) van 4 x 4 x 3 meter. De eigenaar van de grond is de gemeente Enschede. De situatietekening is in bijlage 5 van deze aanvraag te vinden.

3 Afscheiding laad- en lossterrein

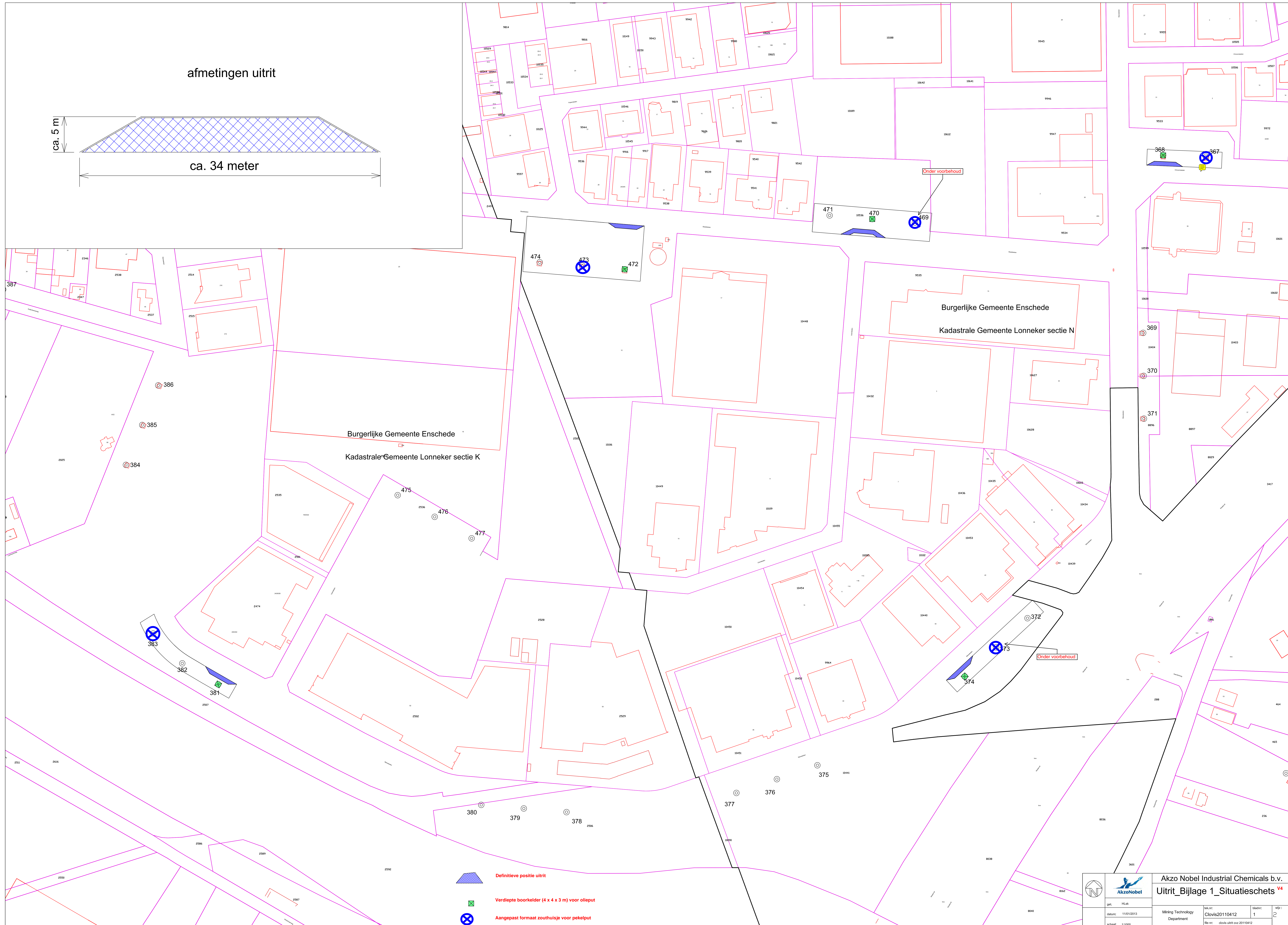
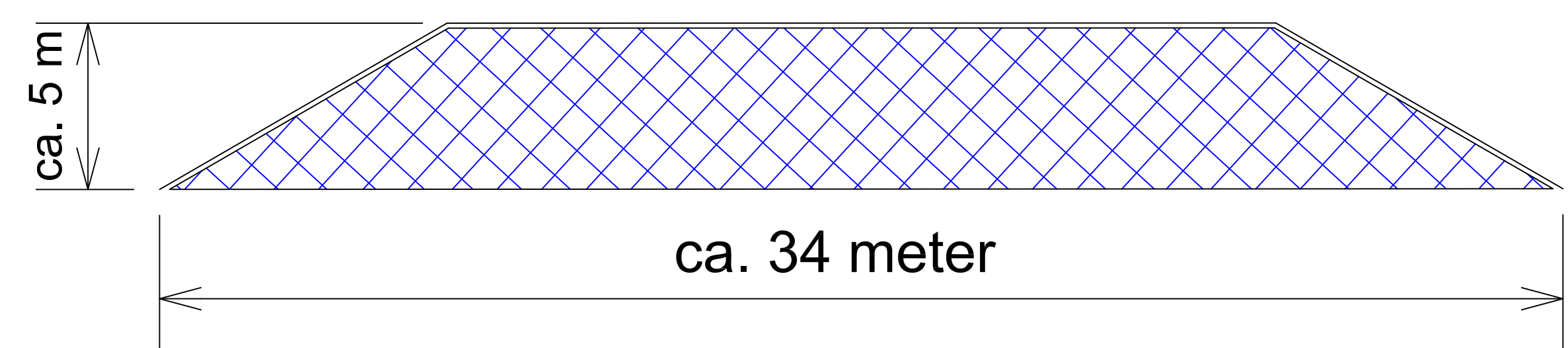
Rondom elk voor olieopslag gebruikt boorgat wordt een afsluitbaar en deels wegneembaar hek geplaatst met een hoogte van maximaal 2,5 meter ten behoeve van de terreinafscheiding. De mobiele pompinstallatie wordt, indien deze op de locatie aanwezig moet zijn ten behoeve van vullen of legen, binnen deze terreinafscheiding geplaatst, zodat ook deze zich achter het afgesloten hek bevindt indien er tijdelijk geen tankwagen aanwezig is. De opstelplaats voor de tankwagens bevindt zich dus niet achter dit hek, maar bevindt zich direct aan de openbare weg. Ten tijde van activiteiten zal de opstelplaats voorzien worden van een tijdelijke markering om ongewenst gebruik ervan tegen te gaan.

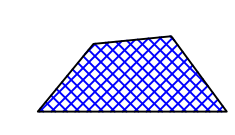
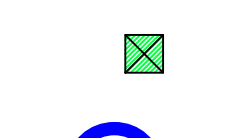
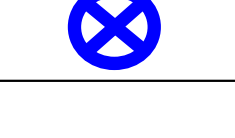
Bijlage

5

Uitrit: Situatieschets

afmetingen uitrit



-  Definitieve positie uitrit
-  Verdiepte boorkelder (4 x 4 x 3 m) voor olieput
-  Aangepast formaat zouthuisje voor pekelput

Bijlage

6

Milieu: Toelichting

Notitie

Contactpersoon ing. Simone te Kamp

Datum 23 mei 2013

Kenmerk N003-1210676STK-rvb-V04-NL

Bijlage 6 Toelichting Milieu

1 Algemeen

1.1 Aangegeven waarden in aanvraagformulier OLO

Wanneer op het aanvraagformulier in het Omgevingsloket (OLO) een 0 vermeld staat houdt dit in dat of de gegevens in deze bijlage worden onderbouwd of dat geen gegevens bekend zijn. Indien daadwerkelijk de waarde 0 wordt aangegeven zal dit eveneens in deze bijlage kenbaar worden gemaakt.

1.2 Gegevens 5 cavernes

Het volume van geschikte cavernes ligt tussen de 100.000 m³ en 350.000 m³ per caveerne. De cavernes zullen echter niet geheel gevuld worden met gasolie. Er zal altijd een hoeveelheid pekkel onderin de caveerne blijven zitten. Vergunning wordt aangevraagd voor de opslag van 750.000 m³, in vijf verschillende cavernes. Het beoogde opslagvolume in één caveerne is gemiddeld 150.000 m³.

Bij zoutwinning wordt ook olie in de cavernes gebruikt als mijnbouwhulpstof. Opslag van gasolie komt dus feitelijk neer op het vergroten van de laagdikte olie van enkele centimeters naar circa 10 tot 20 meter.

2 Bedrijfsgegevens

2.1 Specificatie rubriek Gegevens inrichting

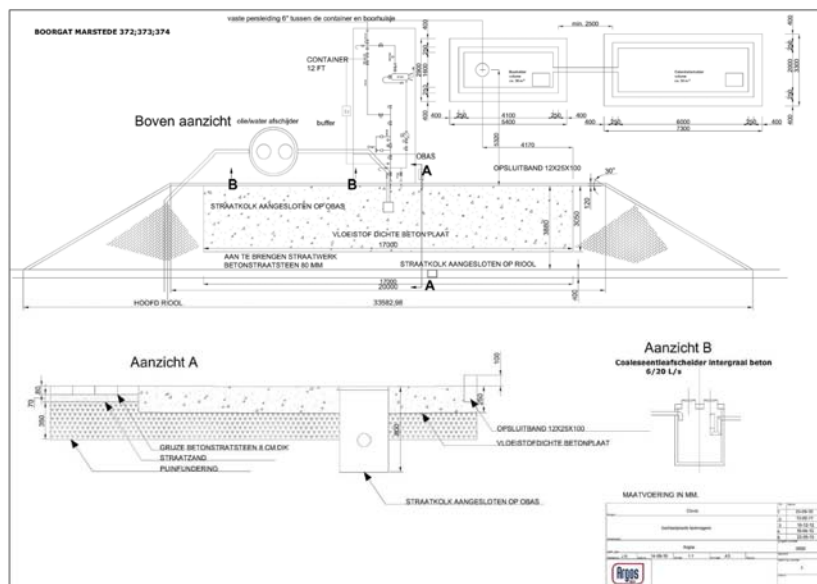
Extra maatregelen

Om de belasting van het milieu te voorkomen of te beperken tijdens opslag (in ruste), operatie, proefdraaien, schoonmaak-, onderhouds- en herstelwerkzaamheden worden de onderstaande extra maatregelen getroffen:

- Boorkelder en overloopkelder afgesloten met een betonnen plaat, die de hierin geplaatste boorgatafwerking beschermt tegen externe invloeden (zoals aanrijding een vrachtwagen en vandalisme) en die in staat is bij een calamiteit (lekkage) een deel van het uitstroomvolume tijdelijk op kan vangen. Dit is met name van belang in het geval van langzame lekkage (door een kleine beschadiging). Het gezamenlijke opvangvolume is circa 50 m³.

Deze vrije uitstroom bedraagt ongeveer 205 m³ en bestaat uit twee componenten:

- Door het dichtheidsverschil tussen pekels en olie is het gewicht van de pekels in de pekelsbuis zwaarder dan van de olie in de olielbuis. Bij lekkage aan de olieput drukt hierdoor de pekels de olie er dus uit. Vanwege de geringe diameter van de buis is dit volume beperkt tot circa 1,4 m³
- Door de verlaging van de druk door het weglekken van olie zetten de olie in de caverne, de pekels in de caverne en de caverne zelf iets uit. Hoewel vloeistoffen nauwelijks samendrukbaar zijn, bedraagt deze uitzetting, dankzij het grote volume, toch circa 203 m³
- Ten tijde van rust (opslagfase):
 - Zorgen vijf afsluiters op de pekelsput (waarvan twee automatisch) ervoor dat er geen toevoer van pekels is naar de caverne
 - Zorgen vijf afsluiters op de olieput (waarvan twee automatisch en één blindflens) ervoor dat er geen uitstroom van olie uit de caverne is
 - Zorgen druk- en oliespiegelmetingen voor controle op de situatie en zorgen diverse sensoren voor een early-warning-system
 - Is er gevoelige lekdetectie in de boorkelder
 - Is er permanent videotoezicht op de locatie
 - Worden de putten regelmatig gecontroleerd op lekkage, corrosie, afdichting, functioneren van de afsluiters, et cetera
- Ten tijde van laden en lossen:
 - Vormt de pompinstallatie een extra (dubbele) afsluiter aan de oliezijde
 - Gelden de nodige veiligheidsprocedures, die bewaken dat er te allen tijde voldoende afsluiters aan de pekelszijde en de oliezijde actief zijn
 - Is er videotoezicht op de locatie en kunnen de afsluiters vanaf de controlekamer gesloten worden
 - Is er gevoelige lekdetectie in de boorkelder
 - is er een noodknop om de toestroom van pekels en de uitstroom van olie direct af te sluiten
- Vaste aansluiting van de afsluiter op de pompinstallatie, dichte gelaste buis
- Vloeistofdichte vloer, zie figuur 2.1, bij het punt waarop de tankwagen moet worden aangesloten, in staat om het grootste compartiment op te vangen
- OWAS (oliewaterafscheider), capaciteit bepaald door NEN EN 858



Figuur 2.1 Boven- en zijaanzicht laad- en lospunt

2.2 Specificatie rubriek Bedrijfstijden

Bedrijfstijden

Ten tijde van het gebruik en beheer van de zoutcavernes voor de gasolieopslag wordt gasolie in de zoutcavernes ingebracht en er weer uitgehaald. Gemiddeld vinden er per jaar 21.000 verkeersbewegingen plaats (10.500 haven → cavernes, 10.500 cavernes → haven).

Maximale intensiteit 12 vervoersbewegingen per uur (6 vol, 6 leeg). Het logistiek proces is fysiek gelimiteerd tot deze 12 vervoersbewegingen per uur. Bij een grote transportbehoefte kan de nood dermate hoog zijn dat transport 24 uur per etmaal, 7 dagen per week, plaats moet vinden. In de onwaarschijnlijke situatie dat tijdens een piekjaar alle 27.500 bewegingen achter elkaar plaatsvinden wordt er 95 dagen lang, 24 uur per dag gereden. De overige 270 dagen van dat jaar vinden er geen vervoersbewegingen plaats.

Binnen een relatief kort tijdsbestek, gedurende enkele maanden (afhankelijk van volume van de betreffende caveerne), zal de caveerne worden gevuld met gasolie. Vervolgens zullen er gedurende een periode alleen beperkt, niet continue, activiteiten op de locatie worden uitgevoerd.

2.3 Specificatie rubriek Bestemming

Op dit moment loopt een Rijksinpassingsplan-procedure.

2.4 Specificatie rubriek Omgeving van de inrichting

Informatie hieromtrent is terug te vinden in de MER (milieueffectrapportage) en de bij de milieueffectrapportage behorende rapporten. Om die reden is in de aanvraag een 0 vermeld. Dit houdt niet in dat de afstand 0 meter is.

2.5 Specificatie rubriek Milieuzorg

Milieuzorg

AkzoNobel Industrial Chemicals B.V. te Hengelo is in het bezit van een gecertificeerd milieuzorgsysteem.

- SBU Salt is gecertificeerd op 26 maart 2013

3 Aspecten

3.1 Specificatie rubriek Bodem

In het verleden zijn diverse bodemonderzoeken uitgevoerd. Voor aanvang van de gasolieopslag zal nogmaals bodemonderzoek uitgevoerd worden.

3.2 Specificatie rubriek Brandveiligheid

De tankwagen welke de gasolie laadt en lost is voorzien van de benodigde brandblusmiddelen. Daarnaast zal in elk boorhuisje een draagbaar blusmiddel worden geïnstalleerd. In het kader van de BRZO99 wordt een VR en een bedrijfsbrandweerrapportage opgesteld.

3.3 Specificatie rubriek Afvalwater

Bij elke caveerne wordt een laad- en losplaats aangelegd ten behoeve van het laden en lossen van gasolie. Op deze (deels)vloeistofdichte laad- en losplaats komt hemelwater terecht dat afgevoerd zal worden via een OBAS (oliebenzineafscheider) naar het gemeentelijk riool (indirecte lozing). Doordat het hemelwater op de laad- en losplaats terecht komt wordt gesproken over verontreinigd hemelwater.

De grootte van het verhard terrein waar het hemelwater op terecht komt is circa 150 m². In totaal voor vijf cavernes dus circa 750 m².

3.4 Specificatie rubriek Afvalstoffen

Binnen de inrichting ontstaat alleen afval afkomstig uit de OBAS. De OBAS wordt zo vaak als nodig gereinigd en leeggemaakt. Het vrijkomende sludge wordt door een erkende transporteur afgevoerd naar een erkende verwerker. Binnen de inrichting komen geen andere afvalstoffen vrij. De boorhuisjes zijn onbemand.

3.5 Specificatie rubriek Lucht

Tijdens de vulfase is er geen sprake van emissies naar de buitenlucht. Het vullen van de cavernes gebeurt met elektrisch aangedreven pompinstallaties en de tankwagens hebben de motor uitstaan bij het vullen.

Ook tijdens het legen van de cavernes hebben de tankwagens hun motor uitstaan. Daarbij is bovendien de elektrisch aangedreven pomp niet in gebruik.

Bij de gebruik- en beheerfase zijn de enige relevante activiteiten het vullen en legen van de cavernes. Zoals aangegeven bij de vulfase komen hierbij geen emissies van NOx of PM10 vrij.

3.6 Specificatie rubriek Geluid en trillingen

De inrichting ligt op een gezoneerd industrieterrein. In het akoestisch onderzoek is de geluidbelasting berekend ter plaatse van het geluidgezoneerde bedrijventerrein 'De Marssteden' als gevolg van de rijdende tankwagens en de pompinstallatie.

Industrielawaai ten behoeve van de aanvraag omgevingsvergunning, onderdeel milieu

Het tegelijkertijd vullen van de cavernes ZW en NO-rand veroorzaakt ter plaatse van negen beoordelingspunten een etmaalwaarde van 30 dB(A) of meer. Voor de benaming van de cavernes wordt verwezen naar figuur 4.1 (akoestisch onderzoek behorende bij het MER) en bijlage 4 (akoestisch onderzoek behorende bij het MER). De hoogste geluidsbelasting is berekend op het zonebewakingspunt 18 met een etmaalwaarde van 43 dB(A). Ter plaatse van de woningen is de berekende etmaalwaarde maximaal 30 dB(A).

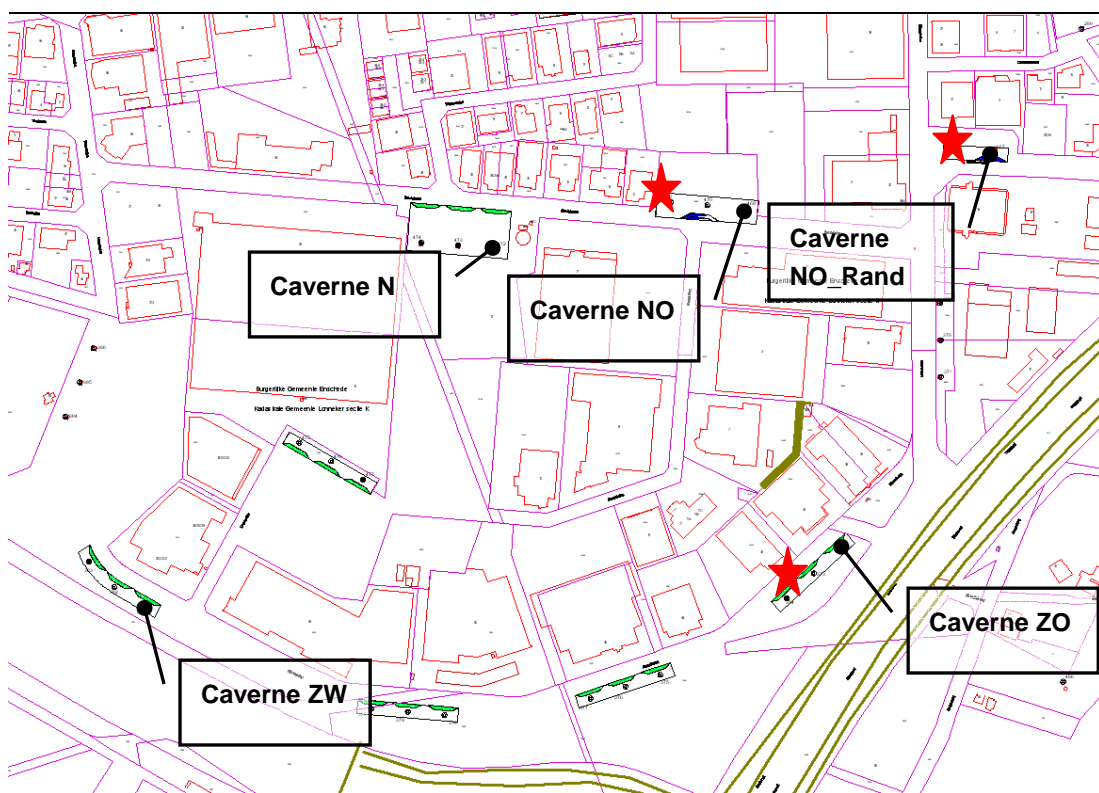
Door middel van een zonetoets zal de gemeente Enschede uitmaken of de voorgenomen activiteit inpasbaar is binnen de geluidszone van het industrieterrein 'De Marssteden'. Bij een zonetoets wordt de geluidsbelasting van alle bedrijven en relevante activiteiten op het industrieterrein gezamenlijk getoetst aan de bewakingswaarde van 50 dB(A) etmaalwaarde ter plaatse van de zonebewakingspunten.

Hoorbaarheid van het vullen van cavernes ten behoeve van het MER

Uit de berekeningsresultaten blijkt dat de activiteiten ten behoeve van het vullen van de twee cavernes die de meeste geluidsbelasting geven niet hoorbaar zijn (cavernes ZW en NO-rand, figuur 4.1 (akoestisch onderzoek behorende bij het MER) en bijlage 4 (akoestisch onderzoek behorende bij het MER). De gemiddelde bijdrage van het vullen van de cavernes aan het reeds heersende geluidsniveau vanwege de A35 en de andere bedrijven op het bedrijventerrein is 0 dB.

3.6.1 Aanvulling op akoestisch onderzoek

Het onderzoek in 2012 (tekstueel aangepast 2013) is uitgevoerd voor vijf geschikte opslaglocaties. Per opslaglocatie zijn er twee of drie injectieputten waarvan er (per locatie) één gebruikt zal worden. Voor drie van de vijf geschikte ondergrondse opslaglocaties zal uiteindelijk een andere injectieput gebruikt worden dan waarvan in het akoestisch onderzoek van 2012 is uitgegaan. Hierdoor verschuiven de opstellingen van de tijdelijke pompinstallatie bij de betreffende cavernes tot maximaal 80 meter. In het voorliggende onderzoek is inzichtelijk gemaakt of dit leidt tot relevante wijzigingen in de geprognoseerde geluidsimmissies op de relevante beoordelingspunten in de omgeving. Er vinden geen wijzigingen plaats in de aan- en afvoerbewegingen op de openbare weg. Deze zijn daarom niet opnieuw onderzocht.



Figuur 3.1 Ligging potentieel bruikbare cavernes en aanwijzingen injectieputten onderzocht in 2012

Voor een drietal locatie blijkt nu dat andere injectieputten gebruikt zullen gaan worden. Dit betreft de volgende wijzigingen:

- Caverne ZO: niet injectieput 372 maar 374 zal gebruikt worden (verschuiving geluidsbronnen van 80 meter naar het zuidwesten)

- Caverne NO_Rand: niet injectieput 367 maar 368 zal gebruikt worden (verschuiving geluidsbronnen van 40 meter naar het westen)
- Caverne NO: niet injectieput 469 maar 470 zal gebruikt worden (verschuiving geluidsbronnen van 40 meter naar het westen)

De locaties van de drie alternatief te gebruiken injectieputten zijn eveneens weergegeven in bovenstaand figuur met rode sterren.

Uit het onderzoek blijkt dat de wijzigingen geen significant effect hebben op de geluidsbelastingen. De wijzigingen worden hierdoor beoordeeld als een milieuneutrale verandering voor het aspect geluid.

3.7 Specificatie rubriek Energie

Binnen de inrichting wordt minder dan 50.000 kWh elektriciteit en minder dan 25.000 m³ aardgas(equivalenten) per jaar gebruikt.

De motor heeft een vermogen van 160 kW. Uitgaande van gemiddeld 21.000 vervoersbewegingen per jaar, dus 10.500 vrachtwagens, dus 5.250 wagens die komen laden (en 5.250 die komen lossen), en 40 m³ per wagen, wordt jaarlijks 210.000 m³ olie in de vijf cavernes gepompt, dus 42.000 m³ per caverne. De pomp verpompt 150 m³ per uur en is dus 280 uur per jaar aan het pompen per caverne. Dit komt neer op 44.800 kWh.

3.8 Specificatie rubriek Externe veiligheid

Zie voor verdere uitwerking van deze rubriek de kwantitatieve risicoberekening welke bij de milieueffectrapportage is gevoegd. Hierin is ook de afstand aangegeven. Deze is niet 0 meter. De risico's van het vullen en legen van de cavernes hebben te maken met de verladingsactiviteiten. Deze vinden plaats ter plaatse van de te gebruiken cavernes en bestaan uit de volgende onderdelen:

- Tankwagens
- Pompinstallatie
- Leidingwerk van tankwagen naar pomp en pomp naar caverne (laad-/loslangen)
- Caverne met leidingwerk naar maaiveld

Bekeken varianten

1. Jaargemiddelde intensiteit van 10.500 beladen tankwagens
2. Maximale jaarintensiteit van 13.750 beladen tankwagens

In figuur 3.2 van de QRA behorende bij de MER zijn de berekende plaatsgebonden risicocontouren weergegeven. De contouren zijn weergegeven rondom elke caveerne en de activiteiten die hier plaats kunnen vinden. In de figuren zijn de rode contouren de PR 10^{-6} contour. Het verschil tussen beide varianten is zo gering dat het verschil tussen beide varianten op de gebruikte schaal niet zichtbaar is. Meer gedetailleerde resultaten leren dat in variant 1 de PR 10^{-6} contour op gemiddeld 24 meter vanaf het centrum van de pompinstallatie ligt en in variant 2 op gemiddeld 25 meter.

Bij de plaatsing van de mobiele pompinstallatie en verladingsdock dient rekening gehouden te worden met de PR 10^{-6} contouren die voor beperkt kwetsbare objecten een richtwaarde betekent en voor kwetsbare objecten een grenswaarde. In de huidige berekeningen is de plaats van de verladingsactiviteiten direct boven de pomphuizen gekozen. In werkelijkheid kan er, rekening houdend met de beperkte lengte van de leidingen, nog geschoven worden met de exacte locatie. Gezien de beschikbare ruimte op het maaiveld boven de cavernes, is het ook ruimtelijk mogelijk om deze plaats zo te kiezen dat de 10^{-6} contour (in zowel variant 1 als 2), voor vier van de vijf cavernes, niet over (beperkt) kwetsbare objecten heen komt te liggen.

Voor de meest noord-oostelijk gelegen caveerne is er onvoldoende ruimte om alle beperkt kwetsbare objecten buiten de 10^{-6} contour te houden. In figuur 4.2 van de QRA behorende bij de MER is ingezoomd op deze locatie en is te zien dat een zeer klein deel van een bedrijfspand binnen de 10^{-6} contouren ligt. Gezien de aard van het pand (een beperkt kwetsbaar object), en het feit dat het pand maar met een heel beperkt deel in de 10^{-6} contour valt, is dit een vergunbare situatie.

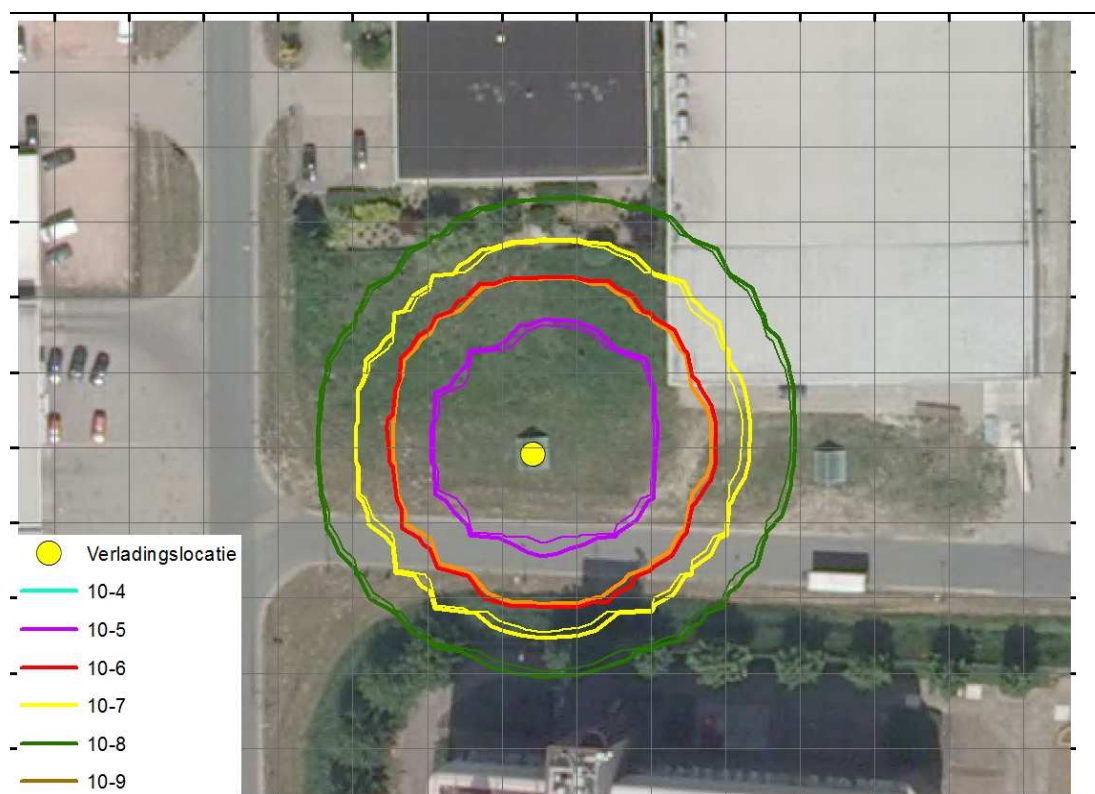
Verantwoording PR

Het plaatsgebonden risico (PR) raakt voor een klein deel het pand(kantoor). Dit (kantoor)pand is een beperkt kwetsbaar object, aangezien er een beperkt aantal personen in aanwezig kunnen zijn (< 50). Het feit dat een beperkt kwetsbaar object binnen de 10^{-6} contouren ligt betekent een afwijking van de richtwaarde van het plaatsgebonden risico. Deze situatie is echter een overschatting van het werkelijke risico en daarbij niet te voorkomen gezien de locatie van de cavernes en het beperkt kwetsbare object. De volgende overwegingen spelen hierbij een rol:

- Gasolie wordt niet gezien als een brandbare stof conform de risicoberekeningsmethodiek vanuit het BEVI. Gasolie kan in principe niet ontstoken worden bij omgevingstemperatuur omdat de dampspanning zeer laag is. Formeel is gas- olie dan ook geen stof die als brandbaar beschouwd wordt bij een QRA. Er is echter besloten om de risico's toch te berekenen en hierbij qua modelstoffen een worstcase aanname te doen. Er is om deze reden risico-overschattend gerekend met een brandbare vloeistof van categorie K2 in plaats van K3 waar gasolie onder valt. K2 heeft een vlampunt van maximaal 55°C.

De ontstekingskansen zijn hierbij hoger dan gasolie. In de QRA is dus, bij de berekening van de contouren, Nonaan als modelstof aangehouden voor gasolie. De berekende contouren vormen dan ook een overschatting van het werkelijke risico

- De locatie van de verladingsactiviteiten is gebonden aan de vaste locatie van de beschikbare “zouthuisjes (put)” per geschikte caveerne. Voor de betrokken caveerne is het gekozen zouthuisje de beste optie (put 368). Er is dan ook feitelijk sprake van een bestaande fysieke indeling van de risicobron ten opzichte van het beperkt kwetsbare object
- Bij de verlading zijn verder alle redelijkerwijs mogelijke veiligheidsmaatregelen getroffen, zoals calamiteitenputten, ADR-gecertificeerde tankwagens, continu toezicht tijdens verlading, een afgeschermd opstelplaats voor de tankwagen



Figuur 3.2 Plaatsgebonden risicocontouren rondom meest noordoostelijk gelegen caveerne (afstand tussen de gridlijnen is 10 meter; rood = $PR 10^{-6}$ voor variant 2 en oranje = $PR 10^{-6}$ voor variant 1)

Groepsrisico

Het groepsrisico van de installaties en verladingsactiviteiten is eveneens berekend met Safeti-NL. Hierbij is de omgevingsbebouwing rondom de installaties gemodelleerd conform het bestemmingsplan. Dit heeft geleid tot een uniform bezet gebied met een dichtheid van 40 personen per hectare, conform de Handreiking verantwoordingsplicht groepsrisico, voor een industriegebied. De modellering van de omgevingsbebouwing loopt (ook conform het bestemmingsplan) over de verladingsactiviteiten en installaties. Deze modellering conform het bestemmingsplan heeft een overschatting van het groepsrisico tot gevolg. Er wordt namelijk modeltechnisch aangenomen dat het gebied van de pompinstallatie en lossing ook gebruikt wordt voor industriële activiteiten van derden.

Uit de berekeningen is gebleken dat voor beide varianten niet meer dan zes slachtoffers kunnen vallen. Daarom is er geen sprake van een GR, want daarvan is pas sprake bij 10 slachtoffers of meer.

3.9 Specificatie rubriek Verkeer, vervoer en mobiliteit

Verkeer, vervoer en mobiliteit

Op de vraag of een preventieplan voor beperking van verkeer- en vervoerbewegingen is opgesteld is ja geantwoord. De verkeer- en vervoersbewegingen zijn meegenomen in de milieueffectrapportage. Hier is alle informatie te vinden. Bovendien wordt in het kader van het rijksinpassingsplan (wijzigingsprocedure bestemming) in overleg met de gemeente Hengelo en Enschede een Vervoersplan opgesteld.

Parkeerplaatsen

In de aanvraag is vermeld dat op de locatie één parkeerplaats in de open lucht aanwezig is. Dit geldt per caveerne. Totaal dus vijf. Hiermee wordt bedoeld de laad- en losplaats van de tankwag. Andere parkeerplaatsen zijn niet aanwezig.

3.10 Specificatie rubriek Geur

Gezien de aard van de stof is geurhinder niet aannemelijk.

3.11 Specificatie rubriek Beste Beschikbare Technieken

Zie voor verdere uitwerking van deze rubriek het milieueffectrapport en de daarbij behorende bijlagen.

4 Activiteiten

4.1 Specificatie rubriek Mijnbouwwerk

4.1.1 Aard, indeling, uitvoering, de activiteiten en de processen

AkzoNobel wint zout uit ondergrondse zoutlagen door middel van oplosmijnbouw. Dit houdt in dat water via een boorgat in de ondergrondse zoutlaag geïnjecteerd wordt waardoor het zout oplost. De pekkel, water waarin zout is opgelost, wordt via een ander boorgat weer omhoog gepompt en naar de indampingsfabriek van AkzoNobel gevoerd. Hierdoor ontstaan in de zoutlaag ondergrondse holtes (zoutcavernes) op de plaats waar oorspronkelijk het zout zat. Deze holtes zijn, nadat het zout is gewonnen, geschikt voor de opslag van vloeibare producten. De aanvraag betreft de verandering van pekkelwinning naar de opslag van gasolie in de bestaande zoutcavernes. De gasolie zal door middel van transport per as van de Petroleumhaven in Hengelo (Ov) naar de boorputten van de zoutcavernes worden getransporteerd. Daar zal de gasolie door middel van een pomp in de verschillende zoutcavernes worden gebracht. De pekkel die daardoor uit de caverne gedrukt wordt, wordt afgevoerd via het pekkelnetwerk van AkzoNobel.

De opgeslagen olie wordt, op het moment dat deze nodig is, weer door de pekkel uit de caverne gedrukt en door middel van transport per as getransporteerd, terug naar de haven of direct naar een klant.

Dit kan zijn ten tijde van een oliecrisis, aan het eind van een periode van langdurige prijsstijging (waardoor de eerder opgeslagen olie meer waard is geworden) of als door verandering van de productspecificaties de opgeslagen hoeveelheid olie ververst moet worden.

Om de cavernes met gasolie te vullen en te legen zullen er per jaar maximaal 27.500 vervoersbewegingen plaatsvinden tussen de Petroleumhaven in Hengelo (Ov) en de zoutcavernes op industrieterrein De Marssteden in Enschede, waarbij wordt opgemerkt dat één vrachtwagen tot twee vervoersbewegingen leidt. Voor dit maximale aantal vervoersbewegingen zijn in het MER de milieueffecten bepaald. Tevens zijn in het MER de effecten bepaald van een gemiddeld scenario van 21.000 vervoersbewegingen per jaar. Hoe reëel dit gemiddelde scenario is of dat het gemiddelde lager uitvalt, bijvoorbeeld doordat er minder vaak ververst hoeft te worden of gedurende lange tijd geen sprake is van een oliecrisis of van stijgende olieprijsen, is op voorhand niet te zeggen.

4.1.2 Beschrijving van de (ondergrondse) inrichting

Afscheiding laad- en lossterrein

Rondom elke voor olieopslag gebruikte boorput wordt een afsluitbaar en deels wegneembaar hek geplaatst met een hoogte van maximaal 2,5 meter ten behoeve van de terreinafscheiding. De mobiele pompinstallatie wordt, indien deze op de locatie aanwezig moet zijn ten behoeve van vullen of legen, binnen deze terreinafscheiding geplaatst, zodat ook deze zich achter het afgesloten hek bevindt indien er tijdelijk geen tankwagen aanwezig is. De opstelplaats voor de tankwagens bevindt zich dus niet achter dit hek, maar bevindt zich direct aan de openbare weg. Ten tijd van activiteiten zal de opstelplaats voorzien worden van een tijdelijke markering om ongewenst gebruik ervan tegen te gaan.

Infrastructuur

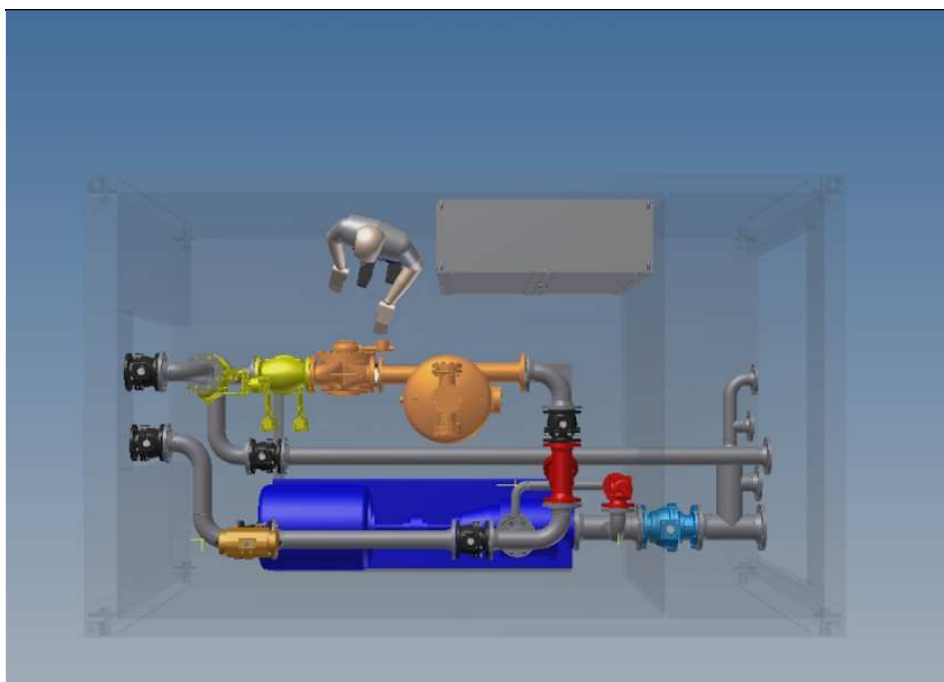
Iedere caveerne wordt voorzien van een laad- en losplaats. Direct aansluitend op de openbare weg wordt een oppervlakte van ongeveer 150 m² bestraat. Onderdeel hiervan is een vloeistofdichte betonplaat van die voldoet aan de eisen van Nederlandse Richtlijn Bodembescherming (NRB). In de container wordt de pompinstallatie geplaatst. Deze is verbonden met de olieput.



Figuur 4.1 Voorbeeld van een outhuisje

Container en pompsysteem

De vrachtauto's worden geladen met behulp van elektropompen. De elektropompen zijn van een omkasting (container) voorzien. De elektropomp in de container staat alleen aan bij het vullen van de caveerne (per laadpunt maximaal één container). Het laden van de vrachtwagens (leggen caveerne) gaat automatisch door statisch drukverschil pekel- en oliekolom. De container heeft een afmeting van 6x2,8 meter (LxB). De elektromotor heeft een vermogen van 160 kW met een druk van 32 bar. In onderstaand figuur is een 3D plaatje weergegeven van de container en de pomp. De container is alleen op de locatie aanwezig ten tijde van vullen of legen van de caveerne.



Figuur 4.2 3D weergave van de container en pomp

Boorkelder

Alle boringen in het boorterrein Hengelo zijn uitgerust met een boorkelder. Dit is een betonnen bak die rondom de boringen is aangebracht zodat eventuele overloop van pekel, water of olie opgevangen kan worden. In onderstaande afbeelding wordt schematisch de configuratie van de huidige situatie weergegeven van een willekeurige boring.

Andere boringen hebben dezelfde configuratie alleen de exacte dieptes kunnen licht afwijken. In figuur 4.3 is de boorkelder duidelijk te zien.

Een verandering die op het boorgat uitgevoerd zal worden, en impact heeft op de omgeving, is het vergroten van de boorkelder ter plaatse van de olieput. De boorkelder wordt vergroot en verdiept waardoor de boorgatafsluiter van de olieput geheel beneden het maaiveld komt te liggen en de boorkelder wordt afgedekt door een betonnen plaat. Hierdoor is de boorgatafsluiter beschermd tegen externe invloeden (zoals aanrijding, weersinvloeden en vandalisme). De boorkelder krijgt een volume van circa 48 m³ (lengte x breedte x hoogte = 4 x 4 x 3 meter) zodat deze bij onvoorziene lekkage ook nog eens een deel van de uitstromende olie (tijdelijk) kan opvangen. Voor de installatie van deze boorkelder dienen graafwerkzaamheden plaats te vinden. Alle andere werkzaamheden aan de boringen zullen binnen de grenzen van het bestaande boorgat plaatsvinden en hebben daardoor geen directe impact op de omgeving.

De boorkelder van het boorgat waar pekkel doorheen stroomt, zal niet veranderen ten opzichte van de huidige situatie. Wel wordt de boorgatafsluiter vervangen door een groter exemplaar en wordt een iets groter zouthuisje geplaatst.

In de huidige situatie (zoutwinning) wordt het systeem regelmatig aangepast, zo wordt bijvoorbeeld de binnenbuis regelmatig verhangen. Bij gasolieopslagcavernes vinden geen veranderingen in de boorgatconfiguratie plaats. Gasolieopslagcavernes hebben ten opzichte van zoutwinningcavernes dus minder onderhoud nodig.

Het systeem, de verbuizing, de boorgatafsluiter, et cetera worden dusdanig ontworpen en gebouwd dat de levensduur groter is dan de vergunde periode van 30 jaar.

De vloestofdichte vloer, pompinstallatie en de OBAS zullen periodiek geïnspecteerd worden met gelijke frequentie zoals gebruikelijk op het Argos depot te Hengelo (Ov). Uiteraard worden ook wettelijke keuringen uitgevoerd.

4.1.5 Grond- en hulpstoffen, bij- en eindproducten

Pekel en water worden als hulpstof gebruikt. Gasolie wordt ondergronds opgeslagen.

Geen productie van tussen-, neven- en eindproducten, alleen opslag van gasolie en daardoor verdringing van pekkel (zout).

De volgende commerciële producten vallen onder gasolie:

- Diesel - maximaal 10 ppm zwavel
- Huisbrandolie (HBO) - maximaal 1.000 ppm zwavel
- Marine Gas Oil (DMX) - maximaal 1.000 ppm zwavel
- Marine Gas Oil (DMA) – maximaal 15.000 ppm zwavel

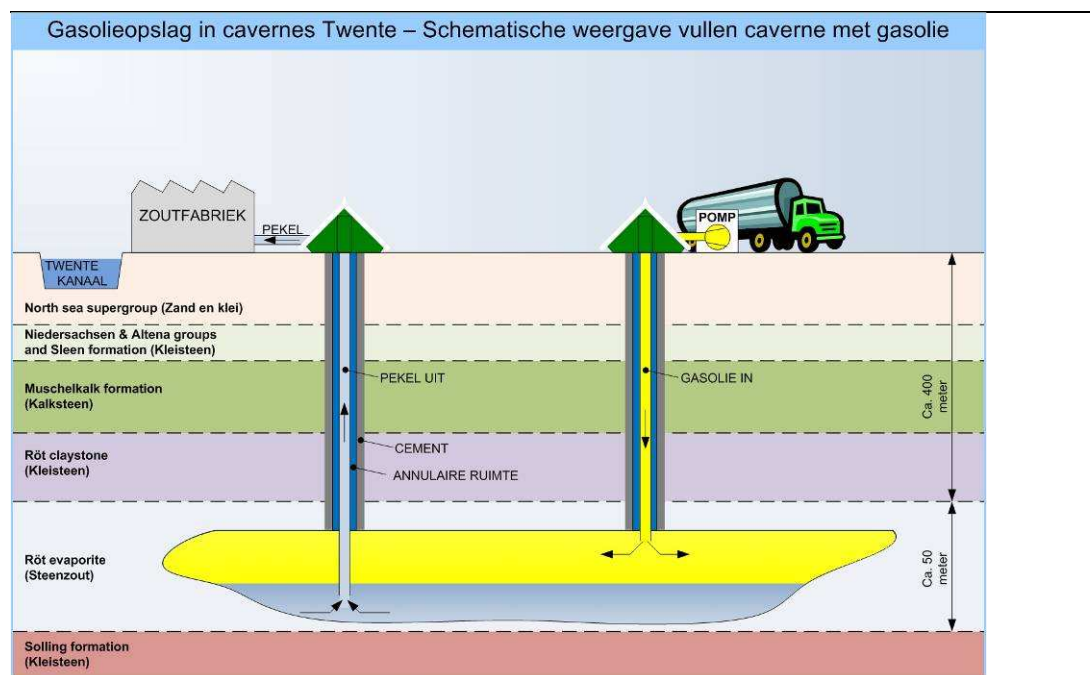
De verwachting is dat de zoutcavernes vooral voor diesel gebruikt worden.

Voor bijmenging met biobrandstoffen en opslag van synthetische brandstoffen wordt op dit moment geen vergunning aangevraagd.

4.1.6 Opslag en afvoer gewonnen delfstoffen

Nadat de gasolie met vrachtwagens is aangekomen zal de gasolie door middel van een tijdelijke elektrische pompinstallatie in de caveerne worden gebracht. In figuur 4.4 is een schematische weergave van het vullen van een caveerne weergegeven.

De cavernes blijven altijd gevuld met gasolie en pekkel. Dit wil zeggen dat in de cavernes geen lucht aanwezig is. Hierdoor zijn emissies naar de buitenlucht uit te sluiten. Het vullen en legen met behulp van vrachtwagens zorgt wel voor emissies die relevant kunnen zijn voor luchtkwaliteit.



Figuur 4.4 Schematische weergave van het vullen van een caveerne met gasolie.

Geel = gasolie; blauw = pekkel

Als een caveerne in gebruik is voor gasolie opslag zal één van de leidingen gevuld zijn met verzadigde pekkel, in een tweede leiding zit gasolie. Beide leidingen staan via de caveerne met elkaar in een open verbinding en zullen dus werken volgens het principe van communicerende vaten. Omdat verzadigd pekkel zwaarder is dan gasolie zal de pekkel in de caveerne zakken, daar overdruk veroorzaken waardoor de gasolie omhoog gedrukt wordt totdat het systeem van de twee communicerende vaten weer in evenwicht is gekomen. Berekeningen hebben aangetoond dat dit zal gebeuren nadat ongeveer $1,4 \text{ m}^3$ gasolie is weggedrukt. Tegelijkertijd neemt echter de overdruk in de caveerne af (door het dalen van de pekkel in de pekkelbuis). Hierdoor zetten de opgeslagen olie en de nog aanwezige pekkel een heel klein beetje uit. Ook de caveerne, die door de overdruk iets is 'opgerekt' veert weer terug. Gezamenlijk leidt dit tot een extra uitstroom van olie van circa 203 m^3 . De totale maximale uitstroom uit een olieopslagcaveerne bedraagt dus ongeveer 205 m^3 .

4.1.7 Maximale capaciteit

Het volume van geschikte cavernes ligt tussen de 100.000 m³ en 350.000 m³ per caveerne. De cavernes zullen niet volledig gevuld worden met gasolie. Er zal altijd een hoeveelheid pekkel onder in de caveerne blijven zitten. Vergunning wordt aangevraagd voor de opslag van 750.0000 m³, in vijf verschillende cavernes. Beoogde opslagvolume in één caveerne is gemiddeld 150.000 m³.

5 Samenvatting milieuaspecten

5.1 Bodem en grond- en oppervlaktewater

Huidige situatie en autonome ontwikkeling

De locaties waar de gasolie in de cavernes wordt gebracht zijn gelegen op het bedrijventerrein De Marssteden. Dit terrein is voormalig agrarisch terrein. De bodemgesteldheid is geschikt voor industrieel gebruik. Rond de putlocaties zijn in het verleden verschillende bodemonderzoeken uitgevoerd. Uit de bodemonderzoeken is gebleken dat er geen stoffen in concentraties boven de streefwaarden zijn aangetroffen.

Het grondwater binnen de gemeente Enschede wordt aangetroffen vanaf een diepte van 0,5 meter tot 3 meter beneden het maaiveld. Op enkele plekken binnen de gemeente is het grondwater op nog een grotere diepte aanwezig. Dit zijn voornamelijk gebieden die in het verleden zijn opgehoogd. De gemeente Enschede heeft enkele problemen met een matige tot slechte grondwaterkwaliteit in het stedelijke gebied. Het grondwater is op diverse locaties licht tot sterk verontreinigd met stoffen die gerelateerd kunnen worden aan de historie van de stad.

Binnen De Marssteden zijn twee waterlopen (beken) aanwezig, die in het bezit zijn van het waterschap.

Effecten

De effecten op bodem en grond- en oppervlaktewater zijn op drie criteria getoetst:

1. Risico's op bodemverontreiniging van het bovengrondse deel in de installatie:
 - Bij reguliere bedrijfsvoering
 - Bij calamiteiten
2. Bodembewegingen bij olieopslag
3. Effect op de diepere ondergrond

Ad 1.

Bij het overpompen van de gasolie in en uit de zoutcavernes kan in theorie lekkage optreden van gasolie. Dit kan leiden tot een verontreiniging van de bodem, het grondwater en/of het oppervlaktewater. Dit betreft dus een operationeel risico. Daarnaast is het theoretisch mogelijk dat, als de olie in de caveerne opgeslagen zit, er lekkage optreedt via de boorgatafwerking van de olieput. Dit is dus een risico als een en ander in ruste is (opslagfase).

Eventuele lekkage naar de bovengrond kan uitsluitend via het olieboorgat plaatsvinden; het pekelboorgat is geheel gevuld met pekel en hier kan in geen enkele omstandigheid olie uitkomen.

De maximale uitstroom uit een olieopslagcaverne bij kapotgaan van de olieboorgatafsluiter bedraagt ruim 200 m³ en wordt veroorzaakt door twee aspecten:

- Het dichtheidsverschil tussen de pekel in de pekelbuis en de olie in de olieput, waardoor de olie uit de olieput geperst wordt en het pekelniveau in de pekelbuis daalt, totdat het gewicht van de pekel in de pekelbuis gelijk is aan het gewicht van de olie in de olieput
- De uitzetting van de olie, de pekel en het zout door het afnemen van de overdruk

Beschouwing

Tijdens operatie wordt olie vanuit de cavernes, via de pompinstallatie in een tankwagen gepompt, of wordt olie vanuit een tankwagen via de pompinstallatie de caveerne ingepompt. Tussendoor zijn er perioden dat er geen activiteit plaatsvindt, bijvoorbeeld tussen twee tankwagens in of omdat het voor kan komen dat er 's nachts niet of minder gevuld of geleegd wordt. Ook deze periodes worden echter tot de operationele fase gerekend. De operationele fase kenmerkt zich door het feit dat de pompinstallatie dan naast de olieput geplaatst staat en op de olieput is aangesloten.

Lekkage van olie kan theoretisch op verschillende plekken en tijdens verschillende activiteiten van het vul- of leegproces optreden. De belangrijkste gevaren in de operationele fase zijn:

- Het losraken van de verbinding tussen olieput en pompinstallatie of tussen pompinstallatie en vrachtwagen, of beschadiging van een van deze pijpen of slangen
- Een aanrijding van een vrachtwagen met de tankwagen en/of met de pompinstallatie en/of met de olieput
- Vandalisme met beschadiging van een aansluiting, een slang of de olieput tot gevolg
- Beschadiging van de olieput door een niet-catastrofale gebeurtenis (zoals corrosie)

In het ontwerp zijn diverse barrières opgenomen die de kans op het ontstaan van een lekkage tijdens dit vulproces tot een verwaarloosbaar risico minimaliseren, gebruikmakend van de best beschikbare technieken (BBT). Veel van deze barrières zijn afkomstig uit de olie-industrie, waar gewerkt wordt met hogere drukken, onder zwaardere omstandigheden en met grotere volumes. Daarnaast wordt gewerkt conform de geldende wet- en regelgeving zoals de 'Nederlandse Richtlijn Bodembeschermende activiteiten (NRB)'.

In de opslagfase bevindt de olie zich in de caverne en vormt het boorgat de verbinding naar de bovengrond. In deze situatie is er geen pompinstallatie aanwezig. Eventuele ondergrondse lekkages worden beschouwd in hoofdstuk 3 van bijlage bodem, grondwater & ondergrond van het MER.

De belangrijkste gevaren in de opslagfase zijn:

- Een aanrijding van een vrachtwagen met de olieput
- Vandalisme met beschadiging van de olieput tot gevolg
- Beschadiging van de olieput door een niet-catastrofale gebeurtenis (zoals corrosie)

Ook hiervoor zijn diverse barrières opgenomen die de kans op het ontstaan van een lekkage in de opslagfase tot een verwaarloosbaar risico minimaliseren, gebruikmakend van de best beschikbare technieken (BBT).

Hieronder benoemen we de belangrijkste barrières en maatregelen die getroffen worden. Sommige hiervan hebben een functie in zowel de operationele als de opslagfase, andere alleen in een van beide fases.

Afsluiting energietoevoer

In de opslagfase is de pekelpuut vijfvoudig afgesloten van de pekeltoevoer:

- Middels twee, dubbeluitgevoerde, afsluiters (waarvan telkens één handmatig en één automatisch)
- Middels één extra handmatige hoofdafsluiter

Het afsluiten van de pekeltoevoer limiteert de olie-uitstroom uit de olieput tot de hoeveelheid die er door het dichtheidsverschil tussen pekelpuut en olie en door het uitzetten van de olie door de drukafname uit kan komen, namelijk circa 200 m³.

In de operationele fase, waarin tijdens vullen en legen van de caverne de handmatige afsluiters aan de pekelpuut open moet staan, zijn er nog altijd twee automatische afsluiters aan de pekelpuut actief. Omdat dit in deze situatie een vermindering van het aantal beveiligingen betreft, zijn in die situatie aan de oliepuut diverse extra beveiligingen ingesteld.

Volledig onder maaiveld gelegen boorgatafwerking

De olieboorput wordt in een verdiepte boorkelder aangelegd die geheel beneden maaiveld gelegen is. Deze kelder zal een grootte krijgen van circa 4 x 4 x 3 meter (lengte x breedte x hoogte) en zal worden afgedekt met een betonnen plaat. Dit beschermt de olieput tegen externe gevaren, zoals aanrijding door een vrachtwagen, vandalisme en weersinvloeden. Bovendien wordt de boorkelder vloeiendicht afgewerkt, zodat eventuele langzame lekkage opgevangen kan worden. Het volume van bijna 50 m³ biedt in het geval van lekkage, een tijdelijke barrière tegen uitstroom naar de omgeving.

Afsluiters op olie- en pekelput en op de pompinstallatie

Zowel op de pekelput als op de olieput bevinden zich twee dubbeluitgevoerde, afsluiters (waarvan telkens één handmatig en één automatisch). Ook op de pompinstallatie, die aan de olieput wordt aangesloten ten behoeve van het vul- en leegproces, bevindt zich één dubbeluitgevoerde, afsluiter (waarvan ook weer één handmatig en één automatisch). De handmatige afsluiters aan de pekelpzijde mogen pas worden geopend na correcte aansluiting van de pompinstallatie.

Hekwerk in de operationele fase

In de operationele fase, dus als de pompinstallatie geplaatst is, staat er om de pompinstallatie en de olieput een hekwerk heen dat de installatie en de put extra beschermd tegen vandalisme.

Continue drukmetingen

Op diverse plekken, zowel op de pekelput als op de olieput, vinden continue drukmetingen plaats. Druksensoren zijn verbonden met de automatische afsluiters om in geval van een sneller dan toegestane drukval de automatische afsluiters te sluiten.

Gevoelige lekdetectie nabij de olieput

Zoals gezegd is de olieput volledig beneden maaiveld gelegen in een verdiept aangelegde boorkelder. Deze wordt voorzien van gevoelige lekdetectie, zodat de geringste hoeveelheid olie die via de olieput of een aansluiting daarop op de grond lekt gedetecteerd wordt en alarmerend werkt. Dit is met name van belang voor vroege detectie van lekkage door corrosie of een andere niet-catastrofale beschadiging van de olieput.

Strengere procedures met betrekking tot aansluiting en bediening

Voor het aansluiten van de pompinstallatie op de olieput en het openen van handmatige afsluiters gelden strikte procedures. Deze handelingen mogen uitsluitend door AkzoNobel operators worden uitgevoerd. Chauffeurs van de olietankwagens zijn uitsluitend bevoegd om hun tankwagen aan te sluiten op de pompinstallatie en vervolgens via het bedieningspaneel het vullen of legen van hun tankwagen in gang te zetten.

Tijdens langere periodes dat er, tijdens de vul- of leegfase, niet daadwerkelijk gevuld of geleegd wordt, dienen de handmatige afsluiters door AkzoNobel personeel gesloten te worden.

Noodstop ten behoeve van afsluiting

Bij het bedieningspaneel bevindt zich een rode noodknop waarmee de automatische afsluiters, zowel aan de pekelzijde als aan de oliezijde, afgesloten kunnen worden.

Videotoezicht tijdens operatie

Tijdens het vullen en legen is er permanent videotoezicht vanuit de controlekamer van de AkzoNobel-fabriek in Hengelo. Vanuit daar kunnen in geval van nood de automatische afsluiters, zowel aan de pekelzijde als aan de oliezijde, op afstand afgesloten worden.

Als een eventuele lekkage niet tijdig wordt opgemerkt (en gesaneerd) dan zal er gasolie op het maaiveld terecht komen en zal dit leiden tot een bodemverontreiniging. In de bodem stopt de neerwaartse infiltratie van de gasolie nabij de grondwaterstand omdat het daar een drijfslag vormt. Dit komt door het lage gewicht van de gasolie (circa 0,85 kg/l). Er vindt op dat moment verspreiding van grondwaterverontreiniging plaats via twee routes:

- *Gasolie*: als drijfslag zal de pure gasolie meebewegen met de gradiënt van het freatisch grondwaterniveau in de richting van topografisch lager gelegen gebieden. Voor 'De Marssteden' is dit overwegend in westelijke richting
- *Oplosproducten*: Gedurende het transport door de ondergrond, zal een deel van de gasolie oplossen in het grondwater. Gasolie bestaat uit verschillende typen koolwaterstoffen, waaronder BTEX stoffen (Benzeen, Tolueen, Ethylbenzeen, Xyleen). De BTEX-stoffen zijn toxisch en lossen relatief goed op in het grondwater

Verontreiniging van het oppervlaktewater kan ontstaan als een drijfslag een watergang bereikt, als grondwater met oplosproducten opkwelt in een watergang of als er bij een bovengrondse lekkage gasolie op maaiveld afstroomt naar een watergang.

De aard en omvang/concentraties van een eventuele bodem-, grondwater- en/of oppervlaktewaterverontreiniging is afhankelijk van een groot aantal onzekere factoren (zie kader 1 hieronder). Het is daarom niet mogelijk om hiervan een eenduidige schatting te geven. Wel is duidelijk dat de kans op een verontreiniging zeer gering is omdat wordt gewerkt conform de 'Nederlandse Richtlijn Bodembeschermende activiteiten' en de hiervoor beschreven barrières. Daarnaast geldt dat 'De Marssteden' niet zijn gelegen in een intrekgebied voor een drinkwaterwinning en dat er dus geen risico is op een eventuele verontreiniging van drinkwaterbronnen (zie figuur 2.6 Bijlage bodem, grondwater & ondergrond bij het MER).

Kader 1 Factoren die de omvang van een verontreiniging bepalen

De omvang van een eventuele bodem-, grondwater- en/of oppervlaktewaterverontreiniging wordt mede bepaald door:

- Omvang van de lekkage
- Al dan niet (deels) tijdig opmerken van de lekkage en saneren van de gelekte gasolie
- Locatie van de lekkage op en/of naast vloeistofdichte vloer
- Bovengrondse verspreiding (bijvoorbeeld over asfaltweg naar het riool) of infiltratie in de bodem
- Diepte van de grondwaterstand
- Lokale gradiënt van de grondwaterstand
- Aanwezigheid van drainage
- Afstand tot watergangen
- Mate van afbraak

Ad 2.

Ondergrondse activiteiten kunnen leiden tot bodembewegingen (bodemdalingen en/of bodemtrillingen). Het opslagconcept gaat er vanuit dat de gasolie onder pekeldruk wordt opgeslagen, wat door eenvoudige technische maatregelen gerealiseerd kan worden. Dit betekent dat de omstandigheden bij opslag van gasolie - de spanningsverdeling rondom de caverne - niet wezenlijk verschillen van de huidige situatie. Dit heeft tot gevolg dat ook de verwachtingen over de optredende bodemdaling gelijk zijn. Hetzelfde geldt voor de fase ná gebruik voor opslag van gasolie. De gasolie zal vervangen worden door (verzadigde) pekeldruk. Dit betekent dat de situatie vergelijkbaar wordt met die vóór de opslag van gasolie (de winning van steenzout).

Daarnaast voldoen de geselecteerde cavernes aan alle criteria v.w.b. stabiliteit. Dit houdt onder andere in dat de cavernes volledig in de diepste zoutlaag liggen en dus een dik zoutdak hebben dat bestaat uit de andere zoutlagen, dat de cavernes minder hoog zijn uitgelopen dan voor zoutwinning was toegestaan en dat de cavernes voldoende afstand hebben tot naastgelegen cavernes.

Bovenstaande betekent dat het optreden van bodembewegingen als gevolg van de opslag van gasolie niet verwacht wordt.

Ad 3.

Vanuit de caverne en het boorgat kan er gasolie lekken naar de ondergrond.

In de cavernes is op dit moment al een olielaagje aanwezig. Dit oliedak regelt de hoeveelheid op te lossen zout en de richting waarin de caverne zich ontwikkelt. In de caverne is nu dus al olie aanwezig als mijnbouwhulpstof. Het totale volume olie bij een volgroeide caverne is maximaal 100 m³, dit is een olielaag van circa 1 à 2 cm.

Vijf relevante lekscenario's (zie MER)¹ zijn onderscheiden. De plekken waar deze lekkages kunnen ontstaan zijn weergegeven in figuur 5.1 (nummers corresponderen met nummers in figuur 5.1):

1. Vrijkomen van gasolie vanwege een flux door de caveerne wanden
2. Vrijkomen van gasolie vanwege een flux door de caveerne vloer
3. Lekkage van gasolie vanwege een flux door het dak van de caveerne
4. Lekkage van gasolie vanwege een flux door 'casing' en door 'casingshoe'
5. Lekkage van gasolie vanwege een flux door aanwezige breuken of scheuren

De belangrijkste barrières die lekkage vanuit de caveerne en het boorgat tegengaan, zijn:

- Het uitvoeren van uitgebreide tests om de integriteit van het boorgat te garanderen
- Monitoring van de druk en het olie-pekelniveau
- Monitoring van de (ongewenste) aanwezigheid van olie in de buitenruimte (annulus) van het boorgat
- De strenge caverneselectie waar deze cavernes aan zijn onderworpen (stabiliteit, afwezigheid van doorlatende breuken, voldoende dik zoutpakket, voldoende dik zoutdak, et cetera)

De belangrijkste maatregelen die in het geval van lekkage vanuit de caveerne en het boorgat de effecten minimaliseren, zijn:

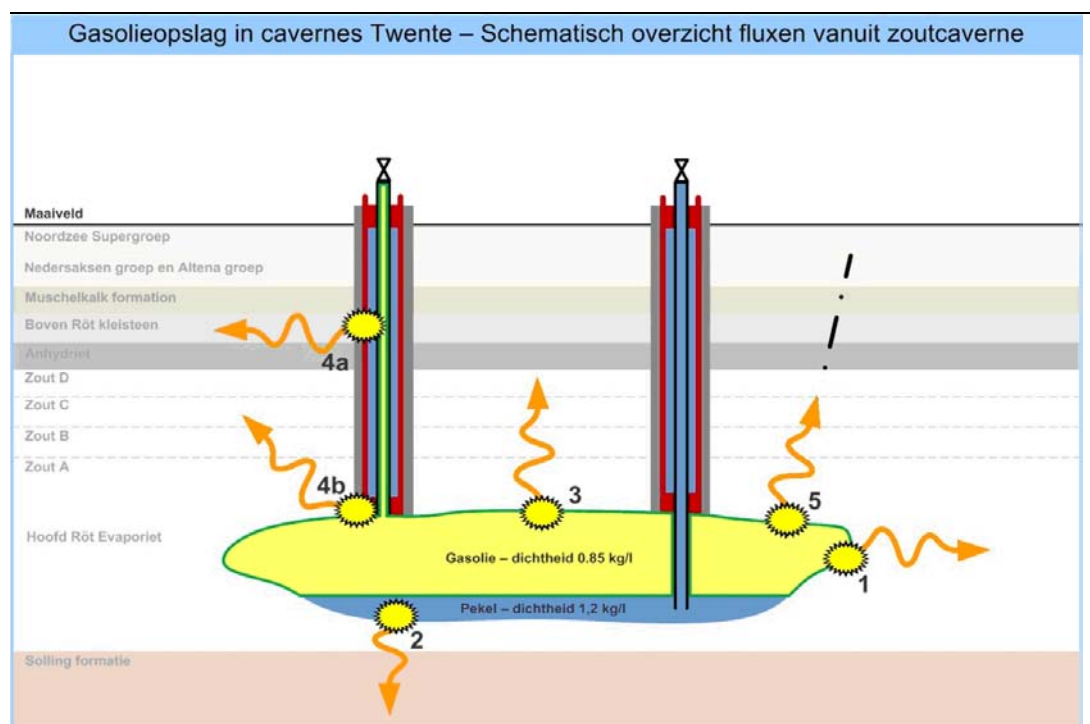
- Het repareren van een eventueel lek in het boorgat, gevolgd door uitgebreide tests om de integriteit van het boorgat te garanderen
- De (tijdelijke of definitieve) verwijdering van de olie uit de caveerne
- De afwezigheid van drinkwateronttrekkingen in de nabijheid
- De grote diepte waarop de olie is opgeslagen en de aanwezigheid van dikke, waterscheidende lagen tussen de zoutlaag waarin de cavernes zich bevinden en de watervoerende lagen die worden gebruikt voor wateronttrekking of in verbinding staan met het grond- en oppervlaktewater

De Bowtie, de lekkageoorzaken, de barrières, de monitoringssystemen, de gevolgen en de beheersmaatregelen zijn allemaal uitgebreid beschreven in het Risicobeheersplan, dat deel uitmaakt van het Opslagplan dat door Staatstoezicht op de Mijnen wordt beoordeeld.

De omvang van indringing van gasolie in de cavernewanden hiervan wordt door Deltares conservatief ingeschat op 20 cm in 20-30 jaar. Mogelijk echter ligt de permeabiliteit een factor 100 lager want de porositeit van het Rötzout ter plaatse is zeer laag.

¹ Van de volgende drie lekscenario's wordt door Deltares geconcludeerd dat deze geen wezenlijke risico's met zich meebrengen: kruip van zout, temperatuureffecten en flux door de put (afdichtingen). Deze drie scenario's worden hier verder buiten beschouwing gelaten

Opgemerkt wordt dat niet kan worden uitgesloten dat er gasolie achterblijft in de van nature zeer zuivere zoutformaties. Op zichzelf kleven hier geen bezwaren aan. Het zou kunnen dat op termijn, door voortschrijdend inzicht in ondergrondse mijnbouwtechnieken, het winnen van zout weer opportuun wordt in de cavernes die gebruikt zijn voor de opslag van gasolie. In dat geval zal er tijdens de opstart van de productie een zoutlaag worden opgelost die gasolie bevat. Het betreft echter eenzelfde soort gasolie die op dit moment wordt gebruikt in de reguliere zoutwinning. Ook tijdens de huidige bedrijfsvoering treedt er soms ondergrondse vermenging op van de verzadigde pekelvloeistof en de gasolie die wordt gebruikt. De techniek is er echter op gericht om deze twee stoffen weer volledig van elkaar te scheiden voordat de pekel naar boven wordt gepompt. Door de inrichting van de caverne verzamelt alle gasolie zich namelijk boven in de cavernes en komt er geen gasolie mee naar boven. De verspreiding van gasolie in de zoutlagen kan dus wel in zekere mate optreden, een negatief effect op de bruikbaarheid en kwaliteit van de zoutvoorraad komt er echter niet uit voort.



Figuur 5.1 Schematisch overzicht van mogelijke lekkages

Tabel 5.1 vat de lekscenario's en de kans hierop zoals beoordeeld door Deltares nader toe.

Tabel 5.1

Lekscenario (zie bovenstaand figuur)	Toelichting	Indicatie van de kans op vrijkomen of lekkage
1) Vrijkomen van gasolie vanwege een flux door de caverne wanden	Zoutformaties worden in de literatuur gekenmerkt als niet doorlatend voor aardolieproducten. Enige permeabiliteit lijkt echter niet te kunnen worden uitgesloten.	Deltares verwacht dat de gasolie in zeer beperkte mate vanuit de caverne in de cavernewand kan binnendringen (maximaal met 1 cm per jaar).
2) Vrijkomen van gasolie vanwege een flux door de caverne vloer	Bij een vulling van de caverne met gasolie blijft er een percentage pekkel achter (5-20 %). Gegeven de lagere dichtheid van de gasolie (0.85g/cm ³) en de hogere dichtheid van de pekkel (1.2g/cm ³), zal de gasolie niet in contact kunnen komen met de vloer van de caverne.	Nihil.
3) Lekkage van gasolie vanwege een flux door het dak van de caverne	Dit kan plaatsvinden als door instabiliteit van de caverne scheuren in het dak ontstaan waarlangs gasolie uit de caverne kan ontsnappen. Uiteraard is de permeabiliteit zoals benoemd in lekscenario 1 hier ook van toepassing.	Zeer gering vanwege de dikte van de zoutlagen boven de caverne. Deltares verwacht dat de gasolie in zeer beperkte mate vanuit de caverne in de cavernewand kan binnendringen (maximaal met 1 cm per jaar).
4) Lekkage van gasolie vanwege een flux door 'casing' en door 'casingshoe'	Dit risico is afhankelijk van de kwaliteit van de casing en cementatie (in het boorgat).	Zeer gering omdat de integriteit van de cementatie en casing goed gekwantificeerd kan worden door algemeen geaccepteerde testen met betrouwbare resultaten zoals blijkt uit de toepassing ervan bij de opslagactiviteiten in onder andere Duitsland.
5) Lekkage van gasolie vanwege een flux door aanwezige breuken of scheuren	Dit kan optreden als er een breuk door de caverne loopt en deze breuk permeabel is.	Zeer gering omdat er in de zoutlaag geen breuken zijn aangetroffen (de breuken die zijn aangetroffen in de lagen onder en boven de zoutlaag lopen niet door tot in de zoutlaag). Daarnaast geldt dat de aanwezige breuken in Twente slecht doorlatend zijn in verband met het vele voorkomen van zout en kleisteenlagen ter hoogte van de breuken.

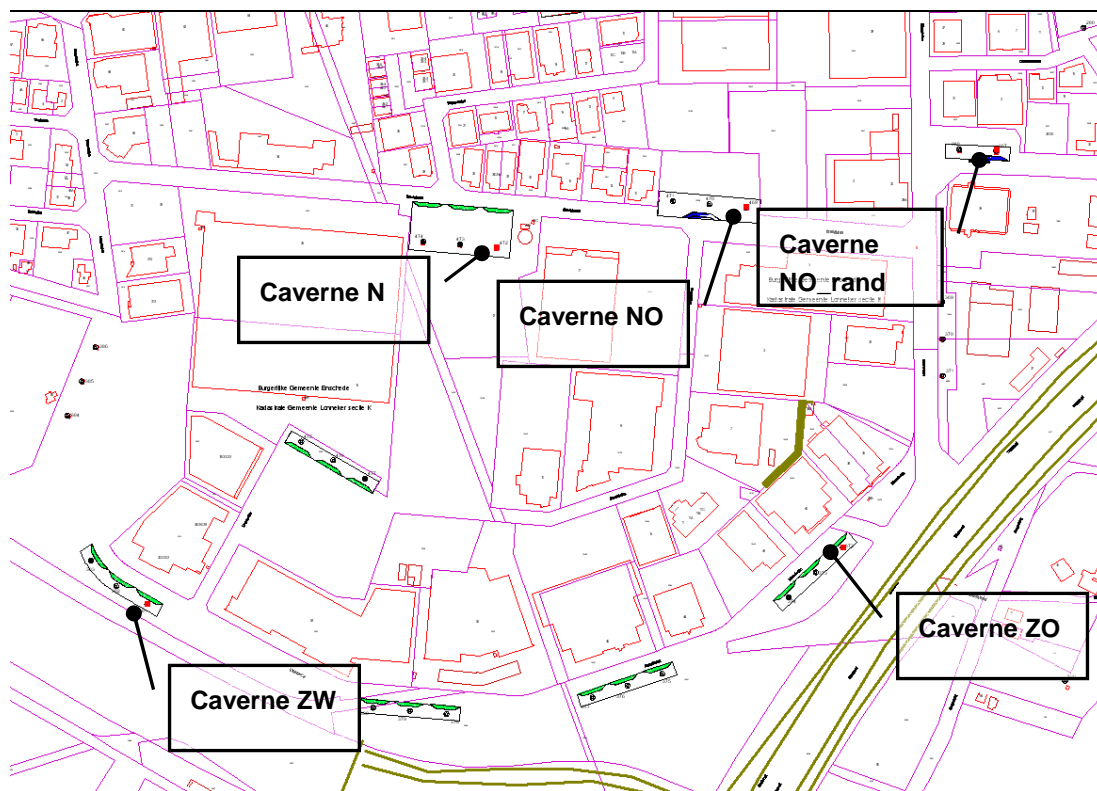
Beoordeling

- Risico op bodemverontreiniging vanuit bovengrondse installaties tijdens reguliere bedrijfsvoering: verwaarloosbaar (= neutraal)
- Risico op bodemverontreiniging bij een bovengrondse calamiteit: licht negatief
- Bodembewegingen bij opslag van gasolie: neutraal
- Effect op de diepere ondergrond: neutraal

5.2 Geluid

Huidige situatie en autonome ontwikkeling

De Marssteden is een geluidsgezoneerd bedrijventerrein. Dit houdt in dat rond het bedrijventerrein een zone wordt aangegeven waarbuiten de geluidsbelasting ten gevolge van het gehele bedrijventerrein niet hoger mag zijn dan 50 dB(A).



Figuur 5.2 Benaming van de cavernes ten behoeve van akoestisch onderzoek

Effecten

De effecten van de activiteiten voor gasolieopslag op het bedrijventerrein De Marssteden zijn beperkt:

- Drie cavernes (cavernes ZO, NO en N, uit figuur 5.2) hebben geen relevante berekende bijdrage op de geluidszone (<30 dB(A))
- Twee cavernes (cavernes ZW, NO_rand) hebben een berekende bijdrage gelijk aan of hoger is dan 30 dB(A) etmaalwaarde
- De bijdrage van het vullen/leggen van de cavernes aan het reeds heersende geluidsniveau van de A35 en het industrieterrein De Marssteden is 0 dB(A). Anders verwoord: de activiteiten zijn niet hoorbaar

Beoordeling effecten

- Effecten vullen en leggen van de cavernes: neutraal

5.3 Luchtkwaliteit

Huidige situatie en autonome ontwikkeling

In de huidige situatie en autonome ontwikkeling (2020) worden de grenswaarden voor luchtkwaliteit niet overschreden. Op basis van onder andere het NSL en internationale maatregelen is het de verwachting dat de luchtkwaliteit zal verbeteren.

Effecten

Bij het vullen dan wel leggen van de cavernes komen geen emissies NO_x en PM₁₀ vrij. Effecten kunnen dan ook worden uitgesloten.

De toename langs alle onderzochte transportroutes zijn voor NO_x en PM₁₀ in 2020 maximaal 0,2 µg/m³. Dit betekent dat het effect conform paragraaf 5.2 van de wet milieubeheer 'niet in betekenende mate' is.

Beoordeling

De effecten voor zowel het gebruik van de cavernes als het transport van en naar de cavernes worden als neutraal beoordeeld.

5.4 Externe veiligheid

Huidige situatie en autonome ontwikkeling

De huidige inrichting van AkzoNobel valt buiten de werkingssfeer van het Besluit Externe Veiligheid voor Inrichtingen (BEVI) dat in 2004 in werking is getreden. De belangrijkste bron van risico's in de directe omgeving van de cavernes is een grote hoge druk aardgastransportleiding. Deze ligt op het industrieterrein de Marssteden en ook vlak langs de A35.

Omdat het een ondergrondse leiding is wederzijdse beïnvloeding van de risico's echter niet aannemelijk. Daarom wordt hier verder niet op in gegaan.

Er zijn geen aanwijzingen dat er, als autonome ontwikkelingen op de locatie, nieuwe bronnen van risico's in de directe omgeving bij zullen komen.

De volgende wegen zijn aangewezen voor vervoer van gevaarlijke stoffen:

- Alle Rijkswegen
- Provinciale wegen: A35/N35, N18, N731, N733, N737
- De gemeente Enschede: A35/N35 en de N18 inclusief afrit Westerval, Usselerrondweg tot en met de kruising met de Haaksbergerstraat
- Gemeente Hengelo: A35, A1, N342 (Oldenzaalsestraat) tussen afritnummer. 31 van de A1 en de N737 (Vliegveldstraat) en de N346 (Deldenerstraat) bij afrit 28

Effecten

In de toekomstige situatie is de BRZO 99 wel van toepassing, aangezien er dan sprake zal zijn van gasolieopslag met een omvang boven de drempelwaarde en daarmee valt de activiteit ook automatisch onder het BEVI.

De effecten ten aanzien de verladingsactiviteiten bij de cavernes kan in twee categorieën onderscheiden worden:

- Plaatsgebonden risico (PR): De installaties en verladingsactiviteiten ter plaatse van de cavernes levert een PR 10^{-6} -contour². Bij de plaatsing van de pomp en bij verladingsactiviteiten dient deze (ruim bemeten) contour in acht genomen te worden. De omgevingsvergunning kan alleen worden verleend indien met gewichtige reden gemotiveerd kan worden waarom van deze richtwaarde wordt afgeweken.
- Groepsrisico (GR): Er is geen sprake van een formeel groepsrisico, aangezien het slachtoffer aantal onder de 10 blijft

² De berekeningen zijn uitgevoerd op basis van de gangbare model-input voor gasolie dat minder brandbaar is dan waar in het model vanuit wordt gegaan. De consequentie daarvan is wel dat de berekende risico-contour ruimer uitvalt dan waarvan in de werkelijkheid sprake zal zijn. De berekende contour geeft, op basis van de beschikbare gegevens, een worst case weer van de risico's waar feitelijk sprake van is.

De effecten ten aanzien van het transport van gasolie over de weg kan in twee categorieën onderscheiden worden:

- Plaatsgebonden risico (PR): alleen bij de route over de A35 wordt voor een deeltracé (Haaksbergerstraat) een PR 10^{-6} -contour berekend. Voor de overige routes en deeltracés speelt het plaatsgebonden risico geen rol
- Groepsrisico (GR): voor de routes Tweekelerweg en Hengelosestraat is het groepsrisico verwaarloosbaar. Berekeningen leveren geen f(N)-curve op. Voor de A35 geldt dat er wel een groepsrisico wordt berekend. Het groepsrisico ligt ver onder de oriëntatiewaarde en is gelijk aan de oriëntatiewaarde in de autonome ontwikkeling. Het GR dat is uitgerekend komt voort uit de transporten die niet voortkomen uit de voorgenomen activiteit, maar uit het wegverkeer dat daar los van staat. Buiten de A35 speelt het groepsrisico niet, aangezien hier minder dan 10 personen binnen het invloedsgebied bevinden

Beoordeling

PR Verladingsactiviteiten: licht negatief

GR Verladingsactiviteiten: neutraal

Verantwoording PR

Het plaatsgebonden risico (PR) raakt voor een klein deel het pand(kantoor). Dit (kantoor)pand is een beperkt kwetsbaar object, aangezien er een beperkt aantal personen in aanwezig kunnen zijn (< 50). Het feit dat een beperkt kwetsbaar object binnen de 10^{-6} contouren ligt betekent een afwijking van de richtwaarde van het plaatsgebonden risico. Deze situatie is echter een overschatting van het werkelijke risico en daarbij niet te voorkomen gezien de locatie van de cavernes en het beperkt kwetsbare object. De volgende overwegingen spelen hierbij een rol:

- Gasolie wordt niet gezien als een brandbare stof conform de risicoberekeningsmethodiek vanuit het BEVI. Gasolie kan in principe niet ontstoken worden bij omgevingstemperatuur omdat de dampspanning zeer laag is. Formeel is gas- olie dan ook geen stof die als brandbaar beschouwd wordt bij een QRA. Er is echter besloten om de risico's toch te berekenen en hierbij qua modelstoffen een worstcase aanname te doen. Er is om deze reden risico-overschattend gerekend met een brandbare vloeistof van categorie K2 in plaats van K3 waar gasolie onder valt. K2 heeft een vlampunt van maximaal 55°C. De ontstekingskansen zijn hierbij hoger dan gasolie. In de QRA is dus, bij de berekening van de contouren, Nonaan als modelstof aangehouden voor gasolie. De berekende contouren vormen dan ook een overschatting van het werkelijke risico
- De locatie van de verladingsactiviteiten is gebonden aan de vaste locatie van de beschikbare "zouthuisjes (put)" per geschikte caveerne. Voor de betrokken caveerne is het gekozen zouthuisje de beste optie (put 368). Er is dan ook feitelijk sprake van een bestaande fysieke indeling van de risicobron ten opzichte van het beperkt kwetsbare object

- Bij de verlading zijn verder alle redelijkerwijs mogelijke veiligheidsmaatregelen getroffen, zoals calamiteitenputten, ADR-gecertificeerde tankwagens, continu toezicht tijdens verlading, een afgeschermd opstelplaats voor de tankwagen

5.5 Afvalwater

Gedurende het overpompen (lossen en laden) van gasolie komt er geen afvalwater vrij. Alleen ter plaatse van de pompput en de vloeistofdichte verharding kan het hemelwater op het riool terecht komen. De pompput heeft een opvang tank en een oliebenzineafscheider (OBAS) aangesloten op het riool. De OBAS voldoet aan de Europese norm NEN-EN 858 voor olieafscidders. Een dergelijke installatie (OBAS) wordt onder andere ook gebruikt bij tankstations om zand, slib en olie in het afvalwater tegen te houden.

5.6 Afvalstoffen

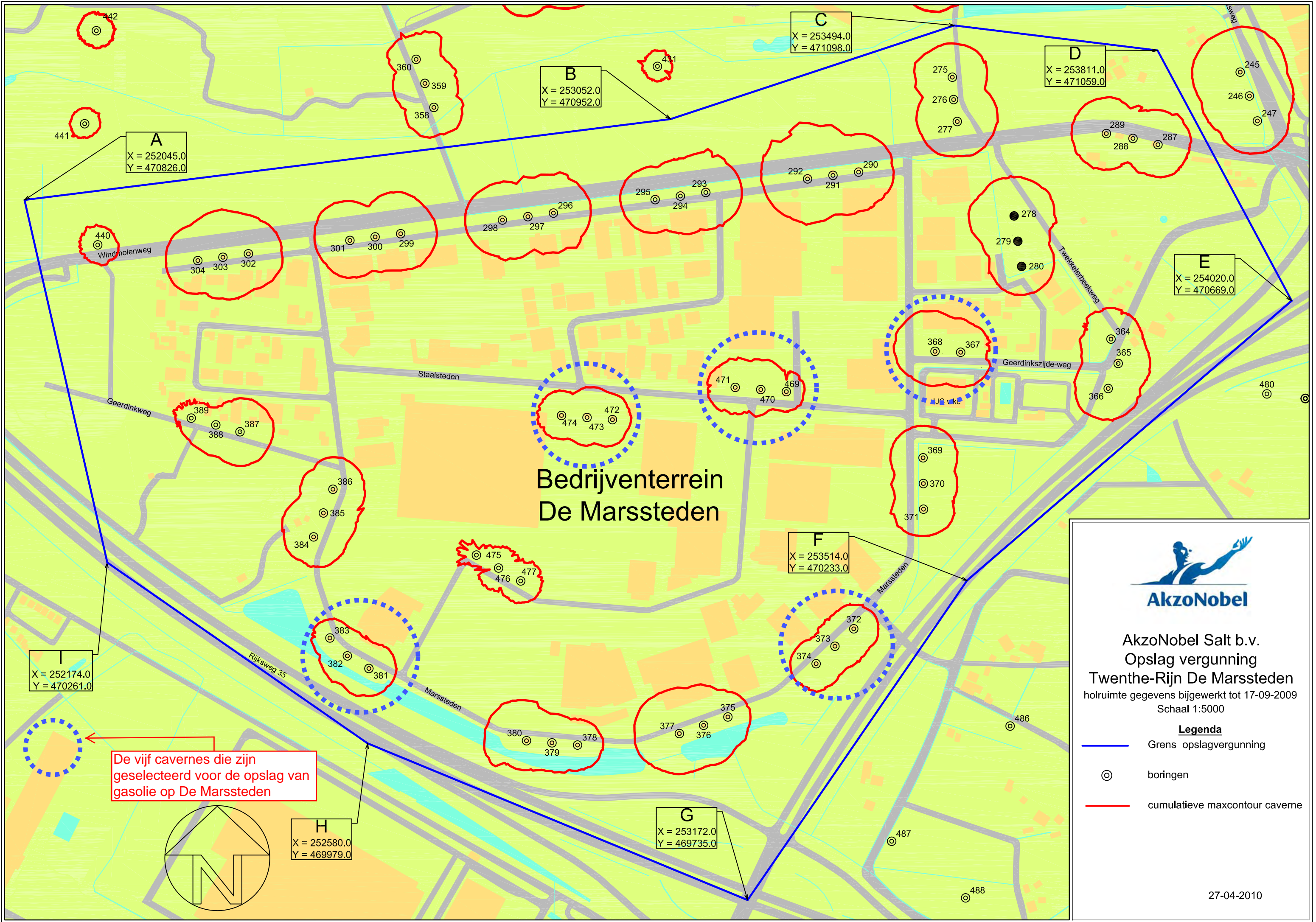
Tijdens het overpompen komen er geen afvalstoffen vrij, alleen tijdens het legen van de OBAS. Deze zal zo vaak als nodig geleegd worden en dit afval zal afgevoerd worden naar een erkende verwerker.

Voor verdere detailbeschrijvingen zie bijlage MER met bijbehorende onderzoeken.

Bijlage

7

Milieu: Kaart 5 cavernes



A
 X = 252045.0
 Y = 470826.0

B
 X = 253052.0
 Y = 470952.0

C
 X = 253494.0
 Y = 471098.0

D
 X = 253811.0
 Y = 471059.0

E
 X = 254020.0
 Y = 470669.0

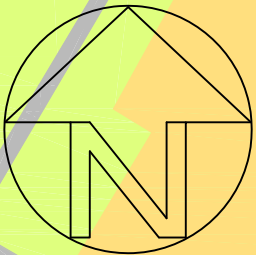
F
 X = 253514.0
 Y = 470233.0

X = 252174.0
 Y = 470261.0

G
 X = 253172.0
 Y = 469735.0

H
 X = 252580.0
 Y = 469979.0

De vijf cavernes die zijn geselecteerd voor de opslag van gasolie op De Marssteden



AkzoNobel Salt b.v.
 Opslag vergunning
 Twenthe-Rijn De Marssteden
 holruimte gegevens bijgewerkt tot 17-09-2009
 Schaal 1:5000

Legenda

- Grens opslagvergunning
- ⊙ boringen
- cumulatieve maxcontour caverne

Bijlage

8

Milieu: Hazard Study Clovis FINAL



Project: Clovis		Site: Hengelo		Plant/Section: Salt	
Author: S. Woudstra		File:		Meeting no.: # 1	
Drawing Title:		Drawing No.:		Meeting date: 27-1-2011	
Team Members	Name	Role	Name	Role	Revision:
	S. Woudstra	HS Leader	P. Klappe	Project manager engineering	Date:
	H.J. Leusink	Operations representative	Th. Van Lotringen	Sr. Process engineer	Issue No.:
	M. Pijnenborg	Project manager overall	M. Mampaey	DCM EMBA / operations	Approved for issue:
	K. Wuesten	Process engineer	J. Arns	North Sea Group / operation	Signed:
Process description	Aansluiten van de pompcontainer op de boorgatkop: druk tot 17 barg olie/ atmosferisch pekkel, temperature ambient, Systeem wordt vooraf ontluicht om te zorgen voor boorgat gevuld met pekkel/olie. Ter voorbereiding op het vullen met olie.				
NOTE (version 1 - 2010):	Use drop down lists for "Guidewords", "Severity", "Frequency" and "Action Status" columns. Site and project data in the title box is automatically transferred from sheet 1 to other sheets. Item and action numbers are generated automatically. Do not insert or delete rows or columns to preserve the automatic numbering. Do not use "CUT AND PASTE" to move data from text cells. Use "COPY AND DELETE". The actions are automatically transferred into the Prioritisation sheet matrices so you can see the actions for the highest risks.				

The summary definition of the severity and frequency categories can be seen by clicking on the yellow and blue boxes here:

S5	F6
S4	F5
S3	F4
S2	F3
S1	F2
Site issue	F1

Implemented
Ongoing
Overdue
On hold
Deferred

Nr.	Guidewords	Caused by	Consequences	INITIAL RISK - NO CONTROLS/SAFEGUARDS			Existing Safeguards	Recommendations	Ref	FINAL RISK - WITH ACTIONS/SAFEGUARDS			Assigned to	Action Status	Action progress comment
				Severity	Frequency	Initial Risk Ranking				Severity	Frequency	Final Risk Ranking			
1	External / Internal Explosion / Fire	1.1 Geen oorzaak gevonden	1.1.1												
2	Uncontrolled Reaction	2.1 Geen oorzaak gevonden	2.1.1												
3	Over/underpressure	3.1 Onderdruk kan voorkomen door lage pekeldruk	3.1.1 Voor aansluiten geen probleem. Mogelijk lucht in de caveerne. Gevolg is mogelijk veroudering van de olie.	S1	F4	Priority C		Schrijf procedure opstarten en neem op: ontluichten van de leiding.	1	S1	F3	Priority C	Leusink		
4	Over/underpressure	4.1 Na eerste keer vullen staat de caveerne onder druk tot 17 barg.	4.1.1 Vrijkomen van een kleine hoeveelheid olie. Ca 1 liter (ruimte tussen de blindflens en de afsluiter).	4.1.1 S1	F6	Priority A	Olie opvang in kelder.	Schrijf procedure opstarten en neem op: Zorg voor milieubeschermende maatregelen (bijvoorbeeld lekbak, absorbtie middel)	2	S1	F4	Priority C	Weusten		
5	Over/underpressure	5.1 Pekelafluiser staat open, druk is 17 + 5 barg.	5.1.1 Vrijkomen van een kleine hoeveelheid olie. Ca 1 liter (ruimte tussen de blindflens en de afsluiter).	5.1.1 S1	F6	Priority A	Olie opvang in kelder.	Schrijf procedure opstarten en neem op: Zorg voor milieubeschermende maatregelen (bijvoorbeeld lekbak, absorbtie middel)	3	S1	F4	Priority C	Weusten		
6	Over/underpressure	6.1 Afsluiter van Dilution string staat open.	6.1.1 Extra drukopbouw bij de olieafsluiter. Maximaal 17 + 20 barg). Vrijkomen van een kleine hoeveelheid olie. Ca 1 liter (ruimte tussen de blindflens en de afsluiter).	6.1.1 S1	F6	Priority A	Olie opvang in kelder.	Schrijf procedure opstarten en neem op: Zorg voor milieubeschermende maatregelen (lekbak, oid). Monitoren van de druk. Koppel de dilution string af na gebruik	4	S1	F4	Priority C	Weusten		
7	Exposure (Chemical)	7.1 Vrijkomen van olie, gevolg is blootstelling aan operators.	7.1.1 Mogelijk letsel door vrijkomen onder hoge druk (spuiter of vernevelen) Contact met olie.	S3	F6	Resolve now		Schrijf procedure opstarten en neem op: check de druk, Voorzie de flenzen van Safe-ringen. Gebruik van PBM's.	5	S2	F4	Priority B	Procedure en PBM: Weusten. Safering n: Klappe		
8	Leak	8.1 Vrijkomen van olie	8.1.1 Milieu incident: bodemverontreiniging	8.1.1 S2	F6	Resolve now	Olie opvang in kelder.	Voorzie de flenzen van Safe-ringen	6	S1	F4	Priority C	Klappe		
9	Maloperation of openings	9.1 Niet werken volgens de procedure.	9.1.1 Mogelijk letsel door vrijkomen onder hoge druk (spuiter of vernevelen) Contact met olie. Milieu incident.	S3	F5	Resolve now		Maak de afsluiters voor olie en pekkel locked closed. Dubbel slot op elke afsluiter. Neem het gebruik op in de procedure onstarten.	7	S3	F4	Priority A	Klappe		
10	Non-routine operations	10.1 Onervarenheid operators	10.1.1 Mogelijk letsel door vrijkomen onder hoge druk (spuiter of vernevelen) Contact met olie. Milieu incident.	S3	F5	Resolve now		Instrueer operators	8	S3	F4	Priority A	Weusten/ Arns		
11	Noise	11.1 Geen oorzaak gevonden	11.1.1												
12	External / Internal Explosion / Fire	12.1 Statische electriciteit	12.1.1 Schade aan de installatie	12.1.1 S1	F5	Priority B	Aarding is voorzien.	Regel periodiek onderhoud en inspectie van de aardinstallatie en onderdelen.	9	S1	F3	Priority C	Groothuis mink/ Arns		
13	External / Internal Explosion / Fire	13.1 Blikseminslag	13.1.1 Schade aan de installatie	13.1.1 S3	F4	Priority A	Systematisch doorlussen van alle installatiedelen. De casing werkt als aarding.	Voorzie alle verbindingen van doorlusing van voldoende diameter.	10	S2	F4	Priority B	Klappe/ Arns		

NOTE:

To extend the spreadsheet, highlight the last row of formatted cells above and **drag the whole row down** to where you want to end. If necessary you can do this repeatedly.

NOTE: DO NOT USE CUT AND PASTE TO MOVE DATA FROM TEXT CELLS, USE COPY AND DELETE. DO NOT ADD OR DELETE ROWS FROM THESE SPREADSHEETS.

Project: Clovis		Site: Hengelo	Plant/Section: Salt
Drawing Title:		Drawing No.:	Meeting no.:
Process description	Vullen van de caveerne met olie. 35 m3 per keer.Frequentie is 3 keer per uur. Flow is 150 m3 per uur. Druk is ca 32 barg maximaal.		Meeting date:
			Revision:
			Date:
NOTE:	Use drop down lists for "Guidewords", "Severity", "Frequency" and "Action Status" columns. Site and project data in the title box is automatically transferred from sheet 1 to other sheets. Item and action numbers are generated automatically. Do not insert or delete rows or columns to preserve the automatic numbering. Do not use "CUT AND PASTE" to move data from text cells. Use "COPY AND DELETE". The actions are automatically transferred into the Prioritisation sheet matrices so you can see		

The

S5	F6
S4	F5
S3	F4
S2	F3
S1	F2
Site issue only	F1

INITIAL RISK - NO CONTROLS/SAFEGUARDS

FINAL RISK - WITH ACTIONS/SAFEGUARDS

Nr.	Guidewords	Caused by	Consequences	Severity	Frequency	Initial Risk Ranking	Existing Safeguards	Recommendations	Ref	Severity	Frequency	Final Risk Ranking	Assigned to	
14	External / Internal Explosion / Fire	14.1 Geen oorzaak gevonden.	14.1.1											
15	Uncontrolled Reaction	15.1 Geen oorzaak gevonden.	15.1.1											
16	Over/underpressure	16.1 Hoge druk: geen oorzaak gevonden.	16.1.1											
17	Over/underpressure	17.1 Opstarten van de installatie geeft lage druk.	17.1.1 Terugstroming vanuit de caveerne richting pompset. Spill van olie, milieuincident.	17.1.1.1 S4	F6	Resolve now	Electrisch gestuurde kleppen die openen bij voldoende druk. Terugslagklep. Tankwagenchauffeur	Overwogen wordt om een zogenaamde dodemansknop te installeren (chauffeur dient de knop ingedrukt te houden tijdens lossen van de tankwagen)	11	S4	F2	Priority B	Klappe/Arns	
18	Over/underpressure	18.1 Uitval elektrische voorziening	18.1.1 Drukschommelingen	S5	F6	Resolve now		Ga na door middel van berekeningen wat de effecten zijn.	12				Klappe	
19	Over/underpressure	19.1 Tankwagen raakt leeg	19.1.1 Drukschommelingen	S5	F6	Resolve now		Ga na door middel van berekeningen wat de effecten zijn.	13				Klappe	
20	Leak	20.1 Niet goed aangesloten van de koppelingen/fenzen.	20.1.1 Lekkages, milieuincident.	20.1.1.1 S2	F6	Resolve now	Vloeistofdichte vloer, lekbak.	Opleiding chauffeur	14	S1	F4	Priority C	Pijnenborg/Arns	
21	Maloperation of openings	21.1 Afsluiter open voordat aangesloten is.	21.1.1 Lekkages, milieuincident.	21.1.1.1 S4	F6	Resolve now	Vloeistofdichte vloer, lekbak.	Opleiding chauffeur	15	S1	F4	Priority C	Pijnenborg/Arns	
22	Maloperation of openings	22.1 Wegrijden zonder af te koppelen.	22.1.1 Lekkages, milieuincident. Schade aan de slang.	22.1.1.1 S4	F4	Resolve now	Vloeistofdichte vloer, lekbak.	Opleiding chauffeur	16	S1	F3	Priority C	Pijnenborg/Arns	
23	Noise	23.1 Verpompen van de olie door pomp in het huisje. Tankauto bewegingen.	23.1.1 Geluidoverlast	23.1.1.1 S2	F5	Priority A		Huidige maatregelen zijn voldoende om binnen de vergunde waarden te blijven.		Site issue only	F5	Priority C		
24	Maloperation of openings	24.1 Overvullen van de caveerne met olie.	24.1.1 Olie in de pekelleiding richting pekелzuivering.	24.1.1.1 S2	F4	Priority B		Continue monitoring maximale olie-pekел interface.	Opnemen in caveerneontwerp.	17	S1	F4	Priority C	Pijnenborg

Hazard Study 2

Sheet 4



Project: Clovis		Site: Hengelo	Plant/Section: Salt	
Drawing Title:		Drawing No.:		Meeting no.:
Process description		Laden van de tankauto.		Meeting date:
				Revision:
				Date:
NOTE: Use drop down lists for "Guidewords", "Severity", "Frequency" and "Action Status" columns. Site and project data in the title box is automatically transferred from sheet 1 to other sheets. Item and action numbers are generated automatically. Do not insert or delete rows or columns to preserve the automatic numbering. Do not use "CUT AND PASTE" to move data from text cells. Use "COPY AND DELETE". The actions are automatically transferred into the Prioritisation sheet matrices so you can see the actions for the highest risks.				

The summary definition of the severity and frequency categories can be seen by clicking on the yellow and blue boxes here:

S5	F6
S4	F5
S3	F4
S2	F3
S1	F2
Site issue only	F1

INITIAL RISK - NO CONTROLS/SAFEGUARDS

FINAL RISK - WITH ACTIONS/SAFEGUARDS

Nr.	Guidewords	Caused by	Consequences	INITIAL RISK - NO CONTROLS/SAFEGUARDS			Existing Safeguards	Recommendations	Ref	FINAL RISK - WITH ACTIONS/SAFEGUARDS			Assigned to
				Severity	Frequency	Initial Risk Ranking				Severity	Frequency	Final Risk Ranking	
33	External / Internal Explosion / Fire	33.1	Geen oorzaken gevonden	33.1.1									
34	Uncontrolled Reaction	34.1	Geen oorzaken gevonden	34.1.1									
35	Over/underpressure	35.1	Onderdruk door dichthouden van de pekelaflsluiter.	35.1.1	S2	F4	Priority B	Plaats een beluchtungsklep in de pekelleiding. Ga na of de casing / systeem bestand is tegen vacuüm.	22	S1	F3	Priority C	Klep: Klappe Casing: Pijnenborg
36	Over/underpressure	36.1	Instantaan stoppen van de lossing. Bijvoorbeeld door ongewenst sluiten van een klep.	36.1.1	S4	F4	Resolve no	Aanleveren van informatie mbt de druk/flow hoeveelheid.	23				Pijnenborg/Arns
37	Over/underpressure	37.1	Uitval van de E-voorziening. Instantaan stoppen van de lossing.	37.1.1	S4	F4	Resolve no	Aanleveren van informatie mbt de druk/flow hoeveelheid.	24				Pijnenborg/Arns
38	Over/underpressure	38.1	Vacuüm in de pekelleiding door beperkte toevoer van pekelaflsluiter. Schade aan de pekelleiding en aan de koppelingen. Spill van pekelaflsluiter en economische schade door uit bedrijf zijn.	38.1.1	S3	F4	Priority A	Plaats een beluchtungsklep in de pekelleiding. Denk na over een alternatief systeem (drukbewaking). Ga na of de casing / systeem bestand is tegen vacuüm.	25	S1	F3	Priority C	Klep: Klappe Casing: Pijnenborg Alternatief: Klappe
39	Leak	39.1	Te hoge olieflow in de leiding	39.1.1	S4	F6	Resolve no	Overvulbeveiliging op de compartimenten. Toevoerklep wordt gesloten van het betreffende compartiment.		S1	F4	Priority C	Pijnenborg/Arns
40	Exposure (Chemical)	40.1	Overvullen van een tankwagen compartiment. Zie tabel aansluiten pompcontainer en tabel vullen caveerne	40.1.1									
41	Leak	41.1	Oliespill uit de slang na afkoppelen.	41.1.1	S1	F6	Priority A	Plaats een compressor in de container om de slang richting tankwagen leeg te blazen.	26	S1	F4	Priority C	Pijnenborg/Arns
42	Leak	42.1	Slang niet juist aangekoppeld.	42.1.1	S2	F6	Resolve no	Zorg voor reserve ringen/afdichtingen in de container.	27	S1	F4	Priority C	Pijnenborg/Arns

INITIAL PRIORITIZATION OF HEALTH, SAFETY AND ENVIRONMENTAL ISSUES

(without safeguards/controls)

Consequence category

S5	On site: >1 fatality; Off-site: one or more fatalities or several severe injuries, major damage >2million Euros; Reputation: International attention, damage to AkzoNobel stakeholders; Health: Fatal exposure, or severe off-site exposure; Environment: >LoC.D. maior offsite damage and international publicity						12,13,
S4	On site: one fatality or several several injuries, significant damage <2million Euros; Off-site: One severe injury; Reputation: Damage to BU stakeholders, severe fine, national media attention; Health: Severe exposure with life threatening effect or permanent chronic illness; Environment: LoCD, off site impact generating public concern				16,23,24,		11,15,,
S3	On site: Severe injury (in-patient hospital treatment), important damage <500kEuros; Off-site: Few people require hospital treatment; Reputation: Damage to local stakeholders, local media attention; Health: Exposure leading to occupational illness, i.e. irreversible, sensitising effects; Environment:LoCC with observable impact off site				10,25,	7,8,	5,19,
S2	On site: Reportable injury without in-patient hospital treatment, medium damage < 100kEuros; Off-site: Sustained nuisance e.g. smell/dust; Reputation: External complaint, affects reputation with some employees; Health: Exposure > OEL; Environment:LoCB escape almost certain contained on site. not readily controlled. with				17,21,22,	,20,	6,14,18,27,
S1	On site: First aid case, small damage <20k Euros; Off-site: Short duration nuisance; Reputation: No damage: Health: minor exposure < OEL; Environment:LoCA escape readily controlled, contained on site with no off-site impacts				1,	9,	2,3,4,26,
(0) SITE ISSUE ONLY	On site: Max. high potential incident; Off-site: No issue						
	Likelihood of Occurrence	F1	F2	F3	F4	F5	F6
Site		Once in 10000 years - theoretically possible but very remote chance	Once in 1000 years - foreseeable event but remote chance of happening in plant life time, requires multiple	Rarely heard of, once in 100 years	Happens occasionally, once in 10 years	Happens sometimes, once per year	Happens regularly, > once per year
Date							
	For Process Hazard Review	Critical	Urgent				
		Important	Non critical				

FINAL PRIORITIZATION OF HEALTH, SAFETY AND ENVIRONMENTAL ISSUES *(with safeguards/controls)*

Consequence category							
S5	On site: >1 fatality; Off-site: one or more fatalities or several severe injuries, major damage >2million Euros; Reputation: International attention, damage to AkzoNobel stakeholders; Health: Fatal exposure, or severe off-site exposure; Environment: >LoC D, major offsite damage and international publicity						
S4	On site: one fatality or several several injuries, significant damage <2million Euros; Off-site: One severe injury; Reputation: Damage to BU stakeholders, severe fine, national media attention; Health: Severe exposure with life threatening effect or permanent chronic illness; Environment: LoCD, off site impact generating public concern		11,				
S3	On site: Severe injury (in-patient hospital treatment), important damage <500kEuros; Off-site: Few people require hospital treatment; Reputation: Damage to local stakeholders, local media attention; Health: Exposure leading to occupational illness, i.e. irreversible, sensitising effects; Environment:LoCC with observable impact off site				7,8,		
S2	On site: Reportable injury without in-patient hospital treatment, medium damage < 100kEuros; Off-site: Sustained nuisance e.g. smell/dust; Reputation: External complaint, affects reputation with some employees; Health: Exposure > OEL; Environment:LoCB escape almost certain contained on site, not readily controlled,				5,10,		
S1	On site: First aid case, small damage <20k Euros; Off-site: Short duration nuisance; Reputation: No damage: Health: minor exposure < OEL; Environment:LoCA escape readily controlled, contained on site with no off-site impacts			1,9,16,22,25,	3,14,15,17,18,20,21,,		
(0) SITE ISSUE ONLY	On site: Max. high potential incident; Off-site: No issue						
	Likelihood of Occurrence	F1	F2	F3	F4	F5	F6
Site		Once in 10000 years - theoretically possible but very remote chance	Once in 1000 years - foreseeable event but remote chance of happening in plant life time, requires multiple	Rarely heard of, once in 100 years	Happens occasionally, once in 10 years	Happens sometimes, once per year	Happens regularly, > once per year
Date							
	For Process Hazard Review	Critical	Urgent				
		Important	Non critical				

Hazard Study 2

Guide Diagram - Loss of Containment (LoC)



AkzoNobel
Tomorrow's Answers Today

Guidewords	Caused by	
1 External / Internal Explosion / Fire	Flammable material	Flammable gas, vapour, liquid, mist, solid, metal, wood, waste material, pyrophoric material, dust. Explosive/Unstable material
	Oxidant	Chemical oxidant (oxygen/chlorine). Air ingress. Inadequate purging, LoC, poor housekeeping
	Source of ignition	Auto-ignition, Static built up (also electrostatic ignition - human, cloth), Electrical equipment, Sparks/Welding/Friction, Pyrophorics, Lightning
2 Uncontrolled Reaction	Reactive materials	Runaway reaction. Decomposition. Contamination. Incorrect material. No inhibitor
	Incorrect conditions	Excess temperature. Mixing failure. Control failure. Hot spots. Shelf life.
	Sequence error	Omission/repeat of step. Too much/little. Too early/late
3 Physical Over/Under- pressure	Overpressure by	Closed valves. Vent blocked by freezing/polymerization/solidification. Vent undersized. Overheating. Pressure letdown/flashing. Pump dead-head. Roll-over. Water hammer. Machine surge. Liquid into compressor. Tube rupture. Equipment failure. Service failure. External fire. Ambient changes. Thermal expansion. Overfill, frost.
	Under pressure by	Vacuum. Pump-out. Gravity drainage. Condensation. Gas absorption..
	Ineffective relief	Relief system isolated/blocked/undersized. Relief valve failed. Wrong relieve valve fitted.
4 Long Term Weakening		Internal/external corrosion. Erosion. Stress corrosion. Thermal creep. Thermal cycling. Embrittlement. Vibration. Fatigue, impact (hammer)
5 Burst	Impact/Puncture	Vehicle, road/rail/ship/forklift truck. Missile. Lifting failure. Knock-on/Domino effect. Operation/maintenance activities. Digging/Excavation. Landslide. subsidence.
	Mechanical failure	Rotating/Reciprocating machines. Tanker drive-away. Structural collapse. Flood-tank float. Wind loading. High or low temperature failure. Extreme natural phenomena.
6 Exposure (Chemical)	Acute/Chronic Harmful /	Toxic gasses, vapours, mists, liquids, dusts, fumes, acids, alkalis, biological, waste solids, thermal burn, electro shock, overflowing, odour release
	Exposure Mechanism	LOC., decontamination, mechanical handling, sampling, manipulation, ventilation failure, Biological exposure (legionella)
	Exposure to moving part	Guarding
7 Leak	Equipment items	Joints. Seals. Bellows. Hoses. Filters. Sight glasses.
	Causes	Poor assembly. Poor welding. Wrong material. Seal wear. Frequent make/break.
8 Mal-operation of operation	Equipment items	Vent. Drain. Sample point. Overflow. Blow down line. Relief discharge. Loading connection.
	Causes	Error following maintenance. Opened in error/by accident. Control failure. Spurious relief.
9 Non-routine operations		Start-up. Shut-down. Maintenance. Cleaning. Inspection/testing. Blockage removal. Trip defeat. Trapped pressure. Poor isolation. Waste disposal. Open manholes. 'Abnormal' operating mode, training new operators. Software integrity (computer too hot)
10 Noise	Sources	Machinery, ejectors, flares, pressure let-down, vents, reliefs, road / rail traffic, sirens, alarms, conveyors, mechanical handling, high pressure cleaning, demolition, construction.

Hazard Study 2

PHR Consequence Guide Diagram



Consequences	Prompts		Mitigation measures
Fire/Explosion	Material	Explosion hazard: Vapour, Flashing liquid, Dust. Fire hazard: Liquid, solid, packaging, pyrophoric, metals	Layout , Spacing
	Ignition	Mechanical: Friction, tools, hot missiles Thermal: Hot spot, sparks, smoking, welding Chemical: Pyrophoric, thermite Electrical: Switchgear, motor, static, lightning	Inventory Reduction , Eliminate sources of ignition Rapid fire detection , Equipment Fire Protection Fire fighting facilities
	Instant ignition	Pool Fire, Jet Fire	Emergency procedures
	Delayed ignition	Flash Fire, Vapour cloud explosion, Dust explosion, BLEVE/Fireball	Dispersion aids (sprays) Control Room design Off-site emergency plan
Toxic release	Acute	Toxic vapour/liquid/dust/smoke. Corrosive acids & alkalis. Nitrogen asphyxiant. Ionising radiation. Short term exposure limits	Leak contamination , Emergency isolation, Gas detectors, Radiation detectors, Toxic refuges, Emergency procedures
	Chronic	Carcinogens. Dermatitis. Heavy metals. Asbestos. Pathogens. Narcotics. Ionising radiation. Occupational Exposure Limits	Off-site emergency plans Personal monitors Health surveillance
Guidewords/Cause by Release of Pollution	Atmospheric	Acid (HCL, NH3, NOx, SOx), Global warming potential (CH4, CO2, VOCs), Ozone depletion (CFCs, CCL4), Photochemical Ozone Creation (Ethylene, VOCs)	Regular Operating Patrols, Inventory Checks, Leak containment, Gas leak detectors
	Release to Water	Drains. Spillage. Run-off. Bunds. Firewater. Lubricants. Foams. Reactions. Laboratory Waste. Tank cleaning. Wash-down.	Analyzers in drain/outfalls Emergency isolations Emergency procedure

Hazard Study 2

Guidance for Consequence Categories - Safety, Health and Reputation



AkzoNobel

Tomorrow's Answers Today

	ACUTE INJURY INCIDENTS -on-site effects-	ACUTE INJURY INCIDENT - off-site effects-	CHRONIC HEALTH HAZARD OR PHYSICAL CONDITION -on-site effects-
SEVERITY 5 EVENT EXTREMELY SERIOUS CONSEQUENCES	Several fatalities on site	One or more off-site fatalities, or several severe injuries off-site.	Fatal Exposure: Exposure to an active agent which causes death, and or several severe external exposures
SEVERITY 4 EVENT MAJOR CONSEQUENCES	Fatality (F); One fatality, or several severe injuries on site	One severe injury off-site	Severe Exposure: Exposure to an active agent with life threatening effect or permanent chronic illness
SEVERITY 3 EVENT SEVERE CONSEQUENCES	Severe Injury (SI); On-site injury to employees, contractors or members of the general public which leads to in-patient hospital treatment. (Directive 13.4)	Few people require hospital treatment	Exposure to active agent leading to Occupational illness (St. 3; definition 3.2.3.5)
SEVERITY 2 EVENT SERIOUS CONSEQUENCES	Reportable injury (RI); Medical treatment Injury, Restricted Work Injury, or Lost Time Injury not requiring in-patient hospital treatment.	People affected - short term minor	Exposure: Exposure to an active agent above occupational effect level
SEVERITY 1 EVENT SIGNIFICANT CONSEQUENCES	First aid treatment injury (FA) (St. 3: definition 3.2.3.4)	Nuisance offsite - see Environmental	Minor Exposure: Exposure to an active agent (St. 3: definition 3.2.3.5) well below occupational effect level

Hazard Study 2

Guidance for Consequence Categories - Environmental Incidents



Hazards are linked to the Loss of Containment (LoC) categories from our KPIs (HSE&S St. 3: definition 3.3.1.30)

	DEFINITION FROM GUIDANCE NOTES 14.13	AIRBORNE INCIDENT - ON-SITE EFFECTS	AIRBORNE INCIDENT - OFF-SITE EFFECTS	LIQUID DISCHARGE INCIDENT
CATEGORY 5 EVENT EXTREMELY SERIOUS CONSEQUENCES	S5: >LoCD catastrophic escape with major off site damage and international media attention (like Seveso or Bhopal accidents)	Lose employee confidence - withdraw from site.	Release of large quantity of highly toxic material. Repeated serious incidents affecting offsite areas. Operation forced to close.	Very serious contamination of ground and water sources. Long-term loss of aquatic life. Repeated category 4 event.
CATEGORY 4 EVENT MAJOR CONSEQUENCES	S4: LoCD significant escape which has to be reported to the authorities; with off-site impact and that gives rise to public concern and media attention.	Major concern on-site: - fires, explosions, - site evacuation. Repeated emergencies.	Gas or smoke discharge, large offsite evacuation. Release of carcinogen leading to long term concern. Major damage to wildlife. Serious complaints, MPs	Major loss of very harmful or toxic liquid. 5-10 mile distinct effect. High Court prosecution and large fine. "Major Accident" (D or E definition, CIMAH Guidance Note. June 1991)
CATEGORY 3 EVENT SEVERE CONSEQUENCES	S3: LoCC escape that is observable or has impact off-site and can give rise to public concern and media attention;	Cause concern on-site: - flames, shock wave, - serious toxic release, - offices engulfed in smoke.	Fire and smoke affecting offsite areas. Explosion shock wave. Large dust/soot fall-out. Numerous complaints.	Large loss of listed substance. Disturbing visible evidence - foam, colour, oil slick - up to 1 mile from release point. Fish killed. Prosecution.
CATEGORY 2 EVENT SERIOUS CONSEQUENCES	S2: LoCB escape almost certain contained on site, not readily controlled, with no observable impact off-site	Severe nuisance: - high intensity noise, - smoke, dust, - offensive smell. Toxic emergencies.	Sustained nuisance noise, unpleasant and persistent smell, dust/soot fall-out, including flaring or venting. Public complaints likely	Significant amount of listed substance lost. More than Consent Limit. Definite visible evidence. Low fish-kill potential. Complaints likely. Possible prosecution.
CATEGORY 1 EVENT SIGNIFICANT CONSEQUENCES	S1: LoCA escape readily controlled, contained on site with no off-site impacts	Nuisance on-site: - sustained noise, - dust on cars. Sustained discharge: Ozone-depleting gases	Short duration nuisance unusual noises smoke, offensive smell flaring or venting leading to the above Complaints unlikely.	Spillage mostly contained. Small amount lost to river. Possible visible effect. Within or slightly outside Consent Limits. Complaints unlikely.

Hazard Study 2

Guidance for Consequence Categories - Reputation, Asset Damage and Security Incidents



AkzoNobel
Tomorrow's Answers Today

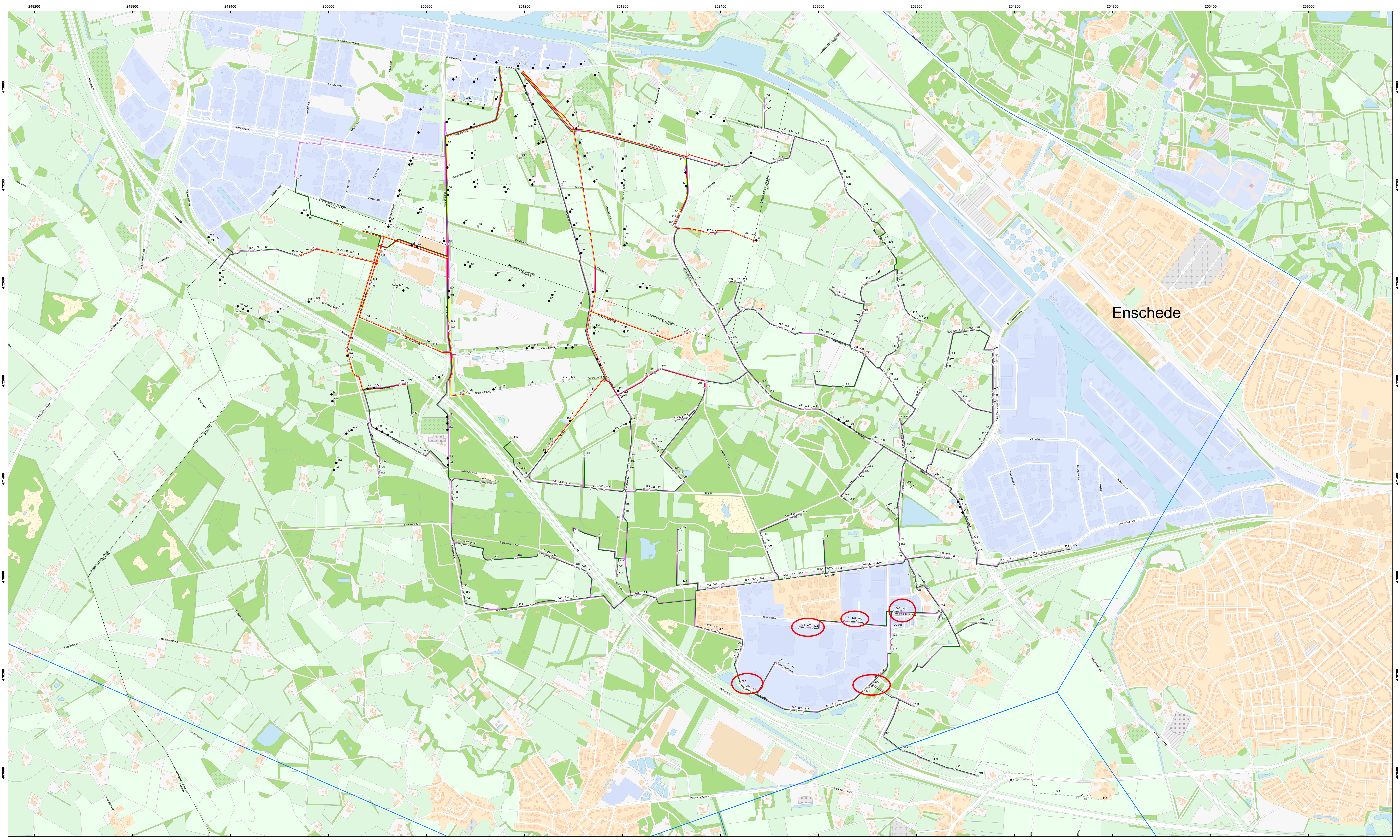
Asset damage hazards are linked to costs of replacement. As the local currency can differ from the Euro a familiar object is given with an equivalent price.

	REPUTATION	TYPICAL ACTION BY	SECURITY	ASSET DAMAGE
SEVERITY 5 EVENT EXTREMELY SERIOUS CONSEQUENCES	Damage to AkzoNobel stakeholders, International media attention	Prohibition	Impact with international media attention harming AkzoNobel's reputation, terrorist attack resulting in significant off-site effects as described in other categories.	> 2 million€: major damage equivalent to the loss of a plant < 500 k€: important damage equivalent to a detached family house
SEVERITY 4 EVENT MAJOR CONSEQUENCES	Damage (including financial and quality of life) to BU stakeholders. National media attention	Severe Fine	Impact on company strategic objectives or kidnap/extortion, fatal assault	< 2 million€: significant damage equivalent to a small storage building
SEVERITY 3 EVENT SEVERE CONSEQUENCES	Damage (including financial and quality of life) to local stakeholders (such as local suppliers or neighbors). Local media attention	Prosecution	Sabotage with off site consequences and media attention, bomb threat	< 500 k€: important damage equivalent to a detached family house
SEVERITY 2 EVENT SERIOUS CONSEQUENCES	External complaint, affects company reputation for some employees	Warning	Burglary, fraud or theft with significant financial impact including business interruption, non-fatal assault, robbery involving injury, sabotage with on-site effects only.	< 100 k€: medium damage equivalent to small flat or apartment
SEVERITY 1 EVENT SIGNIFICANT CONSEQUENCES	No damage to company reputation	None	Trespass, stalking, personal threats with no follow-up, burglary, robbery or petty theft with minor financial impact only (no injuries)	< 20 k€: small damage equivalent to an average family car

Bijlage

9

Milieu: Situatietekening












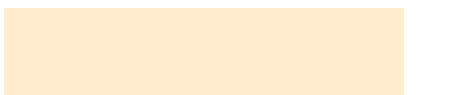


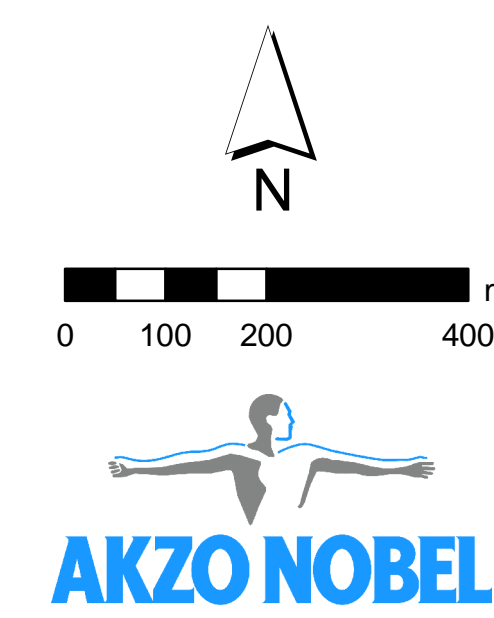
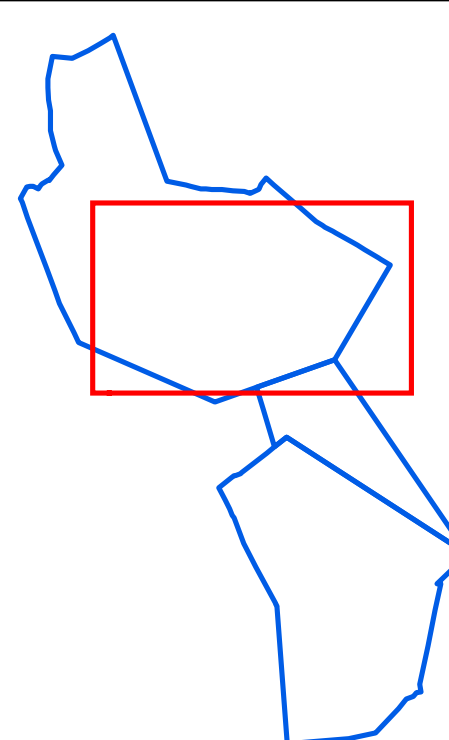
Enschede

 → de betreffende 5 cavernes


Legenda

Transportleidingen:

-  aanvoering oploswater
-  afvoering pekel
-  aanvoering reststoffen
-  afvoering reststofpekel
-  gepland leidingtracé
-  grens winningsvergunning
-  gemeentegrens
-  boring gesloten (+ nr.)
-  boring open (+ nr.)
-  boring gepland (+ nr.)
-  bedrijven
-  bebouwing



0	29-04-2008		JS
NR	DATUM	WIJZIGING	GET.

OPDRACHTGEVER Akzo Nobel Base Chemicals BV	GIS SPECIALIST J.Schoonhoven	SCHAAL 1:7500
PROJECTLEIDER R.I. Remmerts	PROJECTLEIDER R.I. Remmerts	FORMAT A0
PROJECTOMSCHRIJVING Wandkaart Twenthe Rijn	BLAD IN BLADEN 1 IN 1	WIJZIGING 0
KARTITTEL peildatum transportleidingen: 13 maart 2008 peildatum stabiliteitstabel: 14 december 2007	KARTITELNUMMER P55.20.30/951	WIJZIGING 0
STATUS Definitief	 oranjewoud	

R:\00170000\017126\172135.80\ACGI\Map\p55_20_30_951_19062008.mxd 19-06-08

Bijlage

10

Milieu: Productspecificatie HBO en Diesel



Laan van Barcelona 800
P.O. Box 770
3300 AT Dordrecht
The Netherlands

T +31 88 1007 207
F +31 88 1007 900
E anco.bakx@northseagroup.com
W www.northseagroup.com

Bijlage

- Productspecificatie Diesel – 10 ppm
- Productspecificatie HBO – 1.000 ppm

Depot productspecificatie Diesel - 10ppm					
Specification		Unit	Minimum	Maximum	Test Method
Appearance at loading condition		Pass/ Fail	Bright and Clear		ASTM4176 part 1
Cetane number			51.0		ENISO5165
Cetane index			46.0		ENISO4264
Density (at 15 ° C)		kg/ m3	820	845	ENISO3675
Colour				1.5	ASTMD1500
Colour after dying Solvent Yellow					
Copper strip corrosion (3 hrs. at 50 ° C)		Rating	Class 1		ENISO2160
Polycyclic aromatic compounds		% m/ m		11	ENISO12916
Distillation % (v/ v) recovered at 250 ° C % (v/ v) recovered at 350 ° C 95 % (v/ v) recovered at		% v/ v % v/ v ° C	85	<65 360	ENISO3405 ENISO3405 ENISO3405
Flash point		° C	>55		ENISO22719
Sulfur content		mg/ kg		10,0	ENISO20846
Carbon residue (on 10% distillation residue)		% m/ m		0.30	ENISO10370
Ash content		% m/ m		0.01	ENISO6245
Water content		mg/ kg		200	ENISO12937
Total contamination/ Part. matter		mg/ kg		24	ENISO12662
Oxidation stability		g/ m3 h		25 20	ENISO12205 EN15751
Lubricity, corrected wear scare diameter (wsd 1,4) at 60° C		µm		460	ENISO12156-1
Viscosity at 40° C		mm²/ s	2.00	4.50	ENISO3104
Fatty acid methyl ester (FAME) content		% v/ v		0	ENISO14078
CFPP 1 April - 30 September 1 October - 31 October 1 November - 28/ 29 February 1 March - 31 March	Summer Intermediate winter Winter Intermediate Summer	° C ° C ° C ° C		-5 -11 -20 -11	EN116 EN116 EN116 EN116

Depot productspecificatie HBO- 1000ppm					
Specification		Unit	Minimum	Maximum	Test Method
Appearance at loading conditions		Pass/ fail	Bright and Clear		ASTM4176 part 1
Octane number					
Octane index					
Density (at 15 °C)		kg/ m3	820	860	ENISO3675
Colour before dyeing				2	EN-ISO2049
Colour after dyeing			Red		ASTMD1500
Solvent Yellow		mg/ l	6	9	HPLC
Copper strip corrosion (3 hrs. at 50 °C)		Rating	Class 1		ENISO2160
Polycyclic aromatic compounds					
Distillation % (v/v) recovered at 250 °C % (v/v) recovered at 350 °C		% v/v % v/v	85	<65	ENISO3405 ENISO3405
Flash point		°C	>55		ENISO22719
Sulfur content		mg/ kg		1000,0	ENISO8754
Carbon residue (on 10% distillation residue)		% m/ m		0.30	ENISO10370
Ash content		% m/ m		0.01	ENISO6245
Water content		mg/ kg		200	ENISO12937
Total contamination/ Part. matter		mg/ kg		24	ENISO12662
Oxidation stability					
Lubricity, corrected wear scare diameter (wsd 1,4) at 60° C					
Viscosity at 40° C		mm²/ s	2.00	4.50	ENISO3104
Fatty acid methyl ester (FAME) content					
CFPP *	Summer Winter at doudpoint +1° C Winter at doudpoint +2° C Winter at doudpoint +3° C	°C °C °C °C		-10 -10 -11 -12	EN116 EN116 EN116 EN116

Bijlage

11

Milieu: Veiligheidsinformatie Diesel



Fuels, diesel

Veiligheidsinformatieblad

volgens Verordening (EG) nr. 1907/2006/EC

Datum herziening: 31/08/2012

Versie:1.0

RUBRIEK 1: Identificatie van de stof of het mengsel en van de vennootschap/onderneming

1.1. Productidentificatie

Productvorm	: Stof
Stofnaam	: Fuels, diesel
IUPAC naam	: Fuels, diesel
EU-Identificatienummer	: 649-224-00-6
EG nr	: 269-822-7
CAS-nr.	: 68334-30-5
REACH registratienr.	: 01-2119484664-0163

1.2. Relevant geïdentificeerd gebruik van de stof of het mengsel en ontraden gebruik

1.2.1. Relevant geïdentificeerd gebruik

Hoofdgebruik categorie : Motorbrandstoffen

1.2.2. Gebruiksvormen waarvan wordt afgeraden

Geen extra informatie beschikbaar

1.3. Details betreffende de verstrekker van het veiligheidsinformatieblad

Argos
Waalhaven Z.Z.11
3089 JH Rotterdam - The Netherland
T +31(0)881007000- F +31(0)881007900
reach@argosenergies.com - www.argosenergies.com

REACH informatie:

Argos Reach Department
Tel.: +31 (0) 88 1007 619
Email: reach@argosenergies.com
Business hours (weekdays): 09:00-17:30h

1.4. Telefoonnummer voor noodgevallen

Noodnummer : Netherlands: Nationaal Vergiftings Informatie Centrum (NVIC): +31(0)30 247 88 88
Belgium: Nationaal Gifcentrum: +32(0)70 245 245
Germany: Giftnotruf Berlin: +49(0)30 19240
Switzerland: Schweizerisches Toxikologisches Informationszentrum: 145 (binnen Switzerland)
+41(0)44 2 51 51 51

RUBRIEK 2: Identificatie van de gevaren

2.1. Indeling van de stof of het mengsel

Indeling conform Verordening (EG) Nr. 1272/2008 [CLP]

Flam. Liq. 3	H226
Acute Tox. 4	H332
Skin Irrit. 2	H315
Carc. 2	H351
STOT RE 2	H373
Asp. Tox. 1	H304
Aquatic Chronic 2	H411

Volledige tekst van de H-zinnen: zie rubriek 16

Indeling volgens Richtlijn 67/548/EEG of 1999/45/EG

Carc.Cat.3; R40
Xn; R20
Xn; R65
Xi; R38
N; R51/53

Tekst van R-zinnen: zie onder hoofdstuk 16.

Nadelige fysisch-chemische, gezondheids- en milieueffecten

Geen extra informatie beschikbaar

Fuels, diesel

Veiligheidsinformatieblad

volgens Verordening (EG) nr. 1907/2006

2.2. Etiketteringselementen

Etikettering conform Verordening (EG) Nr. 1272/2008 [CLP]

Gevarenpictogrammen (CLP) :



CLP Signaalwoord :

Gevaar

Gevarenaanduidingen (CLP) :

H226 - Ontvlambare vloeistof en damp.
H304 - Kan dodelijk zijn als de stof bij inslikken in de luchtwegen terecht komt.
H315 - Veroorzaakt huidirritatie.
H332 - Schadelijk bij inademing.
H351 - Verdacht van het veroorzaken van kanker.
H373 - Kan schade aan organen veroorzaken bij langdurige of herhaalde blootstelling.
H411 - Giftig voor in het water levende organismen, met langdurige gevolgen.

Veiligheidsaanbevelingen (CLP) :

P201 - Alvorens te gebruiken de speciale aanwijzingen raadplegen.
P202 - Pas gebruiken nadat u alle veiligheidsvoorschriften gelezen en begrepen heeft.
P210 - Verwijderd houden van warmte/vonken/open vuur/hete oppervlakken. Niet roken.
P233 - In goed gesloten verpakking bewaren.
P240 - Opslag- en opvangreservoir aarden.
P241 - Explosieveilige elektrische /ventilatie-/verlichtings-/... apparatuur gebruiken.

2.3. Andere gevaren

Deze stof/mengsel voldoet niet aan de PBT-criteria van de REACH-verordening, annex XIII.

Deze stof/mengsel voldoet niet aan de vPvB-criteria van de REACH-verordening, annex XIII.

RUBRIEK 3: Samenstelling en informatie over de bestanddelen

3.1. Stoffen

Naam	Productidentificatie	%	Indeling in de zin van Richtlijn 67/548/EEG
Fuels, diesel	(CAS No.) 68334-30-5 (EC no) 269-822-7 (EC index no) 649-224-00-6 (REACH-no) 01-2119484664-0163	100	Carc.Cat.3; R40 Xn ; R65 Xi; R38 N; R51/53 Xn; R20
Naam	Productidentificatie	%	Indeling conform Verordening (EG) Nr. 1272/2008 [CLP]
Brandstoffen, diesel	CAS No.) 68334-30-5 (EC no) 269-822-7 (EC index no) 649-224-00-6 (REACH-no) 01-2119484664-0163		Asp. Tox. 1, H304 Skin Irrit. 2, H315 Acute Tox. 4 (Inhalation), H332 Carc. 2, H351 STOT RE 2, H373 Aquatic Chronic 2, H411

Volledige inhoud van de R-, H- en EUH-zinnen: zie rubriek 16

3.2. Mengsels

Niet van toepassing

RUBRIEK 4: Eerstehulpmaatregelen

4.1. Beschrijving van de eerstehulpmaatregelen

- EHBO algemeen : Het slachtoffer in de frisse lucht brengen en laten rusten in een houding die het ademen vergemakkelijkt. Bij twijfel of bij aanhoudende symptomen een arts raadplegen.
- EHBO na inademing : Als de patiënt niet of onregelmatig ademt, kunstmatige ademhaling toepassen. Als blootstelling symptomen aanhouden, een arts raadplegen. Houd het slachtoffer warm en rustig. Patiënt uit de verontreinigde omgeving verwijderen en in de buitenlucht brengen. Bij bewusteloosheid in stabiele ligging op de zij brengen en een arts consulteren.
- EHBO na contact met de huid : Na aanraking met de huid onmiddellijk wassen met veel water en zeep. Bij huidirritatie: een arts raadplegen.
- EHBO na contact met de ogen : Contactlenzen verwijderen, indien mogelijk. Blijven spoelen. Onmiddellijk 15 minuten met veel water spoelen. Tijdens het spoelen ogen goed open houden. Als er symptomen optreden of in geval van twijfel een arts consulteren.
- EHBO na opname door de mond : NA INSLIKKEN: onmiddellijk een ANTIGIFCENTRUM of een arts raadplegen. Onmiddellijk mond spoelen en veel water drinken.

4.2. Belangrijkste acute en uitgestelde symptomen en effecten

Geen extra informatie beschikbaar

4.3. Vermelding van de vereiste onmiddellijke medische verzorging en speciale behandeling

Geen extra informatie beschikbaar

Fuels, diesel

Veiligheidsinformatieblad

volgens Verordening (EG) nr. 1907/2006

RUBRIEK 5: Brandbestrijdingsmaatregelen

5.1. Blusmiddelen

- Geschikte blusmiddelen: : Verneveld water. poeder. Kooldioxide (CO₂). Ter bescherming van personen en koeling van containers, in het gevarengedebied watersproeistraal inzetten. Schuim. Zand.
- Ongeschikte blusmiddelen : Krachtige waterstraal.

5.2. Speciale gevaren die door de stof of het mengsel worden veroorzaakt

- Brandgevaar : Een hoge temperatuur kan giftige gassen vrijmaken. Door de onvolledige verbranding komen gevaarlijk koolstofmonoxide, koolstofdioxide en andere giftige gassen vrij.
- Reactiviteit : Geen ontleding indien aanwijzingen worden gevolgd.

5.3. Advies voor brandweertien

- Blusinstructies : Koel de containers die aan het vuur blootstaan af met water. Fire residues and contaminated fire extinguishing water must be disposed of in accordance with local regulations.
- Bescherming tijdens brandbestrijding : Bijkomende persoonlijke bescherming: volledig beschermende kledij met onafhankelijk werkend ademhalingsapparaat.

RUBRIEK 6: Maatregelen bij het accidenteel vrijkomen van de stof of het mengsel

6.1. Persoonlijke voorzorgsmaatregelen, beschermde uitrusting en noodprocedures

6.1.1. Voor andere personen dan de hulpdiensten

- Beschermingsmiddelen : In geval van brand: Beschermende ademhalingsapparatuur met perslucht dragen.
- Noodprocedures : Immediately contact emergency personnel.

6.1.2. Voor de hulpdiensten

- Beschermingsmiddelen : Draag geschikte beschermende kleding.
- Noodprocedures : Gemorst produkt zo snel mogelijk opruimen d.m.v. een absorberend produkt. uit de buurt van open vuur en hete oppervlakken. Lucht in het betroffen gebied binnenlaten.

6.2. Milieuvorzorgsmaatregelen

Niet lozen in oppervlaktewater. Niet in riolering of openbare wateren laten wegstromen. Niet in de grond/bodem terecht laten komen.

6.3. Insluitings- en reinigingsmethoden en -materiaal

- Voor insluiting : Afvalverwijdering volgens overheidsbepalingen. Lucht in het betroffen gebied binnenlaten.
- Reinigingsmethoden : Met vloeistofbindende stoffen (zand, zuurbinder, universeel binder) opnemen.
- Overige informatie : Alle afval in geschikte en geëtiketteerde containers verzamelen en verwijderen in overeenstemming met de plaatselijke voorschriften.

6.4. Verwijzing naar andere rubrieken

Voor de verwerking van productresten zie paragraaf 13 Instructies voor verwijdering.

RUBRIEK 7: Hantering en opslag

7.1. Voorzorgsmaatregelen voor het veilig hanteren van de stof of het mengsel

- Voorzorgsmaatregelen voor het veilig hanteren van de stof of het mengsel : Plaatselijke luchtafvoer of algemene ventilatie van de ruimte voorzien om dampconcentraties tot een minimum te beperken. Aard het circuit naar behoren om het risico van elektrostatische ontladingen te voorkomen. Verwijderd houden van ontstekingsbronnen - Niet roken.
- Hygiënische maatregelen : Niet eten, drinken of roken tijdens het gebruik van dit product.

7.2. Voorwaarden voor een veilige opslag, met inbegrip van incompatibele producten

- Opslagcondities : Koel bewaren. Tegen zonlicht beschermen. Droog houden en in een goed gesloten verpakking bewaren. Bewaren in de oorspronkelijke verpakking.
- Warmte-ontsteking : Store away from excessive heat.
- Opslagplaats : Verwijderd houden van warmtebronnen en direct zonlicht.
- Verpakkingsmateriaal : Opslaan in goed gesloten, lekvrije vaten van koolstofstaal of roestvrij staal.

7.3. Specifiek eindgebruik

Geen extra informatie beschikbaar

RUBRIEK 8: Maatregelen ter beheersing van blootstelling/persoonlijke bescherming

8.1. Controleparameters

Fuels, diesel (68334-30-5)		
Belgium	Limit value (mg/m ³)	100 mg/m ³
Italy - Portugal - USA ACGIH	ACGIH TWA (mg/m ³)	100 mg/m ³
Ireland	OEL (15 min ref) (mg/m ³)	100 mg/m ³

8.2. Maatregelen ter beheersing van blootstelling

- Passende technische maatregelen : Voor voldoende ventilatie zorgen. Bij ontoereikende ventilatie een geschikte adembescherming dragen.

Fuels, diesel

Veiligheidsinformatieblad

volgens Verordening (EG) nr. 1907/2006

Persoonlijke beschermingsuitrusting

: Handschoenen. Veiligheidsbril. Draag geschikte beschermende kleding.



Bescherming handen

: Chemisch bestendige veiligheidshandschoenen (EN 374) bij langer direct contact.

Oogbescherming

: Goed gesloten veiligheidsbril.

Bescherming van de huid en het lichaam

: Draag geschikte beschermende kleding.

Bescherming luchtwegen

: Bij ontoereikende ventilatie een geschikte adembescherming dragen. In buitensporige concentratie, persluchtapparaat kan nodig.

RUBRIEK 9: Fysische en chemische eigenschappen

9.1. Informatie over fysische en chemische basiseigenschappen

Fysische toestand	: Vloeibaar
Kleur	: Kleurloos tot geelachtig
Geur	: Kenmerk.
Geurgrens	: Geen gegevens beschikbaar
pH	: Geen gegevens beschikbaar
Relatieve verdampingsnelheid (butylacetaat=1)	: Geen gegevens beschikbaar
Smeltpunt	: -40 - -6 °C
Stol-/vriespunt	: Geen gegevens beschikbaar
Kookpunt	: -462 - 141 °C
Vlampunt	: > 56 °C
Zelfontbrandingstemperatuur	: > 225 °C
Ontbindingstemperatuur	: Geen gegevens beschikbaar
Ontvlambaarheid (vast,gas)	: Geen gegevens beschikbaar
Dampdruk	: 4 hPa
Relatieve dampdichtheid bij 20 °C	: Geen gegevens beschikbaar
Relatieve dichtheid	: 0.8 - 0.91 g/cm ³
Oplosbaarheid	: Geen gegevens beschikbaar
Log Kow	: Geen gegevens beschikbaar
Viscositeit, kinematisch	: > 1.5 mm ² /s
Viscositeit, dynamisch	: Geen gegevens beschikbaar
Ontploffingseigenschappen	: Niet ontplofbare
Oxiderende eigenschappen	: Niet oxiderend
Explosiegrenzen	: Geen gegevens beschikbaar

9.2. Overige informatie

Geen extra informatie beschikbaar

RUBRIEK 10: Stabiliteit en reactiviteit

10.1. Reactiviteit

Geen ontleding indien aanwijzingen worden gevolgd.

10.2. Chemische stabiliteit

Stabiel bij opslag en gebruik zoals voorgeschreven in rubriek 7.

10.3. Mogelijke gevaarlijke reacties

Geen enkel bekend.

10.4. Te vermijden omstandigheden

Vermijd ontstekingsbronnen.

10.5. Chemisch op elkaar inwerkende materialen

Niet bekend.

10.6. Gevaarlijke ontledingsproducten

Geen enkel bekend.

RUBRIEK 11: Toxicologische informatie

11.1. Informatie over toxicologische effecten

Acute toxiciteit : Schadelijk bij inademing.

Fuels, diesel

Veiligheidsinformatieblad

volgens Verordening (EG) nr. 1907/2006

Fuels, diesel (68334-30-5)	
LD50 oraal rat	7600 mg/kg (OECD 420)
LD50 dermaal konijn	> 4300 mg/kg (OECD 434)
LC50 inhalatie rat (mg/l)	4.1 mg/l/4u (OECD 403)
ATE (oraal)	7600 mg/kg
ATE (stof,nevel)	4.1 mg/l/4u

Huidcorrosie/-irritatie	: Veroorzaakt huidirritatie.
Ernstig oogletsel/oogirritatie	: Niet ingedeeld
Sensibilisatie van de luchtwegen/de huid	: Niet ingedeeld
Mutageniteit in geslachtscellen	: Niet ingedeeld
Kankerverwekkendheid	: Verdacht van het veroorzaken van kanker.
Giftigheid voor de voortplanting	: Niet ingedeeld
Specifieke doelorgaan-toxiciteit (eenmalige blootstelling)	: Niet ingedeeld
Specifieke doelorgaan-toxiciteit (herhaalde blootstelling)	: Kan schade aan organen veroorzaken bij langdurige of herhaalde blootstelling.
Gevaar bij inademing	: Kan dodelijk zijn als de stof bij inslikken in de luchtwegen terecht komt.

RUBRIEK 12: Ecologische informatie

12.1. Toxiciteit

Fuels, diesel (68334-30-5)	
LC50 vissen 1	21 mg/l 96h (OECD 203)
EC50 Daphnia 1	68 mg/l 48h (OECD 202)
EC50 andere waterorganismen 1	> 1000 mg/l (Bacteria, QSAR calculation - 40h)
ErC50 (algen)	22 mg/l 72h (OECD 201)
NOEC chronisch vis	0.083 mg/l (QSAR calculation - 14d)
NOEC chronisch schaaldieren	0.2 mg/l (QSAR calculation - 21d)

12.2. Persistentie en afbreekbaarheid

Geen extra informatie beschikbaar

12.3. Bioaccumulatie

Geen extra informatie beschikbaar

12.4. Mobiliteit in de bodem

Geen extra informatie beschikbaar

12.5. Resultaten van PBT- en zPzB-beoordeling

Fuels, diesel (68334-30-5)	
Deze stof/mengsel voldoet niet aan de PBT-criteria van de REACH-verordening, annex XIII.	
Deze stof/mengsel voldoet niet aan de vPvB-criteria van de REACH-verordening, annex XIII.	

12.6. Andere schadelijke effecten

Geen extra informatie beschikbaar

RUBRIEK 13: Instructies voor verwijdering

13.1. Afvalverwerkingsmethoden

Regionale wetgeving (afval)	: Gooi containers om te voldoen aan de toepassing zijnde lokale, nationale en internationale regelgeving.
Afvalverwerkingsmethoden	: Afvalverwijdering volgens overheidsbepalingen.

RUBRIEK 14: Informatie met betrekking tot het vervoer

Overeenkomstig de eisen van ADR / RID / ADN / IMDG / ICAO / IATA

14.1. VN-nummer

VN-nr. : UN 1202

14.2. Juiste ladingnaam overeenkomstig de modelreglementen van de VN

Proper Shipping Name	: STOOKOLIE, LICHT
Omschrijving vervoerdocument	: UN 1202 STOOKOLIE, LICHT, 3, III, (D/E)

14.3. Transportgevarenklasse(n)

Klasse (VN) : 3

Fuels, diesel

Veiligheidsinformatieblad

volgens Verordening (EG) nr. 1907/2006

Gevaarsetiketten (VN) : 3



14.4. Verpakkingsgroep

Verpakkingsgroep (VN) : III

14.5. Dangers pour l'environnement

Gevaarlijk voor het milieu :



Overige informatie : Geen aanvullende informatie beschikbaar.

14.6. Bijzondere voorzorgen voor de gebruiker

14.6.1. Landtransport

Gevaarnummer (Kemler-nr.) : 30

Classificeringscode (VN) : F1

Oranje identificatiebord :



Bijzondere bepaling (ADR) 640L

Transportcategorie (ADR) 3

Code tunnelbeperking : D/E

Beperkte hoeveelheden (ADR) 5L

Excepted quantities (ADR) : E1

14.6.2. Transport op open zee

Transportreglementering (IMDG) : Onder voorbehoud van de bepalingen

Beperkte hoeveelheden (IMDG) : 5L

EmS nummer (1) : F-E, S-E

14.6.3. Luchttransport

Transportreglementering (ICAO) : Onder voorbehoud van de bepalingen

Instructie "cargo" (ICAO) : 366

Instructie "passenger" (ICAO) : 355

Instructie "passenger" - Beperkte hoeveelheden (ICAO) : Y344

14.6.4. Binnenvaart (ADN)

Transportreglementering (ADN) : Onder voorbehoud van de bepalingen

Gevaren (AND) : 3, N2, CMR, F

14.7. Vervoer in bulk overeenkomstig bijlage II bij MARPOL 73/78 en de IBC-code

Niet van toepassing

RUBRIEK 15: Regelgeving

15.1. Specifieke veiligheids-, gezondheids- en milieureglementen en -wetgeving voor de stof of het mengsel

15.1.1. EU-voorschriften

Geen beperkingen overeenkomstig bijlage XVII van REACH

REACH bevat geen kandidaat-stof

15.1.2. Nationale voorschriften

Geen extra informatie beschikbaar

Geen extra informatie beschikbaar

RUBRIEK 16: Overige informatie

Fuels, diesel

Veiligheidsinformatieblad

volgens Verordening (EG) nr. 1907/2006

Volledige inhoud van de R-, H- en EUH-zinnen:

Acute Tox. 4 (Inhalation)	Acute toxiciteit (inhalatief) Categorie 4
Acute Tox. 4 (Inhalation:dust,mist)	Acute toxiciteit (inhalatie:stofdeeltjes,nevel) Categorie 4
Aquatic Chronic 2	Categorie 2 Gevaarlijk voor aquatisch milieu - chronisch gevaar
Asp. Tox. 1	Aspiratiegevaar Categorie 1
Carc. 2	Carcinogeniteit Categorie 2
Flam. Liq. 3	ontvlambare vloeibare stoffen Categorie 3
Skin Irrit. 2	irritatie/prikkeling van de huid Categorie 2
STOT RE 2	Specifieke doelorgaan-toxiciteit (herhaalde blootstelling) Categorie 2
H226	Ontvlambare vloeistof en damp.
H304	Kan dodelijk zijn als de stof bij inslikken in de luchtwegen terechtkomt.
H315	Veroorzaakt huidirritatie.
H332	Schadelijk bij inademing.
H351	Verdacht van het veroorzaken van kanker.
H373	Kan schade aan organen veroorzaken bij langdurige of herhaalde blootstelling.
H411	Giftig voor in het water levende organismen, met langdurige gevolgen.
R20	Schadelijk bij inademing.
R38	Irriterend voor de huid.
R40	Carcinogene effecten zijn niet uitgesloten
R51/53	Vergiftig voor in het water levende organismen; kan in het aquatisch milieu op lange termijn schadelijke effecten veroorzaken.
R65	Schadelijk: kan longschade veroorzaken na verslikken.
N	Gevaarlijk voor het milieu
Xi	Irriterend
Xn	Schadelijk

SDS EU (REACH bijlage II)

Deze informatie is gebaseerd op onze huidige kennis en is bedoeld om het product te beschrijven voor de toepassing van gezondheids-, veiligheids-en milieu-aspecten. Het mag dus niet worden opgevat als garantie voor gelijk welke specifieke eigenschap van het product.

Bijlage

12

Milieu: Ster VR

Bijlage 12 (versie Ster VR januari 2013) van de aanvraag ingediend op 14 januari 2013 wordt vervangen door bijlage 45 (zie verderop in dit document). Hiermee komt de versie Ster VR zoals ingediend d.d. 14 januari 2013 te vervallen.

Bijlage

13

MER inclusief bijlagen

Bijlage 13 (MER inclusief bijlagen januari 2013) van de aanvraag ingediend op 14 januari 2013 wordt vervangen door bijlage 46 (zie verderop in dit document). Hiermee komt deze versie MER inclusief bijlagen te vervallen.

Bijlage

14

Aanpassing gegevens inrichting

Aanpassing gegevens inrichting

Bij beantwoording van de vraag: geef de totale maximale capaciteit van de inrichting en het maximale motorische of thermische vermogen van de bij de inrichting behorende installaties is in het aanvraagformulier een 0 teveel vermeld.

Hier staat nu aangegeven:

Het volume van geschikte cavernes ligt tussen de 100.000 m³ en 350.000 m³ per caverne. De cavernes zullen niet volledig gevuld worden met gasolie. Er zal altijd een hoeveelheid pek onder in de caverne blijven zitten. Vergunning wordt aangevraagd voor de opslag van 750.000 m³, in vijf verschillende cavernes. Beoogde opslagvolume in één caverne is gemiddeld 150.000 m³.

Dit moet zijn:

Het volume van geschikte cavernes ligt tussen de 100.000 m³ en 350.000 m³ per caverne. De cavernes zullen niet volledig gevuld worden met gasolie. Er zal altijd een hoeveelheid pek onder in de caverne blijven zitten. Vergunning wordt aangevraagd voor de opslag van 750.000 m³, in vijf verschillende cavernes. Beoogde opslagvolume in één caverne is gemiddeld 150.000 m³.

Bijlage

15

Wabo brief revisie 15022013



Ministerie van Economische Zaken
T.a.v. mevrouw S.J. Hoes.
Postbus 20101
2500 EC DEN HAAG

Hengelo, 15 februari 2013.

Geachte mevrouw Hoes,

De splitsing van de bestaande omgevingsvergunning AkzoNobel (zoutwinning + fabriek te Hengelo met kenmerk E/EP/5063138 d.d. 21-11-2005) in een omgevingsvergunning voor het zoutwinningdeel en zoutfabriek te Hengelo en een omgevingsvergunning voor de gasolieopslag (inclusief zoutwinning t.b.v. gasolieopslag in deze betreffende cavernes) dient te geschieden door het indienen van een revisievergunning. Hiermee worden de cavernes 367 (boorgaten 367 en 368), 372 (boorgaten 372, 373 en 374), 381 (boorgaten 381, 382 en 383), 469 (boorgaten 469, 470 en 471) en 472 (boorgaten 472, 473 en 474) voor olieopslag uit de vergunning met kenmerk E/EP/5063138 d.d. 21-11-2005 gehaald.

Gezien bovenstaande willen wij de huidige aanvraag met OLO kenmerk 642483 van een aanvraag om omgevingsvergunning voor het oprichten en in werking hebben van een mijnbouwrichting wijzigen naar een aanvraag om revisievergunning.

In verband met bovenstaande wijziging zal Paragraaf 2.5 van Bijlage 6 Toelichting Milieu (kenmerk N003-1210676STK-ihu-V01-NL) als volgt wijzigen: het milieumanagementsysteem van AkzoNobel Industrial Chemicals B.V. zal eveneens van toepassing zijn op de installatie en de gasolieopslag. De installatie en gasolieopslag maken dus onderdeel uit van dit milieumanagementsysteem.

Hopende u hiermee voldoende te hebben geïnformeerd.

Hoogachtend,

E.F.P. Schasfoort,
Sitemanager.

Bijlage

16

Memo voor Provincie Overijssel 20130214



To Provincie Overijssel

From Tjeerd Koopmans – AkzoNobel Industrial Chemicals BV

Date 14-02-2013

Subject Toelichting aanvraag Omgevingsvergunning n.a.v. vragen van de provincie Overijssel

Introductie AkzoNobel Industrial Chemicals heeft op 14 januari 2013 een aanvraag voor een omgevingsvergunning ingediend voor het project Gasolieopslag Twente. Het Ministerie van Economische Zaken heeft, ter beoordeling van de aanvraag, de provincie Overijssel om een verklaring van geen bedenkingen verzocht.

De provincie Overijssel concludeert dat de verstrekte gegevens en bescheiden onvoldoende zijn voor de beoordeling van de aanvraag en heeft op diverse onderdelen verzocht om extra gegevens en informatie. In voorliggende notitie wordt toegelicht op welke wijze deze gegevens nu alsnog zijn aangeleverd.

Vraag 1 **Selectie van cavernes**

De provincie Overijssel heeft geconstateerd dat de selectiecriteria, aan de hand waarvan de vijf beoogde opslagcavernes zijn geselecteerd zijn gegeven (MER Startnotitie), maar dat de gegevens van de cavernes ontbreken. Hierdoor is het selectieproces niet controleerbaar. Om het selectieproces controleerbaar te maken heeft zij verzocht de selectie met concrete data te onderbouwen.

Bij de selectie van cavernes is het in de Startnotitie 'Voornemen gasolieopslag in zoutcavernes in regio Twente' beschreven trechteringsproces gehanteerd, dat was opgesplitst in een technische trechtering (o.b.v. technische criteria) en een voorkeurstrechtering om o.b.v. onderscheidende niet-technische aspecten tot een afgewogen selectie te komen. Het belangrijkste doel van het technische deel van de trechtering was om van de ruim 200 cavernes die AkzoNobel in de regio Hengelo-Enschede heeft, via een aantal technische stappen te komen tot een circa tiental cavernes waarin gasolieopslag mogelijk is. Via de 2^e stap van het trechteringsproces is voor deze cavernes een voorkeursvolgorde aangegeven.

In bijgevoegde tabel zijn de zogenaamde 'Uitsluitende technische criteria' nogmaals toegepast op de destijds aanwezige cavernes.

1. Cavernes waarbij bodemdaling een rol speelt of kan gaan spelen en die niet voldoen aan de uitgangspunten voor lange-termijn stabiliteit, vallen af. De stabiliteitsklasse kent de volgende indeling:

Klasse
indeling

Klasse indeling:

- 0+: Veiligheidsdak aanwezig & inherente veiligheid voorhanden
- 0-: Veiligheidsdak aanwezig & geen inherente veiligheid voorhanden
- 1: Geen veiligheidsdak aanwezig & inherente veiligheid voorhanden
- 2: Geen veiligheidsdak aanwezig & geen inherente veiligheid voorhanden
- P: Pijlerdimensionering voldoet niet aan BGR criteria
- (-) Op basis van geodetische grondslag en/of productie historie

Voor olieopslag komen alleen cavernes in aanmerking waar het veiligheidsdak aanwezig is en waar de bovenzijde van de caverne zich op voldoende diepte onder de geologische horizon 'Basis Tertiair' bevinden (de zogenaamde inherente veiligheid). Ook mag de caverne niet te hoog zijn t.o.v. de pijlerdiameter. Dit betekent dat alleen cavernes met klasse '0+' voor olieopslag in aanmerking komen.

2. Het criterium 'minimale zoutdikte van zout A¹ van 25 m' is een vertaling van de combinatie van: 1) het gewenste opslagvolume van minimaal 150.000 m³, en 2) de aanwezigheid van een voldoende dik zoutdak binnen de Zout A laag. In samenhang zijn deze criteria vereenvoudigd weer te geven als 'minimale zoutdikte van zout A van 25 m'. Bij de selectie die in 2009/2010 uitgevoerd is, is voor de dikte-indeling gebruikgemaakt van de diktekaart van Zout A, zoals opgesteld door TNO in 1997 (zie figuur 1). Daarin hebben de roze of rode gebieden een dikte kleiner dan 25 m en de beige en blauwe gebieden een dikte van meer dan 25 m. Op basis van hun ligging in het rode/roze gebied is een twintigtal cavernes afgefallen. Zoals te zien is in figuur 1 liggen de uiteindelijk geselecteerde vijf cavernes in gebied waar het Zout A op basis van deze kaart 25 tot 35 meter dik zou zijn. De dikte van Zout A is ook bepaald in de boringen die AkzoNobel heeft gezet en aan de hand hiervan is een nauwkeuriger beeld te verkrijgen van de dikte van Zout A ter plaatse van de cavernes. Deze dikte is weergegeven in de kolom 'Dikte Zout A' in bijgevoegde tabel. Daarin blijkt dat een van de uiteindelijk geselecteerde cavernes (caverne 381) een dikte Zout A heeft van 22 m, maar gelegen is in het gebied waar de zoutdikte, volgens de kaart in figuur 1, meer dan 25 m bedraagt. Deze caverne is dus wél door het tweede technische criterium gekomen, terwijl Zout A er iets minder dan 25 m dik is. De caverne voldoet echter aan de twee subcriteria die aan dit criterium ten grondslag hebben gelegen, namelijk dat hij t.b.v. de stabiliteit beschikt over een voldoende dik zoutdak én dat het opslagvolume meer is dan 150.000 m³ (op basis van recent uitgevoerde sonarmetingen). De selectie van deze caverne voor opslag is dus terecht, ondanks dat deze niet op lokaal niveau voldoet aan het criterium dat Zout A minimaal 25 m dik moet zijn.
3. Uit het oogpunt van de stabiliteit dient de veiligheidsafstand tot naastgelegen cavernes minimaal 40 m te zijn. In de kolom 'Afstand tot naastgelegen caverne' is, voor die cavernes die door stap 1 en 2 heen zijn gekomen, aangegeven of deze afstand voldoende of onvoldoende is op basis van de holruimtekaart uit het voorjaar van 2010.
4. Voor olieopslag is een regelmatige cavernegeometrie met een vlak dak en zonder uitstulpingen ('pockets') gewenst. Tevens dient het volume voldoende te zijn (minimaal 150.000 m³) of op korte termijn voldoende te worden. In de kolom 'Cavernegeometrie' is, voor die cavernes die door stap 1, 2 en 3 heen zijn gekomen, aangegeven als zij een ongeschikte vorm hebben, een onregelmatig dak of om een andere geometrische reden af moeten vallen.
5. Voor olieopslag dient de caverne zich volledig in zout A te bevinden. In de kolom 'Positie in zoutpakket' is, voor die cavernes die door stap 1 t/m 4 heen zijn gekomen, aangegeven als zij zich niet meer volledig in Zout A bevinden.
6. Voor olieopslag is het gewenst dat de boorgaten bereikbaar zijn voor 50 ton vrachtwagens via verharde wegen. In de kolom 'Bereikbaarheid' is, voor die cavernes die door stap 1 t/m 5 heen zijn gekomen, aangegeven als zij niet bereikbaar zijn via verharde wegen.

Aan het einde van deze trechtering resteren 11 cavernes, waarvan er vier in 2010 reeds voldeden en zeven destijds nog een te gering volume hadden.

¹ Het betreffende zoutpakket is opgebouwd uit een viertal steenzoutlagen met de benaming A, B, C en D (van onderen naar boven). De zoutlagen worden gescheiden door dunne steenbanken. Het zout A is de oudste en dikste laag. Alle producerende zoutcavernes zijn hun ontwikkeling gestart in Zout A en vervolgens afhankelijk van de dikte van Zout A doorontwikkeld tot in Zout B en / of C.

De 11 (potentieel) geschikte cavernes zijn vervolgens beoordeeld op de mogelijkheden tot clustering t.b.v. de ruimtelijke ordening, de ligging in of tegen natuurgebieden, de ligging in of nabij landgoederen en rijksmonumenten en de aansluiting bij de huidige bestemming. Hierover zijn geen andere gegevens te verstrekken dan welke reeds in de Startnotitie getoond zijn.

Deze beoordeling leidt tot de keuze voor acht cavernes gelegen onder bedrijventerrein De Marssteden. Van deze acht cavernes zijn vervolgens vijf cavernes geselecteerd op basis van meer specifieke geometrisch, geologisch en logistiek onderscheidende criteria die onder andere in overleg met Staatstoezicht op de Mijnen zijn opgesteld. De voortgang van het uitloogproces, waardoor potentieel geschikte cavernes inmiddels ook geschikt zijn geworden, heeft daarbij ook een rol gespeeld.

Vraag 2 **Bodemdaling**

De provincie Overijssel heeft geconstateerd dat in Bijlage 5 van het MER, in het Achtergronddocument Bodem, grondwater en ondergrond, op bladzijde 26 het onderwerp bodemdaling wordt behandeld, o.a. de volumeconvergentie en de daaruit volgende bodemdaling. Onduidelijk is echter waarop de volumeconvergentie en de prognose voor de bodemdaling gebaseerd is.

In bijgevoegd Opslagplan is e.e.a. nader gespecificeerd, met name in onderdeel C. Voor wat betreft de gesteentemechanische situatie wordt specifiek verwezen naar Bijlagen [7], [8], [9], [10a], [10b], [10c] en [13] bij het Opslagplan, welke tevens zijn bijgevoegd bij deze notitie.

Daarnaast wordt verwezen naar het Winningsplan Twente-Rijn en Twente-Rijn Uitbreiding uit 2003, waarmee op 18 juni 2004 door de Minister van Economische Zaken is ingestemd en waarin naar dezelfde rapporten wordt verwezen inzake de gesteentemechanische situatie.

Dit winningsplan is eveneens bijgevoegd.

Vraag 3 **Lekkages naar de ondergrond**

Vraag 3a - Opslagplan

Detailspecten van het optreden van lekkages naar de ondergrond, met name over lekkageoorzaken, barrières, monitoring, gevolgen en beheersmaatregelen zijn beschreven in het Opslagplan en het daarbij behorende risicobeheersplan, dat wordt beoordeeld door de adviseurs van het Ministerie van Economische Zaken, te weten Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) en TNO, adviesgroep EZ. Omdat deze informatie ook relevant is voor de bescherming van het milieu in de diepe ondergrond en om te kunnen beoordelen of de inrichting aan BBT voldoet, is deze informatie ook voor de provincie noodzakelijk en dient daarom bij de aanvraag te worden gevoegd.

Het opslagplan is bijgevoegd. Behalve de reeds genoemde bijlagen [7], [8], [9], [10a], [10b], [10c] en [13], die reeds in het kader van de beschrijving van de gesteentemechanische situatie waren bijgevoegd, zijn tevens de bijlagen [11], [12], [14a], [15a], [16] en [17] bijgevoegd. Tezamen geven deze een goed beeld van lekkageoorzaken, barrières, monitoring, gevolgen en beheersmaatregelen.

Vraag 3b – Testen m.b.t. integriteit van cementatie en casing

De provincie Overijssel heeft verzocht om nadere informatie omtrent de testen die worden uitgevoerd om de integriteit van de cementatie en de casing van de te gebruiken boorgaten te beoordelen, alsmede hoe deze integriteit na de opleveringstest en ingebruikname wordt gemonitord.

Er zullen twee typen testen worden uitgevoerd:

1. de USIT-metingen (Ultra Sonic Imager Tool), t.b.v. het bepalen van de kwaliteit van de cementatie om de 7"-verbuizing en van de 7"-verbuizing zelf,
2. de MIT (Mechanical Integrity Test), t.b.v. het bepalen van de dichtheid van het putsysteem.

Meer informatie hierover is te vinden in het Risicobeheersplan, Bijlage [16] bij het Opslagplan. Het productblad van de USIT van Schlumberger is bijgevoegd.

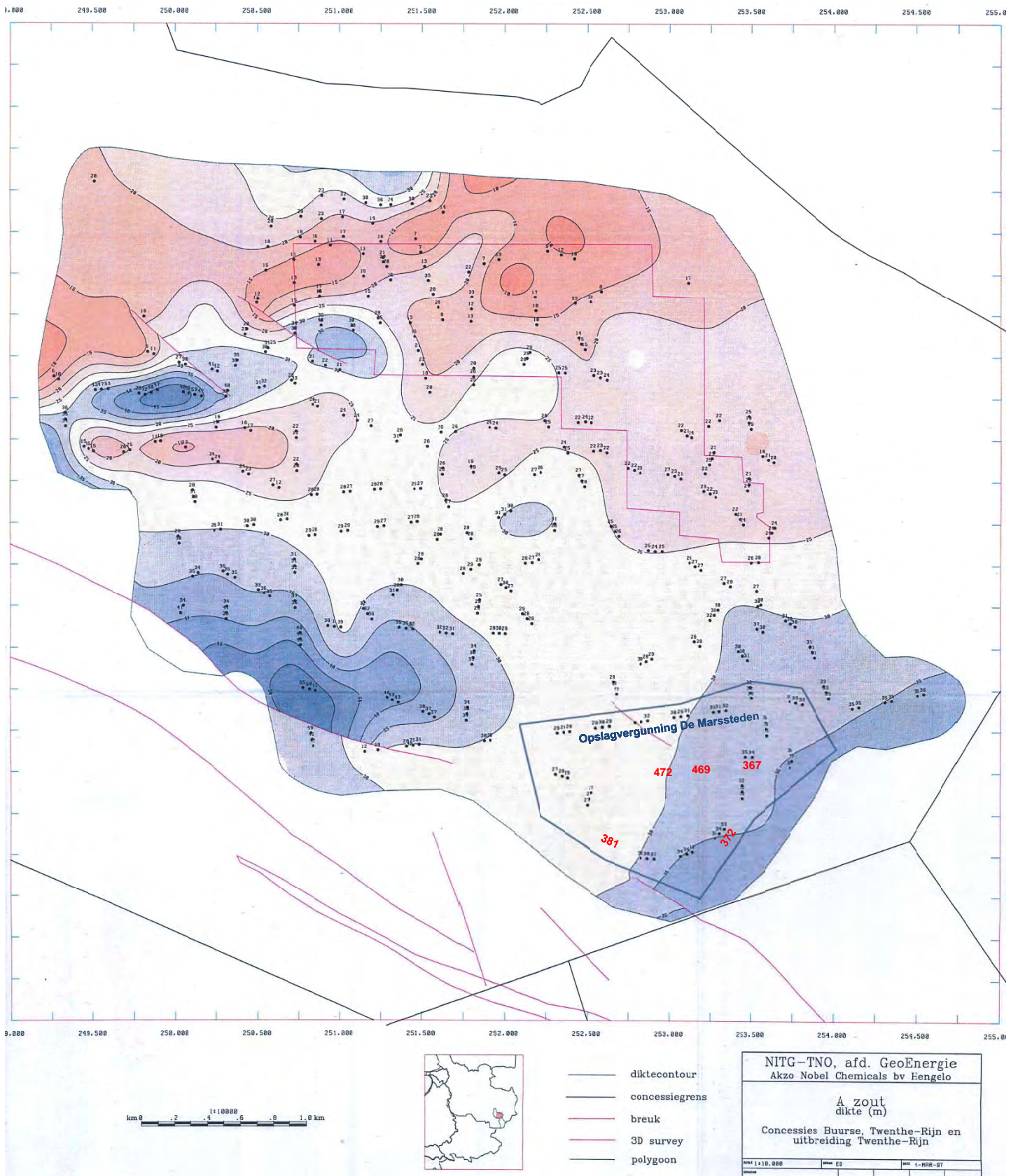
Vraag 3c – Monitoring van lekkages

De provincie Overijssel heeft gevraagd om een nadere onderbouwing hoe en met welke frequentie eventuele lekkages, die optreden als gevolg van falen van de afdichting, worden gedetecteerd.

De frequentie van monitoringsmetingen, bedoeld om een eventuele lekkage te detecteren, verschilt per meting. Een overzicht van de uit te voeren metingen is opgenomen in paragraaf 4.2 van het Risicobeheersplan 'Verspreiding van olie in de ondergrond', Bijlage [16] bij het Opslagplan.



AkzoNobel
Tomorrow's Answers Today



Figuur 1: Diktekaart Zout A voor de winningsvergunning Twente-Rijn en Uitbreiding Twente-Rijn (NITG-TNO, 1997).

Bijlage

17

Opslagplan gasolieopslag De Marssteden

Formulier aanvraag instemming opslagplan

<u>Artikel</u>	<u>Onderwerp</u>	<u>Beschrijving</u>
Mw 39b	<i>Formulier aanvraag instemming opslagplan ex artikel 39 Mijnbouwwet, artikel 26 Mijnbouwbesluit</i>	Indienen in zesvoud bij: Ministerie van Economische Zaken t.a.v. directeur Energiemarkt ALP/562 Postbus 20101 2500 EC DEN HAAG
	A) Algemene gegevens	
	A1.1) Naam indiener	Akzo Nobel Salt B.V.
	A1.2) Adres	Postbus 247 3800 AE Amersfoort
	A1.3) Contactpersoon	Drs. T.P.F. Koopmans
	A1.4) E-mail	Tjeerd.Koopmans@Akzonobel.com
	A1.5) Telefoon/ Fax	074-244 3629 074-244 4135
Mw 22	A1.6) Indiener	Is houder van vergunningen
	A2) Vergunninggebieden	Winningsvergunning Twenthe-Rijn Opslagvergunning Twenthe-Rijn De Marssteden
	A2.1) Voorkomen koolwaterstoffen	Niet van toepassing
Mb 26 lid 1a	A2.2) Soort stof die wordt opgeslagen	Gasolie
	A3) Bestaande of nieuwe opslag	Nieuwe opslag
	A4) Locatie	Provincie Overijssel, gemeente Enschede

B) Gegevens m.b.t. het opslaan van stoffen

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

Mw 35 lid 1
Mb 27a

B1) Beknopte beschrijving van de opslag

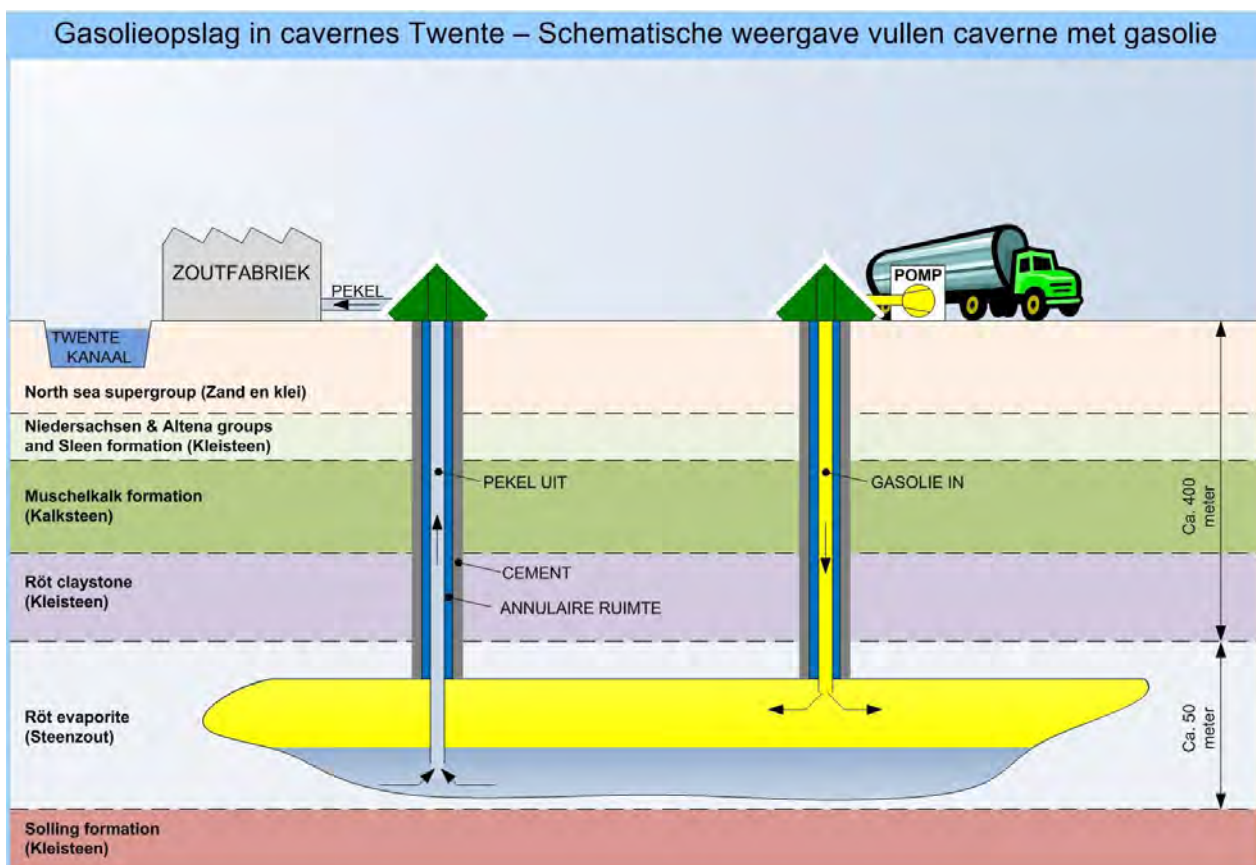
Akzo Nobel Industrial Chemicals B.V. (hierna te noemen AkzoNobel) en Argos Group B.V. (hierna te noemen Argos) zijn voornemens om gasolie op te slaan in ondergrondse zoutcavernes op het industrieterrein De Marssteden in Enschede. De gasolie wordt langdurig opgeslagen, grotendeels ten behoeve van de Nederlandse strategische gasolievoorraad.

Gasolie zal door middel van schepen worden aangevoerd naar de Petroleumhaven in Hengelo en door middel van transport per as naar de boorputten van de zoutcavernes worden getransporteerd. Daar zal de gasolie door middel van een mobiele pomp in verscheidene zoutcavernes worden opgeslagen. De in de zoutcavernes aanwezige ruwe pekkel, die door het inbrengen van de gasolie wordt verdrongen, wordt afgevoerd door het bestaande netwerk van pekelleidingen van AkzoNobel, en verwerkt tot zout. Omgekeerd zal bij het legen van de caveerne pekkel worden geïnjecteerd om de gasolie te verdringen.

Op het bedrijventerrein De Marssteden zullen laad- en losplaatsen worden aangelegd naast de boorgaten die geselecteerd zijn voor het inbrengen van gasolie. De laad- en losplaatsen bestaan uit verhardingen van ongeveer 30 meter lengte en 5 meter breedte en zijn direct aan de openbare weg gelegen. Alleen tijdens het laden en lossen zal de mobiele pompinstallatie ter plekke zijn.

De gasolie wordt opgeslagen in bestaande zoutcavernes waarvan de boorgaten speciaal voor dit doel worden omgebouwd. De opslag gebeurt bij drukken die vergelijkbaar zijn met de druk zoals die tijdens pekkelwinning in de zoutcavernes heerst. Deze druk ligt rond de 55 bar aan de laatste gecementeerde casing schoen (diepte ca. 440-450m). De mobiele pompinstallatie voor het inbrengen van de gasolie wordt ter plekke bestuurd door hiervoor opgeleide transporteurs. De extractie van de gasolie zal door het hydrostatische drukverschil (pekkel – gasolie) zonder hulp van de pomp geschieden door de pekkeltoevoer te openen. De situatie staat onder supervisie van AkzoNobel.

De navolgende afbeelding geeft het proces van gasolieopslag in een caveerne schematisch weer.



In dit opslagplan worden slechts 4 cavernes opgenomen (cavernes met nummers 367, 372, 469, 472), anders dan in het MER en de overige vergunningaanvragen, waarin 5 cavernes zijn opgenomen. De vijfde caveerne (caverne met nummer 381) is pas recentelijk uit productie genomen nadat deze het gewenste volume had bereikt. De informatie met betrekking tot deze caveerne zal zo spoedig mogelijk aanvullend aan voorliggend opslagplan worden toegezonden in de vorm van een aanvulling.

Mw 35 lid
1c
Mb 26 lid
1a

B1.1) Een beschrijving van de hoeveelheid en de samenstelling van de stoffen die worden opgeslagen;

Gasolie

Gasolie kent de volgende producttypen:

- Diesel – max. 10 ppm zwavel (0,001%)
- Huisbrandolie (HBO) – max. 1.000 ppm zwavel (0,1%)
- Marine gasolie (DMX) – max. 1.000 ppm zwavel (0,1%)
- Marine gasolie (DMA) – max. 15.000 ppm zwavel (1,5%)

De productspecificaties van bovengenoemde product typen zijn in Bijlage 1 weergegeven.

Hiervan is de verwachting dat voornamelijk diesel zal worden opgeslagen vanwege het afwezig zijn van een markt voor huisbrandolie in Nederland. Daarbij zien de ons omringende landen hun opslagbehoefte voor huisbrandolie vrijwel gedekt of zelfs dalend.

Pekel

De gemiddelde chemische samenstelling van de ruwe pekkel is in Tabel 1 opgenomen.

Tabel 1: Gemiddelde samenstelling van ruwe pekkel

NaCl	g/l	311,6
Kalium	mg/l	43
Calcium	mg/l	1.440
Magnesium	mg/l	46
Sulfaat	mg/l	3.586

Capaciteit

De gasolieopslag start met 4 bestaande zoutcavernes met opslagvolumes variërend tussen 125.000 m³ en 200.000 m³. Het totale opslagvolume is ca. 600.000 m³. Het vullen en legen zal batch-gewijs worden uitgevoerd met tankwagens van ongeveer 40 m³. Het injectie- en extractiedebiet is maximaal 150 m³ per uur. Bij de injectiefase wordt de gasolie via een elektrisch aangedreven pomp geïnjecteerd (150 m³ per uur bij 32 bar aan de boorgatafsluiter). De extractie van gasolie zal door het hydrostatische drukverschil (pekkel – gasolie) zonder hulp van de pomp geschieden door de pekkeltoevoer te openen.

Mb 26 lid
1b

B2) Geologische beschrijving van het voorkomen;

Een overzicht van de aanwezige geologische lagen (stratigrafie) in het gebied van de Opslagvergunning (De Marssteden) is te zien in Figuur 2. Op een diepte van 475 meter onder het maaiveld bevindt zich de basis van de zogenaamde “Main Röt Evaporite Mb.” (MRE, roze gekleurd in Figuur 2), waaruit de zoutwinning in Twente plaatsvindt, en waarin de zoutcavernes geselecteerd voor olieopslag zich bevinden. Onder de MRE, die deel uitmaakt van de “Röt Fm.”, ligt de “Solling Claystone Mb.”, een kleisteen formatie die over het algemeen slecht doorlatend is, maar die in de bovenste regionen enkele doorlatendere intervallen bevat door de aanwezigheid van iets grofkorreliger materiaal (silt, zeer fijn zand).

De MRE is ongeveer 80 meter dik, en bestaat uit een anhydrietlaag (informeel “Basis Anhydriet” genoemd) waarop vier steenzoutlagen zijn afgezet met de benaming Zout A, Zout B, Zout C en Zout D (van onder naar boven). Zout A is de laag waaruit de pekkel voornamelijk geproduceerd wordt, omdat in deze laag de zuiverheid van het zout het grootst is en deze een dikte heeft van 35 m. De zoutlagen worden gescheiden door steenbanken, anhydriet houdende kleisteen of anhydriet. Voor de opslag van gasolie komen alleen cavernes in aanmerking die zich volledig in Zout A bevinden. De top van de MRE wordt gevormd door een anhydrietlaag (informeel “Top Anhydriet” genoemd) met een dikte van ca. 10 meter. De MRE wordt bedekt door de “Intermediate Röt Claystone Mb.” en “Upper Röt Claystone Mb.” die bestaan uit roodbruine kleisteen afgewisseld met gips- en anhydrietlagen. De totale dikte van dit pakket bedraagt ca. 160 m.

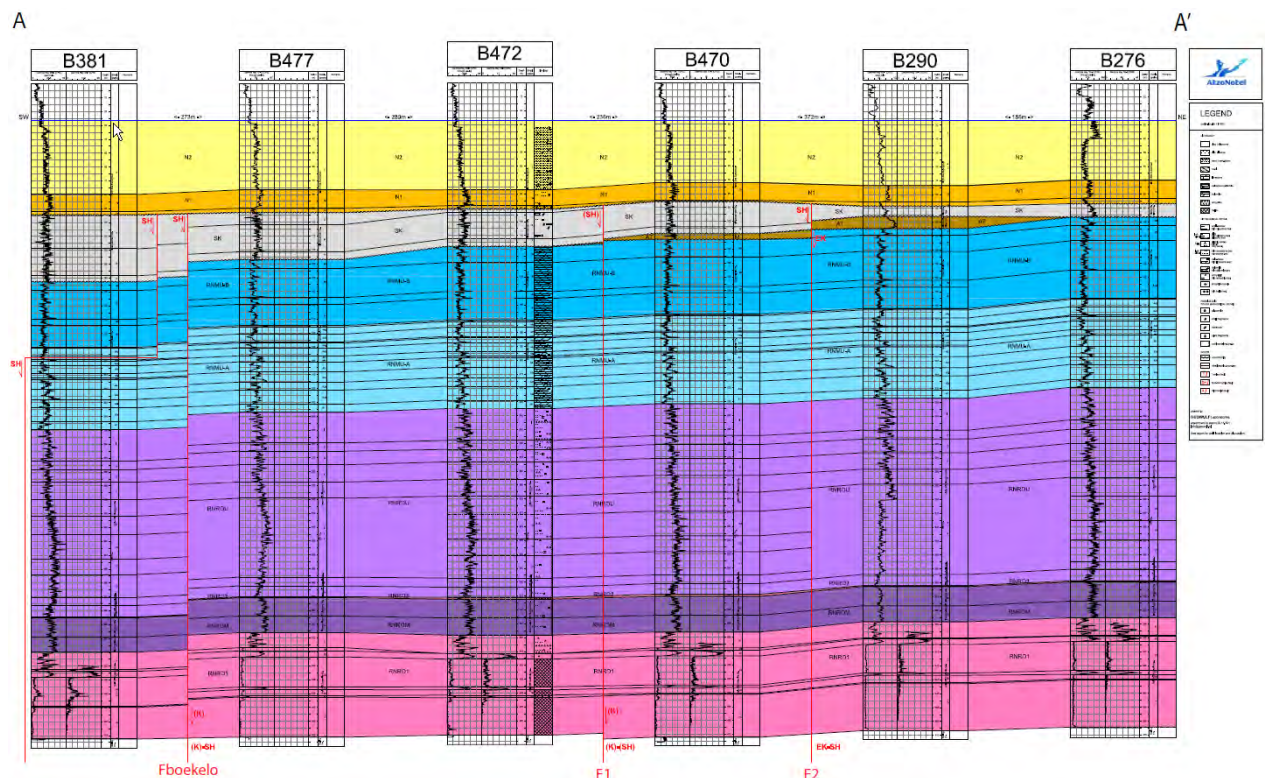
Chronostratigraphy		Lithostratigraphic code		Formation/Member	Depth SS
Quaternary Tertiary	Pleistocene Pliocene Miocene Oligocene Eocene Paleocene	N NU NUOT NUBA NUBAS NUBAC NM NMRF NL NLFF NLFFB NLFFM NLFFS NLFFY NLFFT NLLF	North Sea Supergroup		85m
			Oosterhout Fm.		
			Upper Breda Sand Mb.		
			Lower Breda Clay Mb.		
			Rupel Fm.		
			Asse Clay Mb.		
			Brussels Marl Mb.		
			Brussels Sand Mb.		
			Ieper Clay Mb.		
			Basal Dongen Tuff Mb.		
Cretaceous	Upper Cret. Lower Cret.	CK CKGR CKTX KN KNGL KNGLU KNGLM KNGLL KNNC KNNS	Ommelanden Chalk Fm.		ERODED 85m
			Texel Chalk Fm.		
			Upper Holland Marl Mb.		
			Middle Holland Shale Mb.		
			Lower Holland Marl Mb.		
			Vlieland Claystone Fm.		
Vlieland Sandstone Fm.					
Jurassic	Malm	SK SKCF SKWF	Niedersachsen Gp.		110m
			Coevorden Fm.		
			Weiteveen Fm.		
	Dogger Lias	AT ATBR ATWD ATPO ATAL	Brabant Fm.		ERODED 110m
			Werkendam Fm.		
			Posidonia Shale Fm.		
			Aalburg Shale Fm.		
Triassic	Keuper	ATRT	Sleen Shale Fm.		115m
	Muschelkalk	RN RNKP RNKPU RNKPD RNKPR RNKPE RNKPM RNKPS RNKPL	Keuper Fm.		ERODED 115m
			Dolomitic Keuper Mb.		
			Red Keuper Claystone Mb.		
			Red Keuper Evaporite Mb.		
			Mid Keuper Claystone Mb.		
			Main Keuper Evaporite Mb.		
			L. Keuper Claystone Mb.		
	Buntsandst.	RNRO RNROU RNRO2 RNROM RNRO1	Muschelkalk Fm.		230m 370m 371m 396m 475m
			Muschelkalk Evaporite Mb.		
			Lower Muschelkalk Mb.		
		RNSO RNSOU RNSOS	Upper Röt Claystone Mb.		
			Upper Röt Evaporite Mb.		
			Intermediate Röt Clayst. Mb.		
			Main Röt Evaporite Mb.		
			U. Solling Claystone Mb.		
			Solling Sandstone Mb.		

Figuur 2: Stratigrafie in het Marssteden gebied, met diepteligging op basis van boring 471 (Geowulf, 2010)

Van de erboven liggende "Muschelkalk Fm." zijn alleen de "Lower Muschelkalk Mb." en de "Muschelkalk Evaporite Mb." aanwezig. Zij bestaan uit een opeenvolging van kalkhoudende kleisteen, kalksteen, evaporiet, en dolomiet, en hebben een totale dikte van ongeveer 115 m. Boven de "Lower Muschelkalk Fm." bevindt zich op sommige plaatsen nog de Triassische "Sleen Shale Fm." en de Jurassische "Niedersachsen Group", met een totale dikte van ongeveer 30 m. Een verticale doorsnede (geologisch profiel) door het Marssteden gebied is te zien in Figuur 3.

De hierboven beschreven Mesozoïsche afzettingen zijn gescheiden van de er boven liggende Tertiaire afzettingen door de “Basis Tertiair” discordantie. Het Tertiair/Kwartair bestaat uit de formaties van de “North Sea Supergroup”, en afwisseling van ongeconsolideerde (ondoorlatende) kleien en (doorlatende) zanden met een dikte van ongeveer 80m.

Over het algemeen liggen de lagen in het gebied van de Opslagvergunning tamelijk vlak (helling tot 6°; zie Figuur 3). In het gebied komen enkele breuken voor. Geowulf Laboratories heeft de ligging en het verzet van aanwezige breuken zo precies mogelijk in kaart gebracht (zie bijlagen 2, 3). Ook de betekenis van de resultaten voor mogelijke olieopslagcavernes in De Marssteden wordt in deze bijlagen beschreven. In de risico analyse m.b.t. verspreiding van olie in de ondergrond, uitgevoerd door Deltares en TNO (zie bijlagen 11, 12) is op basis van de resultaten van het werk van Geowulf en van een modelmatige verspreidingsstudie voor de in dit opslagplan opgenomen cavernes (caverne 367, 372, 469 en 472) geconcludeerd dat geen van de aangetroffen breuken in het gebied De Marssteden een risico vormen voor de lekdichtheid van de cavernes. Aanvullende informatie over de geologie en de geologische structuren is te vinden in bijlagen 4, 5, en 6.



Figuur 3: Geologisch profiel (ZW-NE) door het Marssteden gebied, zie Figuur 4 voor ligging. Een hoge resolutie versie van deze figuur is te vinden in Appendix A van Bijlage 12. Kleurcodering: roze: MRE; donkerpaars: Intermediate Rot Claystone Mb.; licht paars: Upper Rot Claystone Mb.; blauw: Muschelkalk Fm.; grijs: Niedersachsen Gp.; geel/oranje: North Sea Supergroup.

zw 35 lid
1a
Mb 26 lid
1b

B3) Overzicht ligging van het voorkomen en de mijnbouwwerken

De opslagcavernes zijn gelegen in de gemeente Enschede, in de Winningsvergunning „Twenthe Rijn” van AkzoNobel. Op dit gebied rust al een industriële bestemming en het voornemen om gasolie op te slaan sluit hier goed bij aan. De Opslagvergunning “De Marssteden” geldt voor het gebied met een oppervlakte van 1,61 km² dat wordt begrensd door de volgende punten en rechte lijnen daartussen. De coördinaten van de genoemde punten zijn:

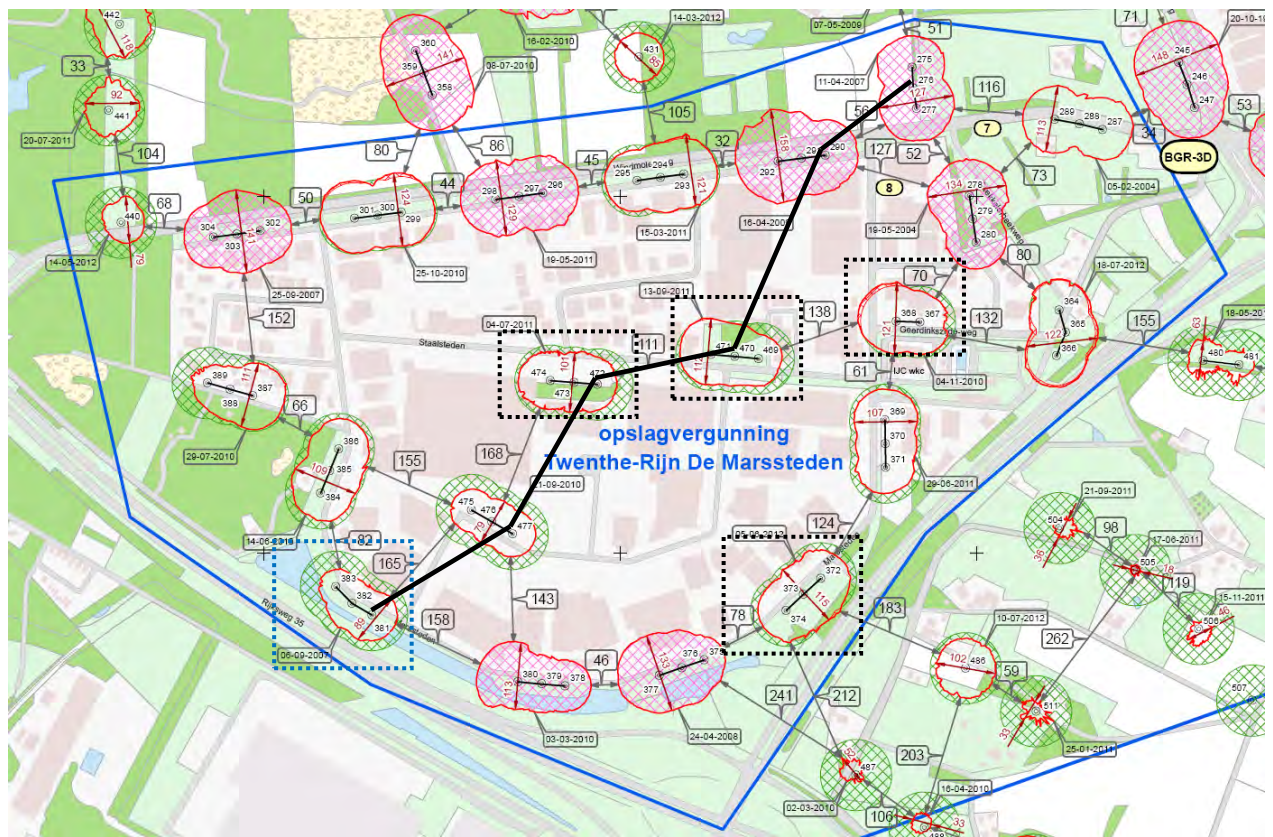
Tabel 2: Coördinaten van de Opslagvergunning

Punt	x-coördinaat	y-coördinaat
A	252045,0	470826,0
B	253052,0	470952,0
C	253494,0	471098,0
D	253811,0	471059,0
E	254020,0	470669,0
F	253514,0	470233,0
G	253172,0	469735,0
H	252580,0	469979,0
I	252174,0	470261,0

De coördinaten van de boringen van de opslagcavernes staan weergegeven in Tabel 3. De ligging van de mijnbouwwerken wordt in Figuur 4 getoond.

Tabel 3: Overzicht van boringen en hun coördinaten.

Caverne	Boringnr.	x-coördinaat	y-coördinaat	Kadastrale gemeente	Kadastrale Sectie	Perceelnr.
367	367	253504	470589	Lonneker	N	10536
	368	253464	470590	Lonneker	N	10536
372	372	253337	470158	Lonneker	N	10441
	373	253308	470131	Lonneker	N	10441
	374	253279	470103	Lonneker	N	10441
469	469	253232	470527	Lonneker	N	10536
	470	253192	470531	Lonneker	N	10536
	471	253153	470534	Lonneker	N	10536
472	472	252961	470484	Lonneker	N	11004
	473	252882	470490	Lonneker	N	11004
	474	252922	470487	Lonneker	N	11004

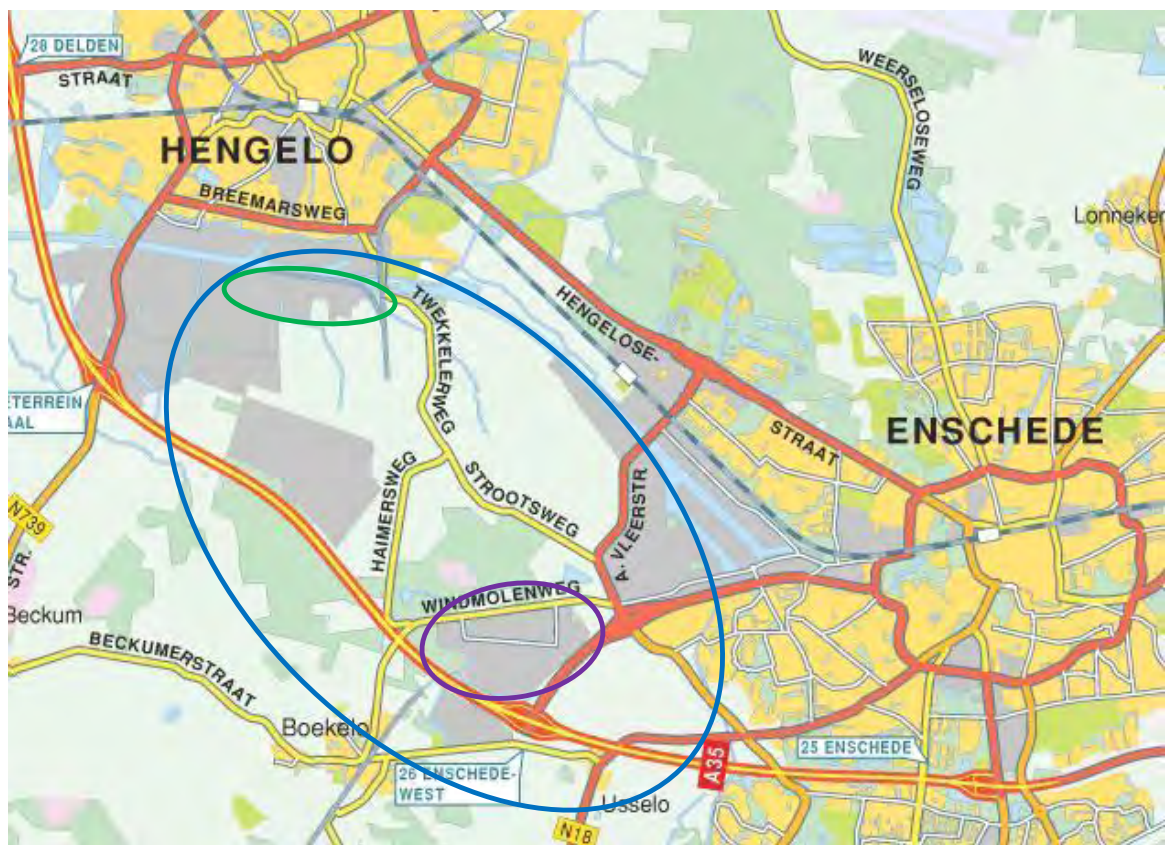


Figuur 4: Ligging van de Mijnbouwwerken. Het Opslagplan heeft betrekking op de in zwart omkaderde cavernes: 367 (boorgaten 367, 368), 372 (boorgaten 372, 373, 374), 469 (boorgaten 469, 470, 471) en 472 (boorgaten 472, 473, 474). Informatie over de in blauw omkaderde caverne 381 (boorgaten 381, 382, 383) wordt in een later stadium bij dit opslagplan bijgevoegd. De dikke doorgetrokken lijn geeft de ligging van het profiel in Figuur 3 weer.

Mb 24 lid 1d

B3.1) Situering Mijnbouwwerk

De vier opslagcavernes maken deel uit van het Mijnbouwwerk dat bestaat uit de gehele AkzoNobel zoutwinningoperatie in Hengelo, inclusief de zoutfabriek en energiecentrale („inrichting“ in de zin van de WABO). In 2013 worden de vier in dit Opslagplan beschreven opslagcavernes, en de vijfde beoogde opslagcaverne (381), afgesplitst van deze inrichting en zullen gezamenlijk een eigen inrichting (gaan vormen).



Figuur 5: Overzichtskaart (in blauw: zoutwingsgebied AkzoNobel - in groen: Zoutfabriek - in paars: bedrijventerrein De Marssteden)

Mb
24 lid
1e/1f

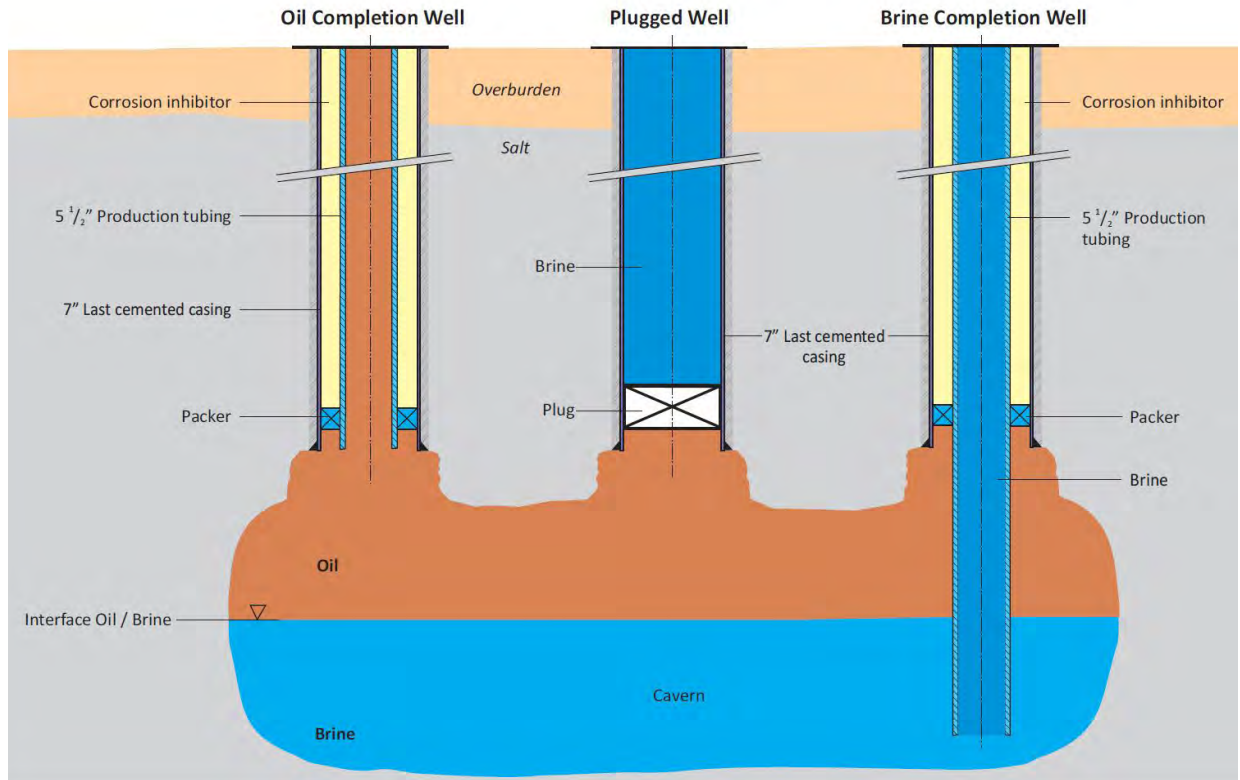
B4) Overzicht boringen in het voorkomen t.b.v. de opslag

De pekewinning uit cavernes 367, 372, 469 en 472 is beëindigd. Vanaf eind 2013 zullen de cavernes, afhankelijk van de behoefte van Argos voor opslagruimte, worden omgebouwd tot gasolieopslagcavernes. Dit gebeurt door aanpassing van de boorgatcompleties incl. boorgatafsluiters zoals in dit onderdeel wordt beschreven. Er wordt gebruik gemaakt van bestaande boorgaten, daarom zullen er geen booractiviteiten plaatsvinden.

Mb
24 lid
1g

B4.1) Schematische voorstelling boorgatcompleties

De boorgatcompleties zijn in Figuur 6 schematisch weergegeven.

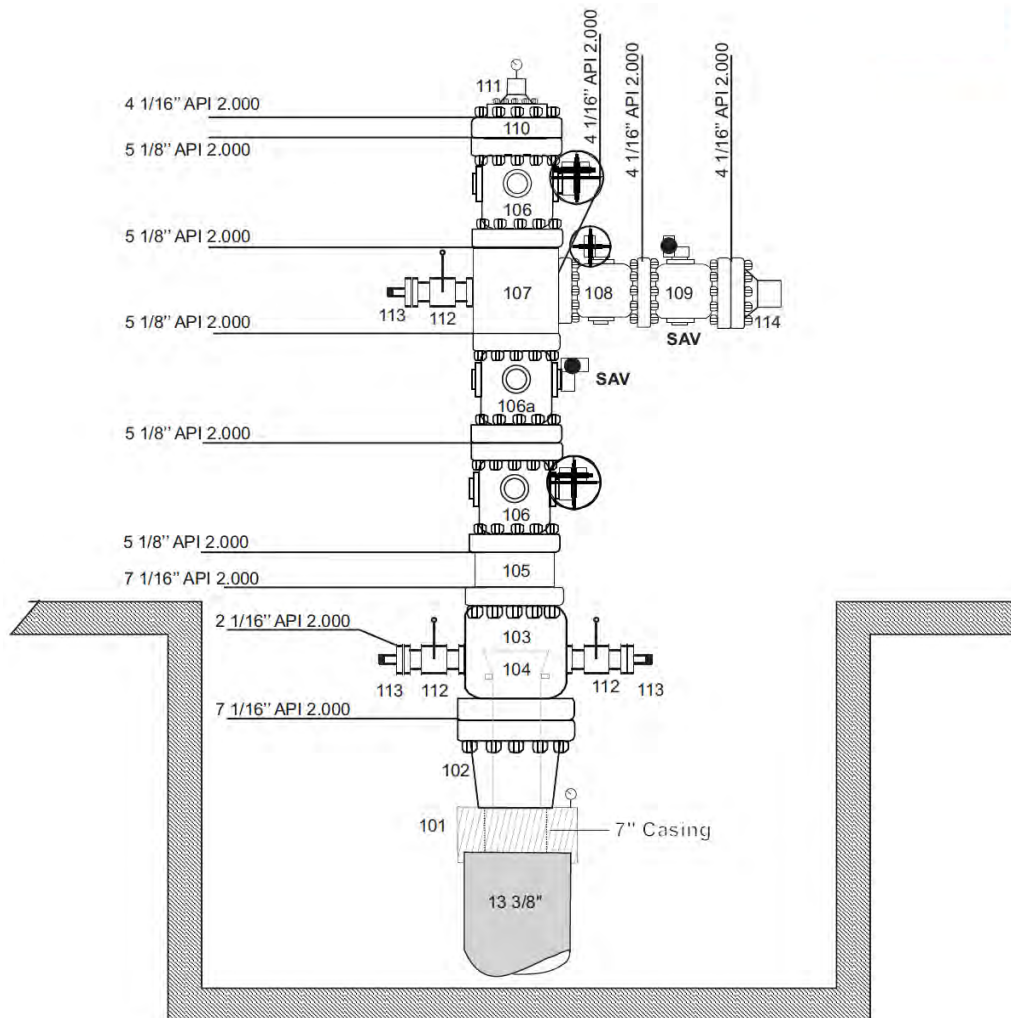


Figuur 6: Schematische weergave van de boorgatcompleties.

De 13³/₈" conductor en 7" casing zijn bestaande verbuizingen. De conductor is op circa 20 m diepte afgezet en de casingschoen zal op een diepte tussen de 440 en 450 m worden geïnstalleerd, afhankelijk van de specifieke cavernegeometrie en geologie ter plaatse. Er wordt een nieuwe 5 1/2" productietubing aangebracht, waarvan de afhangdiepte in het gasolie boorgat gelijk is aan de casingschoen van de 7" casing. Voor het pekelboorgat wordt een diepte van ca. 460-470 m gehanteerd, afhankelijk van de cavernegeometrie, zodanig dat deze minimaal één meter boven de cavernebodem hangt.

Caverne 367 heeft 2 boorgaten. Cavernes 372, 469 en 472 hebben 3 boorgaten. Iedere gasolieopslagcaverne krijgt één gasolieboorgat en één pekelboorgat zoals is weergegeven in Figuur 6. Het derde boorgat van cavernes 372, 469 en 472 wordt afgesloten met een tijdelijke plug, zodat het boorgat in de toekomst beschikbaar blijft voor gebruik.

In Figuur 7 is het voorlopig ontwerp van de boorgatafsluiter weergegeven. In het nog in te dienen definitief ontwerp zal in detail het ontwerp van het opslagsysteem worden beschreven (inclusief materiaalspecificaties, druk klassen, verbuizing, boorgatafsluiters, bovengrondse infrastructuur, etc). Voorafgaand aan de ombouw van de boorgaten wordt dit afgestemd met de afdeling Operaties van Staatstoezicht op de Mijnen (SodM).



Figuur 7: Schematische weergave van de boorgatafsluiter

B5) Wijze van opslag (procesbeschrijving) en terugwinning

De belangrijkste gegevens van de gasolieopslag zijn weergegeven in Tabel 4.

Tabel 4: Belangrijkste gegevens m.b.t. gasolieopslag

Grootheid	Hoeveelheid	Eenheid
aantal cavernes	4	stuks
totaal geometrisch volume	ca. 700	duizend m ³
totaal opslag volume	ca. 600	duizend m ³
volume tankwagen	ca. 40	m ³
maximaal debiet vullen	150	m ³ /h
maximaal debiet legen	150	m ³ /h
maximale druk van de pomp bij vullen	32	Bar
maximale druk aan casingschoen (tijdens vullen)	ca. 70*	bar
minimale druk aan casingschoen (statische sit.)	ca. 55**	bar

* Berekening als volgt: 55 bar (druk pekelkolom aan de casingschoen) + 32 bar (max. druk pomp tijdens inpompen) – 17 bar (hydrostatisch drukverschil tussen olie- en pekelkolom) = 70 bar

** 55 bar = druk pekelkolom aan de casingschoen

Het proces van vullen en legen van de cavernes is in onderdelen B1 en B1.1 van dit Opslagplan behandeld.

B5.1) Stabiliteit van cavernes

Een belangrijk uitgangspunt voor de opslagcavernes is de stabiliteit van de cavernes tijdens opslag. In de gesteentemechanische studie van het Duitse "Institut für Gebirgsmechanik" (IfG; Bijlage 10) is de stabiliteit van de individuele cavernes op analytische basis aangetoond. Op basis hiervan heeft Well Engineering Partners (WEP) een second opinion uitgevoerd waarin de conclusies van IfG m.b.t. de gesteentemechanische stabiliteit van de beoogde opslagcavernes zijn getoetst (Bijlage 13). Geconcludeerd mag worden dat de vier geselecteerde cavernes stabiel zijn omdat voldaan wordt aan de uitgangspunten van de "Good Salt Mining Practice" (GSMP), o.a. betreffende de hoogte van de cavernes, de dikte van het

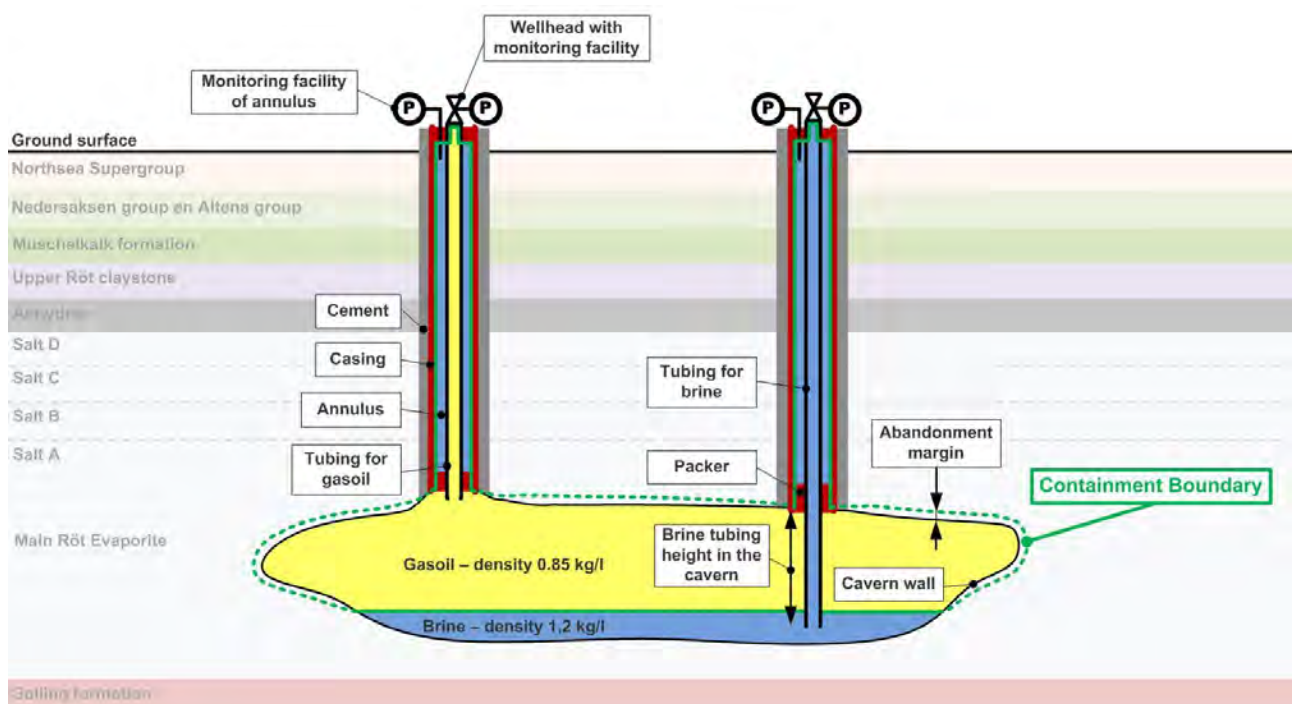
veiligheidsdak boven de cavernes, en het waarborgen van voldoende pilaardikte tussen de gasolieopslagcavernes en aangrenzende cavernes waaruit nog zoutwinning plaatsvindt.

Mb
26 lid
1d

B5.2) Verspreiding van opgeslagen stoffen

B5.2.1 Risico-inventarisatie verspreiding en aantasting voorkomens

AkzoNobel heeft, op basis van overleg met experts, onderzoek door Deltares en TNO, eigen inzicht en overleg met SodM, voor de olieopslag in zoutcavernes een zogenaamde “Bowtie” risico inventarisatie uitgevoerd voor het risico op verspreiding van olie in de ondergrond als gevolg van lekkage van gasolie uit het opslagsysteem. Het opslagsysteem wordt gevormd door de caveerne, de boorgaten en de boorgatafsluiters (zie Figuur 8). De insluitingsgrens (“containment boundary”) wordt gevormd door de boorgatafsluiters, de binnenzijde van de casings, de packers, caveerne dak en wanden, en het scheidingsvlak tussen olie en pekels in de caveerne. Omdat verwacht mag worden dat de gasolie tijdens de opslagperiode als gevolg van permeatie met gemiddeld 1mm/jaar het omringende zout zal indringen, en de wanden en het dak enigszins onregelmatig zijn van vorm, is de insluitingsgrens enkele meters buiten de wanden en het dak van de caveerne gelegd. De insluitingsgrens is als basis genomen voor de risico inventarisatie in het kader van dit opslagplan.



Figuur 8: Schematische weergaven van het opslagsysteem (caveerne, boorgaten en boorgatafsluiters) en de gedefinieerde insluitingsgrens voor de gasolie (“containment boundary”, groene lijn).

De Bowtie risico inventarisatie geeft een goed overzicht van de afzonderlijke bedreigingen (“threats”) en de gevolgen daarvan (“consequences”). Barrières zijn benoemd die de kans dat een bedreiging daadwerkelijk optreedt verkleinen of die de gevolgen van een eventueel toch optredend gevaar beperken. Voor sommige barrières zijn escalatiefactoren benoemd (die de functionaliteit van een barrière verminderen) waarvoor vervolgens ook weer extra barrières zijn benoemd. De resulterende bowtie voor het falen van insluiting van de gasolie (top event: “breach of confinement”) is weergegeven in Bijlage 14. In deze bowtie zijn ook de resultaten gebruikt van de HAZard and OPerability (HAZOP) studie, uitgevoerd door AkzoNobel Engineering en Operational Solutions, voor zover ze betrekking hebben op het opslagsysteem zoals hierboven gedefinieerd. In de HAZOP studie zijn de technische en operationele risico’s geïdentificeerd m.b.t. de bovengrondse infrastructuur die wordt gebruikt om de olie te pompen tot aan de boorgatafsluiter (Bijlage 19). De procedure die is gevolgd om de inventarisatie van de risico’s te maken, en de belangrijkste conclusies, worden hieronder op hoofdlijnen beschreven. Voor een uitgebreidere beschrijving wordt verwezen naar de rapporten van Deltares en TNO (zie onder).

In een in december 2010 door Deltares en AkzoNobel georganiseerde workshop is door experts uit de verschillende relevante vakgebieden een eerste inventarisatie gemaakt van de risico’s m.b.t. verspreiding van olie in de ondergrond als gevolg van het falen van het olieopslagsysteem (zie Appendix C van Bijlage 11 voor een overzicht van de deelnemers). Daarbij is uitgegaan van een inherent veilige en stabiele caveerne voor gasolieopslag (zie Sectie B5.1). Op basis van de tijdens de workshop gemaakte inventarisatie zijn de risico’s door Deltares en TNO in de vorm van een rapport (Bijlage 11) verder technisch uitgewerkt op

generiek niveau, d.w.z. op een niveau geldend voor zoutcavernes in de regio Twente. In het rapport worden de aard en kans van optreden van de oorzaken die kunnen leiden tot een lekkage in detail beschreven, en worden de effecten gekwantificeerd d.m.v. een modelstudie van de verspreiding van olie in de ondergrond voor een generieke caveerne in Twente. Vervolgens is voor een aantal voornamen risicoscenario's een semikwantitatieve risico analyse uitgevoerd om het restrisico inzichtelijk te maken dat blijft bestaan na toepassingen van risicobeheersende maatregelen (zie B5.2.2, en Bijlage 16). In de selectie van de scenario's zijn de experts nauw betrokken, d.w.z., aan hen is gevraagd de selectie te controleren op relevantie en volledigheid, en om additionele scenario's te beschrijven indien nodig.

Uit de resultaten van de risico analyse blijkt dat risicobeheersende maatregelen van groot belang zijn bij het voorkomen en vroeg detecteren van lekkage, en dat waakzaamheid geboden is om de kans op lekkage te minimaliseren. Deltares/TNO concluderen dat opslag van gasolie in zoutcavernes in Twente veilig is, mits er voldoende effectieve maatregelen worden getroffen om de risico's te beheersen.

Hun belangrijkste aanbeveling is om voor iedere caveerne die is geselecteerd voor opslag van gasolie een caveerne-specifieke risico analyse uit te voeren op basis van alle beschikbare informatie over de caveerne (status, geometrie, volume, vorm van het dak), de putten (staat van cementatie en verbuizing) en de directe omgeving (lokale geologie, aanwezigheid en aard van breuken). Daartoe is door TNO een checklist samengesteld waarmee de geschiktheid van een caveerne voor opslag van olie kan worden getoetst.

Deltares heeft deze caveerne-specifieke risico analyse uitgevoerd voor de 4 geselecteerde cavernes (367, 372, 469, en 472) op basis van alle over de cavernes beschikbare informatie over historie, status, vorm, inhoud, en lokale geologie. De rapportage waarin deze risico analyse in detail wordt beschreven is te vinden in Bijlage 12. Hierin wordt ook nader ingegaan op de vorm van de cavernedaken, en de hoeveelheid olie die zich naar verwachting in de welvingen nestelt en die zonder specifieke mitigerende maatregelen niet terug kan worden gehaald (zie secties D3, D4). Voor iedere caveerne is de geschiktheid getoetst aan de hand van de hierboven genoemde checklist. Tevens is voor iedere caveerne een verspreidingsstudie gedaan waarin voor de voornamen risicoscenario's de effecten van optreden zijn gekwantificeerd in de vorm van hoeveelheid en verspreiding van olie in de ondergrond.

Deltares stelt vast dat de 4 geselecteerde cavernes geschikt zijn voor opslag van gasolie. Ze voldoen aan alle gestelde voorwaarden, en het risico op verspreiding van olie in de ondergrond is zeer laag tot verwaarloosbaar, mits er voldoende effectieve maatregelen worden getroffen om de risico's te beheersen.

Mb
26 lid
1e

B5.2.2 Maatregelen om verspreiding tegen te gaan

Maatregelen om verspreiding van gasolie tegen te gaan zijn in de vorm van barrières opgenomen in het risicobeheersplan (Bijlage 16). In totaal zijn er 63 unieke barrières benoemd, die zijn onder te verdelen in 8 typen:

1. *Administratieve barrières*

Dit zijn barrières die op een administratieve wijze zorgen voor extra controle en daarmee voorkomen dat eventuele bedreigingen daadwerkelijk een gevaar gaan vormen. Voorbeelden zijn de Mijnbouwwet- en regelgeving en de wet- en regelgeving op het gebied van grondwateronttrekking. Deze vallen buiten de invloed van AkzoNobel. Ook het interne systeem waarmee de in- en uitgaande stromen olie en pekels geregistreerd gaan worden is een administratieve barrière.

2. *Controle van de vrijkomende energie*

Dit zijn barrières die de maximaal vrijkomende energie beperken. Voorbeelden zijn de aanwezigheid van brandblussers, zowel in het zouthuisje als in de tankwagens, en het geïnstalleerde drukcontrolesysteem dat ervoor zorgt dat in geval van het ontstaan van een overdruksituatie automatisch de af-/toevoer van olie en de af-/toevoer van pekels afsluiten.

3. *Ontwerpbarrières*

Er zijn 16 barrières opgenomen in het ontwerp van het opslagsysteem. Deels zijn dit van nature of vanuit de natuurkunde aanwezige barrières (zoals de grotere permeabiliteit van de onder de cavernes gelegen Solling formatie die voorkomt dat grote overdrukken in de cavernes kunnen ontstaan), deels zijn dit ontwerpaspecten die een rol hebben gespeeld bij de selectieprocedure waarmee de uiteindelijke opslagcavernes geselecteerd zijn, en deels zijn het technische ontwerpaspecten, die het ontstaan van een bedreiging (helpen te) voorkomen.

4. *Beschermende en afschermende barrières*

Beschermende en afschermende barrières vormen een fysieke barrière voor het ontstaan van een gevaarlijke situatie, zoals betonnen blokken rondom het zouthuisje ter voorkoming van aanrijdingen,

	<p>de zouthuisjes zelf en het hieromheen te plaatsen hekwerk.</p> <p>5. <i>Barrières op het gebied van inspectie en onderhoud</i> Dit type barrières omvat de testen (USIT en MIT) die voorafgaand aan de olieopslag uit zullen worden gevoerd, de verschillende monitoringsactiviteiten zoals die plaatsvinden tijdens de olieopslagperiode, en de beheer- en onderhoudsactiviteiten. Het slagen van testen voor de cavernes zal een harde eis zijn om opslag toe te staan. De monitoringsactiviteiten zijn uitgewerkt in het monitoringsplan (zie Hoofdstuk 4.2 van Bijlage 16). De beheer- en onderhoudsactiviteiten zijn uitgewerkt in het onderhoudsplan (zie Hoofdstuk 4.3 van Bijlage 16).</p> <p>6. <i>Procedurele barrières</i> Er zijn 6 procedurele barrières benoemd. Dit zijn barrières die procedureel zijn vastgelegd, bijvoorbeeld in het Winningsplan van AkzoNobel (bijv. de GSMP richtlijnen), of die gaan over de te hanteren procedures bij de selectie van personeel voor het uitvoeren van onderhoud of metingen. Deze laatste zijn uitgewerkt in het onderhoudsplan (zie Hoofdstuk 4.3 van Bijlage 16). Ook veiligheidsprocedures die aan de orde moeten komen in het trainingsprogramma voor chauffeurs die namens Argos de laad- en losactiviteiten gaan uitvoeren behoren tot dit type. Deze zijn uitgewerkt in het trainingsprogramma (zie Hoofdstuk 4.4 van Bijlage 16).</p> <p>7. <i>Barrières die de kans op het optreden van een bedreiging of de effecten na optreden verminderen</i> In deze categorie vallen de barrières die de kans op het optreden van een bepaalde bedreiging verminderen of die de gevolgen van het optreden ervan verminderen. Onder de eerste groep vallen bijvoorbeeld alle stappen van de selectieprocedure die doorlopen is om te komen tot de vijf geselecteerde cavernes, zoals de uitsluiting van instabiele cavernes en de volledige ligging in Zout A. Onder de tweede groep vallen barrières zoals de verwijdering van alle olie uit de caveerne, de opstelling van een grondwatermonitorings- en saneringsplan in geval van lekkage, en reparatie van een gelokaliseerd lek. Deze maatregelen worden uitgewerkt in het noodsituatie actieplan (zie Hoofdstuk 4.5 van Bijlage 16).</p> <p>8. <i>Barrières die een scheiding in plaats of tijd betreffen</i> In deze categorie vallen de barrières die het opslagsysteem of het ontstaan van een lekkage nadrukkelijk in plaats of tijd scheiden van het bedreigde aspect. Hieronder vallen de afstand tussen drink- en grondwateronttrekkingen en de opslagcavernes, zowel verticaal als horizontaal, maar ook het ontwerp van de put met een dubbele verbuizing.</p> <p>De technische uitwerking van de barrières, en de integratie ervan in de operatie (in de vorm van procedures en richtlijnen), is in meer detail beschreven in het risicobeheersplan m.b.t. verspreiding van gasolie (Bijlage 16).</p>
Mw 35 lid 1d Mb 26 lid 1a	<p>B5.3) Omvang van de opslag</p> <p>De omvang van de opslag is circa 600.000 m³. Het betreft hier 4 cavernes met gemiddeld een opslagvolume van ca. 150.000 m³. Het werkelijke volume wisselt per caveerne, en varieert tussen 125.000 m³ en 200.000 m³.</p>
Mw 35 lid 1b	<p>B5.4) Duur van de opslag</p> <p>De duur van de opslag wordt begrensd door de Opslagvergunning. De Opslagvergunning is afgegeven op 3 september 2010 voor een periode van 30 jaar. De gewenste geldigheidsduur van het opslagplan bedraagt eveneens 30 jaar.</p>

Mb 26 lid 1c Mb 27b	<p>B6) Stoffen die jaarlijks worden gebruikt en meegeproduceerd</p> <p>Tijdens de opslagactiviteit ontstaan geen afvalstoffen, naast geringe hoeveelheden afvalstoffen die als huishoudelijk dan wel als KWD (kantoor, winkel, diensten) afval moeten worden gezien.</p> <p>De volgende stoffen zijn tijdens het proces vereist en zijn als zodanig op De Marssteden aanwezig:</p> <table border="1" data-bbox="280 371 1444 745"> <thead> <tr> <th>Stof</th> <th>Wijze van opslag</th> <th>Maximale hoeveelheid (m³)</th> <th>Functie/herkomst</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Pekel</td> <td>Zoutcavernes</td> <td>Afhankelijk van de hoeveelheid gasolie</td> <td>Wordt verdrongen uit de caveerne bij vullen met gasolie. Bij legen van de caveerne wordt verzadigde pekkel gebruikt voor het verdringen van gasolie</td> </tr> <tr> <td>blusmiddelen</td> <td>nader te bepalen</td> <td>nader te bepalen</td> <td>Blussen</td> </tr> </tbody> </table>	Stof	Wijze van opslag	Maximale hoeveelheid (m ³)	Functie/herkomst	Pekel	Zoutcavernes	Afhankelijk van de hoeveelheid gasolie	Wordt verdrongen uit de caveerne bij vullen met gasolie. Bij legen van de caveerne wordt verzadigde pekkel gebruikt voor het verdringen van gasolie	blusmiddelen	nader te bepalen	nader te bepalen	Blussen
Stof	Wijze van opslag	Maximale hoeveelheid (m ³)	Functie/herkomst										
Pekel	Zoutcavernes	Afhankelijk van de hoeveelheid gasolie	Wordt verdrongen uit de caveerne bij vullen met gasolie. Bij legen van de caveerne wordt verzadigde pekkel gebruikt voor het verdringen van gasolie										
blusmiddelen	nader te bepalen	nader te bepalen	Blussen										
	<p>C) Gegevens inzake bodembeweging. <i>(Alleen in te vullen voor opslagplannen voor voorkomens gelegen aan de landzijde van de 3 zeemijlszone).</i></p>												
Mw 35 lid 1f Mb 26 lid 1g	<p>C1) Aard van de bodembeweging en bodemtrilling</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> bodembeweging</p> <p>De bodembeweging in het boorterrein Hengelo is het gevolg van kruip van het steenzout bij het optreden van deviatorische spanning. Aan het maaiveld treedt zij op in de vorm van een zogenaamde bodemdalingsskom. In principe worden verticale en horizontale deformatie, scheefstand (tilt) en rotatie onderscheiden. Bovendien kunnen als gevolg van de horizontale deformatie druk- en trekzones ontstaan. De verticale deformatie is echter het belangrijkste. In Bijlage 7 wordt een relatie gelegd tussen de hoeveelheid bodemdaling (uitgedrukt in mm) en de extractiegraad (%) en tussen de snelheid van bodemdaling (uitgedrukt in mm/jaar) en de extractiegraad (%).</p> <p>Voor de in het boorterrein gebruikelijke extractiegraad – omstreeks 15 % - is de bodemdaling per 100 jaar ≤ 5 cm. De snelheid waarmee de bodemdaling plaatsvindt bedraagt bij de genoemde extractiegraad maximaal 0,5 mm/jaar. Deze waarden komen overeen met de analyse van resultaten van historische meetreeksen van waterpassingen. Er kan worden geconcludeerd dat de bodemdaling boven cavernes die aan de in bijlagen 8 en 9 geformuleerde criteria voldoen in de praktijk niet meetbaar zal zijn.</p> <p>In de praktijk betekent dit dat de bodemdaling ten gevolge van zoutwinning in de Marssteden onder de detectiegrens ligt. Bovendien wordt zij verstoord en overschaduwd door andere effecten, bijvoorbeeld pekkelwinning in omliggende cavernes, beweging van meetpunten door andere oorzaken (ondiepe ondergrond) en beweging van referentiepunten over lange periodes (o.m. als gevolg van isostasie). Samenvattend kan gesteld worden dat geen schade als gevolg van bodembeweging te verwachten is. Maatregelen ter voorkoming van schade zijn daarom niet aan de orde. Hetzelfde geldt voor maatregelen om de schade door bodemdaling te verhinderen of te beperken.</p> <p>Het gesteentemechanische model voor de opslag van gasolie in bestaande cavernes wijkt niet wezenlijk af van dat voor de winning van steenzout. Het opslagconcept voorziet dat de gasolie onder pekeldruk wordt opgeslagen, wat door eenvoudige technische maatregelen gerealiseerd kan worden. Dit betekent dat de omstandigheden bij opslag van gasolie – de druk in de caveerne, en de spanningsverdeling rondom de caveerne - niet wezenlijk verschillen van die bij de winning van steenzout. Als gevolg hiervan zijn ook de verwachtingen over de optredende bodemdaling gelijk.</p> <p>Cavernes die voor de opslag van gasolie in gebruik genomen worden zullen niet meer voor zoutwinning gebruikt worden tijdens de opslagactiviteit. Door de pekkelproductie uit de opslagcavernes te staken voor zij hun maximaal toegestane omvang bereiken, hebben zij een kleiner volume dan uitgeproduceerde cavernes. Bij de kleinere opslagcavernes is de resulterende volumeconvergentie verhoudingsgewijs geringer dan bij een (grotere) pekkelproductiecaveerne. Daarmee is de resulterende bodemdaling aan het maaiveld eveneens geringer. Het feit dat het volume van de cavernes constant is tijdens de opslagactiviteit heeft eveneens een gunstig effect op de spanningsverdeling rond deze cavernes. De</p>												

	<p>huidige spanningsverdeling is ontstaan tijdens de pekelpductie in de afgelopen decennia. Door de spanningsverdeling tijdens gasolieopslag niet te verstoren wordt ook de langetermijn stabiliteit verder gewaarborgd (zie bijlagen 10, 13). Ook voor de fase na gebruik van de caveerne voor opslag van gasolie blijft de spanningsverdeling gelijk omdat de gasolie vervangen zal worden door verzadigde pekelp. De caveerne wordt hierdoor niet groter waardoor de situatie weer vergelijkbaar wordt met die voor begin van de opslag van gasolie (winning van steenzout).</p> <p>In het Meetplan 2012 (zie Bijlage 20) wordt de uitvoering van de nulmeting beschreven. De uitvoering van herhalingsmetingen zal in de actualisering van het Meetplan worden meegenomen.</p> <p>☑ bodemtrilling</p> <p>Bodemtrillingen ontstaan door de schoksgewijze ontlading van spanning opgebouwd in een gesteentemassa via breukvorming of relatieve verplaatsing van gesteente aan weerszijden van een breuk. Tijdens de ontwikkeling van een caveerne treden veranderingen op in het spanningsevenwicht rond de caveerne. Echter, de opgebouwde spanningen worden door het viscoplastisch gedrag van steenzout (zoutkruip) al tijdens de ontwikkeling van de caveerne herverdeeld, zodat een nieuw spanningsevenwicht ontstaat. Het is daarom zeer onwaarschijnlijk dat bodemtrillingen zullen ontstaan als gevolg van zoutwinning.</p> <p>In de provincies Overijssel, en de omliggende provincies Gelderland, Utrecht, en Drenthe zijn voldoende oppervlakte seismometers geïnstalleerd om eventuele trillingen door zoutwinning te detecteren. De data gegenereerd door deze seismometers is op de website van het KNMI (http://www.knmi.nl) te vinden en laat zien dat in het zoutwinningsgebied van AkzoNobel in Twente in de periode 1905 tot op heden inderdaad geen aardbevingen zijn opgetreden als gevolg van de winning van zout door middel van oplosmijnbouw. Ook in de literatuur zijn geen aanwijzingen te vinden voor het optreden van bodemtrillingen in relatie tot de winning van zout door oplosmijnbouw.</p> <p>Geconcludeerd kan worden dat het uiterst onwaarschijnlijk is dat door de winning van steenzout door oplosmijnbouw bodemtrillingen kunnen ontstaan. Hetzelfde geldt voor de opslag van gasolie in cavernes.</p> <p>In C3 wordt ingegaan op de risico's veroorzaakt door natuurlijke bevingen en trillingen als gevolg van de aardolie- en aardgaswinning in Nederland (geïnduceerde bevingen).</p>
Mb 24 lid 1m	<p>C2) Bodemdalingscontouren (uiteindelijk verwachte mate van bodemdaling)</p> <p>Zoals in C1 beschreven is het niet mogelijk een betrouwbaar overzicht te geven van het verwachte verloop van de bodemdaling in de tijd omdat bodemdaling ten gevolge van zoutwinning in de Marssteden onder de detectiegrens ligt. Hetzelfde geldt voor de contouren van de verwachte uiteindelijke bodemdaling.</p>
Mb 24 lid 1n Mb 24 lid 1o	<p>C2.1) Verloop bodemdaling in tijd</p> <p>Op grond van bovengenoemde inzichten is enkele jaren geleden besloten om het uitvoeren van een (half)jaarlijkse waterpassing voorlopig te beëindigen. Gezien de bestaande lay-out van het boorterrein en de zeer geringe grootte van de bodembeweging is het onmogelijk een betrouwbaar overzicht te geven van het verwachte verloop van de bodemdaling in de tijd.</p> <p>De gesteentemechanische grondslag voor de langetermijn stabiliteit en integriteit van de opslagcavernes t.o.v. de met verzadigde pekelp gevulde cavernes verandert niet wezenlijk door de opslag van gasolie (zie bijlagen 10, 13). Daarom worden er geen aanvullende maatregelen genomen ten aanzien van opslagcavernes.</p>
Mb 24 lid 1p	<p>C3) Risicoanalyse omtrent bodemtrillingen</p> <p>In C1 is verklaard dat niet te verwachten is dat bodemtrillingen zullen ontstaan als gevolg van zoutwinning uit en opslag van gasolie in zoutcavernes. Echter, in Nederland treden wel aardbevingen op als gevolg van tektonische bewegingen langs breuken (natuurlijke bevingen) en als gevolg van gaswinning (geïnduceerd).</p> <p>Algemeen kan gesteld worden dat aardbevingen voornamelijk schade veroorzaken aan het aardoppervlak. In de ondergrond zal het effect van de (meest destructieve) Rayleigh oppervlaktegolven minimaal zijn. Omdat de olieopslagcavernes op 500 m onder het aardoppervlak liggen is de kans dat hun stabiliteit en/of lektheid gecompromitteerd wordt nihil. Echter, het bovengrondse deel van het</p>

	<p>opslagsysteem kan wel schade ondervinden van de oppervlakte golven die optreden bij een aardbeving. Om te kunnen voldoen aan het in het Mijnbouwbesluit gestelde met betrekking tot het uitvoeren van een risicoanalyse betreffende bodemtrillingen als gevolg van winning van olie of gas zijn onder begeleiding van het Technisch Platform Aardbevingen (TPA) een aantal studies uitgevoerd. Om voor dit olieopslagproject een zo compleet mogelijk beeld te genereren van de te verwachten bevingsterkte in Twente is kennis genomen van diverse studies [Ref 1, 2, 3, 4, 5].</p> <p>Natuurlijke bevingen ontstaan in Nederland vrijwel uitsluitend in Zuid-Limburg en Noord-Brabant, maar ook over de grens in Duitsland, in het Roergebied, ontstaan aardbevingen. Geïnduceerde bevingen treden voornamelijk op in de provincie Groningen als gevolg van gaswinning door de NAM. De winning van aardgas gaat gepaard met een daling van de druk in de ondergrond. Dit soort spanningsverandering kan leiden tot plotselinge bewegingen langs bestaande breuken, waardoor lichte aardbevingen kunnen plaatsvinden.</p> <p>Het KNMI stelt op haar website veel informatie ter beschikking over gemeten bevingen en te verwachten bevingsterkte in Nederland (Ref. 6). De maximale gemeten bevingsterkte in Nederland is 5,8 op de schaal van Richter (aardbeving Roermond, 1992). Uit een studie naar het seismische risico in Nederland is af te leiden dat een aardbeving met een sterkte van 4 of hoger op de schaal van Richter in Twente gemiddeld eens in de ongeveer ca. 500 jaar voorkomt. Infrastructuur op of net onder het aardoppervlak (boorgatafsluiters, buisleidingen, boorgaten) is goed bestand tegen dergelijke bevingsterktes (Ref. 2).</p> <p>Geconcludeerd mag worden dat het risico op schade aan het olieopslagsysteem als gevolg van bodemtrillingen als zeer gering mag worden beschouwd.</p>
Mb 24 lid 1q	<p>C4) Omvang en aard van schade door bodembeweging</p> <p>Zie C1. Bodembeweging door gasolieopslag in zoutcavernes is niet te verwachten.</p>
Mb 24 lid 1r	<p>C5) Maatregelen om bodembeweging te voorkomen / te beperken</p> <p>Zie C4.</p> <p>Volledigheidshalve wordt opgemerkt dat bodembeweging door sterk beperkt wordt door de handhaving van een drukregime in de caveerne tijdens de opslagactiviteit en het afsluiten van de toegangsboringen van een caveerne na beëindiging van de opslagactiviteit.</p>
Mb 24 lid 1s	<p>C6) Maatregelen die gevolgen van schade door bodembeweging beperken of voorkomen</p> <p>Verwezen wordt naar wat in C4 gesteld is. Generieke of specifieke maatregelen om schade door bodembeweging te voorkomen of te beperken zijn niet aan de orde.</p>
	<p>D) Gegevens inzake beëindiging opslag.</p>
Mb 26 lid 1f Mb 27a	<p>D1) Beëindiging van de opslag</p> <p>Na afloop van de geldigheidsduur van de Opslagvergunning wordt de opslag beëindigd. Eventueel kan bij veranderende marktomstandigheden de opslag eerder worden beëindigd of kan een verlenging worden aangevraagd. Na beëindiging van de gasolieopslag wordt de caveerne met vloeistof (water of verzadigde pekkel) gevuld. Afhankelijk van de omstandigheden kan de caveerne worden afgesloten of eventueel worden aangewend voor ander gebruik, in casu pekkelwinning. In het geval van beëindiging van het gebruik van de cavernes zal binnen de daarvoor geldende termijn een sluitingsplan worden ingediend.</p> <p>D2) Cavernes na opslagperiode</p> <p>Na afloop van de opslagperiode wordt de gasolie uit de caveerne verwijderd door toevoer van water of verzadigde pekkel. De pekkel is afkomstig uit andere zoutcavernes die voor pekkelproductie worden gebruikt in het zoutwingebied van AkzoNobel in Twente. Uiteindelijk blijft er een caveerne over die gevuld is met verzadigde pekkel. Deze eindsituatie is gelijk aan de huidige situatie na beëindiging van de zoutwinning.</p> <p>D3) Aanvullende maatregelen benodigd in vergelijking met andere zoutcavernes.</p> <p>Bij reguliere zoutwinning wordt ook gasolie gebruikt, als mijnbouwhulpstof ter bescherming van het zoutdak. Maximaal wordt 100 m³ gasolie per caveerne gebruikt. Na afloop van de zoutwinning wordt de</p>

gasolie grotendeels teruggewonnen en hergebruikt in andere cavernes, en blijft een klein gedeelte achter (zie onder voor oorzaken). Bij gasolieopslag is het maximaal aanwezige volume gasolie in de caveerne vele malen groter dan in de situatie bij zoutwinning. Het komt feitelijk neer op het verdikken van de huidige laag van enkele centimeters naar circa 10 tot 20 meter. Daarom is ook de kans dat er meer gasolie in de caveerne achterblijft groter.

Omdat het achterblijven van olie na abandonnering een reëel gevaar is, en omdat het om grote hoeveelheden gaat, is door AkzoNobel een "Bowtie" risico inventarisatie uitgevoerd voor het risico op het achterblijven van een aanmerkelijke hoeveelheid olie na beëindiging van de olieopslag. De resulterende bowtie (top event: "oil irretrievable at abandonment") is weergegeven in Bijlage 15. Op basis van de risico inventarisatie is in samenwerking met DEEP Underground Engineering een risicobeheersplan (Bijlage 17) ontwikkeld waarin beheersmaatregelen worden beschreven die voorkomen dat er na beëindiging van de olieopslag, dus na de laatste leging, een significante hoeveelheid olie in de caveerne achterblijft. De belangrijkste oorzaken voor het achterblijven van olie, en de bedachte beheersmaatregel, worden hieronder beknopt beschreven. Een gedetailleerdere beschrijving is te vinden in het risicobeheersplan (Bijlagen 17).

1. *Olie kan gevangen komen te zitten in welvingen in het dak van de caveerne*

Op basis van sonarmetingen is bepaald dat er in het dak van de cavernes welvingen zitten, waarin grote hoeveelheden olie zal gaan zitten. Omdat olie lichter is dan pekkel, zal deze zonder aanvullende mitigerende maatregelen niet uit de caveerne terug kunnen worden gehaald. Daarom is een mitigerende maatregel ontworpen die erin voorziet dat alle welvingen in het dak worden weggelooft voordat de cavernes worden geabandonneerd. Dit gebeurt op dezelfde manier als waarop pekkel is gewonnen uit de caveerne tijdens de winning van zout (conventionele oplosmijnbouw), zij het met een aanmerkelijk dikkere oliedeken om er zeker van te zijn dat alle welvingen in het dak volledig gevuld zijn. De dikte van de oliedeken wordt vervolgens met kleine stappen verminderd, waardoor steeds de onder de oliedeken uitstekende delen van het dak zullen weglopen. De uit de welvingen vrijgekomen olie wordt uit de caveerne gepompt. Uiteindelijk ontstaat zo een caveerne met een vlak dak waarin nauwelijks tot geen olie achterblijft. Een gedetailleerde uitwerking van de procedure van het vlak logen van het dak is door DEEP Underground Engineering gemaakt (zie Bijlage 18).

2. *Olie kan vast komen te zitten in de wanden van de caveerne*

Olie kan in de loop der jaren enige millimeters in de wanden van de caveerne doordringen (permeatie) of vast gaan zitten in kleine onregelmatigheden in de wanden. Deze olie kan door middel van logen (circulatie met zoet water zodat zout met daarin de olie oplost) uit de wand losgemaakt worden. Deze losgeweekte olie kan via de boorgaten worden teruggehaald

3. *Olie kan aan de wanden blijven plakken*

Olie die aan de wanden van de caveerne plakt kan mogelijk door middel van circulatie van pekkel van de wand losgemaakt worden. Deze losgeweekte olie kan vervolgens via de boorgaten worden teruggehaald.

D4) Achtergebleven gasolie na abandonnering

Na beëindiging van de gasolieopslag wordt er zoveel mogelijk gasolie uit de cavernes teruggeleverd. Het streven is om niet meer gasolie achter te laten dan gebruikelijk bij zoutproductie. De gasolie die in de caveerne achterblijft, zal met maximaal 1 mm per jaar in het omringende zout indringen (zie Bijlage 11).

D5) Verwachting t.a.v. langetermijn stabiliteit van opslagcavernes

Het Duitse "Bundesanstalt Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe" (BGR) heeft met behulp van Eindige Elementen Modelling de langetermijn stabiliteit en integriteit van zoutcavernes onderzocht (zie bijlagen 7, 8, en 9). In Bijlage 13 wordt gesteld dat deze conclusies ook geldig zijn voor de situatie na beëindiging van de gasolieopslag waarbij de cavernes weer met water of verzadigde pekkel gevuld worden. Hieronder zijn ze kort samengevat.

Na afsluiting van een holruimte stijgt de druk in de met verzadigde pekkel gevulde holruimte van halmostatisch naar een waarde tussen halmostatische en lithostatische druk (de laatste is de grenswaarde). Dit wordt veroorzaakt door zoutkruip (convergentie, verkleining van het volume van de holruimte) en vergroting van het volume van de ingesloten pekkel door toename van de temperatuur als gevolg van herstel van het oorspronkelijke geothermische evenwicht in de zoutformatie.

Wanneer de lithostatische druk (grenswaarde) bereikt wordt, wijzigt als gevolg van de dan heersende spanningstoestand de permeabiliteit van het zout, waardoor pekels in het omringende zoutgesteente doordringt (permeatie) en de druk in de caverne niet verder stijgt. Er ontstaat een evenwichtstoestand waarbij de druktoename door convergentie van de caverne en volumevergroting van de pekels gecompenseerd worden door de hoeveelheid pekels die in het zoutgesteente doordringt.

Uit onderzoek is gebleken dat bij het hierboven beschreven proces, naast andere factoren, voornamelijk de hoogte en de diepteligging van de holruimte van belang zijn. Met behulp van Eindige Elementen Modelleren kunnen genoemde effecten gekwantificeerd en beoordeeld worden. De tijd die verstrijkt voordat lithostatische druk wordt bereikt, de hoeveelheid verdrongen pekels in m³/jaar en de aan het maaiveld resulterende bodemdaling kunnen zo inzichtelijk gemaakt worden.

De BGR concludeert dat het na afsluiting van een caverne geruime tijd duurt voordat de lithostatische druk bereikt wordt. Hoe ondieper een caverne is gelegen en hoe geringer de hoogte van een caverne is, hoe langer deze fase duurt. Voor het boorterrein Hengelo zijn beide van toepassing. Bovendien blijkt dat de hoeveelheid pekels die per jaar doordringt in het zout zeer gering is in verhouding tot het volume van de caverne. In de praktijk betekent dit dat gedurende een maatschappelijk relevant tijdvak de met verzadigde pekels gevulde holruimte niet van vorm of plaats verandert en dat de langetermijn stabiliteit en integriteit van de caverne gedurende deze periode niet in het gedrang zijn. Bovendien is de resulterende bodemdaling aan het maaiveld verwaarloosbaar, zoals eerder in C1 beschreven.

D6) Monitoring plan

Na beëindiging van de gasolieopslag en eventuele andere toepassingen worden de cavernes opgenomen in het dan bestaande meetnet ten behoeve van monitoring van bodemdaling van het boorterrein Hengelo.

D7) Afsluiten van caverne.

Na beëindiging van de gasolieopslag wordt een zogenaamde eindmeting (sonar) uitgevoerd om de eindsituatie vast te leggen. Verder wordt naar het onder D1 gestelde verwezen.

D8) Beschrijving van worst-case ontwikkeling na abandonnering (inclusief tijdschaal)

De opslagcavernes zijn uitsluitend in zout A in zout A ontwikkeld en zijn inherent veilig in termen van de GSMP. Het wordt daarom uiterst onwaarschijnlijk geacht dat de cavernes binnen een maatschappelijk relevante tijdsperiode zullen bezwijken.

Ondertekening

Naam: J.G. Visser
Operations Manager, AkzoNobel Salt B.V.



Datum: Hengelo, 14 januari 2013

Vertrouwelijke bedrijfsinformatie

Behoort bij aanvraag om instemming op een opslagplan d.d. 3 mei 2010

Bedrijfs- en productiegegevens die conform het bepaalde in artikel 10 lid 1 sub c van de Wet openbaarheid van bestuur (Wob) vertrouwelijk worden medegedeeld. Met nadruk wordt verzocht de op dit formulier voorkomende bedrijfs- en productiegegevens overeenkomstig artikel 3:11 tweede lid respectievelijk artikel 3:21 derde lid van de Algemene wet bestuursrecht (Awb) niet op enigerlei wijze aan de openbaarheid prijs te geven door de inhoud van dit formulier ter inzage te leggen of in (openbare) documenten over te nemen.

E Kosten van de opslag op jaarbasis en investeringen (Mb 24 lid 1)

E1 Investerings : ca. 4,5 miljoen euro

E2 Onderhoud : ca. 0,1 miljoen euro per jaar

E3 Bedrijfsvoering : ca. 0,5 miljoen euro per jaar

E4 Verlaten en verwijderen mijnbouwwerk : ca. 1 miljoen euro

Zie het jaarverslag van AkzoNobel voor overige financiële informatie over de vergunningaanvrager.

Ondertekening

Naam J.G. Visser
Operations Manager
AkzoNobel Salt B.V.

Datum

14 januari 2013

Handtekening



Bijlagen

No.	Titel	Vertrouwelijk	Digitaal	Hardcopy
[1]	Productspecificaties gasolie	Nee	Ja	Ja
[2a]	Geological Analysis of The Marssteden Area Twente Region. Geowulf Laboratories, GL.10.121, December 2010	Ja	Ja	Ja
[2b]	Appendix A to Geological Analysis of The Marssteden Area Twente Region. Geowulf Laboratories, GL.10.121, December 2010	Ja	Ja	Ja
[2c]	Appendix B to Geological Analysis of The Marssteden Area Twente Region. Geowulf Laboratories, GL.10.121, December 2010	Ja	Ja	Ja
[3]	Memo Detailed Geology De Marssteden. AkzoNobel, Marinus den Hartogh, Hengelo, Februari 2011.	Ja	Ja	Ja
[4]	Kartering Twenthe-Rijn, Uitbreiding Twenthe-Rijn en Buurse Concessie. Nederlands Instituut voor Toegepaste Geowetenschappen TNO, Projectnummer 147377611, Haarlem, April 1997.	Ja	Ja	Ja
[5]	Actualisering van de bestaande geologische kaarten van de concessie Adolf van Nassau en van de concessies Twenthe-Rijn, Buurse en Uitbreiding Twenthe-Rijn. Nederlands Instituut voor Toegepaste Geowetenschappen TNO, Projectnummer NITG 02-194-C, Utrecht, December 2002.	Ja	Ja	Ja
[6]	The Development, Geology and Lithology of the Central-Northern Part of the Hengelo Rock Salt Solution Mining Area and its Geotechnical Characterization (+ Appendix). Memoirs of the Center of Engineering Geology in the Netherlands, No. 126, M.W.P. van Lange, Technical University Delft, Faculty of Mining and Petroleum Engineering, Section Engineering Geology, Delft, December 1994.	Nee	Ja	Nee
[7]	Geomechanische Modellberechnungen zu Geländeoberflächen-senkungen im Kavernenfeld Hengelo, Abschlussbericht, Auftragsnummer 5145013106 vom 19.06.2003. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover, November 2003.	Nee	Ja	Ja
[8]	Ermittlung der zulässigen Beanspruchung von Pfeilern im Kavernenfeld Hengelo, Abschlussbericht, Auftragsnummer 5145027121 vom 23.01.2004. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover, März 2004.	Nee	Ja	Ja
[9]	Geomechanische Berechnungen zur Standfestigkeit und Integrität von Inline-Pfeilern in parallelen Kavernenreihen, Abschlussbericht, Auftragsnummer 5145027121 vom 23.01.2004. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover, November 2004.	Nee	Ja	Ja

[10a]	Gebirgsmechanische Bewertung zur Möglichkeit einer Umwidmung von stillgelegten NaCl-Soleproduktionskavernen des Solfeldes Hengelo für die Untergrundspeicherung von Dieselmotorkraftstoff. IfG-Institut für Gebirgsmechanik GmbH, Leipzig, October 2010.	Nee	Ja	Ja
[10b]	Memorandum to Rock Mechanical Appraisal concerning the Feasibility of Converting Abandoned NaCl-brine Production Caverns within the Hengelo Cavern Field into Underground Caverns for Diesel Oil Storage. IfG-Institut für Gebirgsmechanik GmbH, Leipzig, November 2011.	Nee	Ja	Ja
[10c]	Executive Summary to Rock Mechanical Appraisal concerning the Feasibility of Converting Abandoned NaCl-brine Production Caverns within the Hengelo Cavern Field into Underground Caverns for Diesel Oil Storage. Institut für Gebirgsmechanik GmbH (IfG), Leipzig, May 2012.	Nee	Ja	Ja
[11]	Generic Technical Risk Assessment of Gasoil Storage in Salt Caverns in the Twente Region based on the Second Use Containment Concept, Deltares/TNO, December 2012	Nee	Ja	Ja
[12]	Cavern-Specific Risk Assessment of Gasoil Storage in the Marssteden Concession based on the Second Use Containment Concept (2U-CC), Deltares, December 2012	Nee	Ja	Ja
[13]	Clovis Project „Second opinion“ Gesteentemechanische 3-D modellering, Well Engineering Partners (WEP), 2013	Nee	Ja	Ja
[14]	Bowtie „Breach of confinement“ (A0, A3)	Nee	Ja	Ja
[15]	Bowtie „Irrecoverable of oil at abandonment“ (A0, A3)	Nee	Ja	Ja
[16]	Risicobeheersplan Verspreiding van Olie in de Ondergrond, AkzoNobel, 2013	Nee	Ja	Ja
[17]	Risicobeheersplan Achterblijven van Olie na Abandonnering, AkzoNobel, 2013	Nee	Ja	Ja
[18a]	Leaching Recommendations for Conversion of Akzo Salt Production Caverns into Oil Storage Caverns in the Clovis Project, DEEP, 2012	Ja	Ja	Ja
[18b]	Attachments to Leaching Recommendations for Conversion of Akzo Salt Production Caverns into Oil Storage Caverns in the Clovis Project, DEEP, 2012	Ja	Ja	Ja
[19]	HAZard and OPerability (HAZOP) studie, AkzoNobel Engineering and Operational Solutions (EOS), 2011	Nee	Ja	Ja
[20]	Rapport „Meetplan Twenthe-Rijn 2012, revisie 00“, Oranjewoud, 20 oktober 2011	Nee	Ja	Nee

Referenties

- 1 Wassing, B.B.T., Maljers, D., Westerhoff, R.S., Bosch, J.H.A., Weerts, H.J.T., 2003. Seismisch hazard van geïnduceerde aardbevingen. Rapportage fase 1. TNO-rapport NITG 03-185-C
- 2 Wassing, B.B.T., Maljers, D., Westerhoff, R.S., Bosch, J.H.A., Weerts, H.J.T., Koopman, A., Dullemond, A., Roos, W., 2004. Seismisch hazard van geïnduceerde aardbevingen. Rapportage fase 2. TNO-rapport NITG 03-186-C
- 3 Van Eijs, 2004. Deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiciteit. TNO-rapport NITG 04-171-C
- 4 Wassing, B.B.T., Waarts, P.P.H., 2004. Seismisch hazard van geïnduceerde aardbevingen. Aanpassing dempingsfunctie. TNO-rapport NITG 04-233-C
- 5 Wassing, B.B.T., Van Eck, T., Van Eijs, R.M.H.E., 2004. Seismisch hazard van geïnduceerde aardbevingen. Integratie van deelstudies. TNO-rapport NITG 04-244-B
- 6 KNMI, Seismisch Risico in Nederland, 2006
http://www.knmi.nl/cms/content/22905/seismisch_risico_in_nederland

Bijlage

18

B07 Opslagplan
Geomechanische Modelberechnungen Kavernenveld
Hengelo BGR 2003



Kavernenfeld Hengelo

Auftrags-Nr.:

5145013106 vom 19.06.2003

Geomechanische
Modellberechnungen zu
Geländeoberflächensenkungen im
Kavernenfeld Hengelo

Abschlussbericht

Hannover, November 2003

**BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN
UND ROHSTOFFE
HANNOVER**

**Geomechanische Modellberechnungen
zu Geländeoberflächensenkungen
im Kavernenfeld Hengelo**

Abschlussbericht

- | | |
|------------------|--|
| 1. Autoren: | Eickemeier, Ralf, Dipl.-Ing.
Heusermann, Stefan, Prof. Dr.-Ing. |
| 2. Auftrags-Nr.: | 5145013106 vom 19.06.2003 |
| 3. Auftraggeber: | Akzo Nobel Salt bv Hengelo, Boortorenweg 27,
7554 RS Hengelo, Niederlande |
| 4. Datum: | 28. November 2003 |
| 5. Tagebuch-Nr.: | 11899/03 |

INHALTSVERZEICHNIS

1	Verkürzte Zusammenfassung	4
2	Einführung	5
3	Auftrag und Arbeitsumfang	6
4	Voraussetzungen (V), Annahmen (A) und Idealisierungen (I)	8
5	Stoffgesetze	9
6	Randbedingungen und Berechnungsannahmen	10
7	Bewertungskriterien	11
7.1	Dilatanzgrenze für Steinsalz	11
7.2	Effektivverzerrungen im Steinsalz	13
7.3	Festigkeit und Nachbruchfestigkeit im Deckgebirge	13
7.4	Bewertung der Beanspruchung durch Auswertung des Lodeparameters	15
8	Arbeitspaket 1: Derzeitiges Design	15
8.1	Materialparameter	15
8.2	Berechnungsmodelle	17
8.3	Berechnungsfälle	24
8.4	Ergebnisse	25
8.4.1	Senkungen und Senkungsraten	25
8.4.2	Exemplarische Darstellung der Effektivverzerrungen	33
8.4.3	Exemplarische Darstellung des Lodeparameters	33
8.4.4	Exemplarische Darstellung von Spannungspfaden im Rötsalz	36
8.4.5	Exemplarische Darstellung von Spannungspfaden im Deckgebirge	41
8.5	Zusammenfassung der Berechnungsergebnisse – Arbeitspaket 1	42
9	Arbeitspaket 2: Zukünftiges Design	44
9.1	Materialparameter	44
9.2	Berechnungsmodelle	45
9.3	Berechnungsfälle	52
9.4	Ergebnisse	53
9.4.1	Senkungen und Senkungsraten	53

9.4.2	Exemplarische Darstellung der Verformung der Kavernenkontur	58
9.4.3	Exemplarische Darstellung der Effektivverzerrungen	60
9.4.4	Exemplarische Darstellung des Lodeparameters	63
9.4.5	Exemplarische Darstellung von Spannungspfaden im Rötsalz	66
9.4.6	Exemplarische Darstellung von Spannungspfaden im Deckgebirge	68
9.5	Zusammenfassung der Berechnungsergebnisse – Arbeitspaket 2	70
10	Zusammenfassender Vergleich AP1 und AP2	71
11	Gebirgsmechanische Bewertung der Standfestigkeit der Klasse 0-Kavernen im Kavernenfeld Hengelo	72
11.1	Ergebnisse der FE-Berechnungen	73
11.1.1	Derzeitiges Design	73
11.1.2	Zukünftiges Design	74
11.2	Gesamtbewertung	74
11.3	Empfehlungen	75
12	Literaturverzeichnis	76

1 Verkürzte Zusammenfassung

Die durchgeführten FE-Berechnungen belegen, dass Klasse 0-Kavernen nach altem und zukünftigem Design standfest ausgebildet sind. Das Sicherheitsdach von mindestens 5 m Mächtigkeit dient in erster Linie als abdichtende Barriere. Deshalb muss in situ eine durchgängig dichte Barriere im Rötssalz ohne Fehlstellen im Kavernendach vorhanden sein, damit ein Eindringen von Lauge in das Deckgebirge ausgeschlossen werden kann. Eine mechanisch induzierte Bildung von Auflockerungszonen wird für den hier untersuchten Fall der unter hydrostatischen Laugendruck stehenden Kavernen ausgeschlossen.

Die Lastabtragung geschieht hauptsächlich über die hangenden Schichten des Oberen Buntsandsteins und nur unwesentlich über das geringmächtige Sicherheitsdach im Rötssalz. Nur bei ausreichender Festigkeit des Deckgebirges wird eine sichere Lastabtragung gewährleistet. Die in den FE-Berechnungen angesetzt und durch Laborversuche belegten Materialparameter für das Deckgebirge gewährleisteten rechnerisch eine sichere Lastabtragung. Nur bei einem heterogen aufgebauten Deckgebirge mit lokal vorhandenen Schwächezonen sind Standfestigkeitsprobleme nicht auszuschließen. Wenn solche Schwächezonen in situ tatsächlich vorhanden sind, sind Sonderuntersuchungen notwendig.

Unter der Voraussetzung, dass eine mindestens 5 m mächtige durchgängig dichte Salzbarriere im Kavernendach vorhanden ist und geologische Anomalien ausgeschlossen werden können, werden keine kritischen Beanspruchungen im Rötssalz und auch nicht im direkt darüber befindlichen Deckgebirge berechnet (auch nicht bei Ansatz von Gleitflächen zwischen den Anhydritschichten). Mechanisch induziertes Eindringen von Sole in das Kavernendach kann ausgeschlossen werden, da die Spannungszustände im kompressiblen Bereich unterhalb der Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCH (1998) verbleiben. Die Ergebnisse der durchgeführten Modellberechnungen belegen die Standfestigkeit der Klasse 0-Kavernen im Kavernenfeld Hengelo.

Ein Teil der in situ vorhandenen Kavernen und/oder Pfeiler entspricht nicht den Auslegungsmaßen. Zur Bewertung der Standfestigkeit von solchen Kavernen-Pfeiler-Kombinationen existiert bisher kein Instrumentarium. Zur Bewertung der Standfestigkeit paralleler Kavernenreihen können konservativ unter Vernachlässigung der in Reihenrichtung angeordneten Pfeiler FE-Modelle im ebenen Verzerrungszustand entwickelt werden. Bei Ansatz eines geeigneten Kriteriums – z. B. Ausnutzungsgradverfahren nach LUX (1984) – kann dann die Standfestigkeit der Pfeiler konservativ abgeschätzt werden. Die Ergebnisse einer geeigneten Sensitivitätsstudie können so aufbereitet werden, dass eine einfache standardisierte Bewertung der Standfestigkeit aller auftretenden Kavernendurchmesser-Pfeilerbreiten-Kombinationen möglich wird.

Kavernencluster, die nicht einer Reihenanordnung entsprechen, bedürfen in der Regel einer gesonderten Analyse. Evtl. sind dreidimensionale FE-Berechnungen notwendig.

2 Einführung

Seit 1936 produziert Akzo Nobel in der Nähe von Hengelo und Enschede Salz, wobei bis heute insgesamt 463 Bohrungen zur Erstellung von 192 Solekavernen abgeteuft wurden (Stand: 01.01.2002). Bisher sind ca. 75 Mio. t Salz gefördert worden. Jährlich werden zurzeit aus 212 Bohrungen bzw. 76 Kavernen 7,0 Mio. m³ gesättigte Lauge gefördert, was ungefähr 2,0 Mio. t Salz entspricht. Als Folge der Salzgewinnung hat sich die Geländeoberfläche gesenkt und wird sich auch in Zukunft weiter senken. In der Vergangenheit sind sowohl kaum messbare Senkungen als auch beträchtliche Senkungen bis hin zu einem Sinkhole von 3,50 m Tiefe registriert worden.

Die Gemeinden Hengelo und Enschede möchten in Teilen des Kavernenfeldes Industrie ansiedeln. Augenblicklich besteht besonderes Interesse am westlichen Teil des Kavernenfeldes. Dieses Gebiet beinhaltet sowohl bereits abgeworfene als auch in Betrieb befindliche Kavernen. Schon vor geraumer Zeit haben die Gemeinden Hengelo und Enschede Akzo Nobel aufgefordert, eine Meinung und Empfehlungen bzgl. der Machbarkeit einer industriellen Entwicklung abzugeben. Akzo Nobel machte deutlich, dass Senkungen über dem gesamten Gebiet auftreten werden und dass über einigen Kavernen die Senkungsbeträge sogar beträchtlich sein könnten (> 1 m). Auch die Bildung von Sinkholes könne nicht ausgeschlossen werden. Akzo Nobel empfahl daher erstens eine vorsichtige Herangehensweise an die industrielle Entwicklung und zweitens, dass jede Art von erlaubter Industrieansiedlung im Gebiet entweder offen sein müsse, Senkungen ohne Schädigung aufzunehmen oder Konstruktionsmethoden und Materialien gewählt werden müssten, die für Routinereparaturen infolge Senkungsschäden geeignet seien.

Auf der Basis von Akzo Nobels Verständnis der Senkungsmechanismen (warum, wo, wann und mit welchem Senkungsbetrag) wurden Karten erstellt, die zu erwartende Senkungsbeträge innerhalb des Gebietes ausweisen, und den Gemeinden zur Verfügung gestellt. Auf diesen Karten sind die Bohrungen in den für industrielle Entwicklung ausgewiesenen Gebieten zusammen mit den Umrissen der Solekavernen dargestellt. In den Karten werden auch die Kavernenklassifizierung und die Senkungsphase für jede Kaverne angegeben, damit das zukünftige Kavernenverhalten und die zukünftigen Bodensenkungen abgeschätzt werden können.

Akzo Nobel erstellt zurzeit nur so genannte Klasse 0 - Kavernen und wird dies auch in Zukunft so tun. Klasse 0 - Kavernen befinden sich vollständig im Rötensalz und besitzen im Hangenden mindestens ein 5 m mächtiges Sicherheitsdach aus Salzgestein. Die Kavernen sind standfest. Die durch Kriechprozesse im Salzgestein und Kavernenkonvergenz hervorgerufenen Senkungen an der Geländeoberfläche sind nicht signifikant (< 1 mm/Jahr).

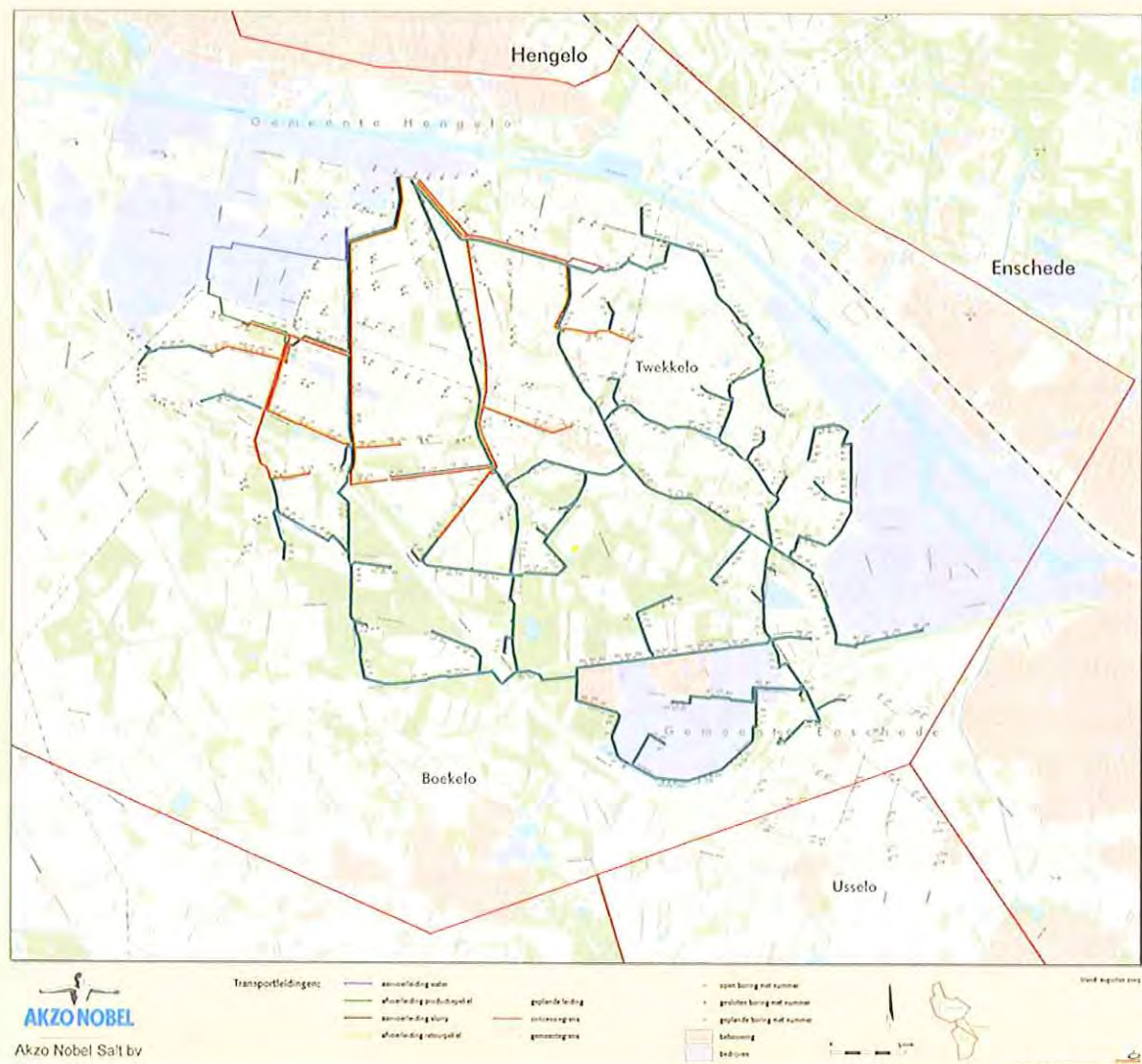


Abbildung 1: Kavernenfeld Hengelo

3 Auftrag und Arbeitsumfang

Im vorliegenden Bericht sind Berechnungen zur Oberflächensenkung über Klasse 0 – Kavernen nach derzeitigem Design (3 Bohrungen je Kaverne mit jeweils 40 m Abstand und 80 bzw. 120 m Söldurchmesser) und nach neuem Design (2 Bohrungen je Kaverne mit 60 m Abstand und 120 m Söldurchmesser) durchgeführt worden.

Unter Auftrags-Nr. 5145013106 hat Akzo Nobel die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) am 19.06.2003 beauftragt, die Studie „Detailed Subsidence Evaluation Hengelo Brine Field“ zu erstellen. Grundlage dieses Auftrages ist das Angebot der BGR vom 10.03.2003, BZ.4-20. Am 19.08.2003 hat die BGR Akzo Nobel die Auftragsbestätigung mit Hinweis auf den inzwischen einvernehmlich geänderten und neu geltenden Projektplan vom 24.06.2003 (BGR, 2003) zugestellt. Im neuen Projektplan

wurde abweichend festgelegt, dass der Bericht in deutscher Sprache zu erstellen ist. Unter dem Titel „Geomechanische Modellberechnungen zu Geländeoberflächensenkungen im Kavernenfeld Hengelo“ wurden das „Arbeitspaket 1: Derzeitiges Kavernendesign“ und das „Arbeitspaket 2: Zukünftiges Kavernendesign“ bearbeitet. Es wurden geeignete zwei- und dreidimensionale FE-Modelle entwickelt und FE-Berechnungen mit dem BGR-Programm ANSALT I durchgeführt.

Arbeitspaket 1: Derzeitiges Kavernendesign

Es wurden zwei verschiedene Designs (Standarddesign und orthogonales Design) mit jeweils 2 unterschiedlichen Kavernenabmessungen berücksichtigt. Es wurden ausschließlich rotationssymmetrische 2D-Modelle erstellt. Die Mächtigkeit des Sicherheitsdaches im Rötssalz wurde variiert (1, 5 und 10 m). Zusätzlich wurden im Hangenden direkt oberhalb des Rötssalzes Steifigkeit und Festigkeit in einer 10 m mächtigen Schicht des Oberen Buntsandsteins dreifach variiert (Tonstein mit geringem Anhydritanteil, Tonstein mit hohem Anhydritanteil bzw. kompakter Anhydrit). Gemäß Projektplan (BGR 2003) waren nur zwei Varianten vorgesehen.

Die im Projektplan (BGR 2003) vorgesehenen Berechnungen für eine Einzelkaverne wurden nicht durchgeführt, da Einzelkavernen im Kavernenfeld nicht vorhanden sind.

Arbeitspaket 2: Zukünftiges Kavernendesign

Es wurden drei verschiedene Designs (Future Design 1 bis 3) ohne Variation der horizontalen Kavernenabmessungen berücksichtigt. Auf eine Variation der Mächtigkeit des Sicherheitsdaches im Rötssalz wurde abweichend zum Projektplan (BGR 2003) aufgrund der Ergebnisse im Arbeitspaket 1 verzichtet. Das Sicherheitsdach wurde in sämtlichen FE-Modellen mit 5 m berücksichtigt. Oberhalb des Rötssalzes wurde eine 10 m mächtige kompakte Anhydritschicht angesetzt. Geringere Steifigkeiten und Festigkeiten wurden in dieser 10 m mächtigen Deckgebirgsschicht abweichend zum Projektplan (BGR 2003) nicht angesetzt. Zusätzlich zum Projektplan (BGR 2003) wurden in dieser Schicht in einigen FE-Modellen Gleitschichten berücksichtigt, welche der Simulation geologischer Anomalien in Anlehnung an BEKENDAM (2002) dienen.

Für die Future Designs 1 (Reihendesign) und 2 (Orthogonales Design) wurden zusätzlich zu den eigentlich nur vorgesehenen 2D-Modellen auch 3D-Modelle erstellt. Aufgrund numerischer Probleme für die verschiedenen Varianten des Designs 3 (Doppelreihen mit Pfeilerbreiten von 120, 160 und 200 m) fanden die Ergebnisse dieser Berechnungsvarianten keinen Eingang in den Bericht.

Der Abbaugrad sämtlicher Designs mit Reihenanordnung war gering, während alle orthogonalen Designs hohe Abbaugrade aufwiesen. Um auch Ergebnisse für ein Reihendesign mit hohem Abbaugrad zu erhalten, wurden zusätzlich 2D-Modelle für das Design 4 erstellt.

4 Voraussetzungen (V), Annahmen (A) und Idealisierungen (I)

In den Modellberechnungen werden Klasse 0 – Kavernen vorausgesetzt. Für die Gültigkeit der Berechnungsergebnisse gelten folgende Voraussetzungen:

- (V1) Die Kaverne liegt vollständig im Rötssalz. Das 5 m mächtige Sicherheitsdach im Rötssalz muss an jeder Stelle im Kavernendach zu jeder Zeit vorhanden sein. Die in einigen Berechnungsfällen angesetzte geringere Mächtigkeit von 1 m ist als theoretischer Fall zu betrachten und ist nicht als neue Mindestmächtigkeit des Sicherheitsdaches zu verstehen.
- (V2) Das Rötssalz muss im Dachbereich **durchgängig** eine ausreichend dichte Barriere darstellen. Lokale Schwächezonen im Sicherheitsdach dürfen nicht vorhanden sein.
- (V3) Es dürfen keine geologischen Anomalien im Einflussbereich der Kavernen vorhanden sein.
- (V4) Subrosion des Salzspiegels darf nicht zu einer signifikanten Mächtigkeitsreduktion des Sicherheitsdaches führen.
- (V5) Die in den Berechnungsmodellen angenommenen Kavernenkonturen sind als Einhüllende zu verstehen. Die Kavernen müssen vollständig mit ihrer tatsächlich vorhandenen Kontur in dieser Einhüllenden liegen, damit die Berechnungsergebnisse als abdeckend angesehen werden können (Abbildung 2).
- (A1) Die Lauge in der Kaverne steht über den gesamten Berechnungszeitraum von 1000 Jahren bis zur Geländeoberkante an, so dass der hydrostatische Laugendruck permanent stützend auf die Kontur der Kaverne wirkt.
- (A2) Die Kaverne steht über den gesamten Berechnungszeitraum offen.
- (A3) Havariezustände werden nicht betrachtet, so dass sich die Aussagen zur Standfestigkeit nur auf planmäßige Produktions- und Nachbetriebszustände beziehen.
- (I1) Das flach nach SSW orientierte Einfallen der Schichten wird in den Berechnungsmodellen vernachlässigt.
- (I2) Die Materialeigenschaften des Deckgebirges und des Rötssalzes werden über den gesamten Berechnungszeitraum nicht verändert. Feuchtekriechen, Herabsetzung der Festigkeiten durch Auflösungserscheinungen oder ähnliches bleiben also außer Betracht.
- (I3) Alle Kavernen in den jeweiligen FE-Modellen werden gleichzeitig gesolt und weisen über den gesamten Berechnungszeitraum keine sonstigen Unterschiede in ihrer Geschichte auf.

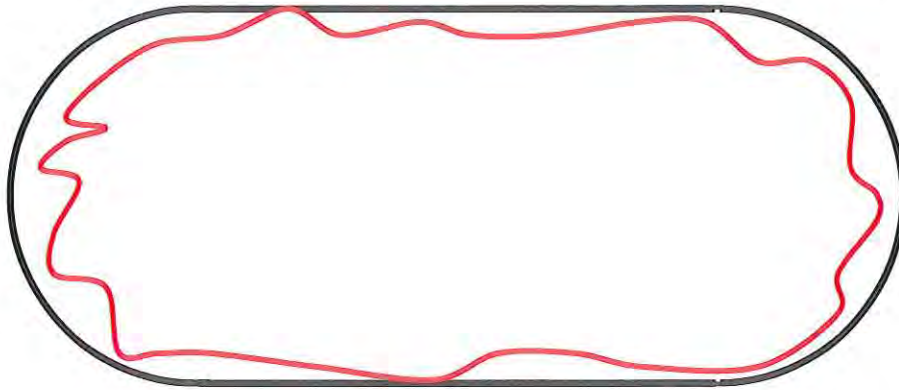


Abbildung 2: Schematischer Grundriss einer Kaverne: Für die Modellierung angenommene abdeckende Einhüllende (schwarz) und tatsächlich vorhandene Kavernenkontur (rot)

5 Stoffgesetze

Die Gleichungen für Elastizität und stationäres Kriechen (BGRa) sind nachfolgend dargestellt:

$$\dot{\epsilon}_{ij}^t = \dot{\epsilon}_{ij}^{el} + \dot{\epsilon}_{ij}^{cr} , \quad (5.1)$$

mit

$$\begin{aligned} \dot{\epsilon}_{ij}^t &= \text{Gesamtverzerrungsrate,} \\ \dot{\epsilon}_{ij}^{el} &= \text{elastischer Anteil der Verzerrungsrate,} \\ \dot{\epsilon}_{ij}^{cr} &= \text{Kriechverzerrungsrate.} \end{aligned}$$

Der elastische Anteil der Verzerrungsrate $\dot{\epsilon}_{ij}^{el}$ wird bestimmt durch

$$\dot{\epsilon}_{ij}^{el} = -\frac{\nu}{E} \dot{\sigma}_{kk} \delta_{ij} + \frac{(1+\nu)}{E} \dot{\sigma}_{ij} + \alpha_t \frac{\partial T}{\partial t} \delta_{ij} . \quad (5.2)$$

Die Kriechverzerrungsrate wird bestimmt über:

$$\dot{\epsilon}_{ij}^{cr} = \frac{3}{2} \frac{s_{ij}}{\sigma_{eff}} \dot{\epsilon}_{eff}^{cr} , \quad (5.3)$$

$$\text{mit } \dot{\epsilon}_{eff}^{cr} = A_1 e^{-\frac{Q_1}{RT}} \left(\frac{\sigma_{eff}}{\sigma^*} \right)^{n_1} \quad (\text{BGRa}). \quad (5.4)$$

Die FE-Berechnungen wurden mit dem Kriechgesetz BGRa durchgeführt. LANGER (1984) hat an Proben des Rötsalzes A und C standortspezifische Kriechparameter ermittelt. Daraus folgte für den Vorfaktor A_1 für das Rötsalz A ein Wert von 0.4 [1/d] und für das Rötsalz C ein Wert von 0.7 [1/d]. In den Berechnungen wird ein mittlerer Wert von 0.5 [1/d] für das gesamte Rötsalz angesetzt.

Für das Deckgebirge wird Bruchversagen nach Drucker-Prager berücksichtigt:

$$F = 0 = \alpha | \sigma | + \sqrt{I_3} - k$$

6 Randbedingungen und Berechnungsannahmen

Sämtliche inneren und äußeren Modellränder (Kanten oder Flächen) sind in den jeweils normal dazu gelegenen Richtungen horizontal unverschieblich gelagert. Der untere Modellrand ist vertikal unverschieblich gelagert. Der Anfangsspannungszustand ergibt sich aus den Wichten der verschiedenen Gesteinsschichten. Im Deckgebirge und im Liegenden werden für alle Gesteinsschichten anisotrope Spannungen angesetzt. Dabei wird in vertikaler Richtung der Überlagerungsdruck und in allen horizontalen Richtungen der K_0 -fache Druck angesetzt ($\sigma_{vert}(z) = \int_0^z \gamma(z) dz$, $\sigma_{hor}(z) = K_{0i}(z) \cdot \sigma_{vert}(z)$ mit z als

Teufe und $K_{0i}(z) = \frac{\nu_i}{1 - \nu_i}$, wobei die Querdehnungszahl ν_i der jeweiligen Gesteinsschicht einzusetzen ist).

Um den Erstellungsprozess der Kavernen zu simulieren, wurde in der Kaverne zunächst der aus den überlagernden Gesteinsschichten resultierende lithostatische Druck angesetzt, der dann im Laufe eines Jahres linear auf den hydrostatischen Laugendruck abgesenkt wurde. Die Wichte der Lauge wurde dabei konservativ zu 0.010 MN/m^3 angenommen. In der Folge bleibt der Druck im Kaverneninnern konstant. Die Kaverne wird also über den gesamten Berechnungszeitraum offen stehend angenommen. Abbildung 3 zeigt die zeitliche Entwicklung des Druckes im Dach der Kaverne für eine Teufe von 425 m.

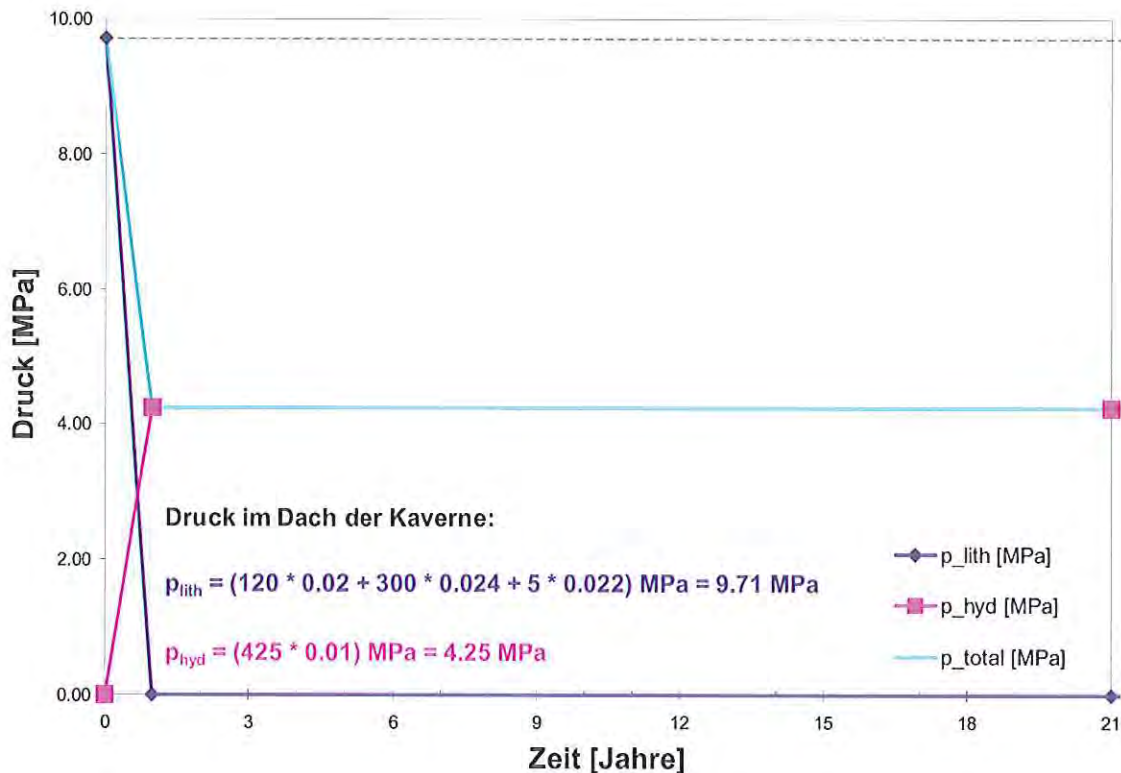


Abbildung 3: Solungssimulation (Kavernendach in 425 m Teufe)

Die in situ vorhandenen klastischen „Steinlagen“ zwischen den Rötssalzschiechten A – D werden nicht als solche modelliert sondern dem Rötssalz zugerechnet.

In sämtlichen Berechnungsfällen wird im Rötssalz eine konstante Temperatur von 25 °C als Kriechtemperatur angesetzt.

7 Bewertungskriterien

7.1 Dilatanzgrenze für Steinsalz

Abbildung 4 zeigt die vom Belastungspfad unabhängige Dilatanzgrenze für Steinsalz nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998). Unterhalb der Dilatanzgrenze liegende Spannungszustände sind auf Dauer ertragbar und führen nicht zu Mikrorissbildung, Auflockerung und Kriechbruch. Spannungszustände oberhalb der Dilatanzgrenze und unterhalb der Kurzzeitfestigkeit führen nach gewisser Zeit zu Kriechbruch und gehen mit Auflockerung und Mikrorissbildung einher. Je näher der Spannungszustand an der Kurzzeitfestigkeit liegt, desto eher tritt Kriechbruch ein.

Zusätzlich dargestellt sind die Kurzzeitfestigkeitsgrenzen nach HUNSCHE, SCHULZE & LANGER (1994) für Kompression ($m=-1$), Torsion ($m=0$) und Extension ($m=+1$). Die gestrichelten Linien zeigen jeweils die Belastungspfade, die im Labor zur Bestimmung der einaxialen Festigkeiten auftreten. Nur unterhalb dieser Linien sind alle Hauptspannungen im jeweiligen Belastungszustand (Lodeparameter m) Druckspannungen. Sämtliche Versuchsergebnisse liegen unterhalb dieser Geraden, so dass die Gültigkeit der Festigkeitsgrenzen auf diese Bereiche beschränkt werden muss.

Kurzzeitfestigkeit nach HUNSCHE, SCHULZE & LANGER (1994):

$$\sqrt{II_s} = -agh \left(\frac{|I_\sigma|}{\sigma^*} \right)^p \sigma^* \text{sign}(I_\sigma) + c \quad (7.1)$$

mit

$$a = 1.619[-]$$

$$g = \frac{2k}{(1+k) + (1-k) \cdot f}$$

$$f = \frac{m(9 - m^2)}{(3 + m^2)^{1.5}}$$

$$m = \frac{2\sigma_2 - \sigma_1 - \sigma_3}{\sigma_1 - \sigma_3}$$

$\sigma_1 < \sigma_2 < \sigma_3$ sind die der Größe nach geordneten Hauptspannungen, wobei Druckspannungen negativ einzusetzen sind.

$$h = 1 \text{ für } T \leq T_0 \text{ bzw. } h = 1 - d(T - T_0) \text{ für } T > T_0$$

$$d = 0.002 [1/^\circ\text{C}]$$

$$T_0 = 100 [^\circ\text{C}]$$

$$\sigma^* = 1.0 [\text{MPa}]$$

$$c = 0 [\text{MPa}]$$

$$k = 0.74 [-]$$

$$p = 0.65 [-]$$

Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998):

$$\sqrt{II_s} = f_1 I_\sigma^2 + f_2 I_\sigma \tag{7.2}$$

mit $f_1 = -0.0023093 [1/\text{MPa}]$

und $f_2 = -0.36726 [-]$.

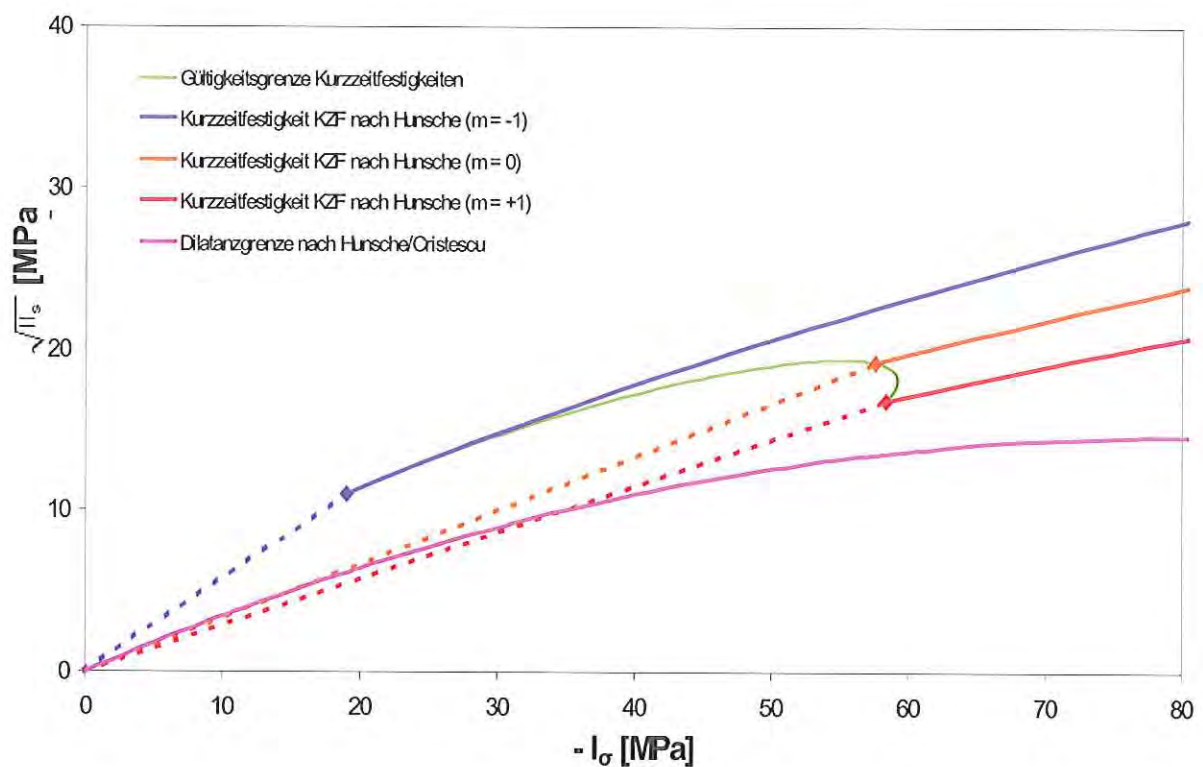


Abbildung 4: Kurzzeitfestigkeiten nach HUNSCHE, SCHULZE & LANGER (1994) und Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998)

7.2 Effektivverzerrungen im Steinsalz

Die Überprüfung des Spannungszustandes allein stellt nicht immer ein hinreichendes Kriterium zum Nachweis der Standfestigkeit dar. Insbesondere bei Spannungszuständen oberhalb der Dilatanzgrenze wird für die Einschätzung der zeitlich befristeten Standfestigkeit ein weiteres Kriterium benötigt. Hierfür eignen sich besonders Energiekriterien, die auch die zeitliche Entwicklung von Spannung und Verformung berücksichtigen.

Alternativ ist auch die Effektivverzerrung heranzuziehen, um die Dauerstandfestigkeit zu beurteilen: Festigkeitsversuche an Rötsalz belegen Bruchverformungen von 5-10% (LANGER 1984). Die zugehörigen Spannungspunkte befinden sich im Invariantendiagramm direkt auf bzw. oberhalb der als untere Einhüllende definierten Kurzzeitfestigkeit. Sämtliche Bruchspannungszustände liegen also im **dilatanten Bereich**.

Im **kompressiblen Bereich** – also unterhalb der Dilatanzgrenze – werden Verformungen theoretisch unbegrenzt ohne Bruch aufgenommen. Für diesen Fall kann also die Effektivverzerrung als Kriterium zur Beurteilung der Dauerstandfestigkeit außer Betracht bleiben.

7.3 Festigkeit und Nachbruchfestigkeit im Deckgebirge

LANGER (1985) hat an Bohrkernen des Deckgebirges gesteinsmechanische Untersuchungen durchgeführt. Die damals gewählte Klassifizierung der Gesteine in Tonstein mit geringem Anhydritanteil (TS-A), Tonstein mit hohem Anhydritanteil (TS+A) und Anhydrit (A) wurde für diesen Bericht übernommen. Zur Bestimmung konservativer Gesteinsfestigkeiten wurden die Versuche neu ausgewertet. Die ermittelten Festigkeitsparameter nach Drucker-Prager sind in Tabelle 1 aufgelistet. Die Messwerte und die ermittelten Bruchgrenzen sind in Invariantendiagrammen in den Abbildungen 5 bis 7 veranschaulicht.

Tabelle 1: Gesteinsfestigkeiten des Deckgebirges

Material	Bruchfestigkeit		Nachbruchfestigkeit	
	α	k	α	k
TS-A	0.1985	4.297	0.1588	3.438
TS+A	0.3219	4.844	0.2092	3.148
A	0.4442	4.888	0.3332	3.666

Drucker-Prager-Kriterium: $F = 0 = \alpha \sigma_1 + \sqrt{I_1} - k$, Zugspannungen positiv

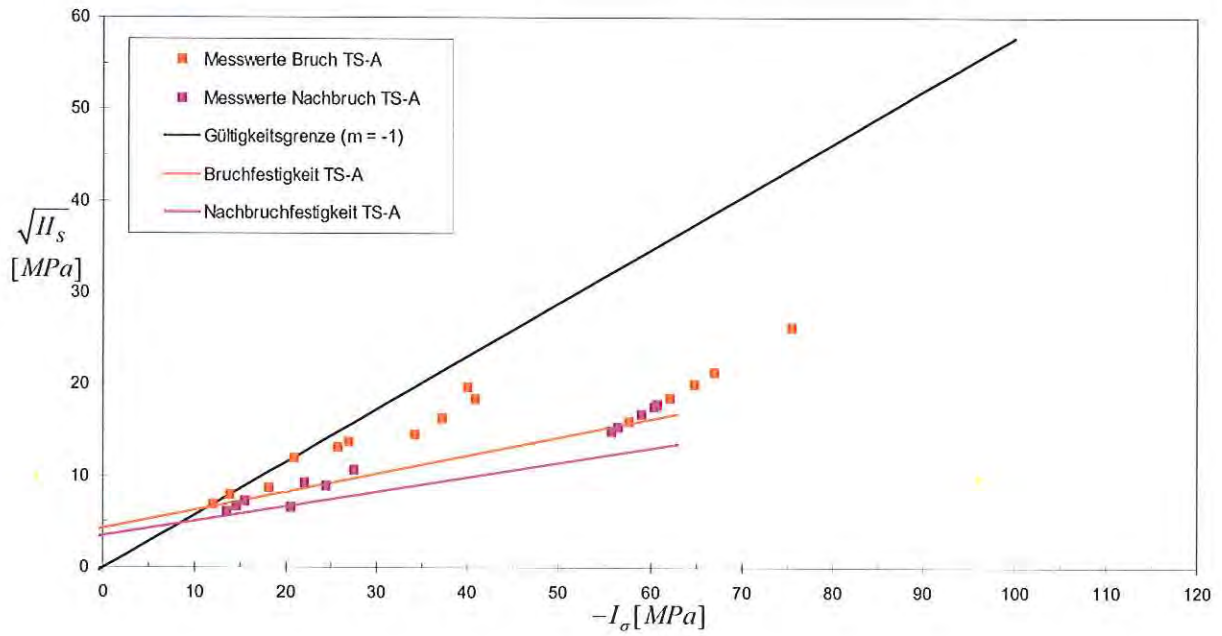


Abbildung 5: Bruch- und Nachbruchfestigkeiten von Tonstein mit geringem Anhydritanteil (TS-A)

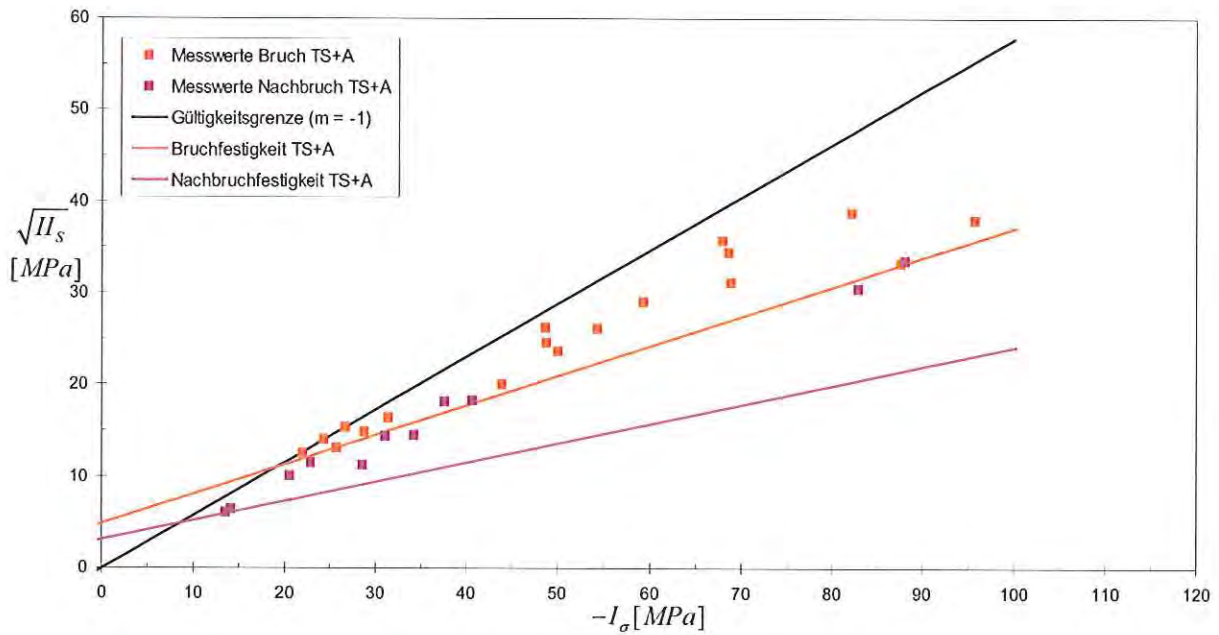


Abbildung 6: Bruch- und Nachbruchfestigkeiten von Tonstein mit hohem Anhydritanteil (TS+A)

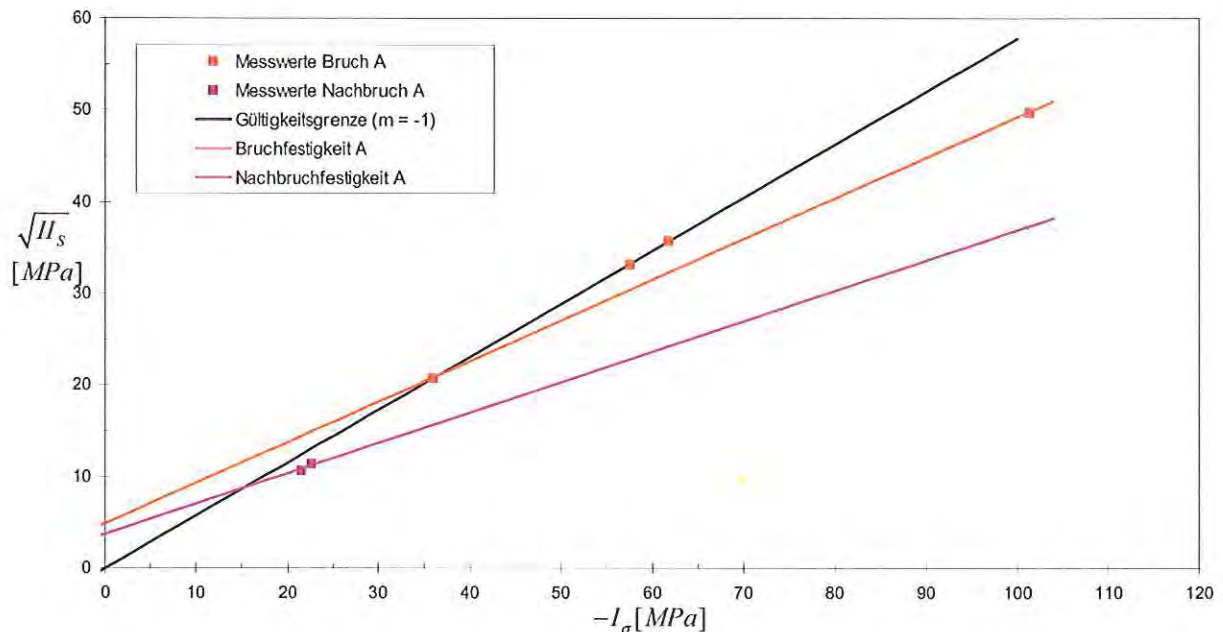


Abbildung 7: Bruch- und Nachbruchfestigkeiten von Anhydrit (A)

7.4 Bewertung der Beanspruchung durch Auswertung des Lodeparameters

Zur Veranschaulichung des Beanspruchungszustandes wird aus den Spannungskomponenten der Lodeparameter berechnet und ausgewertet. So können Gebirgsbereiche identifiziert werden, die überwiegend durch Extensions-, Torsions- bzw. Kompressionsbeanspruchung gekennzeichnet sind. Dieses Kenntnis ist z. B. wichtig für die Planung und Durchführung von neuen Laborversuchen (z. B. Notwendigkeit der Bestimmung der Dilatanzgrenze bei Extensions- und Kompressionsbeanspruchung).

8 Arbeitspaket 1: Derzeitiges Design

8.1 Materialparameter

Die verwendeten Kriechparameter für das Steinsalz und die Bruchparameter für den Oberen Buntsandstein ergeben sich aus den in den Abschnitten 5 und 7.3 aufgeführten Daten.

Die in den Berechnungen (AP1) angesetzten elastischen Materialparameter sind in Tabelle 2 zusammengestellt. Der besseren räumlichen Zuordnung dient Abbildung 8. Die Parameter für den Oberen Buntsandstein sind LANGER (1985) entnommen. Die Eigenschaften des Tonsteins aus dem Oberen

Buntsandstein werden auch dem Unteren Buntsandstein zugeordnet. Für den Bereich des Muschelkalkes wurde aus Konservativitätsgründen ein sehr weiches Last verteilendes Material angenommen.

Tabelle 2: Elastische Materialparameter – Arbeitspaket 1

Stratigraphie	Lithologie	Teufe der Basis [m]	E [MPa]	ρ [kg/m ³]	ν [-]	K_0 [-]
Quartär und Tertiär	Sande und Tone	120	34	2000	0.33	0.493
Muschelkalk	(Tonstein, Kalkstein, Dolomit), hier: Last verteilendes Material	220	6	2400	0.45	0.818
Oberer Buntsandstein 3	Tonstein	400	5500	2400	0.33	0.493
Oberer Buntsandstein 2	Tonstein	410	5500	2400	0.33	0.493
Oberer Buntsandstein 1	Tonstein/Anhydrit	420	5500 8700 15500	2400	0.33	0.493
Röt	Rötsalz	475	25000	2200	0.25	1.0
Unterer Buntsandstein	Tonstein	800	5500	2400	0.33	0.493

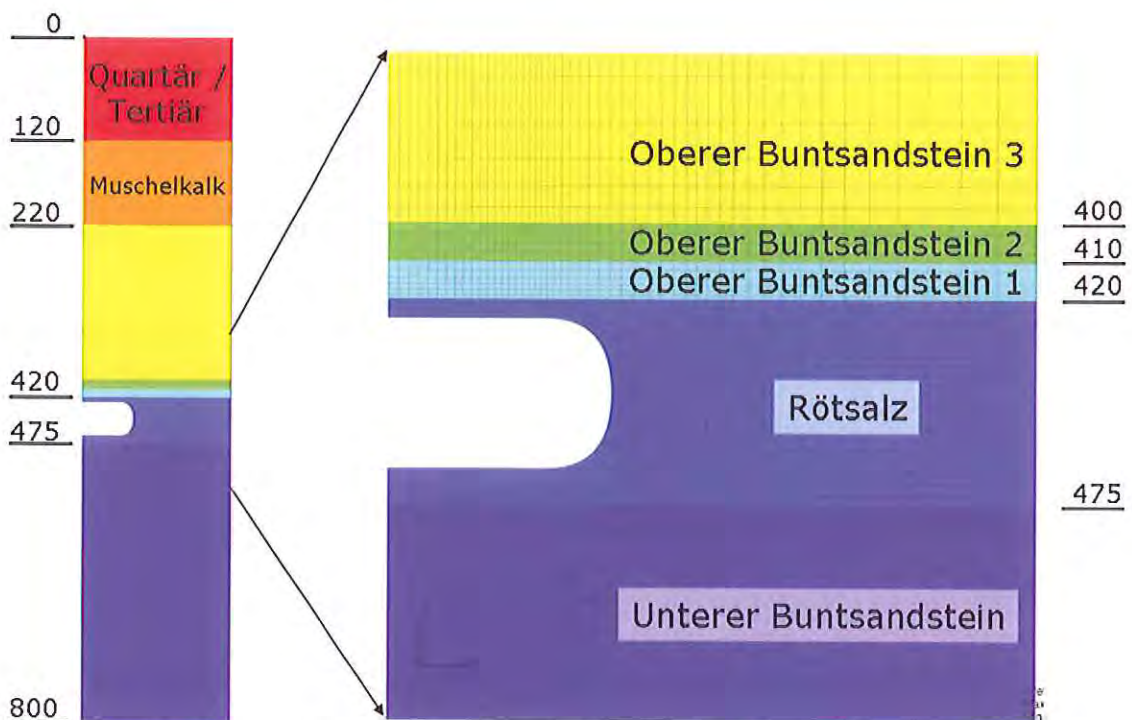


Abbildung 8 Modellierte Gebirgsschichten

8.2 Berechnungsmodelle

Die verschiedenen Modelle sind in Tabelle 3 zusammengestellt. Nachfolgend werden die Annahmen für die einzelnen Modelle erläutert.

Standarddesign 1 (Abbildung 9):

Das Standarddesign 1 setzt eine unendliche Anzahl von parallelen Kavernenreihen voraus. Die einzelne Kaverne ist 160 m lang und 80 m breit. Die Solung jeder einzelnen Kaverne geschieht über drei jeweils 40 m auseinander liegende Bohrungen. Von dort aus wird mit einem Durchmesser von jeweils 80 m gesolt. Die Kavernenhöhe wird im Modell zu 40 m bei 5 m Sicherheitsdach angenommen. Bei 1 bzw. 10 m mächtigem Sicherheitsdach ist die Kaverne 44 bzw. 35 m hoch. In der Längsachse der Kavernenreihe beträgt die Pfeilerstärke 80 m ($= 2 \cdot 40$ m), in Querrichtung 320 m ($= 2 \cdot 160$ m). Zur Simulation dieses unendlichen Kavernenfeldes ist es ausreichend, eine Viertelkaverne mit entsprechenden Gebirgsbereichen unter Ausnutzung von Symmetrien abzubilden. Alle 4 vertikalen Begrenzungsflächen des Berechnungsausschnittes sind Symmetrieebenen.

Zur Erstellung des rotationssymmetrischen Ersatzmodells sd1 wird für die Fläche des quasi ellipsenförmigen Kavernengrundrisses ein Kreis mit gleichem Flächeninhalt bestimmt. Ebenso wird für die charakteristische Fläche des Gebirges verfahren, in der die Kaverne angeordnet ist. Es ergeben sich dann die Ersatzradien für die Kaverne und für den äußeren Modellrand. In der dritten Dimension ist eine Bestimmung von geometrischen Ersatzmaßen nicht notwendig.

Orthogonales Design 1 (Abbildung 10):

Grundlage des orthogonalen Designs 1 bildet eine Kavernenreihe des Standarddesigns 1. Jeweils auf Höhe einer Kaverne dieser Reihe werden um 90° gedrehte Kavernen beidseitig im Wechsel mit nicht gedrehten Kavernen angeordnet. Die Pfeilerbreite zwischen den längs und quer angeordneten Kavernen beträgt 80 m. Die charakteristische Fläche bleibt gegenüber dem Standarddesign unverändert.

Zur Erstellung des rotationssymmetrischen Ersatzmodells od1 wird für die Fläche der quasi ellipsenförmigen Kavernen ein Kreis mit gleichem Flächeninhalt zweier Kavernen bestimmt. Ebenso wird für die charakteristische Fläche des Gebirges verfahren, in der die beiden Kavernen angeordnet sind. Es ergeben sich dann die Ersatzradien für eine Fläche, die der zweier Kavernen entspricht, und für den äußeren Modellrand.

Zur Erstellung des rotationssymmetrischen Ersatzmodells od1_v2 wird für die Fläche des quasi ellipsenförmigen Kavernengrundrisses ein Kreis mit gleichem Flächeninhalt einer Kaverne bestimmt. Da hier also nur von der Fläche einer Kaverne ausgegangen wird, muss für die Bestimmung des

Ersatzradius für den äußeren Modellrand die Hälfte der charakteristischen Fläche angesetzt werden.

Standarddesign 2 (Abbildung 11):

Das Standarddesign 2 entspricht weitestgehend dem Standarddesign 1. Jedoch werden größere Kavernen angenommen. Sie sind 200 m lang und 120 m breit.

Die Ermittlung der Ersatzradien für das rotationssymmetrische Modell sd1 geschieht analog zum Standarddesign 1.

Orthogonales Design 2 (Abbildung 12):

Das orthogonale Design 2 entspricht weitestgehend dem orthogonalen Design 1, wobei zum einen größere Kavernen (200 m lang, 120 m breit) und zum anderen eine größere charakteristische Fläche angesetzt wird, so dass die Pfeilerbreite von 80 m zwischen zwei Kavernen erhalten bleibt. Dadurch erhöht sich die Kantenlänge der charakteristischen Fläche in z-Richtung von 200 auf 240 m.

Die rotationssymmetrischen Ersatzmodelle od2 und od2_v2 werden wie für das orthogonale Design 1 bestimmt.

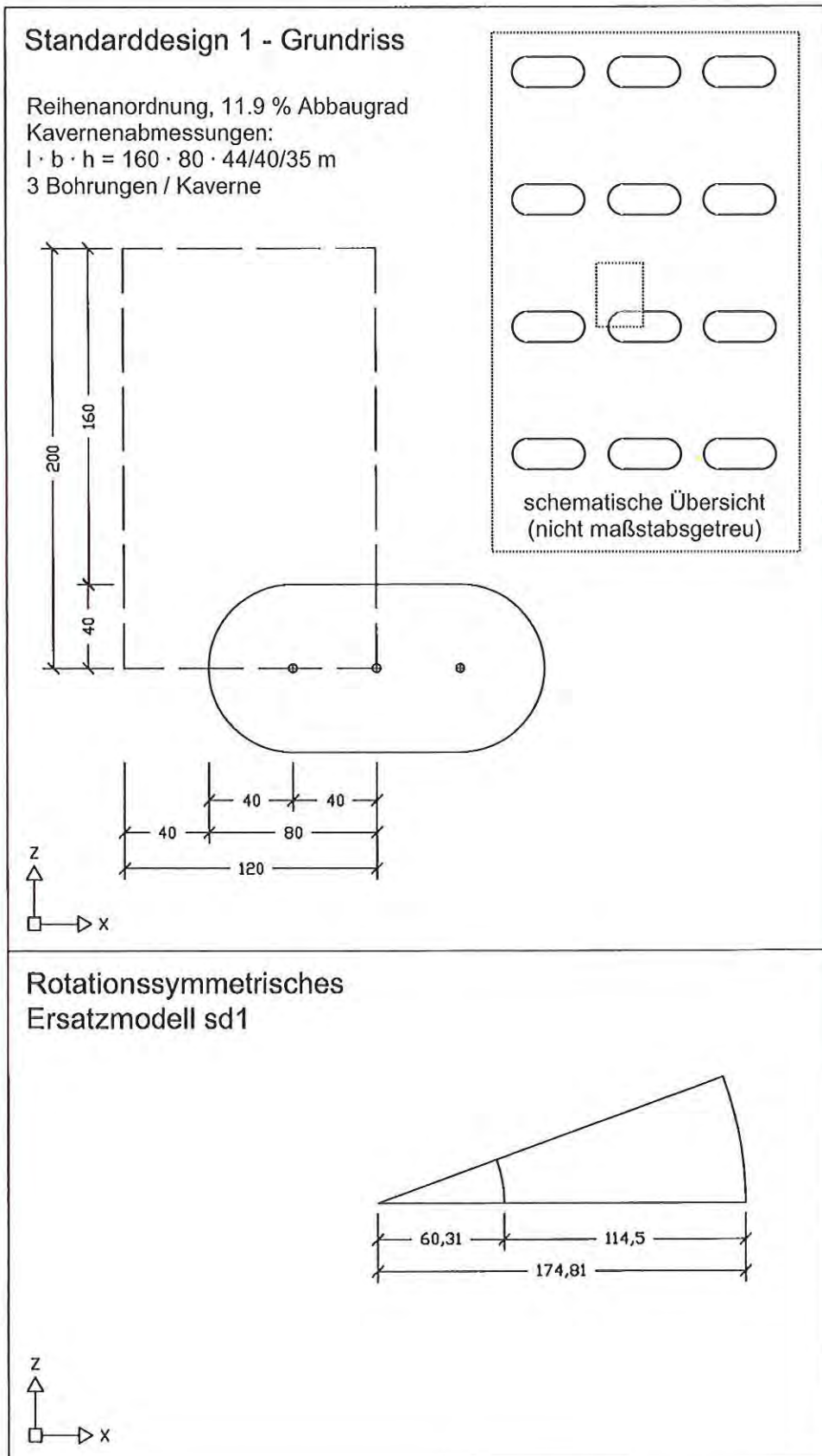


Abbildung 9: Standarddesign 1 – Grundriss und rotationssymmetrisches Ersatzmodell

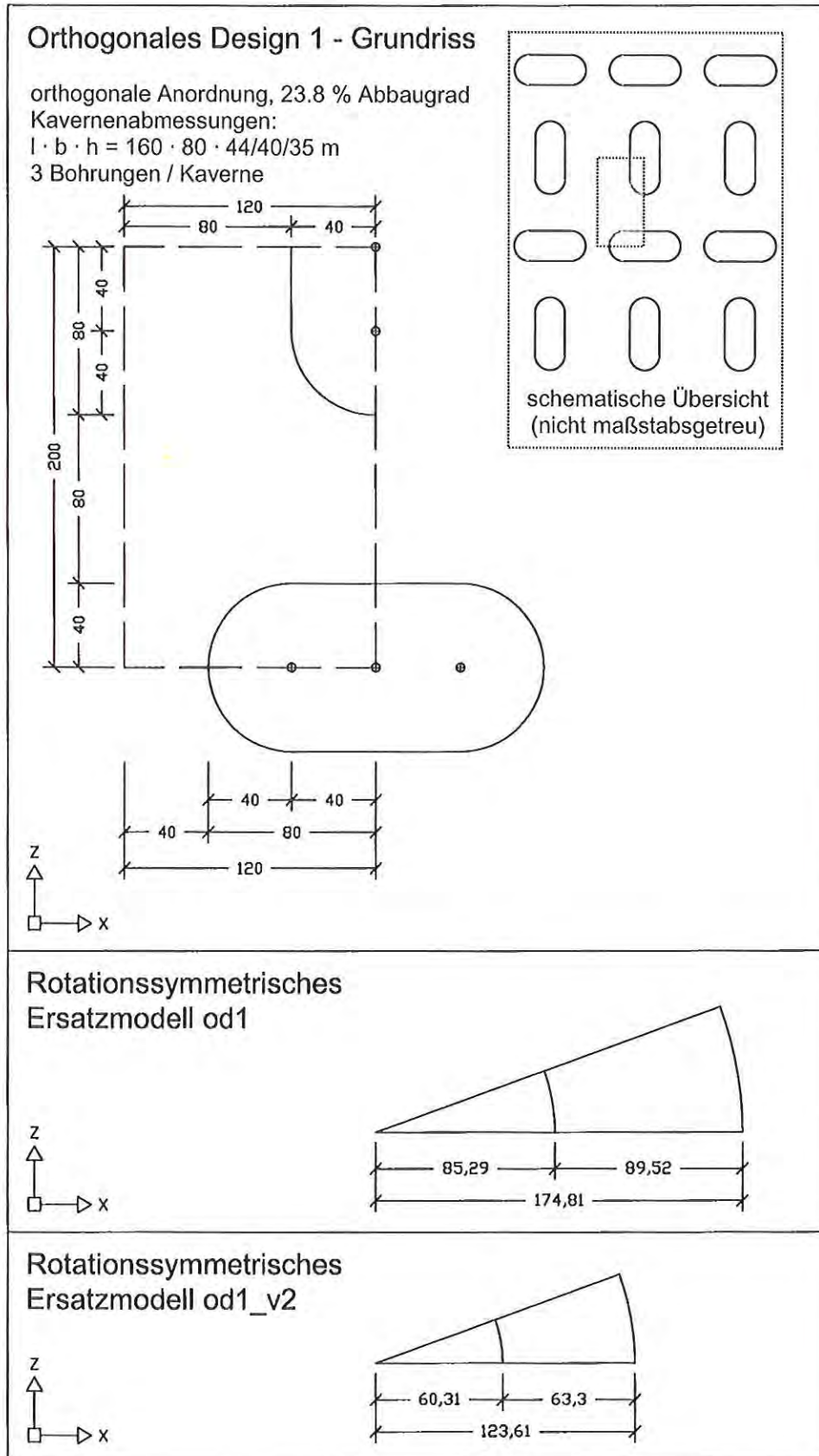


Abbildung 10: Orthogonales Design 1 – Grundriss und rotationssymmetrische Ersatzmodelle

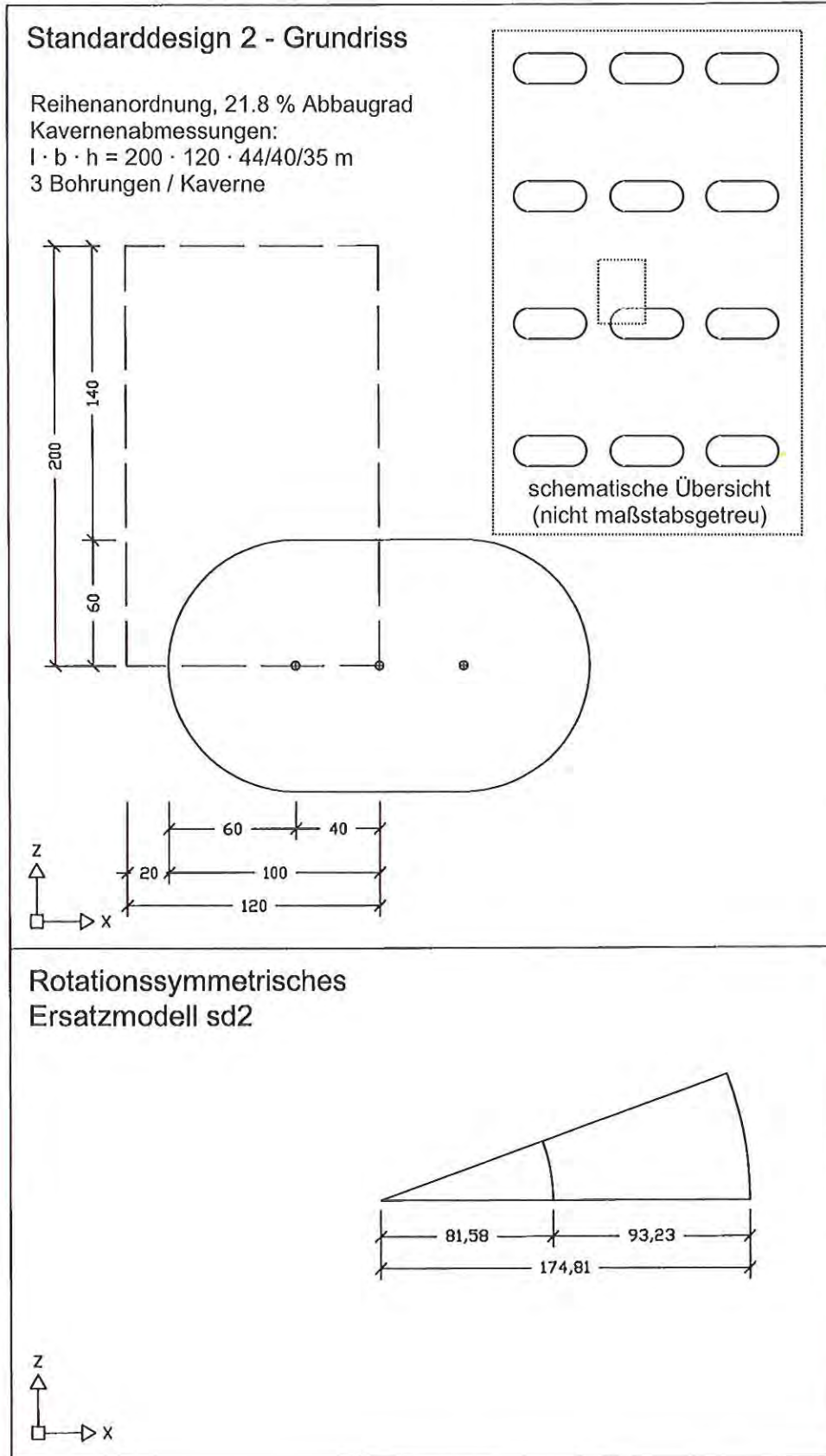


Abbildung 11: Standarddesign 2 – Grundriss und rotationssymmetrisches Ersatzmodell

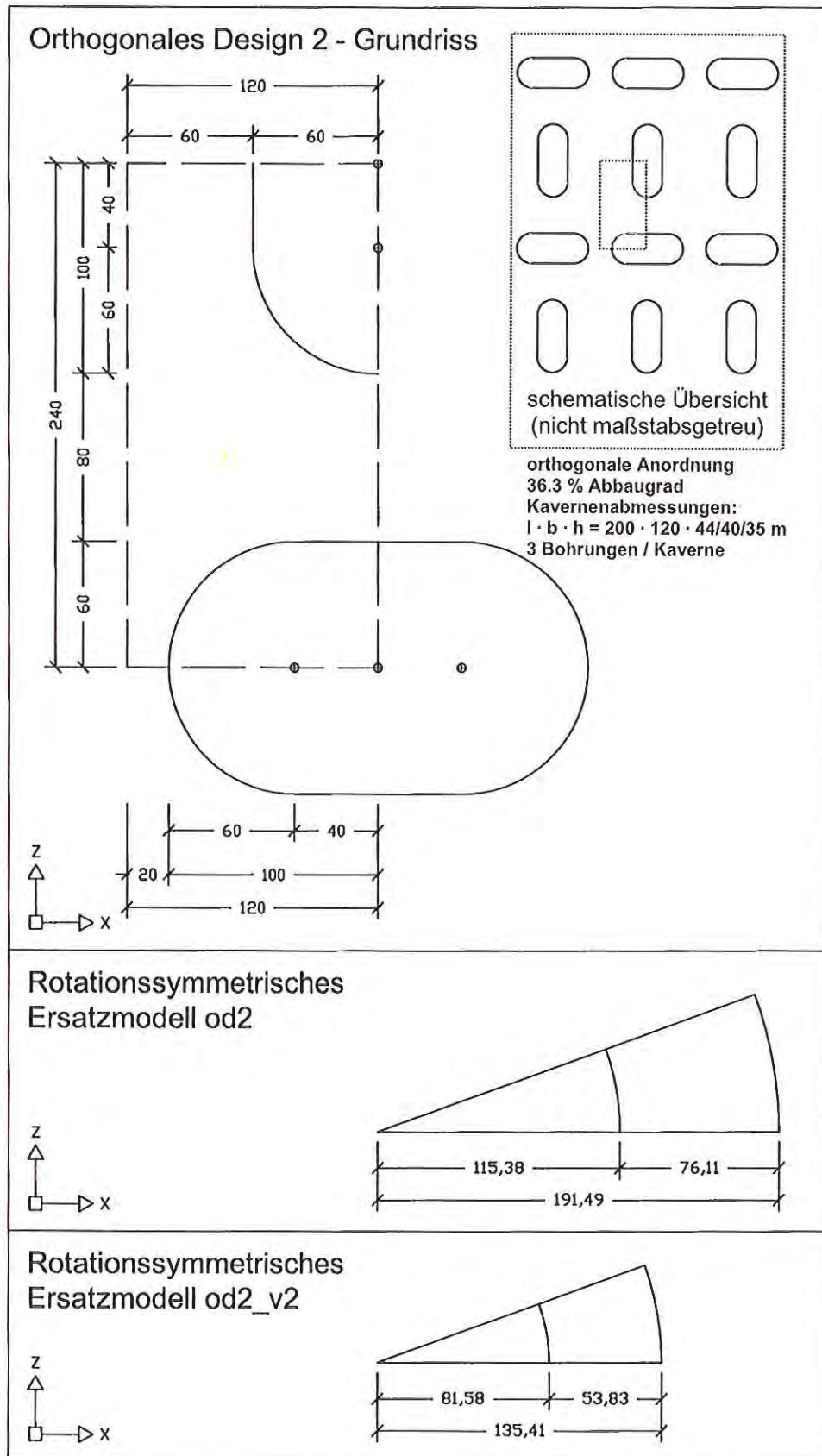


Abbildung 12: Orthogonales Design 2 – Grundriss und rotationssymmetrische Ersatzmodelle

Tabelle 3: Berechnungsmodelle – Arbeitspaket 1

Typ	Modell	Kavernen- abmessungen	Charakteristische Fläche			Kaverne	Modellrand	Abbaugrad [%]	Abb.
		$l \cdot b$ [m]	Länge _x [m]	Länge _z [m]	Fläche [m ²]	Ersatzradius [m]	Ersatzradius [m]		
Reihe	sd1	160 · 80	120	200	24000	60.31	174.81	11.9	9
orthogonal	od1					85.29	174.81	23.8	10
	od1_v2					60.31	123.61	23.8	10
Reihe	sd2	200 · 120	120	200	24000	81.58	174.81	21.8	11
orthogonal	od2		120	240	28800	115.38	191.49	36.3	12
	od2_v2					81.58	135.41	36.3	12

Tabelle 4: Berechnungsfälle – Arbeitspaket 1

Typ	Variante	Kavernenhöhe [m]	a (TS-A)	b (TS+A)	c (A)
Reihe	sd1_01	44	x	x	x
	sd1_05	40	x	x	x
	sd1_10	35	x	x	x
orthogonal	od1_01	44	x	x	x
	od1_05	40	x	x	x
	od1_10	35	x	x	x
	od1_v2_01	44	x	x	x
	od1_v2_05	40	x	x	x
	od1_v2_10	35	x	x	x
Reihe	sd2_01	44	x	x	x
	sd2_05	40	x	x	x
	sd2_10	35	x	x	x
orthogonal	od2_01	44	x	x	x
	od2_05	40	x	x	x
	od2_10	35	x	x	x
	od2_v2_01	44	x	x	x
	od2_v2_05	40	x	x	x
	od2_v2_10	35	x	x	x

Legende:

- TS-A: Tonstein mit geringem Anhydritanteil
- TS+A: Tonstein mit hohem Anhydritanteil
- A: Anhydrit

8.3 Berechnungsfälle

Auf der Grundlage der zuvor definierten Berechnungsmodelle wurden insgesamt 54 Berechnungsfälle definiert und berechnet (Tabelle 4). Die eindeutige Kennzeichnung der einzelnen Fälle geschieht über die Modellkurzbezeichnung (z.B. sd1, od1) und über die Angabe der Mächtigkeit des Sicherheitsdaches sowie der angesetzten Steifigkeit und Bruchfestigkeit in der direkt im Hangenden über dem Rötssalz anstehenden Deckgebirgsschicht des Oberen Buntsandsteins in folgender Weise:

- Berücksichtigung unterschiedlicher Mächtigkeiten im Sicherheitsdach des Rötssalzes:
 - 1 m Mächtigkeit (z.B.: sd1_01)
 - 5 m Mächtigkeit (z.B.: sd1_05)
 - 10 m Mächtigkeit (z.B.: sd1_10)
- Berücksichtigung unterschiedlicher Steifigkeiten und Bruchfestigkeiten in der 10 m mächtigen Deckgebirgsschicht direkt über dem Rötssalz:
 - Tonstein mit geringem Anhydritanteil (TS-A, z.B. sd1_01_a)
 - Tonstein mit hohem Anhydritanteil (TS+A, z.B. sd1_01_b)
 - Anhydrit (A, z.B. sd1_01_c)

8.4 Ergebnisse

8.4.1 Senkungen und Senkungsraten

In den Tabellen 6 bis 17 sind die berechneten Senkungen und Senkungsraten aller Berechnungsfälle zu charakteristischen Zeitpunkten (40, 100, 500 und 1000 Jahre) zusammengestellt.

Die Tabellen 6 bis 9 zeigen die Senkungen bzw. Senkungsraten in 120 m Tiefe. Hier sind neben den aktuellen Berechnungsergebnissen auch die Berechnungsergebnisse von WALLNER & KOß (1998) berücksichtigt. Die Senkungen in 120 m Tiefe werden hier nur deshalb betrachtet, weil in WALLNER & KOß (1998) das Gebirge nur im Teufenbereich von 800 m bis 120 m diskretisiert wurde. An der Oberseite des Modells wurde eine dem überlagernden Gebirgsdruck entsprechende Ersatzlast angesetzt. Auch wurden wesentlich höhere Steifigkeiten im Deckgebirge (z.B. Muschelkalk: $E = 50000$ MPa, Oberer Buntsandstein: $E = 15000$ MPa) verwendet. Daher sind die Senkungen und Senkungsraten nicht direkt vergleichbar und fallen auf Grund der höheren Steifigkeit des Deckgebirges geringer aus.

Für alle Tabellen können folgende allgemeine Aussagen getroffen werden:

- Bei zunehmender Schichtsteifigkeit der 10 m mächtigen, direkt über dem Rötsalz liegenden Deckgebirgsschicht ($a \rightarrow b \rightarrow c$) ergeben sich erwartungsgemäß geringere Senkungen, allerdings sind die Unterschiede sehr gering (bis ca. 5%).
- Auch bei größerer Mächtigkeit des Sicherheitsdaches ($01 \rightarrow 05 \rightarrow 10$) ergeben sich geringere Senkungen. Die Unterschiede fallen jedoch etwas größer aus als bei Erhöhung der Schichtsteifigkeit über dem Rötsalz (ca. 20% oder mehr).

Für die repräsentativen Berechnungsmodelle (sd1, od1, od1_v2 und sd2) ergeben sich nach 40 Jahren in 120 m Tiefe minimale Senkungen von 1.8 cm und minimale Senkungsraten von 0.12 mm/Jahr sowie maximale Senkungen von 6.1 cm und maximale Senkungsraten von 0.44 mm/Jahr. Die Berechnungsergebnisse aus dem Jahr 1998 weisen auf Grund der zuvor beschriebenen höher angesetzten Deckgebirgssteifigkeiten etwas geringere Senkungen (0.86 bis 2.37 cm) und Senkungsraten (0.073 bis 0.22 mm/Jahr) aus. Nur für das Modell od2 ergeben sich nach 40 Jahren größere Senkungen (10.0 bis 13.6 cm) und Senkungsraten (0.66 bis 1.64 mm/Jahr).

Für die repräsentativen Berechnungsmodelle (sd1, od1, od1_v2 und sd2) ergeben sich nach 100 Jahren in 120 m Tiefe minimale Senkungen von 2.3 cm und minimale Senkungsraten von 0.067 mm/Jahr sowie maximale Senkungen von 7.7 cm und maximale Senkungsraten von 0.35 mm/Jahr. Die Berechnungsergebnisse aus dem Jahr 1998 weisen auf Grund der zuvor beschriebenen höher angesetzten Deckgebirgssteifigkeiten etwas geringere Senkungen (1.2 bis 3.1 cm) und Senkungsraten (0.041 bis 0.15 mm/Jahr) aus. Nur für das Modell od2 ergeben sich nach 100 Jahren größere Senkungen (15.1 bis 22.7 cm) und Senkungsraten (0.49 bis 1.6 mm/Jahr).

Die nach 40 bzw. 100 Jahren an der Geländeoberfläche auftretenden Senkungen und Senkungsraten (Tab. 10 bis 13) unterscheiden sich von denen in 120 m Teufe nur gering. Auf eine detaillierte Beschreibung kann daher verzichtet werden.

Die Senkungen und Senkungsraten nach 500 und 1000 Jahren (Tab. 14 bis 17) zeigen das Langzeitverhalten von offen stehenden Kavernen auf. Die Senkungen nehmen mit weiter abnehmenden Senkungsraten zu, bis quasi stationäre Zustände erreicht werden. Bei größerem Abbaugrad werden diese quasi stationären Zustände schneller erreicht.

Für den Berechnungsfall sd1_05_a (geringer Abbaugrad) verringert sich z. B. die Senkungsrate von 0.134 mm/Jahr nach 40 Jahren und 0.0768 mm/Jahr nach 100 Jahren und 0.0309 mm/Jahr nach 500 Jahren auf 0.0223 mm/Jahr nach 1000 Jahren. Nach 1000 Jahren beträgt die Gesamtsenkung 5.7 cm.

Für den Berechnungsfall od2_05_a (hoher Abbaugrad) verringert sich z. B. die Senkungsrate von 0.800 mm/Jahr nach 40 Jahren und 0.654 mm/Jahr nach 100 Jahren und 0.6413 mm/Jahr nach 500 Jahren auf 0.6412 mm/Jahr nach 1000 Jahren. Nach 1000 Jahren ist dann eine Gesamtsenkung von 75 cm aufgelaufen.

Tabelle 5: Zuordnung des Berechnungsfalles zur Deckgebirgsausbildung

Berechnungsfall	Angenommene Ausbildung der direkt über dem Rötssalz liegenden 10 m mächtigen Deckgebirgsschicht	
	Kürzel	Langtext
a	TS-A	Tonstein mit geringen Anhydritanteilen
b	TS+A	Tonstein mit hohen Anhydritanteilen
c	A	Anhydrit

Tabelle 6: Senkung [cm] über dem Kavernenzentrum in 120 m Teufe nach 40 Jahren Standzeit

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	a (TS-A)	b (TS+A)	c (A)
Reihe	sd1_01	11.9	2.14	2.09	2.05
	sd1_05		2.08	2.03	1.99
	sd1_10		1.91	1.87	1.83
	sd1_05-1998	11.9	0.86	-	-
	sd2_01	21.8	5.26	5.16	5.08
	sd2_05		5.11	5.01	4.93
	sd2_10		4.76	4.66	4.59
sd2_05-1998	21.8	2.37	-	-	
orthogonal	od1_01	23.8	6.06	5.94	5.85
	od1_05		5.89	5.77	5.69
	od1_10		5.48	5.38	5.29
	od1_v2_01	23.8	5.04	4.89	4.78
	od1_v2_05		4.82	4.68	4.33
	od1_v2_10		4.33	4.21	4.11
	od1_05-1998	23.8	2.01	-	-
	od2_01	36.3	13.63	13.40	13.22
	od2_05		13.18	12.96	12.79
	od2_10		12.23	12.03	11.88
	od2_v2_01	36.3	12.98	12.71	12.50
	od2_v2_05		12.07	11.82	11.62
	od2_v2_10		10.42	10.18	10.00

Tabelle 7: Senkungsrate [mm/Jahr] über dem Kavernenzentrum in 120 m Teufe nach 40 Jahren Standzeit

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	a (TS-A)	b (TS+A)	c (A)
Reihe	sd1_01	11.9	0.1425	0.1415	0.1408
	sd1_05		0.1347	0.1338	0.1332
	sd1_10		0.1190	0.1183	0.1179
	sd1_05-1998	11.9	0.0725	-	-
	sd2_01	21.8	0.3100	0.3073	0.3053
	sd2_05		0.2923	0.2899	0.2881
	sd2_10		0.2579	0.2561	0.2550
sd2_05-1998	21.8	0.1859	-	-	
orthogonal	od1_01	23.8	0.3563	0.3528	0.3501
	od1_05		0.3353	0.3322	0.3299
	od1_10		0.2949	0.2927	0.2912
	od1_v2_01	23.8	0.4365	0.4291	0.4237
	od1_v2_05		0.3976	0.3905	0.3854
	od1_v2_10		0.3287	0.3229	0.3187
	od1_05-1998	23.8	0.2217	-	-
	od2_01	36.3	0.8812	0.8715	0.8647
	od2_05		0.8007	0.7914	0.7846
	od2_10		0.6687	0.6608	0.6550
	od2_v2_01	36.3	1.6365	1.6322	1.6298
	od2_v2_05		1.4064	1.4012	1.3984
	od2_v2_10		1.0212	1.0148	1.0112

Tabelle 8: Senkung [cm] über dem Kavernenzentrum in 120 m Teufe nach 100 Jahren Standzeit

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	a (TS-A)	b (TS+A)	c (A)
Reihe	sd1_01	11.9	2.77	2.71	2.67
	sd1_05		2.67	2.61	2.57
	sd1_10		2.43	2.38	2.34
	sd1_05-1998	11.9	1.17	-	-
	sd2_01	21.8	6.63	6.52	6.43
	sd2_05		6.40	6.29	6.21
	sd2_10		5.89	5.79	5.71
	sd2_05-1998	21.8	3.11	-	-
orthogonal	od1_01	23.8	7.65	7.52	7.42
	od1_05		7.38	7.25	7.15
	od1_10		6.79	6.67	6.58
	od1_v2_01	23.8	7.29	7.12	6.99
	od1_v2_05		6.83	6.66	5.93
	od1_v2_10		5.94	5.79	5.67
	od1_05-1998	23.8	3.08	-	-
	od2_01	36.3	18.33	18.07	17.88
	od2_05		17.35	17.10	16.90
	od2_10		15.53	15.30	15.12
	od2_v2_01	36.3	22.71	22.43	22.22
	od2_v2_05		20.41	20.14	19.93
	od2_v2_10		16.38	16.13	15.94

Tabelle 9: Senkungsrate [mm/Jahr] über dem Kavernenzentrum in 120 m Teufe nach 100 Jahren Standzeit

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	a (TS-A)	b (TS+A)	c (A)
Reihe	sd1_01	11.9	0.0816	0.0810	0.0806
	sd1_05		0.0771	0.0765	0.0761
	sd1_10		0.0682	0.0677	0.0674
	sd1_05-1998	11.9	0.0411	-	-
	sd2_01	21.8	0.1834	0.1813	0.1797
	sd2_05		0.1717	0.1698	0.1684
	sd2_10		0.1501	0.1487	0.1476
	sd2_05-1998	21.8	0.0932	-	-
orthogonal	od1_01	23.8	0.2156	0.2130	0.2110
	od1_05		0.2007	0.1984	0.1966
	od1_10		0.1739	0.1721	0.1707
	od1_v2_01	23.8	0.3481	0.3458	0.3444
	od1_v2_05		0.3062	0.3037	0.3022
	od1_v2_10		0.2362	0.2335	0.2317
	od1_05-1998	23.8	0.1548	-	-
	od2_01	36.3	0.7498	0.7482	0.7472
	od2_05		0.6537	0.6517	0.6505
	od2_10		0.4970	0.4942	0.4925
	od2_v2_01	36.3	1.6180	1.6176	1.6173
	od2_v2_05		1.3838	1.3832	1.3830
	od2_v2_10		0.9856	0.9847	0.9844

Tabelle 10: Senkung [cm] über dem Kavernenzentrum an der Geländeoberfläche nach 40 Jahren Standzeit

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	a (TS-A)	b (TS+A)	c (A)
Reihe	sd1_01	11.9	2.13	2.08	2.04
	sd1_05		2.06	2.01	1.97
	sd1_10		1.90	1.85	1.82
	sd2_01	21.8	5.23	5.12	5.04
	sd2_05		5.08	4.98	4.90
	sd2_10		4.73	4.63	4.56
orthogonal	od1_01	23.8	6.02	5.91	5.82
	od1_05		5.85	5.74	5.65
	od1_10		5.45	5.34	5.26
	od1_v2_01	23.8	5.04	4.89	4.78
	od1_v2_05		4.81	4.68	4.57
	od1_v2_10		4.33	4.21	4.11
	od2_01	36.3	13.53	13.30	13.12
	od2_05		13.09	12.87	12.70
	od2_10		12.15	11.94	11.79
	od2_v2_01	36.3	12.97	12.70	12.50
	od2_v2_05		12.07	11.81	11.61
	od2_v2_10		10.42	10.18	9.99

Tabelle 11: Senkungsrate [mm/Jahr] über dem Kavernenzentrum an der Geländeoberfläche nach 40 Jahren Standzeit

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	a (TS-A)	b (TS+A)	c (A)
Reihe	sd1_01	11.9	0.1419	0.1408	0.1401
	sd1_05		0.1341	0.1331	0.1325
	sd1_10		0.1184	0.1176	0.1172
	sd2_01	21.8	0.3094	0.3065	0.3044
	sd2_05		0.2916	0.2891	0.2872
	sd2_10		0.2571	0.2553	0.2541
orthogonal	od1_01	23.8	0.3557	0.3521	0.3493
	od1_05		0.3346	0.3314	0.3290
	od1_10		0.2942	0.2919	0.2903
	od1_v2_01	23.8	0.4365	0.4291	0.4237
	od1_v2_05		0.3975	0.3905	0.3854
	od1_v2_10		0.3286	0.3229	0.3186
	od2_01	36.3	0.8809	0.8711	0.8640
	od2_05		0.8003	0.7908	0.7838
	od2_10		0.6679	0.6599	0.6539
	od2_v2_01	36.3	1.6365	1.6322	1.6298
	od2_v2_05		1.4064	1.4012	1.3984
	od2_v2_10		1.0212	1.0148	1.0112

Tabelle 12: Senkung [cm] über dem Kavernenzentrum an der Geländeoberfläche nach 100 Jahren Standzeit

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	a (TS-A)	b (TS+A)	c (A)
Reihe	sd1_01	11.9	2.75	2.69	2.65
	sd1_05		2.65	2.59	2.55
	sd1_10		2.42	2.37	2.33
	sd2_01	21.8	6.60	6.48	6.39
	sd2_05		6.37	6.26	6.17
	sd2_10		5.86	5.76	5.68
orthogonal	od1_01	23.8	7.62	7.48	7.38
	od1_05		7.34	7.22	7.12
	od1_10		6.75	6.64	6.54
	od1_v2_01	23.8	7.29	7.12	6.99
	od1_v2_05		6.82	6.66	6.53
	od1_v2_10		5.93	5.79	5.67
	od2_01	36.3	18.24	17.98	17.78
	od2_05		17.25	17.00	16.81
	od2_10		15.44	15.21	15.03
	od2_v2_01	36.3	22.70	22.43	22.22
	od2_v2_05		20.40	20.13	19.93
	od2_v2_10		16.38	16.12	15.93

Tabelle 13: Senkungsrate [mm/Jahr] über dem Kavernenzentrum an der Geländeoberfläche nach 100 Jahren Standzeit

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	a (TS-A)	b (TS+A)	c (A)
Reihe	sd1_01	11.9	0.0813	0.0807	0.0802
	sd1_05		0.0768	0.0762	0.0758
	sd1_10		0.0679	0.0674	0.0670
	sd2_01	21.8	0.1831	0.1810	0.1793
	sd2_05		0.1714	0.1695	0.1681
	sd2_10		0.1498	0.1483	0.1472
orthogonal	od1_01	23.8	0.2154	0.2128	0.2107
	od1_05		0.2005	0.1981	0.1963
	od1_10		0.1737	0.1718	0.1703
	od1_v2_01	23.8	0.3481	0.3458	0.3444
	od1_v2_05		0.3062	0.3037	0.3022
	od1_v2_10		0.2362	0.2335	0.2317
	od2_01	36.3	0.7499	0.7482	0.7472
	od2_05		0.6538	0.6517	0.6505
	od2_10		0.4970	0.4942	0.4924
	od2_v2_01	36.3	1.6180	1.6176	1.6173
	od2_v2_05		1.3838	1.3832	1.3830
	od2_v2_10		0.9856	0.9848	0.9844

Tabelle 14: Senkung [cm] über dem Kavernenzentrum an der Geländeoberfläche nach 500 Jahren Standzeit

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	a (TS-A)	b (TS+A)	c (A)
Reihe	sd1_01	11.9	4.61	4.54	4.49
	sd1_05		4.41	4.34	4.29
	sd1_10		3.97	3.91	3.86
	sd2_01	21.8	11.52	11.36	11.24
	sd2_05		10.85	10.70	10.59
	sd2_10		9.61	9.47	9.36
orthogonal	od1_01	23.8	13.89	13.72	13.59
	od1_05		12.99	12.82	12.69
	od1_10		11.34	11.19	11.07
	od1_v2_01	23.8	20.68	20.50	20.36
	od1_v2_05		18.45	18.27	18.13
	od1_v2_10		14.52	14.36	14.23
	od2_01	36.3	47.89	47.62	47.42
	od2_05		42.95	42.69	42.49
	od2_10		34.50	34.25	34.07
	od2_v2_01	36.3	87.36	87.08	86.87
	od2_v2_05		75.68	75.41	75.20
	od2_v2_10		55.70	55.45	55.25

Tabelle 15: Senkungsrate [mm/Jahr] über dem Kavernenzentrum an der Geländeoberfläche nach 500 Jahren Standzeit

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	a (TS-A)	b (TS+A)	c (A)
Reihe	sd1_01	11.9	0.0329	0.0325	0.0323
	sd1_05		0.0309	0.0306	0.0304
	sd1_10		0.0272	0.0270	0.0268
	sd2_01	21.8	0.1066	0.1063	0.1061
	sd2_05		0.0947	0.0944	0.0941
	sd2_10		0.0751	0.0746	0.0743
orthogonal	od1_01	23.8	0.1440	0.1438	0.1437
	od1_05		0.1268	0.1265	0.1264
	od1_10		0.0980	0.0976	0.0974
	od1_v2_01	23.8	0.3334	0.3333	0.3333
	od1_v2_05		0.2887	0.2887	0.2887
	od1_v2_10		0.2117	0.2116	0.2116
	od2_01	36.3	0.7406	0.7405	0.7405
	od2_05		0.6413	0.6413	0.6413
	od2_10		0.4746	0.4745	0.4745
	od2_v2_01	36.3	1.6161	1.6161	1.6161
	od2_v2_05		1.3817	1.3817	1.3817
	od2_v2_10		0.9828	0.9827	0.9827

Tabelle 16: Senkung [cm] über dem Kavernenzentrum an der Geländeoberfläche nach 1000 Jahren Standzeit

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	a (TS-A)	b (TS+A)	c (A)
Reihe	sd1_01	11.9	5.99	5.90	5.84
	sd1_05		5.69	5.61	5.55
	sd1_10		5.10	5.02	4.97
	sd2_01	21.8	16.77	16.61	16.49
	sd2_05		15.49	15.33	15.21
	sd2_10		13.21	13.06	12.94
orthogonal	od1_01	23.8	21.06	20.88	20.75
	od1_05		19.28	19.11	18.98
	od1_10		16.15	15.99	15.87
	od1_v2_01	23.8	37.35	37.16	37.02
	od1_v2_05		32.88	32.70	32.57
	od1_v2_10		25.10	24.93	24.80
	od2_01	36.3	84.91	84.65	84.44
	od2_05		75.01	74.75	74.55
	od2_10		58.23	57.98	57.79
	od2_v2_01	36.3	168.16	167.88	167.67
	od2_v2_05		144.76	144.49	144.28
	od2_v2_10		104.84	104.58	104.38

Tabelle 17: Senkungsrate [mm/Jahr] über dem Kavernenzentrum an der Geländeoberfläche nach 1000 Jahren Standzeit

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	a (TS-A)	b (TS+A)	c (A)
Reihe	sd1_01	11.9	0.0240	0.0237	0.0236
	sd1_05		0.0223	0.0221	0.0219
	sd1_10		0.0193	0.0191	0.0190
	sd2_01	21.8	0.1046	0.1045	0.1045
	sd2_05		0.0921	0.0920	0.0920
	sd2_10		0.0707	0.0707	0.0706
orthogonal	od1_01	23.8	0.1431	0.1431	0.1431
	od1_05		0.1256	0.1256	0.1255
	od1_10		0.0957	0.0956	0.0956
	od1_v2_01	23.8	0.3332	0.3332	0.3332
	od1_v2_05		0.2886	0.2886	0.2886
	od1_v2_10		0.2115	0.2115	0.2115
	od2_01	36.3	0.7404	0.7404	0.7404
	od2_05		0.6412	0.6412	0.6412
	od2_10		0.4745	0.4745	0.4745
	od2_v2_01	36.3	1.6160	1.6160	1.6160
	od2_v2_05		1.3816	1.3816	1.3816
	od2_v2_10		0.9827	0.9827	0.9827

8.4.2 Exemplarische Darstellung der Effektivverzerrungen

In den Abbildungen 13 und 14 sind die räumlichen Verteilungen der Effektivverzerrung ϵ_{eff} für den Berechnungsfall sd1_05_a zum Berechnungszeitpunkt 40 und 100 Jahre dargestellt. Man erkennt insbesondere am oberen und unteren Stoßbereich der Kaverne erhöhte Effektivverzerrungen bis zu 6 ‰ nach 40 Jahren und bis zu 8 ‰ nach 100 Jahren. Diese Verzerrungen sind so gering, dass sie bzgl. der Standfestigkeit nicht bewertet werden müssen. Auch befinden sich die Spannungszustände im kompressiblen (= nicht dilatanten Bereich im Invariantendiagramm) Bereich, so dass auch aus diesem Grunde eine Beurteilung der Effektivverzerrungen bzgl. der Standfestigkeit nicht erforderlich ist.

8.4.3 Exemplarische Darstellung des Lodeparameters

In den folgenden Abbildungen 15 und 16 ist die räumliche Verteilung des Lodeparameters m für die Berechnungsvariante sd1_05_a zum Berechnungszeitpunkt 40 und 100 Jahre dargestellt. Während in zentralen Bereichen des Kavernenbodens und der Kavernenfirste Extension ($m = 1$) vorherrscht, ändert sich die Beanspruchungsart zum Kavernenäußeren etwas in Richtung Torsionsbeanspruchung. Am vertikalen Stoß treten Beanspruchungszustände zwischen Torsion und Extension auf. Mit zunehmender Zeit bilden sich hier zunehmend Extensionsbeanspruchungen aus. Im äußeren Modellbereich bilden sich im Rötensalz mit der Zeit zunehmend größere kompressionsbeanspruchte Zonen aus. Im Deck- und Grundgebirge herrschen auf Grund des angesetzten anisotropen Anfangsspannungszustandes auch nach vielen Jahren ausschließlich Kompressionsbeanspruchungen vor.

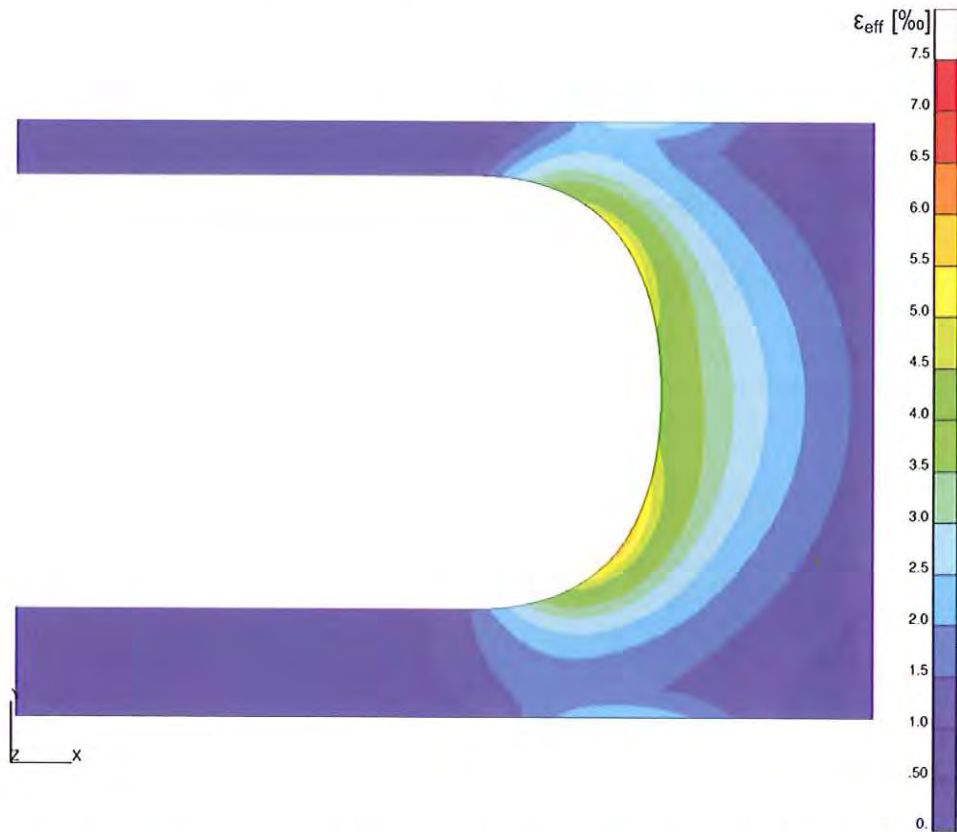


Abbildung 13: Räumliche Verteilung der Effektivverzerrungen [%] nach 40 Jahren (sd1_05_a)

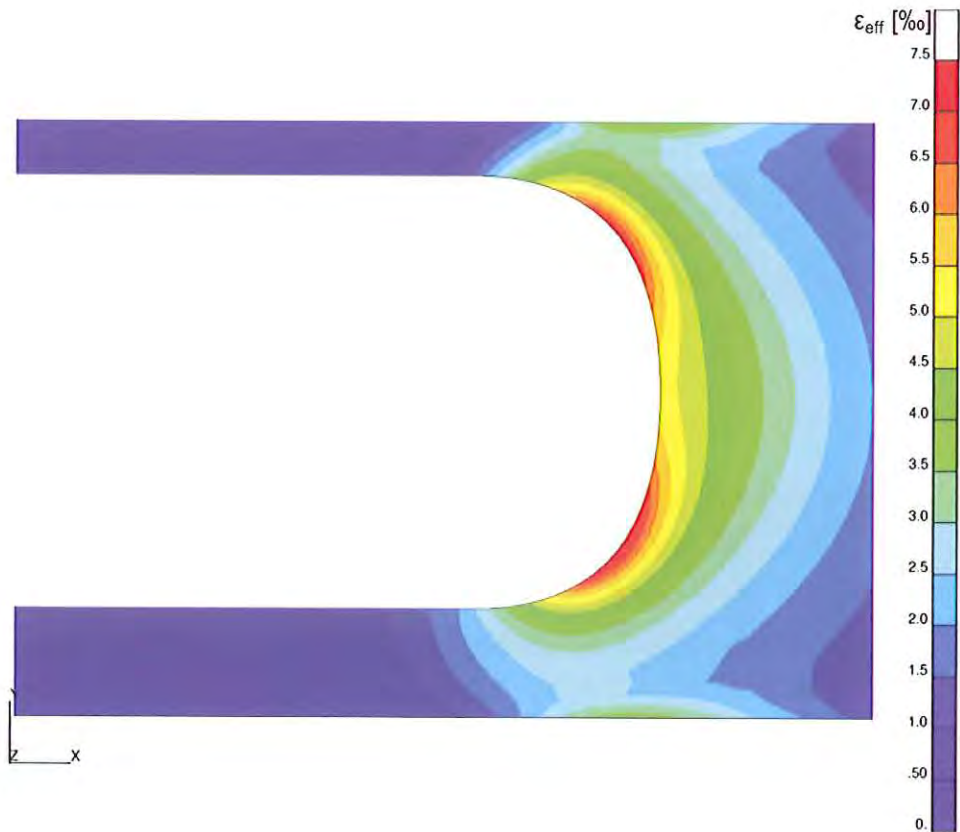


Abbildung 14: Räumliche Verteilung der Effektivverzerrungen [%] nach 100 Jahren (sd1_05_a)

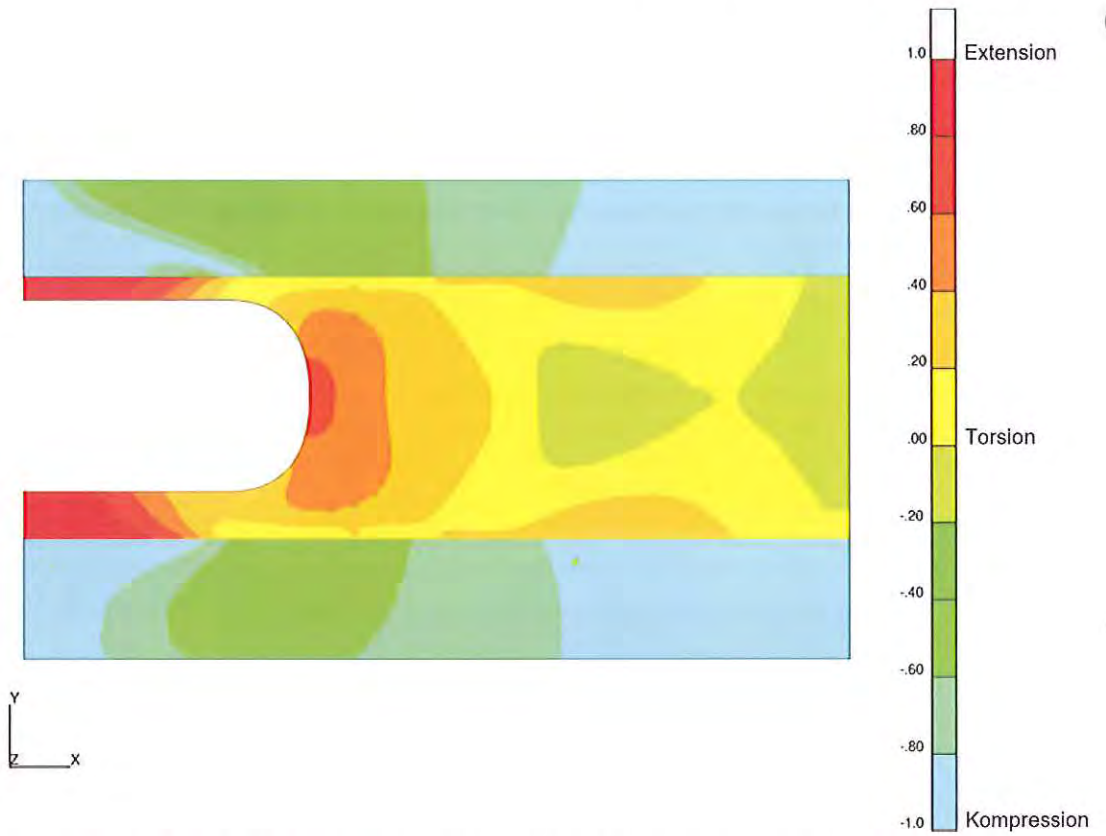


Abbildung 15: Räumliche Verteilung des Lodeparameters [-] nach 40 Jahren (sd1_05_a)

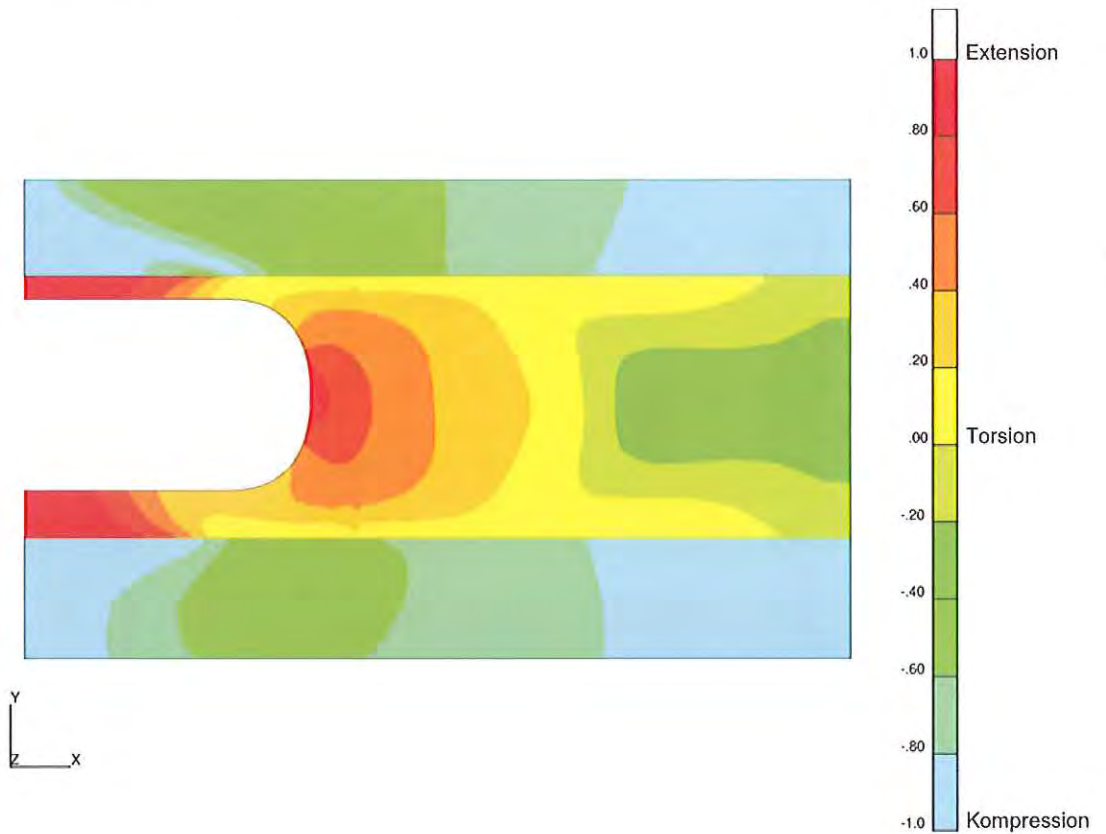


Abbildung 16: Räumliche Verteilung des Lodeparameters [-] nach 100 Jahren (sd1_05_a)

8.4.4 Exemplarische Darstellung von Spannungspfaden im Rötsalz

In Abbildung 17 sind für den Berechnungsfall sd1_05_a Spannungspfade am oberen Rand des Rötsalzes dargestellt. Das Ende der modelltechnischen Kavernenerstellung nach einem Jahr ist durch eine Raute in diesem und in allen folgenden Invariantendiagrammen gekennzeichnet.

Die polygonzugartige Kurve für die ersten sechs Berechnungszeitpunkte der Spannungspfade hat ihre Ursache in der speziellen Simulation der Kavernenerstellung: Der lithostatische Gebirgsdruck wird innerhalb eines Jahres in fünf Schritten auf den hydrostatischen Soledruck abgesenkt. Bei dieser geringen Zahl von Schritten weisen die Spannungspfade für das erste Jahr einen unstetigen Verlauf auf. Bei einer Druckverminderung in einer größeren Anzahl von Berechnungsschritten würde sich ein abgerundeter Verlauf der Spannungspfade ergeben. Die Korrektheit der Berechnungsergebnisse wird dadurch jedoch nicht beeinträchtigt.

Die Spannungspfade in den ausgewerteten Punkten (s. Skizze im Diagramm) weisen von links nach rechts immer geringere Beanspruchungszustände aus. Da im Punkt 1 die geringsten vertikalen Abstände zur Dilatanzgrenze auftreten, werden für Vergleichsdarstellungen zwischen den Berechnungsfällen ausschließlich Spannungspfade für äquivalente Punkte der jeweiligen Berechnungsfälle ausgewertet. Eine exakte Bestimmung des Punktes maximaler Beanspruchung für jeden Berechnungsfall wird nicht vorgenommen, da die Spannungspfade dicht beieinander liegen und nicht in die Nähe der Dilatanzgrenze kommen.

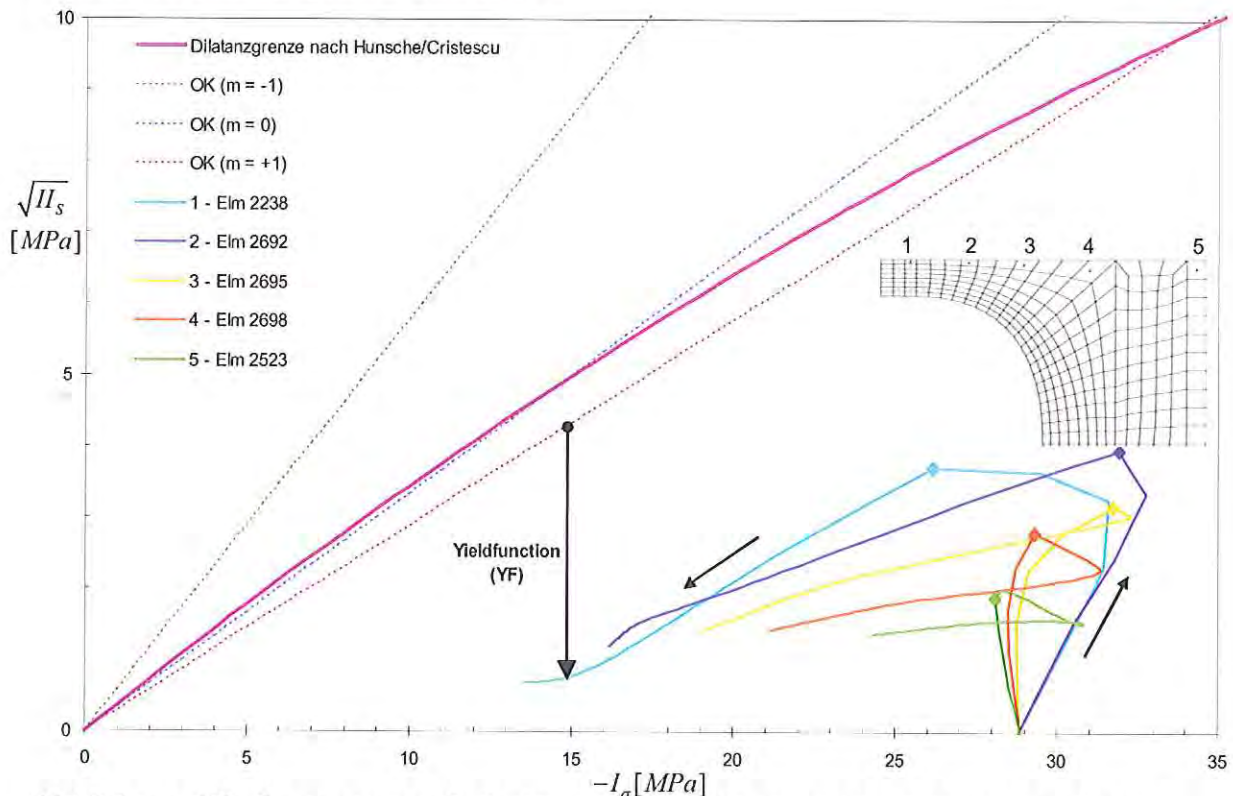


Abbildung 17: Spannungspfade im äußeren Kavernendachbereich (oben), Vergleich verschiedener Auswertelokationen (sd1_05_a)

In Abbildung 17 ist exemplarisch der als Yieldfunction definierte Abstand eines Spannungspunktes zur Ortskurve $OK(m=+1)$ für das Auftreten von Zugspannungen gekennzeichnet. Spannungspunkte unterhalb dieser Ortskurve werden durch einen negativen, oberhalb davon durch einen positiven Wert der Yieldfunction gekennzeichnet. Alle Spannungspunkte mit $m=+1$ und mindestens einer Hauptspannung $= 0$ liegen auf dieser Ortskurve. Die Ortskurve $OK(m=+1)$ kann für Spannungen mit geringem $|I_\sigma|$ (< 35 MPa) als konservative Näherung der Dilatanzgrenze nach Hunsche/Cristescu angesehen werden. In Abbildung 18 ist die Yieldfunction in Isoflächendarstellung für den Berechnungsfall *sd1_05_a* nach 40 Jahren Standzeit dargestellt. Im gesamten Rötsalz werden nirgendwo positive Yieldfunctionwerte ausgewiesen, d. h. es wird nirgendwo die Dilatanzgrenze verletzt. Der max. Wert der Yieldfunction ist kleiner als -3.0 MPa und wird am oberen Rand des Rötsalzes im Übergang des Kavernendaches zum Rötsalzpfeiler berechnet.

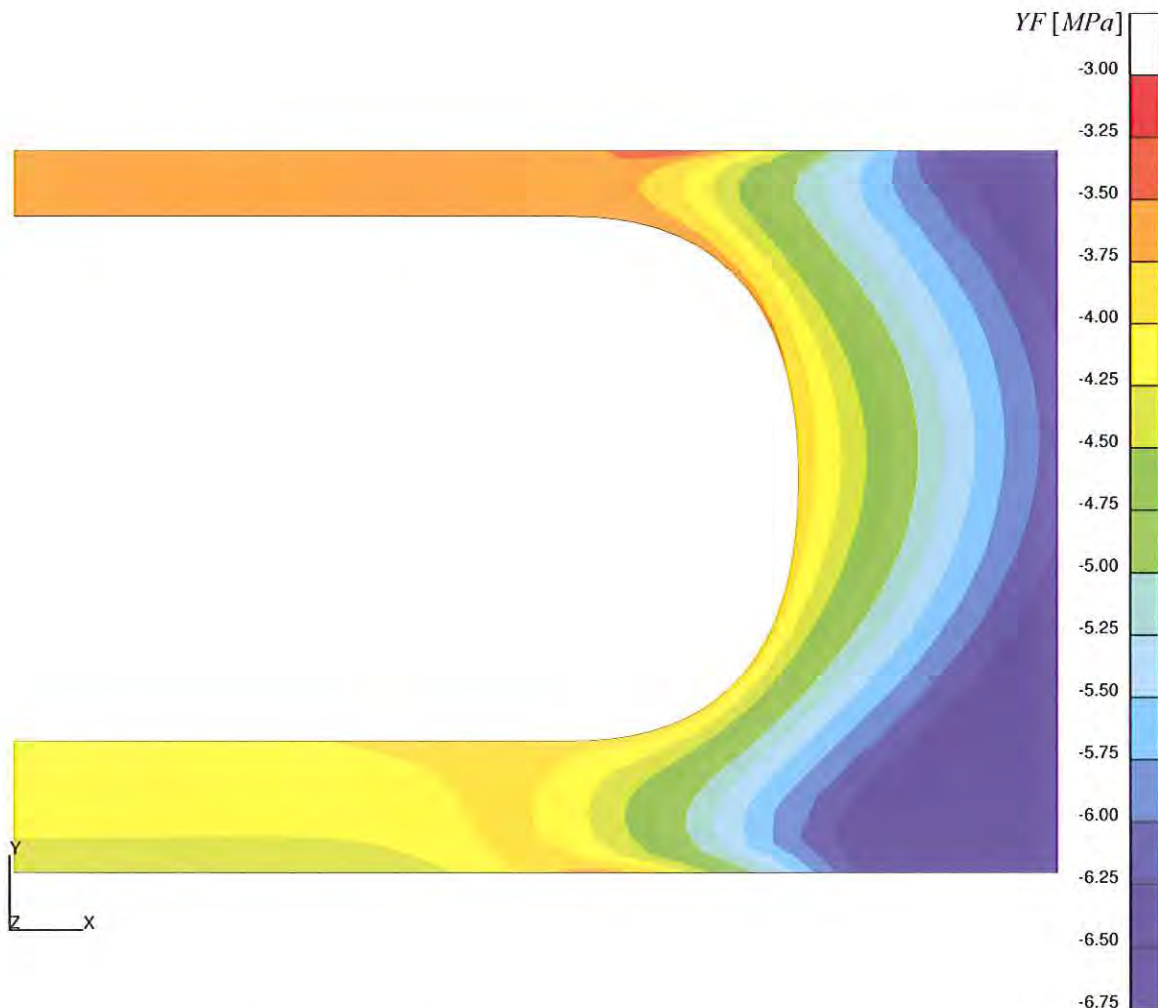


Abbildung 18: Yieldfunction im Rötsalz nach 40 Jahren Standzeit (*sd1_05_a*)

In den Abbildungen 19 bis 24 sind vergleichende Darstellungen für die Spannungspfade im Rötssalz dargestellt.

In Abbildung 19 sind die Spannungspfade in Kavernendachmitte bei 1 m Mächtigkeit des Sicherheitsdaches dargestellt. Die Spannungspfade für die Berechnungsfälle sd1_01_a und od1_v2_01_a liegen dicht beieinander. Der Pfad für den Berechnungsfall od1_01_a liegt tiefer und ist quasi deckungsgleich mit dem Pfad des Berechnungsfalles od2_v2_01_a. Die Berechnungsfälle für die größere Kaverne (sc2_01_a, sd2_01_a, od2_v2_01_a und od2_01_a) liegen noch einmal weiter entfernt von der Dilatanzgrenze.

Das Invariantendiagramm für ein 5 m mächtiges Sicherheitsdach (Abbildung 20) weist im Vergleich zur zuvor beschriebenen Abbildung nur geringe Unterschiede auf. Bei einem 10 m mächtigem Sicherheitsdach ergeben sich geringere Beanspruchungen in der Mitte der Unterseite des Kavernendaches (Abbildung 21). Die Spannungspfade sämtlicher Berechnungsfälle liegen hier sehr dicht beieinander.

Für den äußeren Kavernendachbereich ergeben sich im oberen Bereich (s. a. Abbildung 17) für alle Berechnungsfälle bei den drei unterschiedlichen Mächtigkeiten des Sicherheitsdaches von 1, 5 und 10 m nur geringfügig voneinander abweichende Spannungspfade (Abb. 21 bis 23) mit ausreichendem Abstand zur Dilatanzgrenze.

Insgesamt ist die Beanspruchung des Salzgebirges als unkritisch einzustufen.

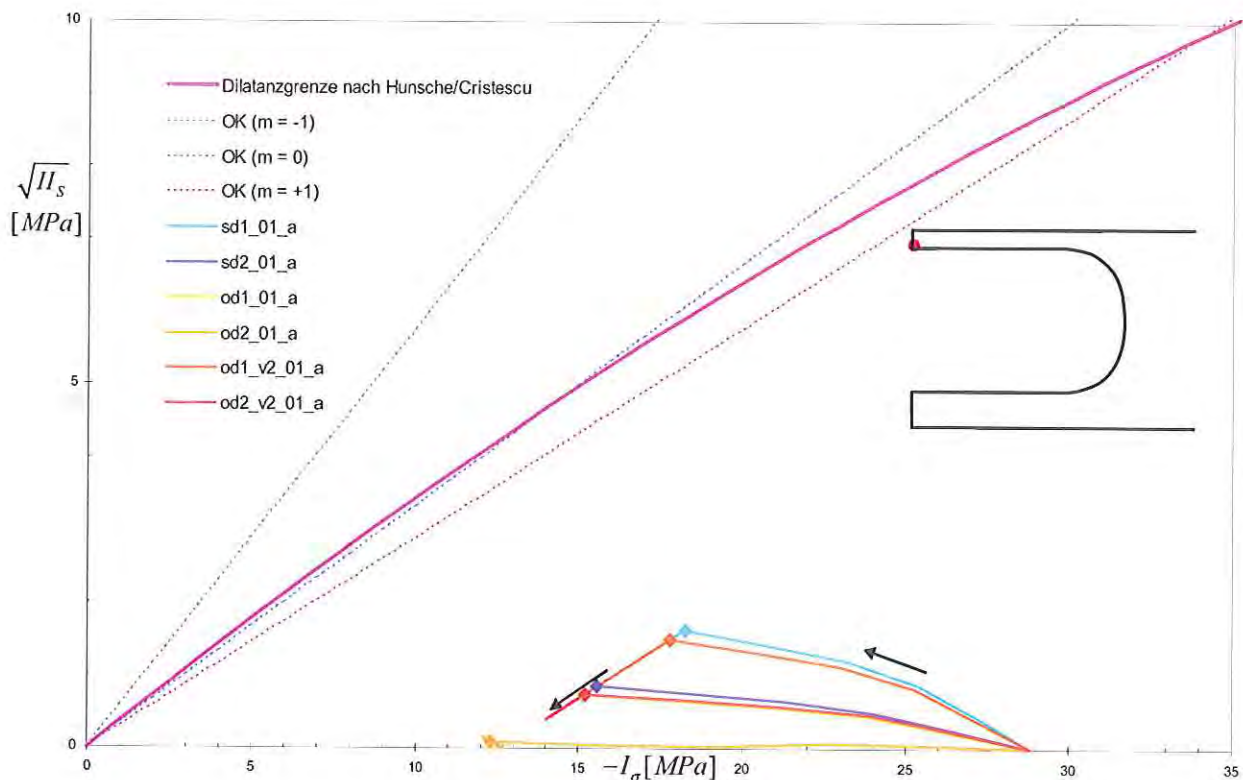


Abbildung 19: Spannungspfade in Kavernendachmitte (unten), 1 m mächtiges Sicherheitsdach (xxx_01_a)

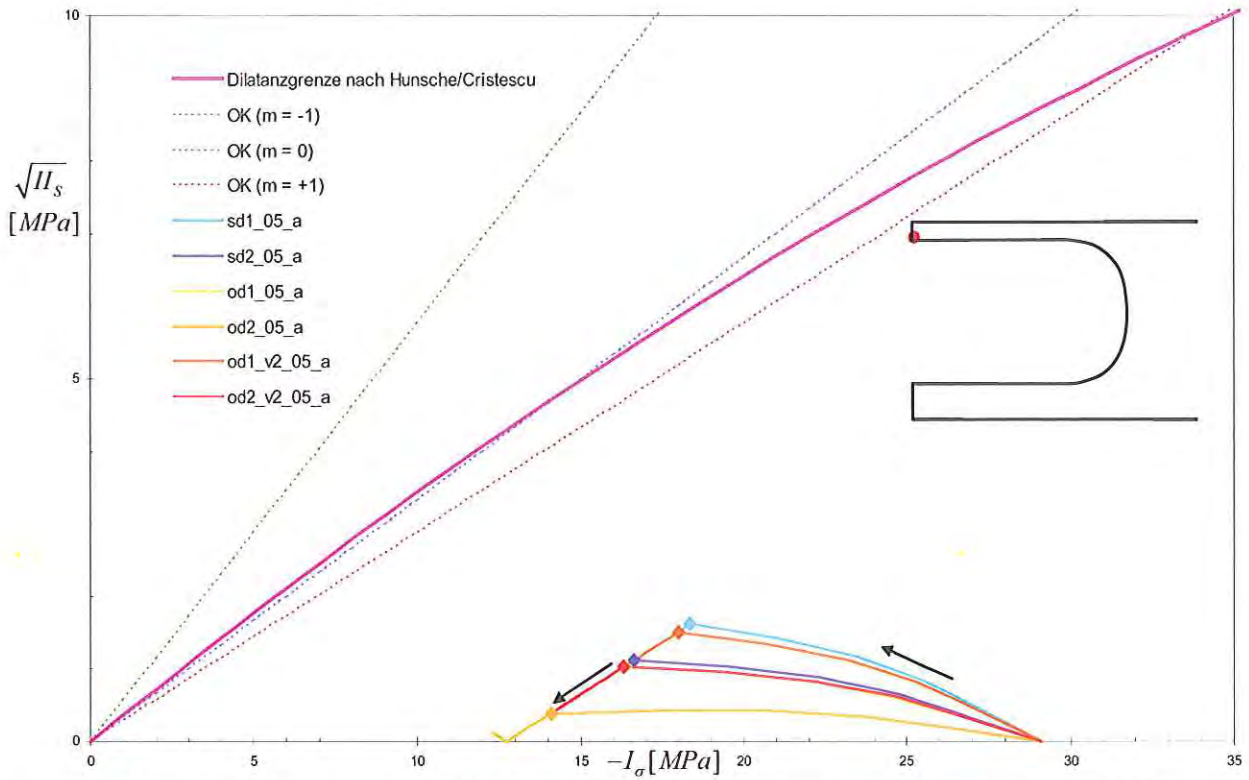


Abbildung 20: Spannungspfade in Kavernendachmitte (unten), 5 m mächtiges Sicherheitsdach (xxx_05_a)

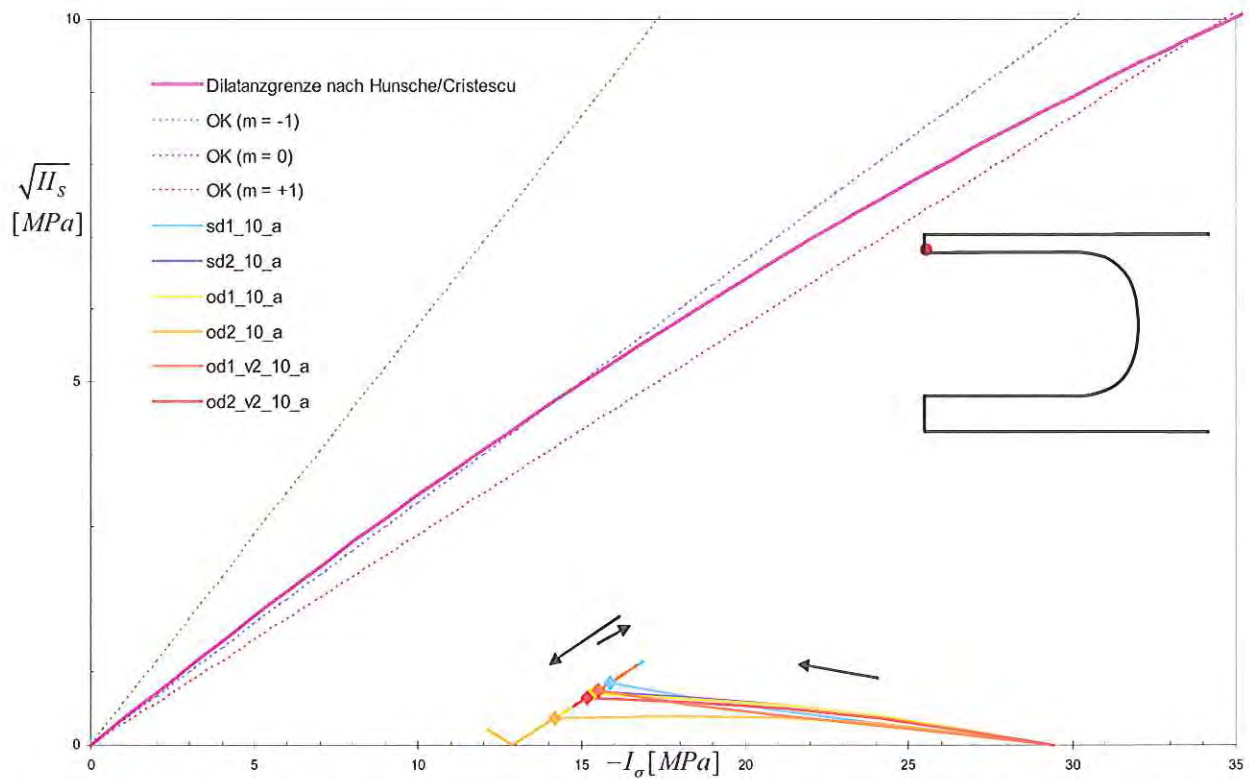


Abbildung 21: Spannungspfade in Kavernendachmitte (unten), 10 m mächtiges Sicherheitsdach (xxx_10_a)

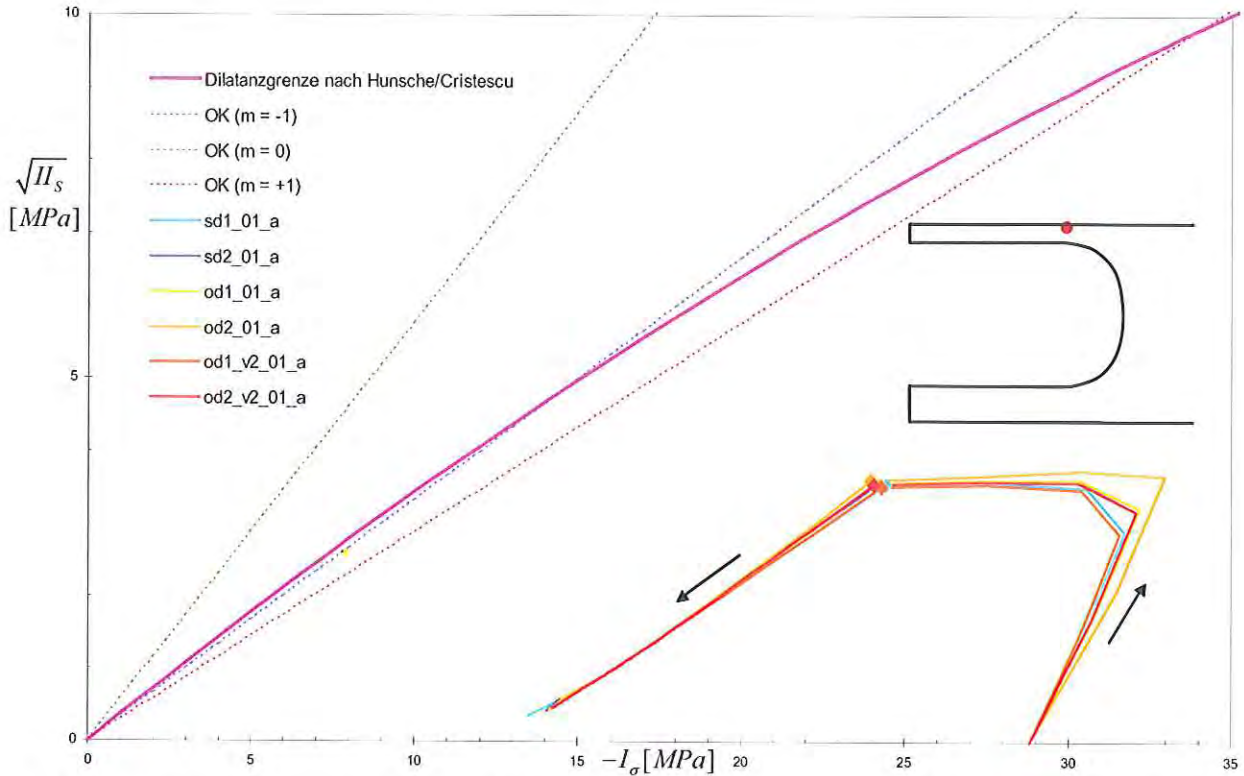


Abbildung 22: Spannungspfade im äußeren Kavernendachbereich (oben),
1 m Sicherheitsdach (xxx_01_a)

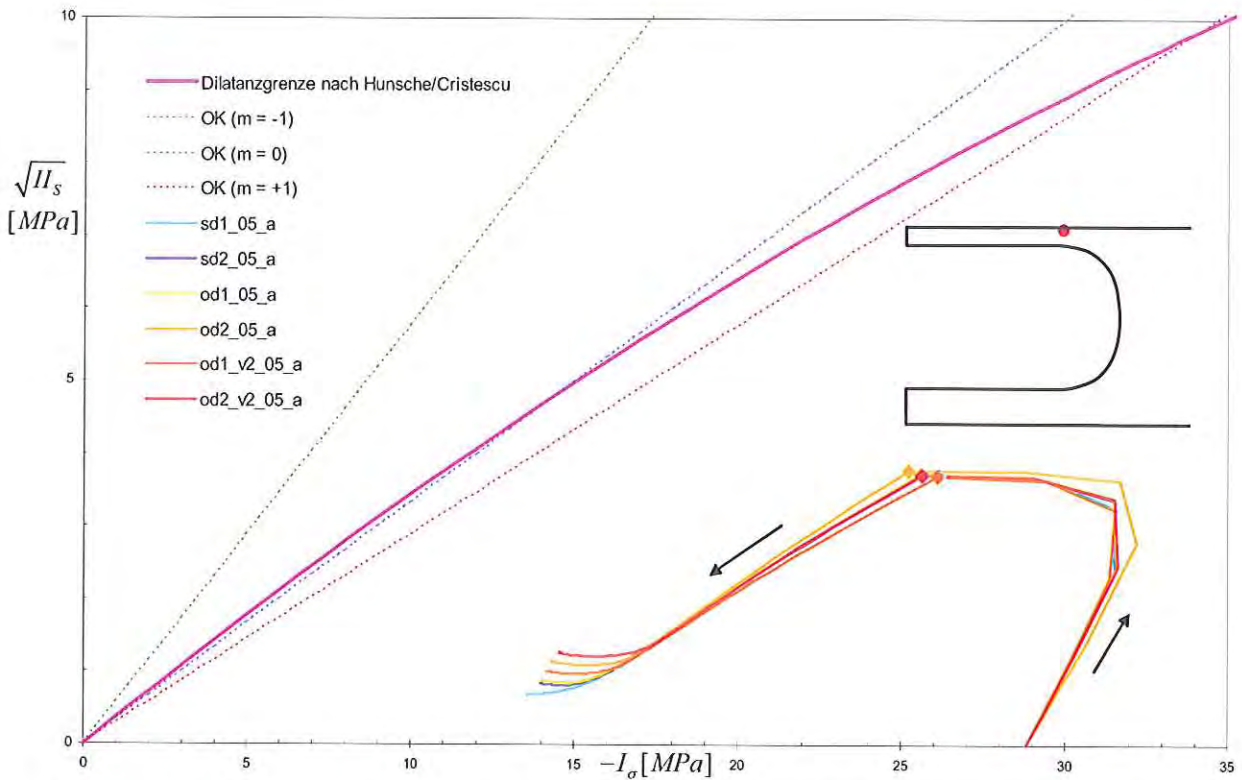


Abbildung 23: Spannungspfade im äußeren Kavernendachbereich (oben),
5 m Sicherheitsdach (xxx_05_a)

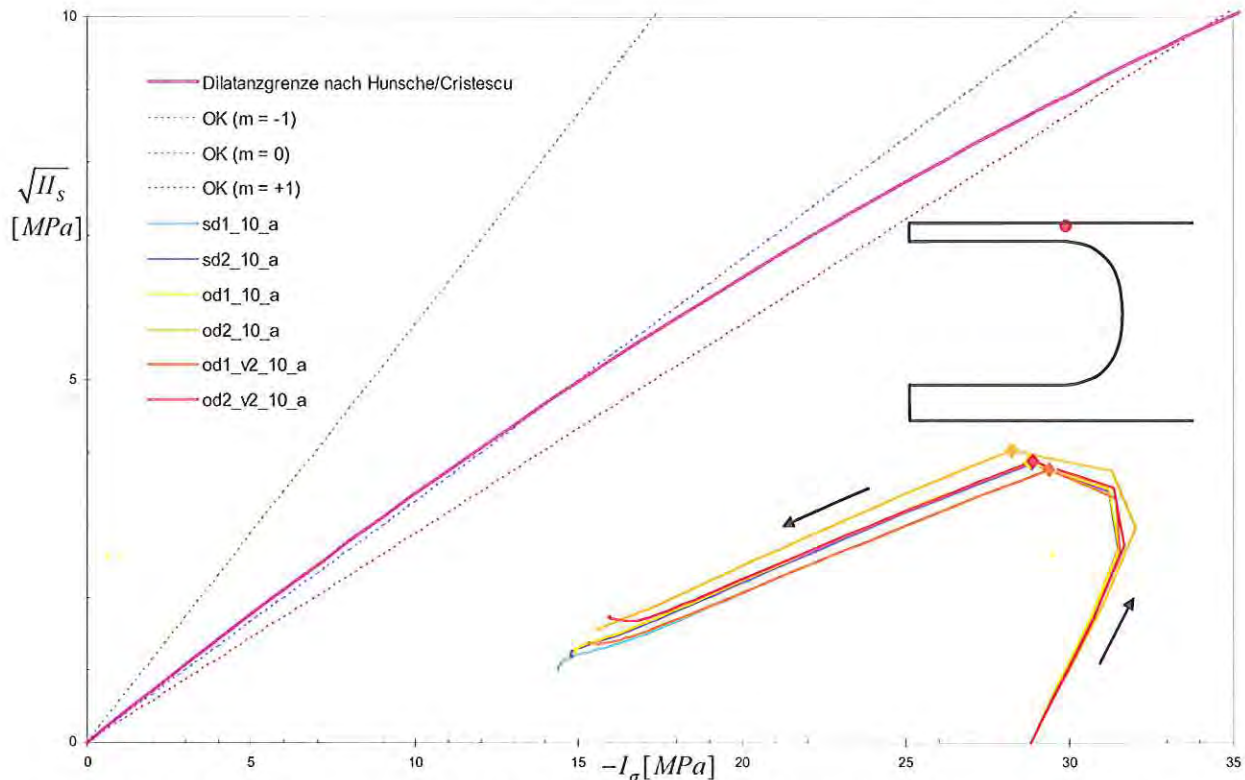


Abbildung 24: Spannungspfade im äußeren Kavernendachbereich (oben),
10 m Sicherheitsdach (xxx_10_a)

8.4.5 Exemplarische Darstellung von Spannungspfaden im Deckgebirge

Zur Überprüfung des Beanspruchungszustandes des Deckgebirges sind in Abbildung 25 für den Berechnungsfall sd1_05_c in der direkt über dem Rötsalz liegenden, 10 m mächtigen Anhydritschicht Spannungspfade für relevante Punkte (s. Skizze im Diagramm) aufgetragen. Die Spannungspfade beginnen auf Grund des anisotropen Anfangsspannungszustandes nicht auf der horizontalen Achse. An der Unterseite des Anhydrits (Punkte 1 bis 3) fällt die 1. Invariante des Spannungstensors ($-I_\sigma = -(\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z) = -3\sigma_m$) zunächst im ersten Jahr ebenso wie der deviatorische Spannungsanteil ($\sqrt{II_s} = \sigma_{eff} / \sqrt{3}$). Danach steigt der deviatorische Spannungsanteil bei weiter abnehmendem hydrostatischen Druck leicht an. An der Oberseite des Anhydrits ergeben sich in einem weiten Bereich über dem Kavernenstoß (Punkte 4 bis 9) zunächst Erhöhungen des Deviators bei nur leicht verändertem hydrostatischen Druck. Bei Erreichen eines Maximums kehrt sich der Prozess um und der deviatorische Spannungsanteil fällt genauso wie der hydrostatische Druck. Die Bruchgrenze und auch die Nachbruchfestigkeit des Anhydrits werden zu keinem Zeitpunkt überschritten. An der Oberkante des Anhydrits werden die Spannungszustände mit der Zeit sogar immer unkritischer, d. h. sie bewegen sich von der Bruchgrenze weg.

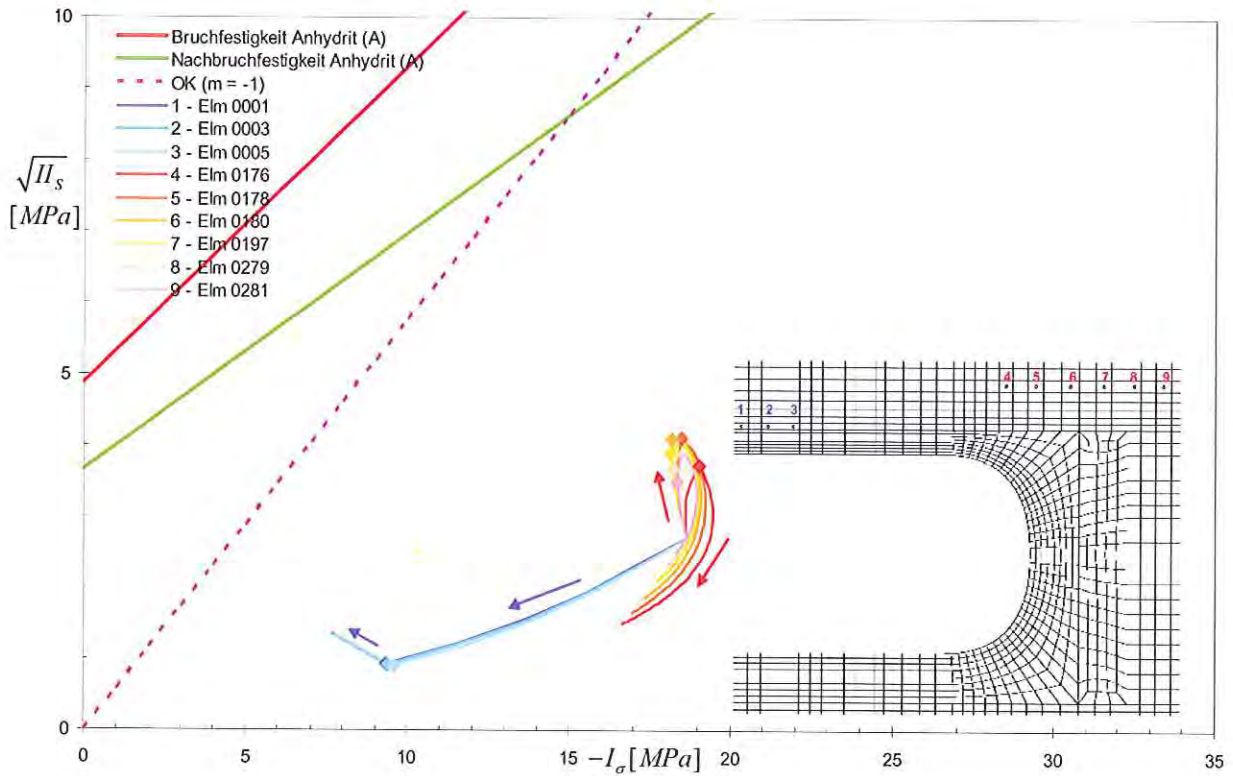


Abbildung 25: Spannungspfade Deckgebirge (Anhydrit), Berechnungsfall sd1_05_c

8.5 Zusammenfassung der Berechnungsergebnisse – Arbeitspaket 1

Zur Bestimmung der Senkungsraten von bestehenden Klasse 0-Kavernen wurden insgesamt 54 Berechnungen für 18 unterschiedliche FE-Modelle unter Zugrundelegung eines Berechnungszeitraumes von 1000 Jahren durchgeführt. Dabei wurden unendliche Felder in verschiedenen Designs (Standarddesign, Orthogonales Design) für zwei verschiedene Kavernengrößen modelliert:

	Kavernengröße 1 (160 · 80 m)	Kavernengröße 2 (200 · 120 m)
	Modellkurzbezeichnung	Modellkurzbezeichnung
Standarddesign	sd1	sd2
Orthogonales Design	od1	od2

Neben der Variation der Mächtigkeit des Sicherheitsdaches im Rötssalz (1, 5 und 10 m) wurde der Einfluss einer unterschiedlichen Steifigkeit und Bruchfestigkeit in einer 10 m mächtigen Deckgebirgsschicht im Oberen Buntsandstein direkt über dem Rötssalz auf das Tragverhalten des Gebirges untersucht.

Folgende Ergebnisse lassen sich zusammenfassen:

- Zum Berechnungszeitpunkt 40 Jahre (\approx heute) werden für alle Designs außer od2 geringe Senkungsraten an der Geländeoberfläche zwischen 0.12 und 0.44 mm/Jahr berechnet. Für das Design od2 werden je nach Berechnungsfall Senkungsraten von 0.66 bis 1.64 mm/Jahr berechnet.
- Zum Berechnungszeitpunkt 100 Jahre (\approx in 60 Jahren) werden für alle Designs außer od2 geringe Senkungsraten an der Geländeoberfläche zwischen 0.067 und 0.35 mm/Jahr berechnet. Für das Design od2 werden je nach Berechnungsfall Senkungsraten von 0.49 bis 1.62 mm/Jahr berechnet.
- In allen Berechnungsfällen wird keine Überschreitung der Bruchfestigkeiten im Deckgebirge berechnet.
- In allen Berechnungsfällen wird keine Überschreitung der Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998) im Rötssalz berechnet.
- In allen Berechnungsfällen werden in keinen Schichten Zugspannungen berechnet.
- Die Senkungen und Senkungsraten aus den 3D-Berechnungen des Jahres 1998 sind etwa um den Faktor 1.5 bis 3 geringer als für die entsprechenden 2D-Modelle der vorliegenden Analyse. Diese Unterschiede ergeben sich, da zum einen 2D-Modelle grundsätzlich weicher reagieren und zum anderen im Jahre 1998 höhere Deckgebirgssteifigkeiten angesetzt wurden.

9 Arbeitspaket 2: Zukünftiges Design

9.1 Materialparameter

Die verwendeten Kriechparameter für das Steinsalz und die Bruchparameter für den Oberen Buntsandstein ergeben sich aus den in den Abschnitten 5 und 7.3 aufgeführten Daten.

Die in den Berechnungen für das Arbeitspaket 2 angesetzten elastischen Materialparameter sind in Tabelle 18 zusammengestellt. Der besseren Veranschaulichung dient Abbildung 26. Die Parameter für den Oberen Buntsandstein sind LANGER (1985) entnommen. Die Eigenschaften des Tonsteins aus dem Oberen Buntsandstein werden auch dem Unteren Buntsandstein sowie dem Muschelkalk zugeordnet.

Tabelle 18: Elastische Materialparameter – Arbeitspaket 2

Stratigraphie	Lithologie	Teufe der Basis [m]	E [MPa]	ρ [kg/m ³]	ν [-]	K_0 [-]
Quartär und Tertiär	Sande und Tone	120	34	2000	0.33	0.493
Muschelkalk	Tonstein, Kalkstein, Dolomit	220	5500	2400	0.33	0.493
Oberer Buntsandstein 3	Tonstein	400	5500	2400	0.33	0.493
Oberer Buntsandstein 2	Tonstein	410	5500	2400	0.33	0.493
Oberer Buntsandstein 1	Anhydrit	420	15500	2400	0.33	0.493
Röt	Rötsalz	475	25000	2200	0.25	1.0
Unterer Buntsandstein	Tonstein	800	5500	2400	0.33	0.493

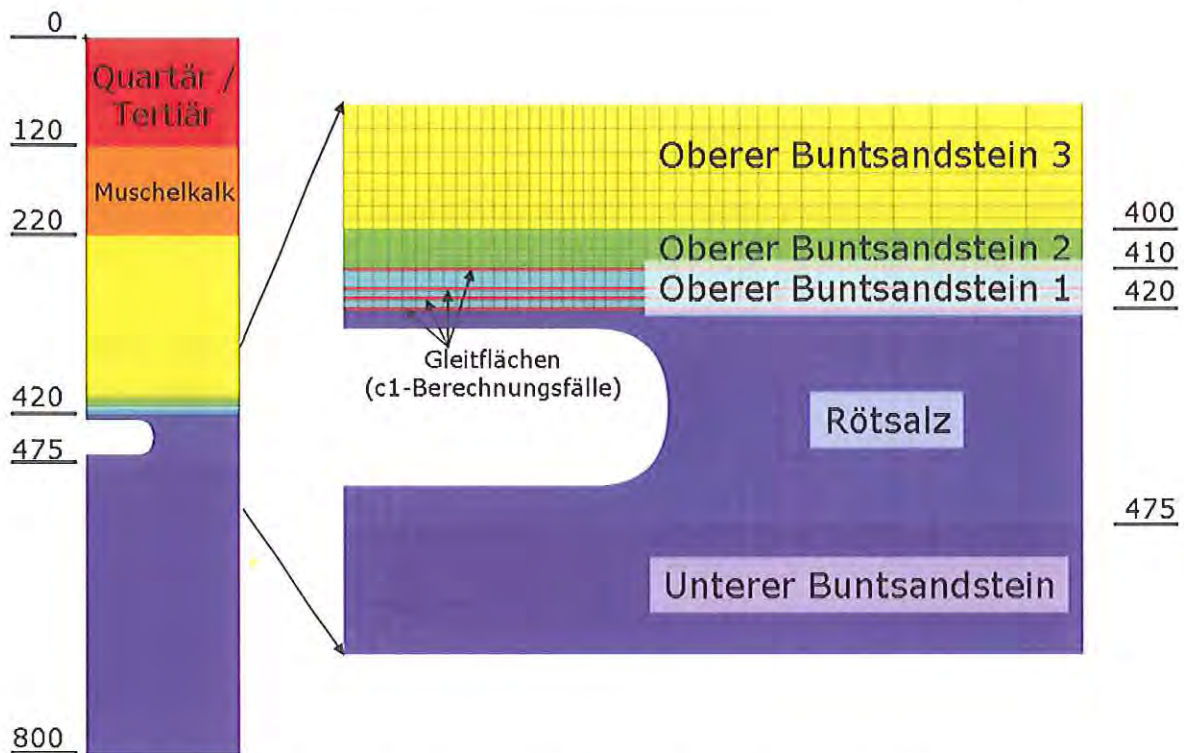


Abbildung 26: Modellierte Gesteinsschichten (mit Gleitflächen)

9.2 Berechnungsmodelle

Die verschiedenen Modelle sind in Tabelle 19 zusammengestellt. Nachfolgend werden die Annahmen für die einzelnen Modelle erläutert.

Future Design 1 (Abbildung 27):

Das Future Design 1 setzt eine unendliche Anzahl von parallelen Kavernenreihen voraus. Die einzelne Kaverne ist 180 m lang und 120 m breit. Die Solung jeder einzelnen Kaverne geschieht über zwei jeweils 60 m voneinander entfernte Bohrungen. Von dort aus mit einem Radius von jeweils 60 m gesolt. Die Kavernenhöhe wird im Modell zu 40 m bei einem 5 m mächtigen Sicherheitsdach angenommen. In der Längsachse der Kavernenreihe beträgt die Pfeilerstärke 60 m ($= 2 \cdot 30$ m), in Querrichtung 280 m ($= 2 \cdot 140$ m). Zur Simulation dieses unendlichen Kavernenfeldes ist es ausreichend, eine Viertelkaverne mit entsprechenden Gebirgsbereichen unter Ausnutzung von Symmetrien abzubilden. Alle 4 vertikalen Begrenzungsflächen des dreidimensionalen Berechnungsausschnittes sind Symmetrieebenen. Für dieses Design wird das dreidimensionale Modell fd1 erstellt.

Zur Erstellung des rotationssymmetrischen Ersatzmodells fd1_2d wird für die Grundfläche des quasi ellipsenförmigen Kavernengrundrisses ein Kreis mit gleichem Flächeninhalt bestimmt. Ebenso wird für die charakteristische Fläche des Gebirges verfahren, in der die Kaverne angeordnet ist. Es ergeben sich

dann die Ersatzradien für die Kaverne und für den äußeren Modellrand. In der dritten Dimension ist eine Bestimmung von geometrischen Ersatzmaßen nicht notwendig.

Future Design 2 (Abbildung 28):

Grundlage des Future Designs 2 bildet eine Kavernenreihe des Future Designs 1. Jeweils auf Höhe einer Kaverne dieser Reihe werden um 90° gedrehte Kavernen beidseitig im Wechsel mit nicht gedrehten Kavernen angeordnet. Die charakteristische Fläche wird gegenüber dem Future Design 1 von 24000 m² (=120 · 200 m) auf 27600 m² (=120 · 230 m) vergrößert, damit die angestrebte Pfeilerbreite von 80 m zwischen den längs und quer angeordneten Kavernen erhalten bleibt. Für dieses Design wird das dreidimensionale Modell fd2 erstellt.

Zur Erstellung des rotationssymmetrischen Ersatzmodells fd2_2d wird für die Grundfläche des quasi ellipsenförmigen Kavernengrundrisses ein Kreis mit einem Flächeninhalt bestimmt, der dem zweier Kavernen entspricht. Ebenso wird für die charakteristische Fläche des Gebirges verfahren, in der die beiden Kavernen angeordnet sind. Es ergeben sich dann die Ersatzradien für die Ersatzkaverne und für den äußeren Modellrand.

Zur Erstellung des rotationssymmetrischen Ersatzmodells fd2_2d_v2 wird für die Grundfläche des quasi ellipsenförmigen Kavernengrundrisses ein Kreis mit gleichem Flächeninhalt einer Kaverne bestimmt. Da hier also nur von der Fläche einer Kaverne ausgegangen wird, muss für die Bestimmung des Ersatzradius für den äußeren Modellrand die Hälfte der charakteristischen Fläche angesetzt werden.

Future Designs 3-120 (Abbildung 29), 3-160 und 3-200:

Für die Berechnung von zwei unendlichen parallelen Reihen wurden drei verschiedene Designs entwickelt, die sich durch den Abstand der beiden Reihenachsen unterscheiden. Im Future Design 3-120 beträgt der halbe Reihenabstand 120 m, im Future Design 3-160 160 m und im Future Design 3-200 200 m. Die Kavernengröße entspricht der des Future Designs 1. Zur Simulation der beiden Einzelreihen wird quer zur Reihenerstreckung ein genügend breiter Pfeiler angeordnet (im Idealfall mit unendlicher Breite). Im Modell beträgt der Abstand zwischen äußerer Reihenachse und Modellaußenrand 1400 m. Für diese Modelle können keine rotationssymmetrischen Ersatzmodelle erstellt werden. Daher werden für die drei vorher erwähnten Designs ausschließlich 3D-Modelle erstellt (fd3-120, fd3-160 und fd3-200).

Die Resultate sämtlicher Berechnungsfälle für die Future Designs fd3-120, fd3-160 und fd3-200 zeichnen sich durch numerische Instabilitäten während der FE-Berechnung aus. Dadurch werden die Berechnungsergebnisse zu einem gewissen, nicht näher quantifizierbarem Grad verfälscht, so dass auf eine Darstellung dieser Ergebnisse verzichtet werden musste.

Zur Vermeidung dieser numerischen Schwierigkeiten könnten unter Vernachlässigung einer Tragwirkung der in Reihenrichtung angeordneten Pfeiler relativ einfache 2D-Modelle im ebenen Verzerrungszustand erstellt werden. Diese Modelle eignen sich dann zur konservativen Abschätzung von Geländesenkungen und Pfeilerbeanspruchungen. Grundsätzlich ist bei Vorgabe des Kavernendurchmessers und der Pfeilerbreite (jeweils in Querrichtung) die Erstellung mehrerer Varianten möglich:

- Modelle mit 2 bzw. n parallelen Reihen (Ausnutzung von Symmetrien)
- Modelle mit unendlich vielen parallelen Reihen (modelliert wird nur eine halbe Kaverne und ein halber Pfeiler)

Future Designs 4 (Abbildung 30):

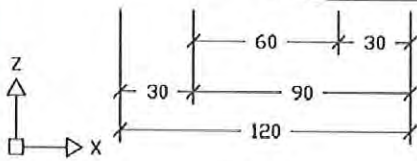
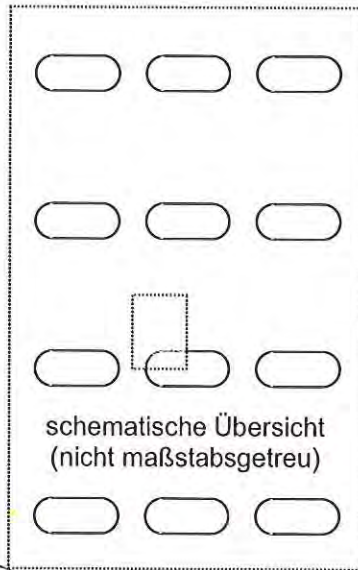
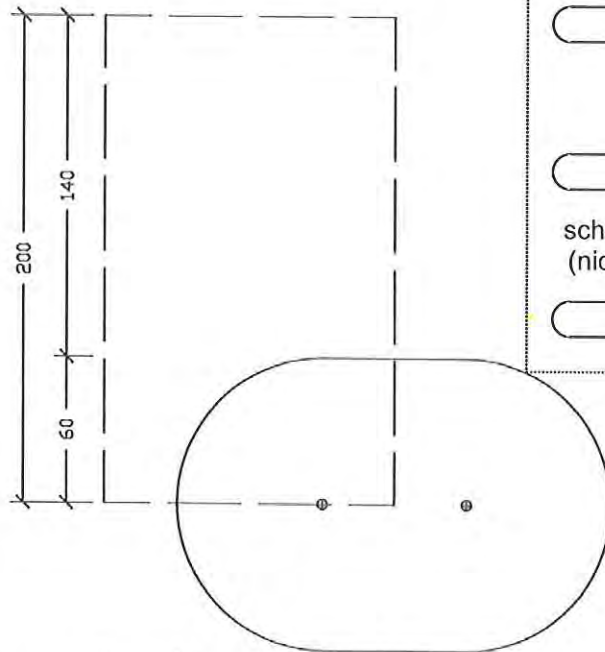
Sämtliche Designs, für die eine Reihenanzahl berücksichtigt wurde (AP 1 und AP 2), weisen geringe Abbaugrade auf. Orthogonale Designs wurden demgegenüber ausschließlich mit hohen Abbaugraden versehen. Es fehlt also ein Reihendesign mit hohem Abbaugrad. Deshalb wurde ergänzend das Future Design 4 entwickelt.

Die Kavernengröße entspricht der aus dem Future Design 1 ($180 \cdot 120$ m). Die Kavernenhöhe wird im Modell zu 40 m bei einem 5 m mächtigen Sicherheitsdach angenommen. In der Längsachse der Kavernenreihe beträgt die Pfeilerstärke 40 m ($= 2 \cdot 20$ m), in Querrichtung 80 m ($= 2 \cdot 40$ m).

Zur Erstellung des rotationssymmetrischen Ersatzmodells fd4_2d wird für die Grundfläche des quasi ellipsenförmigen Kavernengrundrisses ein Kreis mit gleichem Flächeninhalt bestimmt. Ebenso wird für die charakteristische Fläche des Gebirges verfahren, in der die Kaverne angeordnet ist. Es ergeben sich dann die Ersatzradien für die Kaverne und für den äußeren Modellrand. In der dritten Dimension ist eine Bestimmung von geometrischen Ersatzmaßen nicht notwendig.

Future Design 1 - Grundriss (Modell fd1)

Reihenordnung, 19.3 % Abbaugrad
Kavernenabmessungen:
 $l \cdot b \cdot h = 180 \cdot 120 \cdot 40$ m
2 Bohrungen / Kaverne



Rotationssymmetrisches
Ersatzmodell fd1_2d

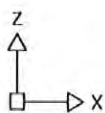
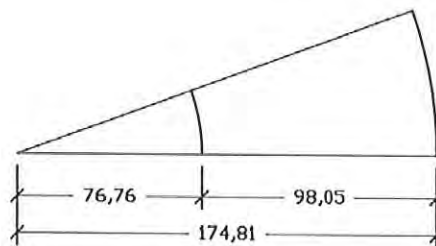


Abbildung 27: Future Design 1 – Grundriss und rotationssymmetrisches Ersatzmodell

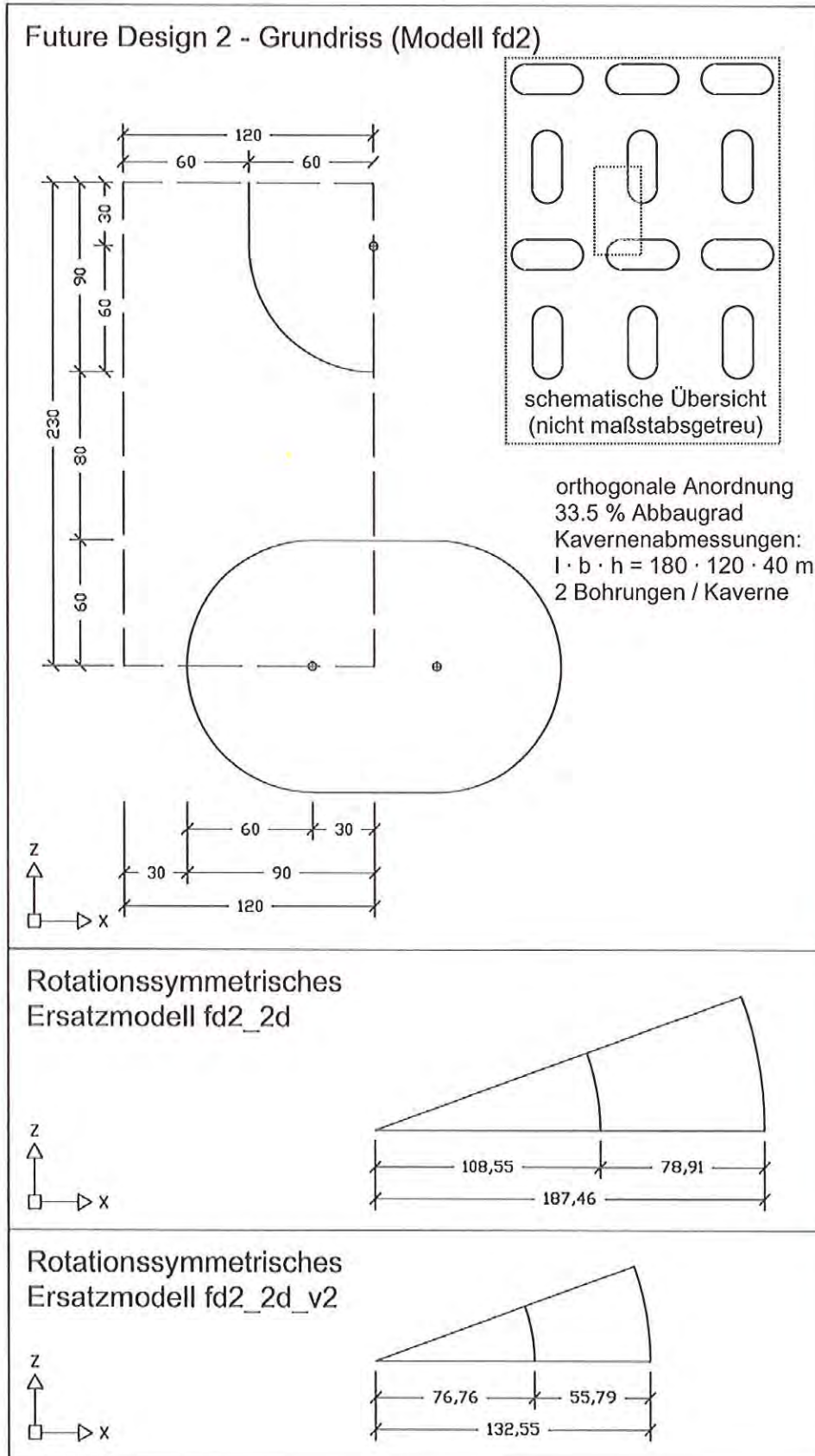


Abbildung 28: Future Design 2 – Grundriss und rotationssymmetrische Ersatzmodelle

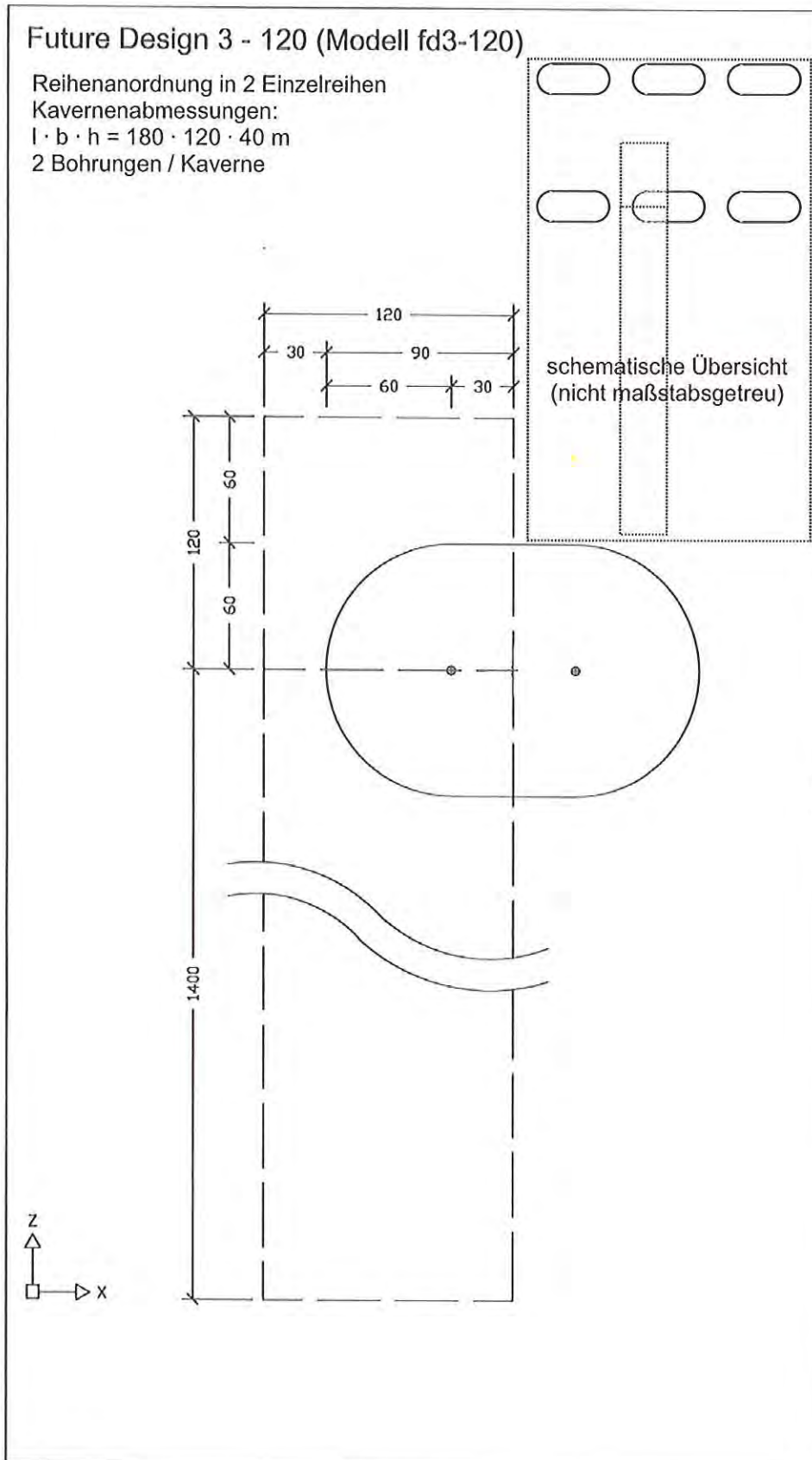


Abbildung 29: Future Design 3-120 – Grundriss

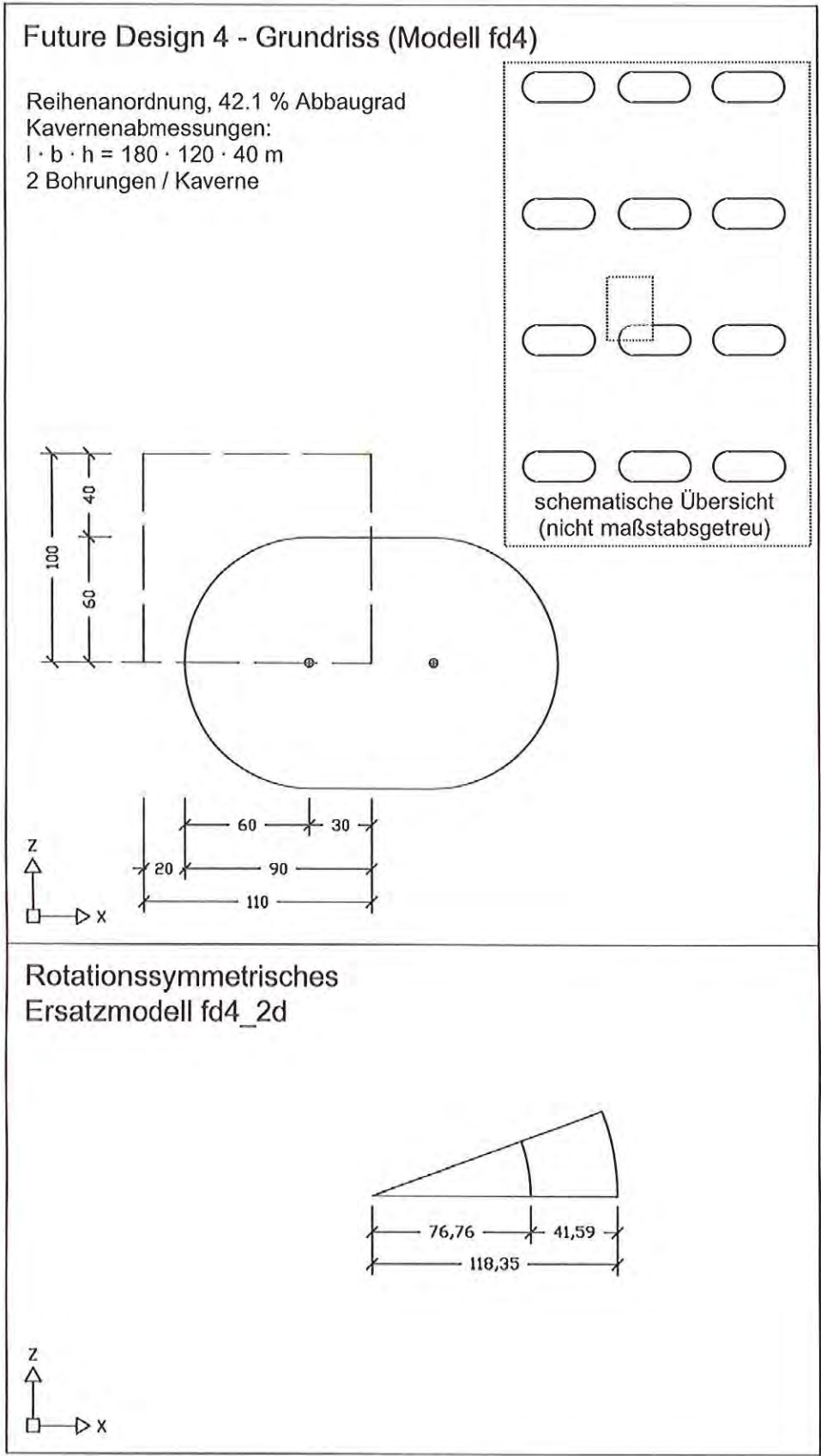


Abbildung 30: Future Design 4– Grundriss

Tabelle 19: Berechnungsmodelle – Arbeitspaket 2

Modell	Kavernen- abmessungen	Charakteristische Fläche			Kaverne	Modellrand	Abbaugrad [%]	Abb.	
	l · b · h [m]	Länge _x [m]	Länge _z [m]	Fläche [m ²]	Ersatzradius [m]	Ersatzradius [m]			
fd1 Reihe – 3D	180 · 120 · 40	120	200	24000	-	-	19.3	27	
fd1_2d Reihe – 2D				24000	76.76	174.81	19.3	27	
fd2 orthogonal – 3D		120	230	27600	-	-	33.5	28	
fd2_2d orthogonal – 2D				27600	108.55	187.46	33.5	28	
fd2_2d_v2 orthogonal – 2D				27600	76.76	132.55	33.5	28	
fd3-120 2 Einzelreihen – 3D		120	-	-	-	-	-	-	29
fd4_2d Reihe – 2D		110	100	11000	76.76	118.35	42.1	30	

9.3 Berechnungsfälle

Auf der Grundlage der zuvor definierten Berechnungsmodelle wurden insgesamt 13 Berechnungsfälle definiert und berechnet (Tabelle 20). Die eindeutige Kennzeichnung der einzelnen Fälle geschieht über das Modell (z.B. fd1, fd2) und über die Angabe der Mächtigkeit des Sicherheitsdaches sowie der angesetzten Steifigkeit und Bruchfestigkeit in der direkt im Hangenden über dem Rötsalz anstehenden Deckgebirgsschicht des Oberen Buntsandsteins in folgender Weise:

- Berücksichtigung eines Sicherheitsdaches im Rötsalz:
 - 5 m Mächtigkeit (z.B.: fd1_05)
- Berücksichtigung einer unterschiedlicher Ausbildung der direkt über dem Rötsalz angeordneten 10 m mächtigen Deckgebirgsschicht im Oberen Buntsandstein:
 - Anhydrit ohne Gleitflächen (z.B. fd1_05_c)
 - Anhydrit mit 4 reibungsfreien Gleitflächen (z.B. fd1_05_c1):
 1. Gleitfläche: zwischen Rötsalz und Anhydrit (= Salzspiegel)
 2. Gleitfläche: 2.5 m oberhalb des Salzspiegels
 3. Gleitfläche: 5.0 m oberhalb des Salzspiegels
 4. Gleitfläche: 10.0 m oberhalb des Salzspiegels

Diese Gleitflächen sind in der entsprechenden Teufe über die gesamte Modellbreite und -tiefe angeordnet.

Tabelle 20: Berechnungsfälle – Arbeitspaket 2

Typ	Modell	c (Anhydrit)	c1 (Anhydrit mit 4 Gleitflächen)	Kavernenabmessungen l · b · h [m]
Reihe - 3D	fd1_05	x	x	180 · 120 · 40
Reihe - 2D	fd1_2d_05	x	x	
orthogonal - 3D	fd2_05	x	x	
orthogonal - 2D	fd2_2d_05	x	x	
orthogonal - 2D	fd2_2d_v2_05	x	x	
2 Reihen - 3D	fd3-120_05	(x)	(x)	
Reihe - 2D	fd4_2d_05	x	-	

Legende:

- x: Berechnungen erfolgreich, Ergebnisse sind im Bericht dargestellt.
- (x): Berechnungen zeichnen sich durch numerische Instabilitäten während der FE-Berechnung aus. Dadurch werden die Berechnungsergebnisse zu einem gewissen nicht näher quantifizierbaren Grad verfälscht, so dass auf eine Darstellung dieser Ergebnisse verzichtet werden musste.
- Berechnung wurde nicht durchgeführt.

In den c1-Berechnungsfällen wird geklüfteter Anhydrit direkt über dem Rötssalz angenommen, um geologische Anomalien im überlagernden Deckgebirge zu simulieren. Auch BEKENDAM (2002) wählte eine Simulation von Gleitflächen in einigen FE-Berechnungen, um ungünstige Verhältnisse im Deckgebirge abzubilden. Er setzte allerdings bestimmte Scherparameter und Zugfestigkeiten in den Gleitflächen voraus. In den c1-Varianten dieser Studie wurde jedoch eine reibungsfreie Kopplung der angrenzenden 2D-Elemente gewählt. Somit ist die hier angesetzte Simulation der Gleitflächen bzgl. des Gesamttragverhaltens konservativer zu bewerten.

9.4 Ergebnisse

9.4.1 Senkungen und Senkungsraten

In den Tabellen 21 bis 26 sind die Senkungen und Senkungsraten an der Geländeoberfläche zu charakteristischen Zeitpunkten (40, 100 und 500 Jahre) zusammengestellt. Die Berechnungsergebnisse für den Berechnungsfall fd2_05_c1 sind ab dem Berechnungszeitpunkt 40 Jahre mit leichten, durch geringe numerische Instabilität verursachte Fehler behaftet. Deshalb sind die entsprechenden Werte für diesen Berechnungsfall in den Tabellen kursiv dargestellt (weitere Erläuterungen dazu weiter unten im Text).

Nach 40 Jahren ergeben sich für die 3D-Berechnungsfälle fd1_05_c und fd2_05_c Senkungen von 4.39 und 9.37 cm (Tabelle 21). Im Vergleich dazu ergeben sich für die Berechnungsfälle mit Gleitflächen (c1-Berechnungsfälle) bis um Faktor 2 erhöhte Senkungen. Die Ergebnisse für die zweidimensionalen Berechnungsfälle weisen im Vergleich zu den Ergebnissen der 3D-Varianten nur geringe Abweichungen auf. Für einen hohen Abbaugrad in Reihenanzordnung (fd4_2d_05_c) wird eine erheblich größere Gelände-senkung von 21.12 cm berechnet.

Die Senkungsraten werden zu 0.26 mm/Jahr für den Berechnungsfall fd1_05_c und zu 0.81 mm/Jahr für den Berechnungsfall fd2_05_c nach 40 Jahren berechnet. Im Vergleich dazu ergeben sich für die Berechnungsfälle mit Gleitflächen (c1-Berechnungsfälle) bis um Faktor 4 erhöhte Senkungs-

raten. Für den Berechnungsfall fd4_2d_05_c ergibt sich eine Senkungsrate von 3.908 mm/Jahr.

Zu späteren Berechnungszeitpunkten (insbesondere nach 500 Jahren, Tabelle 25) werden durchgängig größere Senkungsbeträge der Geländeoberfläche für die 2D-Berechnungsfälle berechnet als für die 3D-Berechnungsfälle (bis zu einem Faktor von ca. 2.5). Die Senkungen betragen für den Berechnungsfall fd1_05_c 8.03 cm und für den Berechnungsfall fd2_05_c 26.58 cm. Bei den Senkungsraten treten sogar noch größere Unterschiede auf (Tabelle 26, bis zu einem Faktor von ca. 4). Für die Berechnungsfälle fd1_05_c und fd2_05_c ergeben sich Senkungsraten von 0.039 bzw. 0.235 mm/Jahr. Für den Berechnungsfall fd4_2d_05_c ergibt sich nach 500 Jahren eine Geländesenkung von 200.67 cm sowie eine Senkungsrate von 3.903 mm/Jahr.

Tabelle 21: Senkung [cm] über dem Kavernenzentrum an der Geländeoberfläche nach 40 Jahren Standzeit (c: ohne Gleitflächen, c1: mit Gleitflächen)

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	c	c1
Reihe	fd1_05	19.3	4.39	6.59
	fd1_2d_05		4.05	6.14
orthogonal	fd2_05	33.5	9.37	17.71
	fd2_2d_05		10.70	19.08
	fd2_2d_v2_05		9.38	19.85
Reihe	fd4_2d_05	42.1	21.12	-

Tabelle 22: Senkungsrate [mm/Jahr] über dem Kavernenzentrum an der Geländeoberfläche nach 40 Jahren Standzeit (c: ohne Gleitflächen, c1: mit Gleitflächen)

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	c	c1
Reihe	fd1_05	19.3	0.261	0.510
	fd1_2d_05		0.241	0.521
orthogonal	fd2_05	33.5	0.806	2.333
	fd2_2d_05		0.628	2.433
	fd2_2d_v2_05		1.009	3.497
Reihe	fd4_2d_05	42.1	3.908	-

Tabelle 23: Senkung [cm] über dem Kavernenzentrum an der Geländeoberfläche nach 100 Jahren Standzeit (c: ohne Gleitflächen, c1: mit Gleitflächen)

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	c	c1
Reihe	fd1_05	19.3	5.48	8.83
	fd1_2d_05		5.11	8.75
orthogonal	fd2_05	33.5	13.22	30.79
	fd2_2d_05		13.80	33.50
	fd2_2d_v2_05		15.30	40.79
Reihe	fd4_2d_05	42.1	44.55	-

Tabelle 24: Senkungsrate [mm/Jahr] über dem Kavernenzentrum an der Geländeoberfläche nach 100 Jahren Standzeit (c: ohne Gleitflächen, c1: mit Gleitflächen)

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	c	c1
Reihe	fd1_05	19.3	0.133	0.291
	fd1_2d_05		0.139	0.390
orthogonal	fd2_05	33.5	0.540	2.019
	fd2_2d_05		0.468	2.395
	fd2_2d_v2_05		0.981	3.487
Reihe	fd4_2d_05	42.1	3.904	-

Tabelle 25: Senkung [cm] über dem Kavernenzentrum an der Geländeoberfläche nach 500 Jahren Standzeit (c: ohne Gleitflächen, c1: mit Gleitflächen)

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	c	c1
Reihe	fd1_05	19.3	8.03	15.36
	fd1_2d_05		8.53	23.01
orthogonal	fd2_05	33.5	26.58	82.58
	fd2_2d_05		31.78	129.23
	fd2_2d_v2_05		54.48	180.21
Reihe	fd4_2d_05	42.1	200.67	-

Tabelle 26: Senkungsrate [mm/Jahr] über dem Kavernenzentrum an der Geländeoberfläche nach 500 Jahren Standzeit (c: ohne Gleitflächen, c1: mit Gleitflächen)

Typ	Modell	Abbaugrad [%]	c	c1
Reihe	fd1_05	19.3	0.039	0.117
	fd1_2d_05		0.067	0.351
orthogonal	fd2_05	33.5	0.235	0.878
	fd2_2d_05		0.448	2.393
	fd2_2d_v2_05		0.979	3.485
Reihe	fd4_2d_05	42.1	3.903	-

Die in den vorstehenden Tabellen zusammengestellten Senkungen und Senkungsraten sind in den folgenden Abbildungen 31 bis 34 als Funktion der Zeit graphisch dargestellt. Während die Senkungsraten für die 2D-Berechnungsfälle nach gewisser Zeit quasi stationär werden, nimmt die Senkungsrate bei den 3D-Berechnungsfällen weiter stetig ab. So ergeben sich für die Senkungen und Senkungsraten aus 2D- und 3D-Berechnungen kein einheitlicher Trend über den gesamten Berechnungszeitraum. D. h., die berechneten Senkungen bzw. Senkungsraten der 3D-Berechnungen können zunächst größer sein als die der 2D-Berechnungen. Zu späten Zeitpunkten ergeben sich jedoch in der Regel für die 3D-Berechnungen kleinere Werte als für die 2D-Berechnungen.

Der unstetige Verlauf der Senkungsrate des Berechnungsfalles fd2_05_c1 in Abbildung 34 ist durch eine zeitweilige numerische Instabilität während der FE-Berechnung bedingt, so dass die Werte für Senkungen und Senkungsraten dieses Berechnungsfalles ab einem bestimmten Zeitpunkt mit Fehlern behaftet sind. Auf die komplette Streichung dieses Berechnungsfalles wird jedoch aus der guten Vergleichbarkeit der Berechnungsergebnisse bis zum Zeitpunkt 40 Jahre verzichtet.

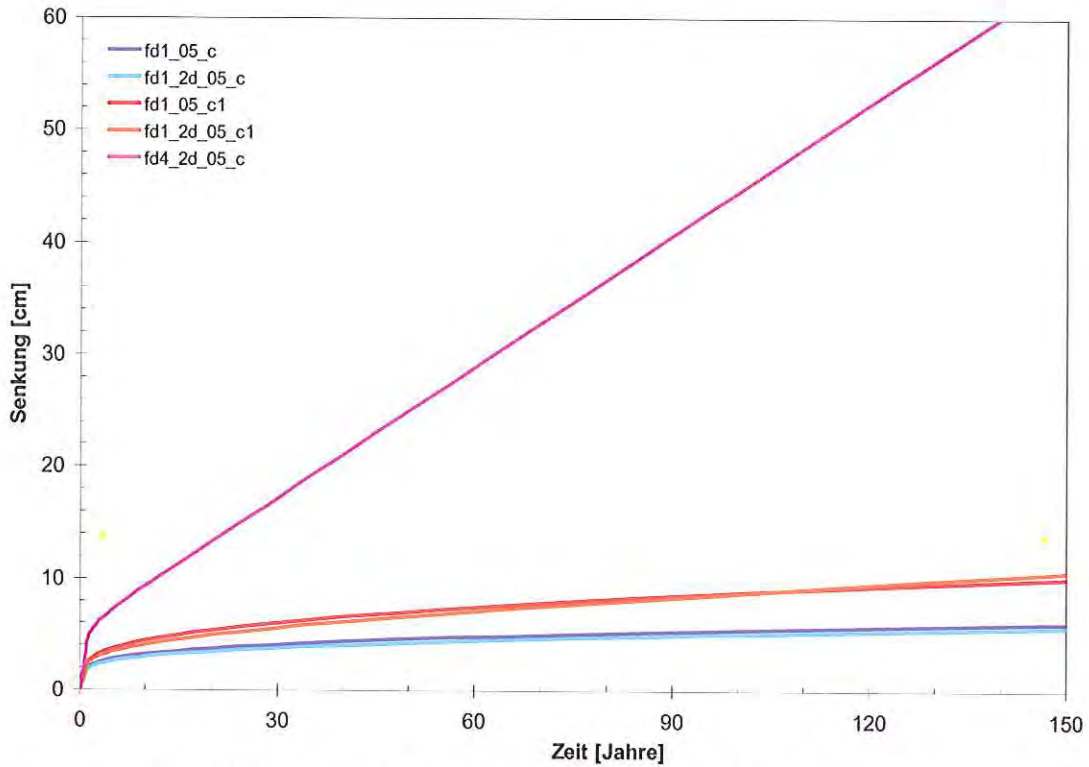


Abbildung 31: Zeitliche Entwicklung der Senkung [cm]
(Reihenmodelle fd1 und fd4)

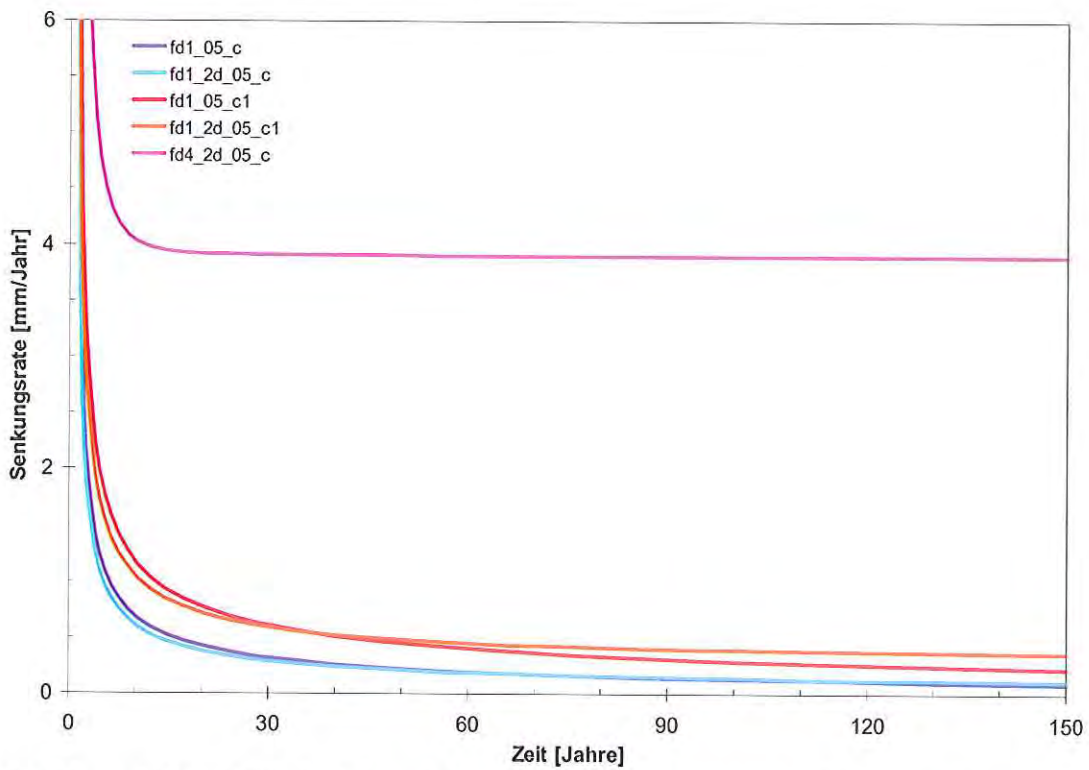


Abbildung 32: Zeitliche Entwicklung der Senkungsrate [mm/Jahr]
(Reihenmodelle fd1 und fd4)

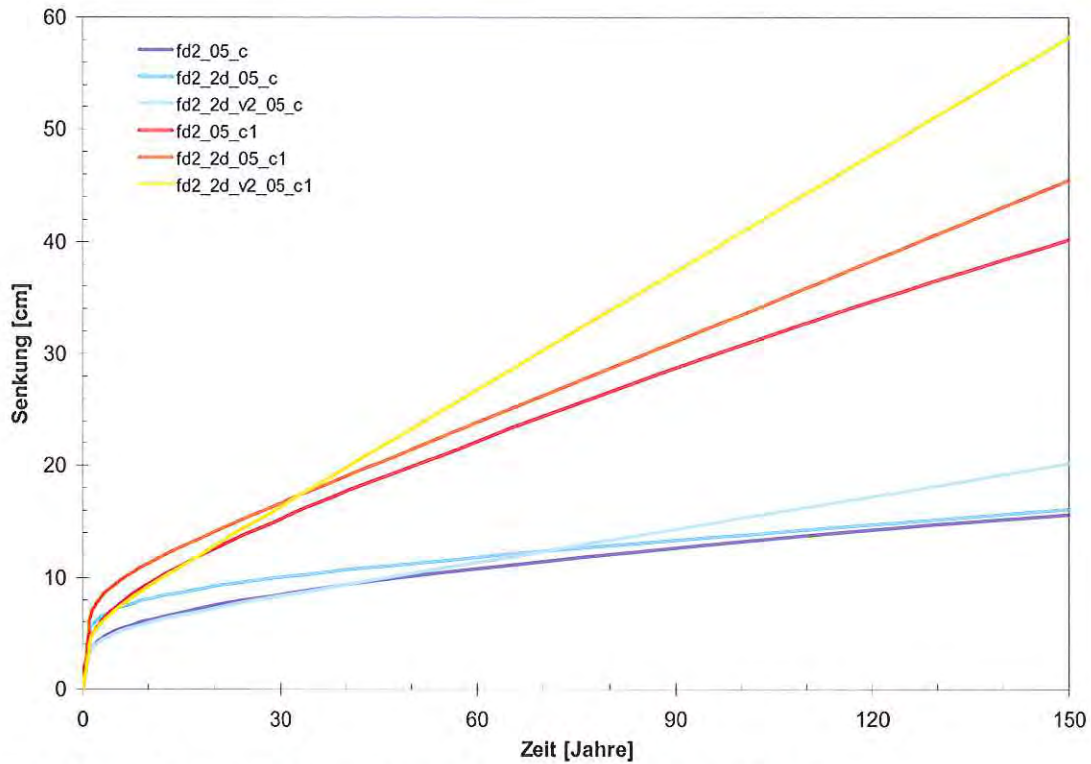


Abbildung 33: Zeitliche Entwicklung der Senkung [cm] (orthogonale Modelle fd2)

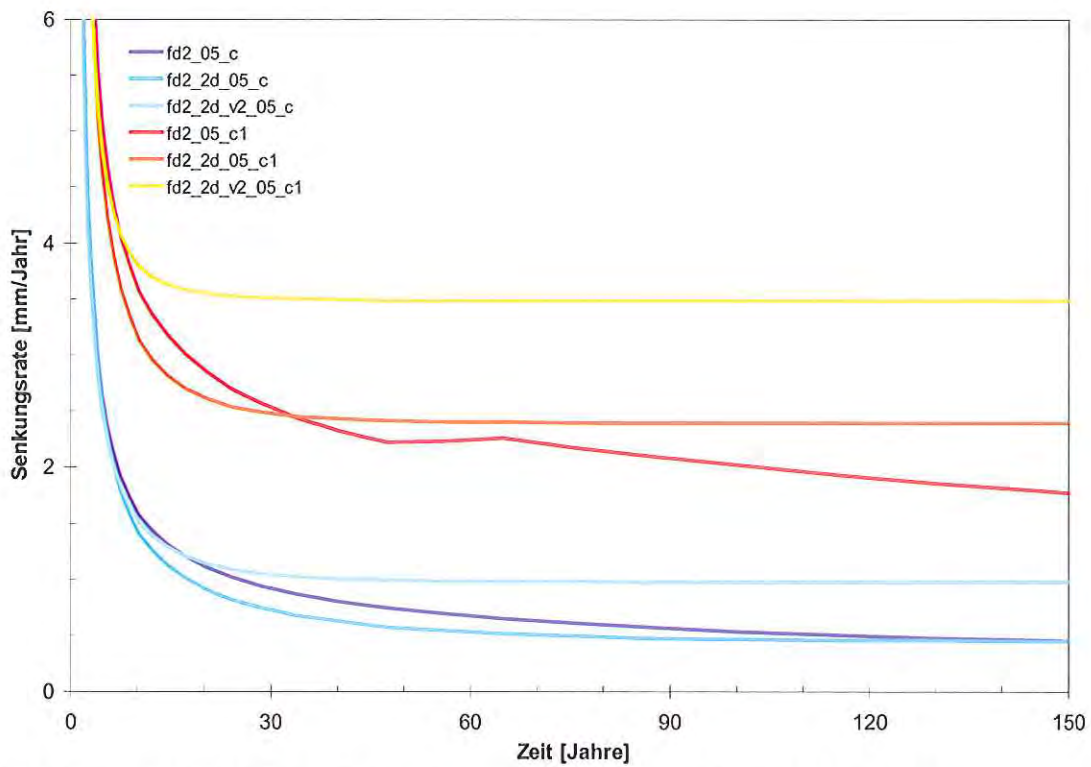


Abbildung 34: Zeitliche Entwicklung der Senkungsrate [mm/Jahr] (orthogonale Modelle fd2)

9.4.2 Exemplarische Darstellung der Verformung der Kavernenkontur

In den Abbildungen 35 und 36 ist die verformte Struktur zweier Berechnungsfälle mit und ohne Gleitflächen zum Zeitpunkt 40 Jahre in 20-facher Überhöhung dargestellt. In Abbildung 35 (Berechnungsfall fd1_2d_05_c) wird die gleichmäßige Konvergenz der Kaverne deutlich, während in Abbildung 36 sehr schön die gleitende Bewegung des Salzes am Salzspiegel durch den Versatz der verformten Anhydrit- und Rötsalzelemente hervortritt. Dadurch entstehen im oberen Kavernenbereich eine erhöhte laterale Kavernenkonvergenz sowie eine erhöhte Absenkung des Kavernendaches. Auch ein Gleiten zwischen der oberen Anhydritschicht in 7.5 bis 10 m Entfernung vom Salzspiegel und dem darüber liegenden Tonstein ist erkennbar.

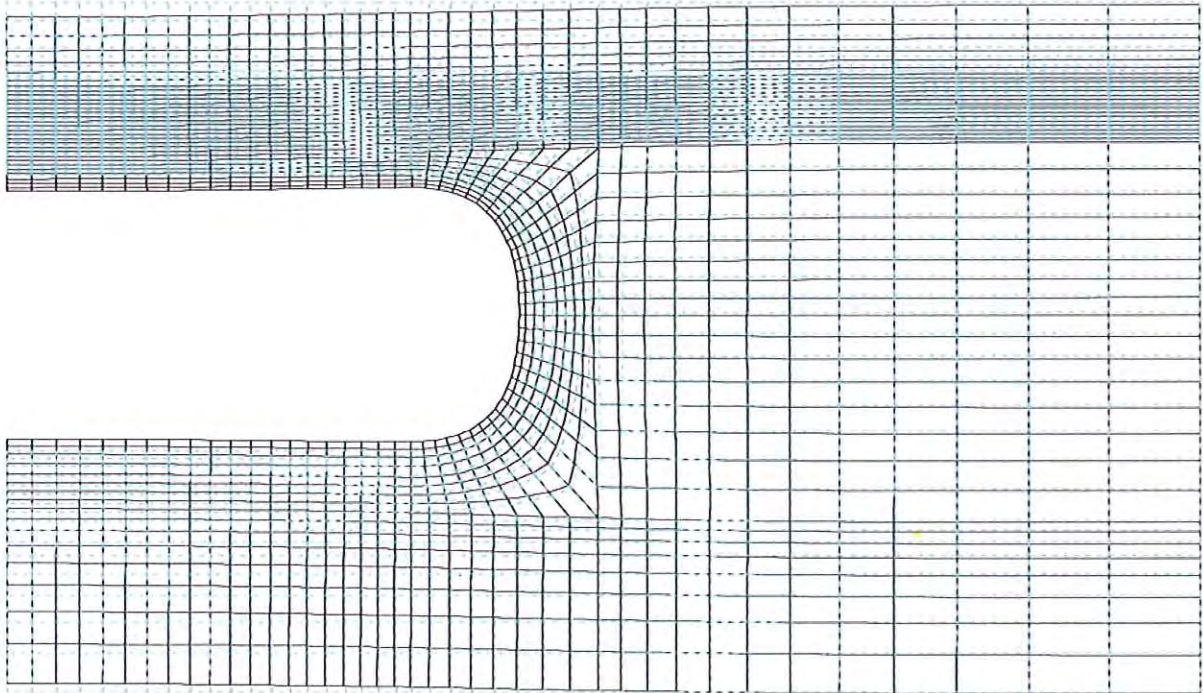


Abbildung 35: Verformte Struktur (Ausschnitt) nach 40 Jahren Standzeit, fd1_2d_05_c (ohne Gleitflächen, Verschiebungen 20-fach überhöht)

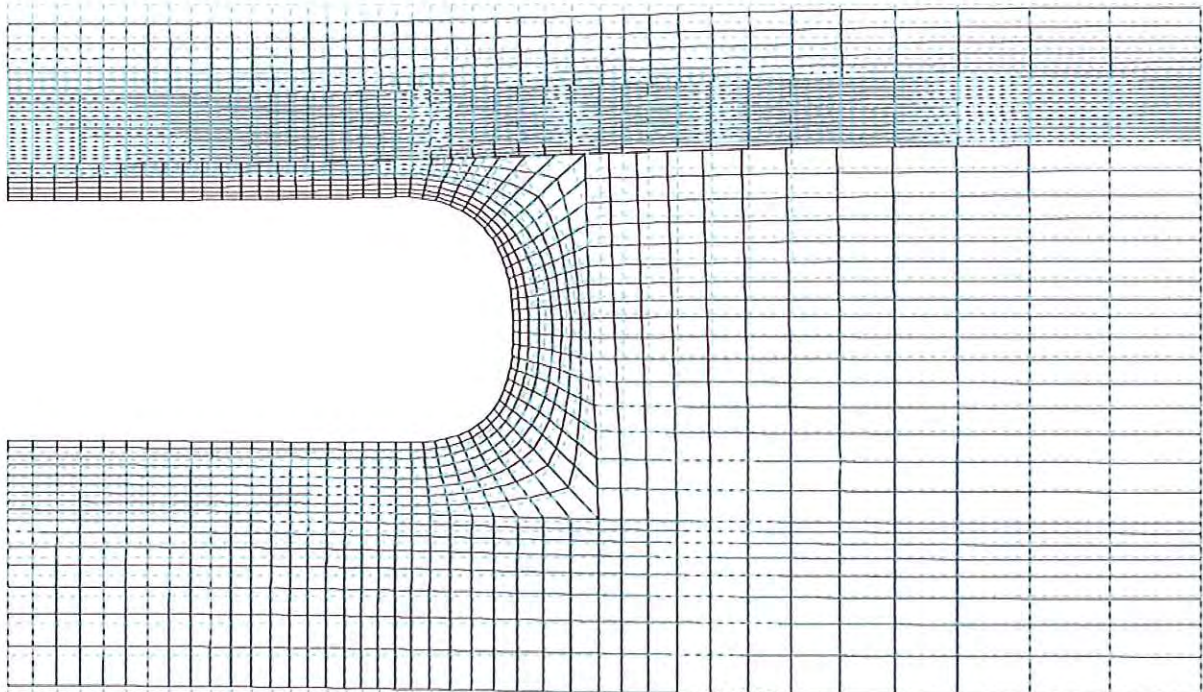


Abbildung 36: Verformte Struktur (Ausschnitt) nach 40 Jahren Standzeit, fd1_2d_05_c1 (mit Gleitflächen, Verschiebungen 20-fach überhöht)

9.4.3 Exemplarische Darstellung der Effektivverzerrungen

Die Effektivverzerrungen werden exemplarisch für die Berechnungsfälle fd1_2d_05_c und fd1_05_c dargestellt. Für den 2D-Fall fd1_2d_05_c ergeben sich nach 40 Jahren (Abbildung 37) in weiten Bereichen kleine Effektivverzerrungen unter 5‰. Nur in den Stößen der Kavernen ergeben sich etwas erhöhte Effektivverzerrungen bis 7.3‰. Nach 100 Jahren (Abbildung 38) ergeben sich insgesamt größere Effektivverzerrungen. Die Maximalwerte im Kavernenstoß liegen dann bei 9.7‰.

Für den 3D-Berechnungsfall ergeben sich im Kavernenstoß ebenfalls die höchsten Effektivverzerrungen. Die Maximalwerte betragen nach 40 Jahren 11.6‰ und nach 100 Jahren 15.1‰. Sie erreichen damit Werte, die sogar über den Werten für das 2D-Ersatzmodell fd1_2d_05_c liegen.

In Abbildung 41 ist die zeitliche Entwicklung der Effektivverzerrungen über dem äußeren Kavernenrandbereich nahe des Salzspiegels für verschiedene Punkte dargestellt (Berechnungsfall fd1_05_c). Die Verzerrungen verbleiben auch nach 1000 Jahren unter 10‰.

Insgesamt treten also geringe Effektivverzerrungen auf, die in keiner Weise die Standfestigkeit beeinträchtigen.

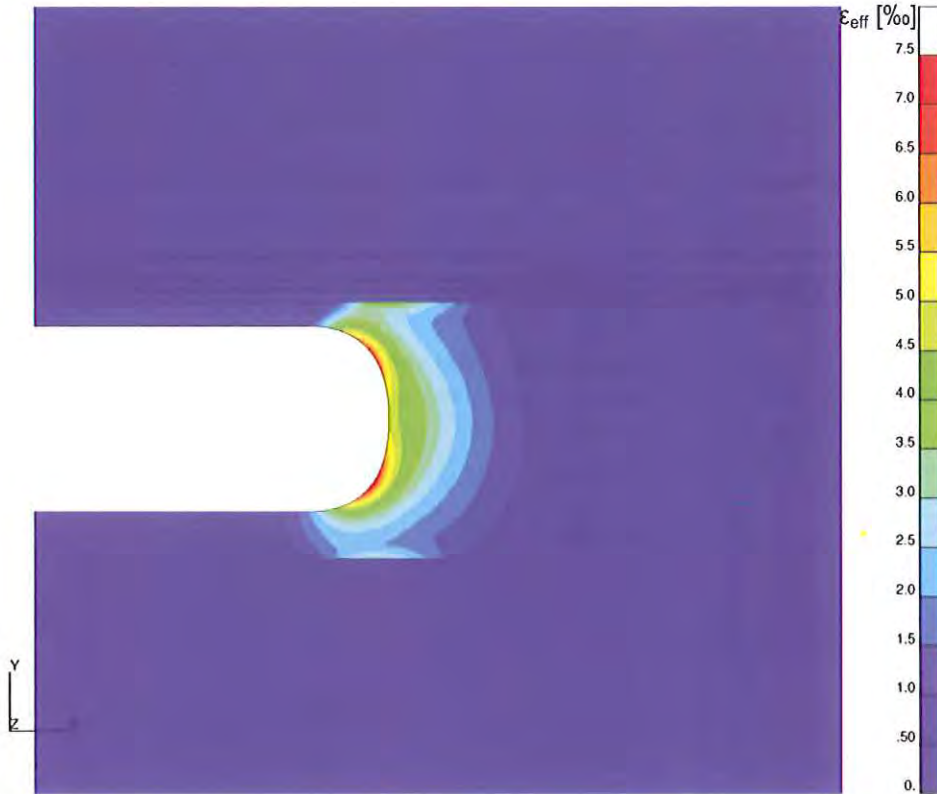


Abbildung 37: Räumliche Verteilung der Effektivverzerrungen [‰] nach 40 Jahren Standzeit (Berechnungsfall fd1_2d_05_c)



Abbildung 38: Räumliche Verteilung der Effektivverzerrungen [‰] nach 100 Jahren Standzeit (Berechnungsfall fd1_2d_05_c)

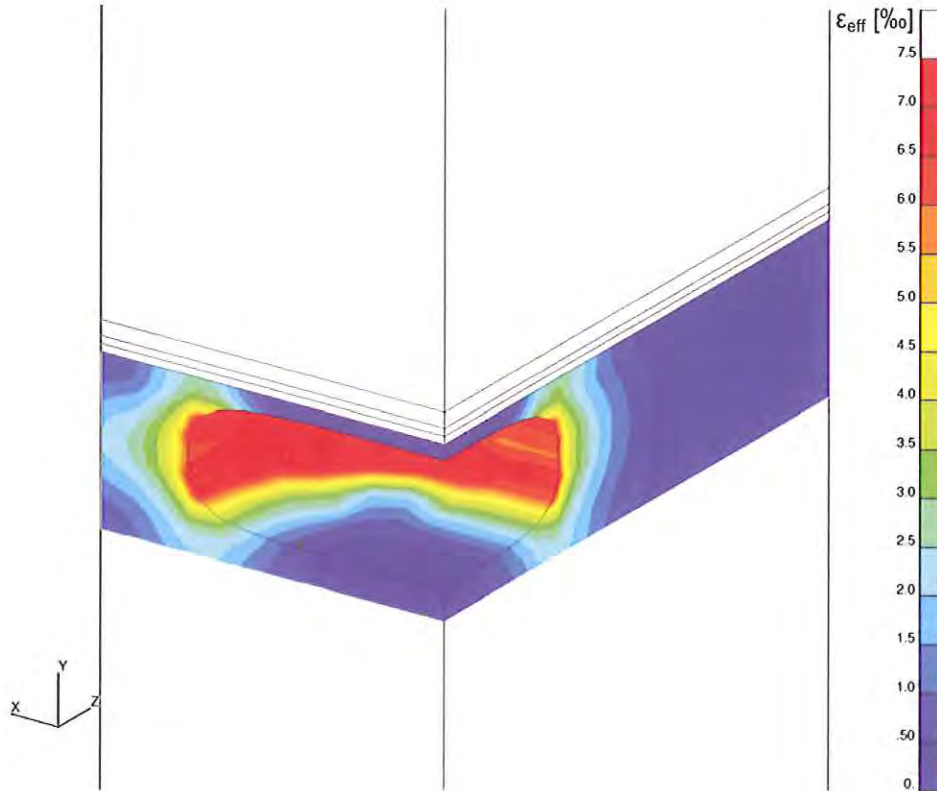


Abbildung 39: Räumliche Verteilung der Effektivverzerrungen [‰] nach 40 Jahren Standzeit (Berechnungsfall fd1_05_c)

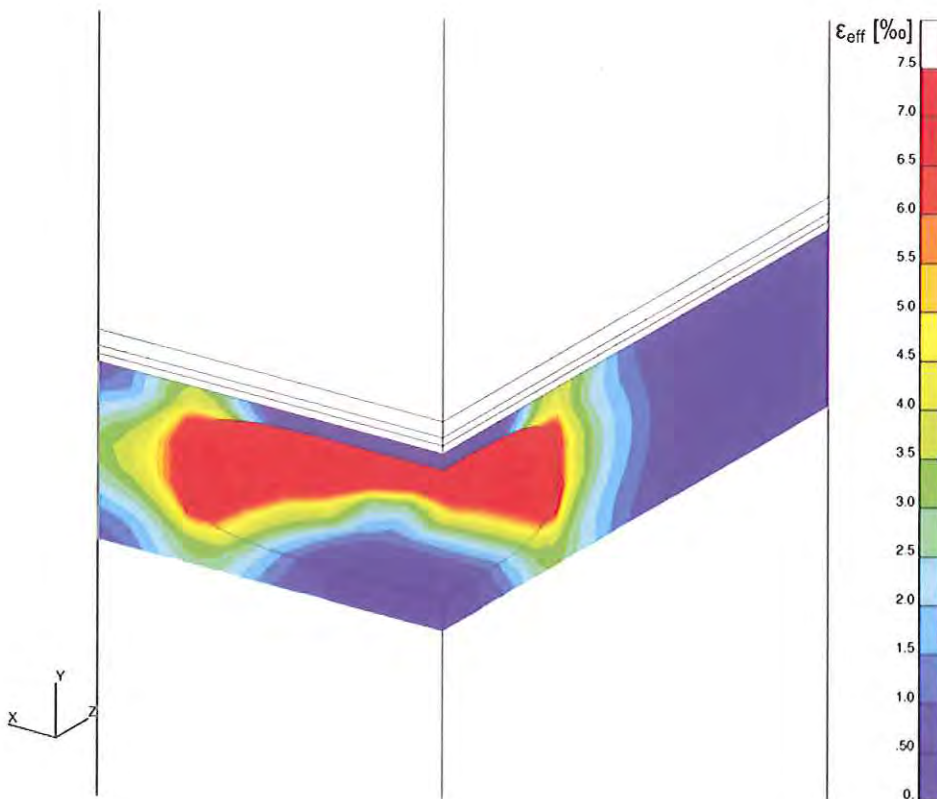


Abbildung 40: Räumliche Verteilung der Effektivverzerrungen [‰] nach 100 Jahren Standzeit (Berechnungsfall fd1_05_c)

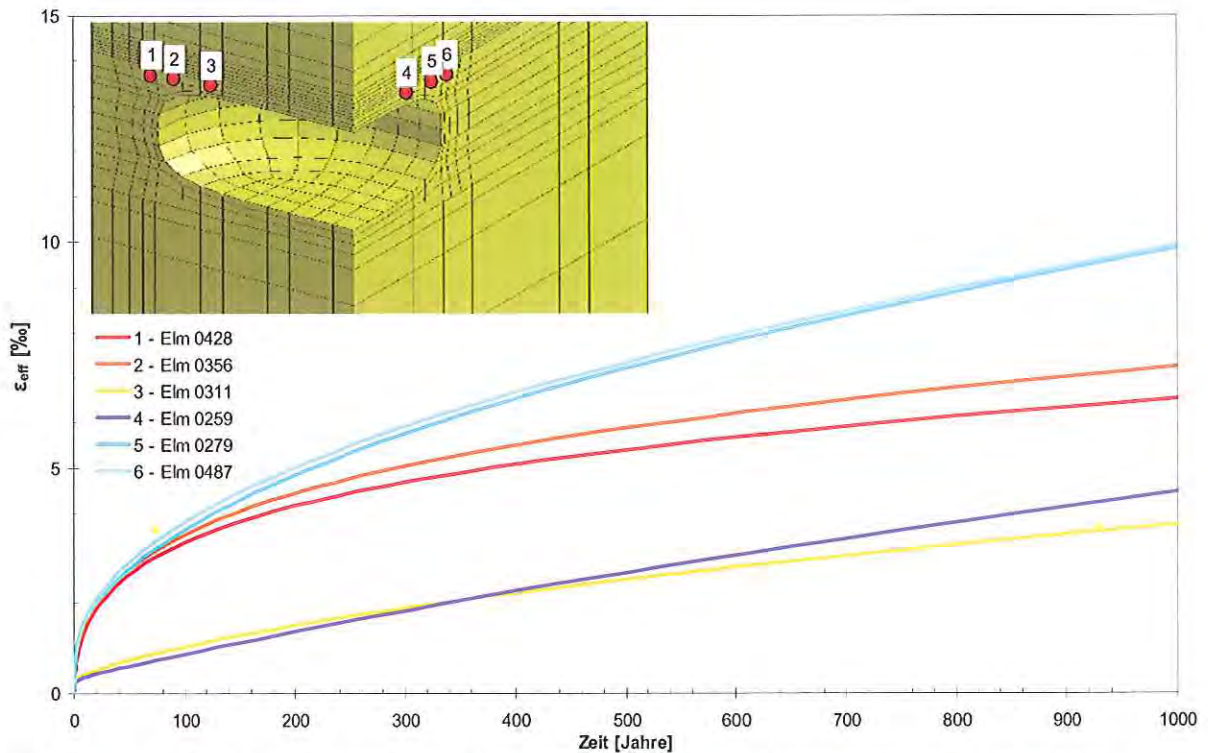


Abbildung 41: Zeitliche Entwicklung der Effektivverzerrungen im äußeren Kavernendachbereich (oben), Vergleich verschiedener Auswertelokationen (fd1_05_c)

9.4.4 Exemplarische Darstellung des Lodeparameters

Die räumliche Verteilung des Lodeparameters nach 40 Jahren Standzeit ist in Abbildung 42 für das 2D-Berechnungsmodell fd1_2d_05_c dargestellt. Insbesondere im mittleren Dach- und Bodenbereich wie auch im Stoßbereich der Kaverne herrschen im Rötensalz Extensionsspannungszustände vor. Weiter außen herrschen Spannungszustände vor, die zwischen Torsion und Kompression liegen. Im Deckgebirge herrschen Spannungszustände vor, die auf Grund des anisotropen Anfangsspannungszustandes hauptsächlich durch Kompression gekennzeichnet sind. Lediglich an der Oberkante des Anhydrits werden über der Kaverne Extensionsspannungszustände ausgewiesen. Nach 100 Jahren weiten sich die eher extensionsbeanspruchten Bereiche aus und führen gleichzeitig zu einer Einschnürung der eher kompressionsbeanspruchten Bereiche direkt neben der Kaverne (Abbildung 43).

Für den 3D-Fall sind nach 40 Jahren ähnliche Verteilungen des Lodeparameters wie für den 2D-Fall zu erkennen (Abbildung 44). Auch nach 100 Jahren ergeben sich seitlich der Kaverne Änderungen des Lodeparameters in Richtung Extension (Abbildung 45). Die Extensionsspannungszustände im Anhydrit sind nicht über dem Kavernenzentrum angeordnet, sondern liegen weiter außen über der Kaverne.

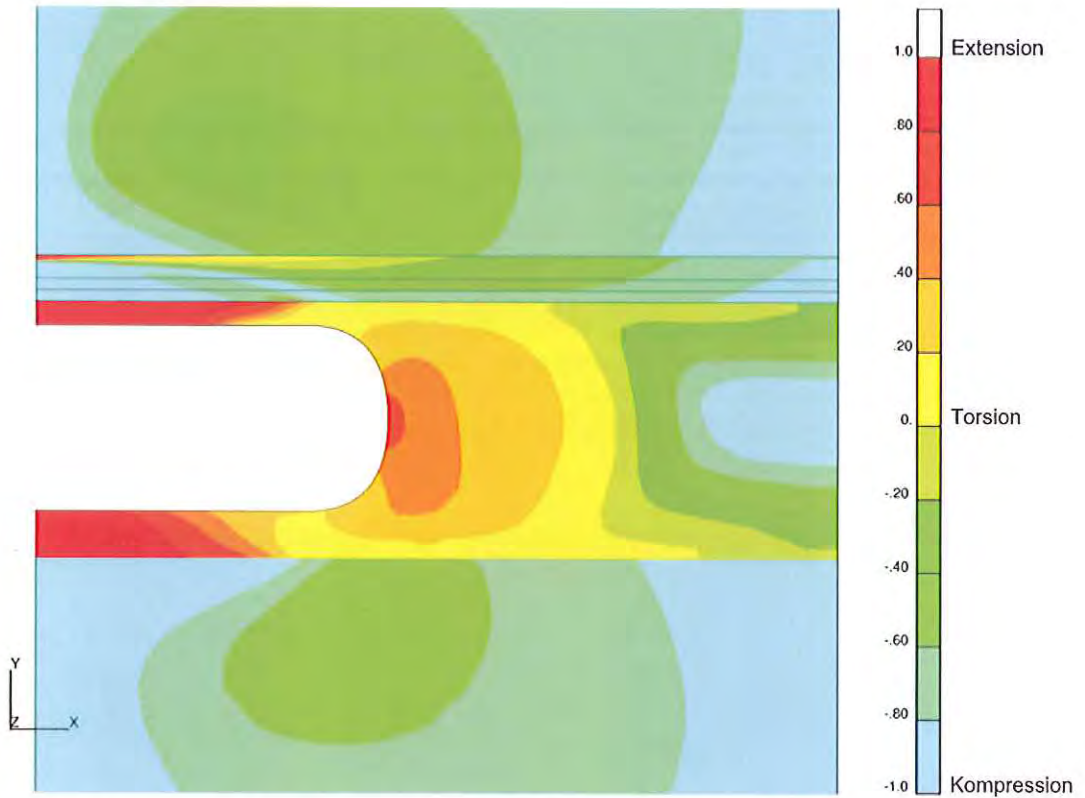


Abbildung 42: Räumliche Verteilung des Lodeparameters [-] nach 40 Jahren Standzeit (Berechnungsfall fd1_2d_05_c)

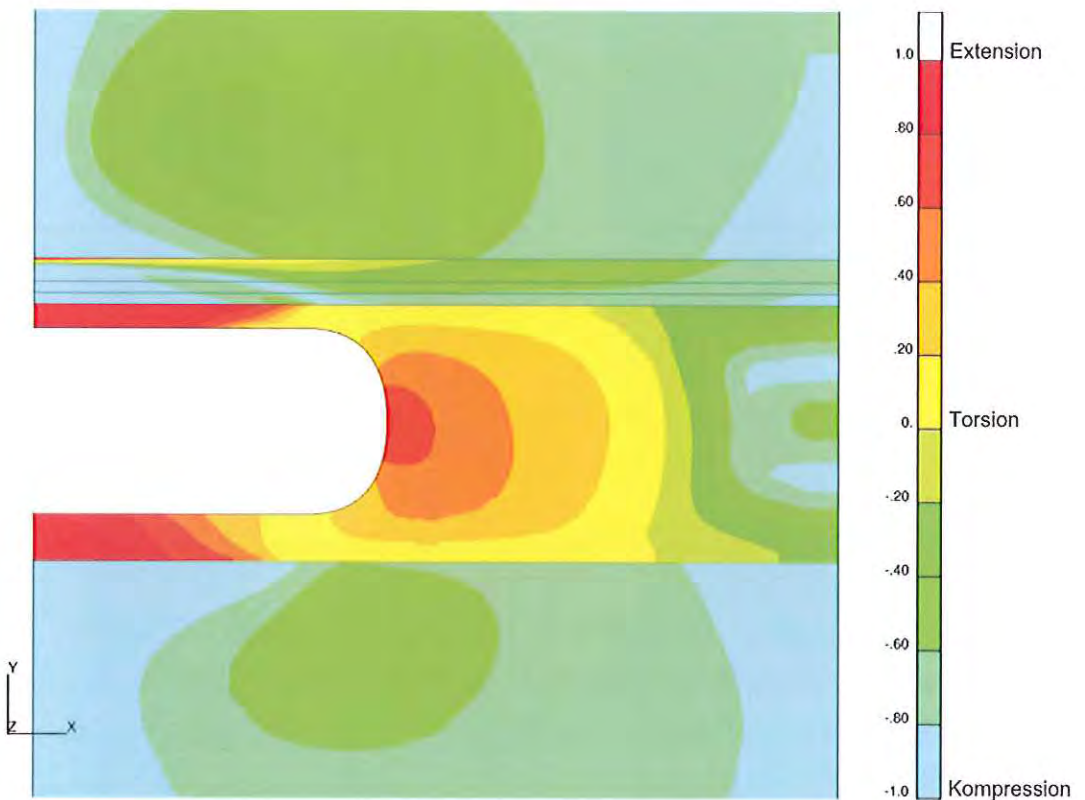


Abbildung 43: Räumliche Verteilung des Lodeparameters [-] nach 100 Jahren Standzeit (Berechnungsfall fd1_2d_05_c)

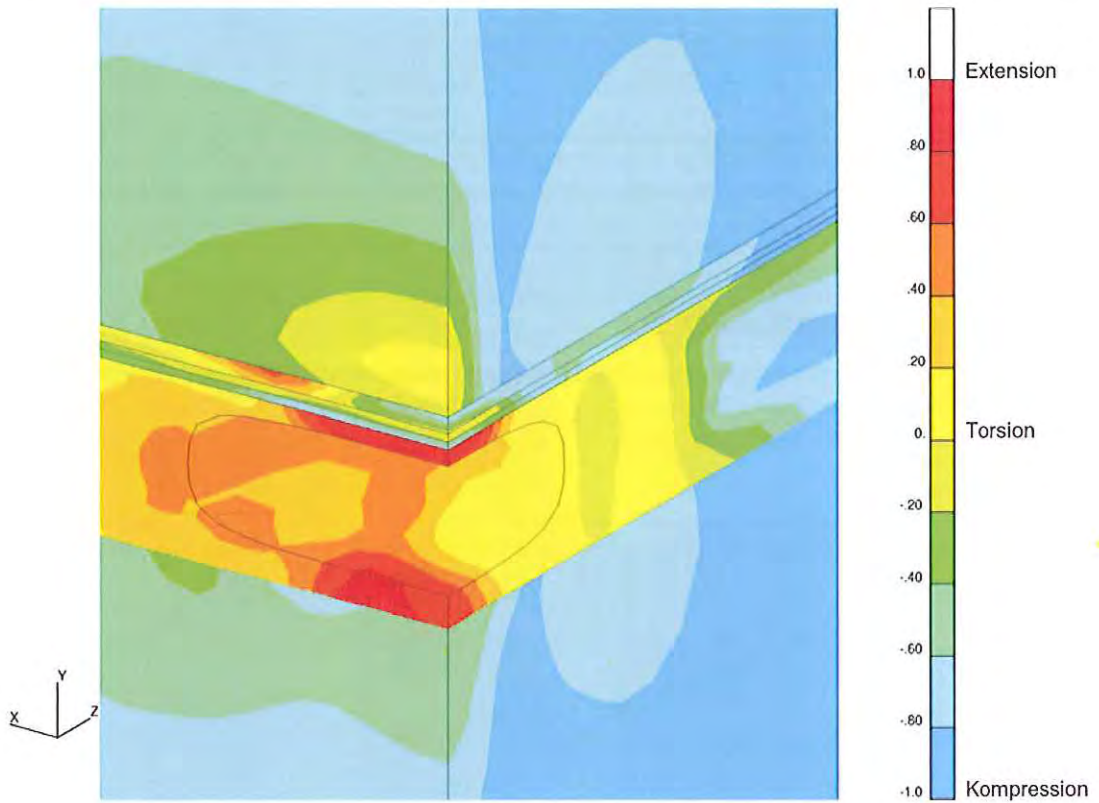


Abbildung 44: Räumliche Verteilung des Lodeparameters [-] nach 40 Jahren Standzeit (Berechnungsfall fd1_05_c)

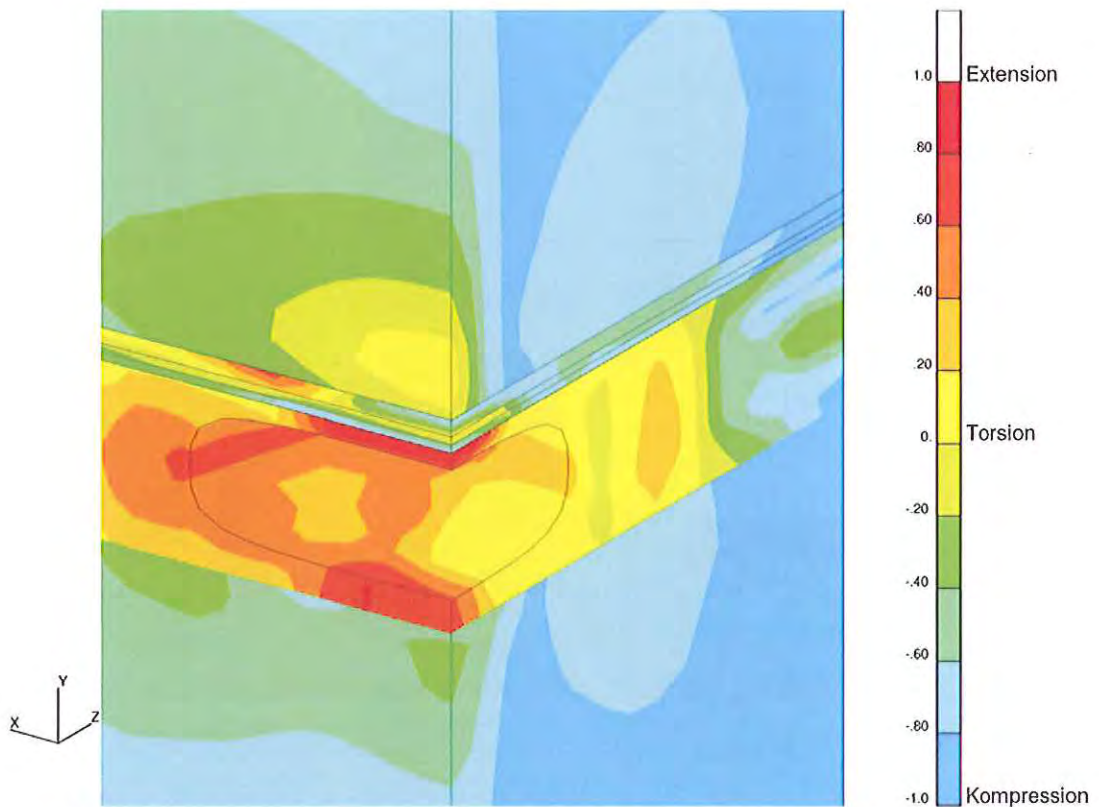


Abbildung 45: Räumliche Verteilung des Lodeparameters [-] nach 100 Jahren Standzeit (Berechnungsfall fd1_05_c)

9.4.5 Exemplarische Darstellung von Spannungspfaden im Rötsalz

In Abbildung 46 sind oberhalb des Kavernenrandes Spannungspfade im Rötsalz für den Berechnungsfall fd1_2d_05_c aufgetragen. Alle Spannungspfade liegen deutlich unterhalb der Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998), so dass mechanisch bedingte Auflockerungen nicht zu erwarten sind. Die Spannungspfade der ersten drei Punkte weisen näherungsweise gleich große Abstände zur Dilatanzgrenze auf, während die weiter im Pfeilerbereich liegenden Punkte größere Abstände zur Dilatanzgrenze aufweisen.

Die in Abbildung 47 dargestellten Spannungspfade des 3D-Berechnungsfalles fd1_05_c haben ähnliche Gestalt und Abstände zu der Dilatanzgrenze wie die Spannungspfade des zuvor dargestellten 2D-Berechnungsfalles fd1_2d_05_c. Somit können auch hier mechanisch bedingte Auflockerungen ausgeschlossen werden.

Abbildung 48 zeigt Spannungspfade im Rötsalz im Übergang zum Anhydrit (dünne Kurven) sowie im Pfeilerbereich auf halber Kavernenhöhe (dicke Kurven) für den Berechnungsfall fd4_2d_05_c. Sämtliche Spannungspfade bleiben trotz unterschiedler Verläufe im unkritischen kompressiblen Spannungsbereich unterhalb der Dilatanzgrenze.

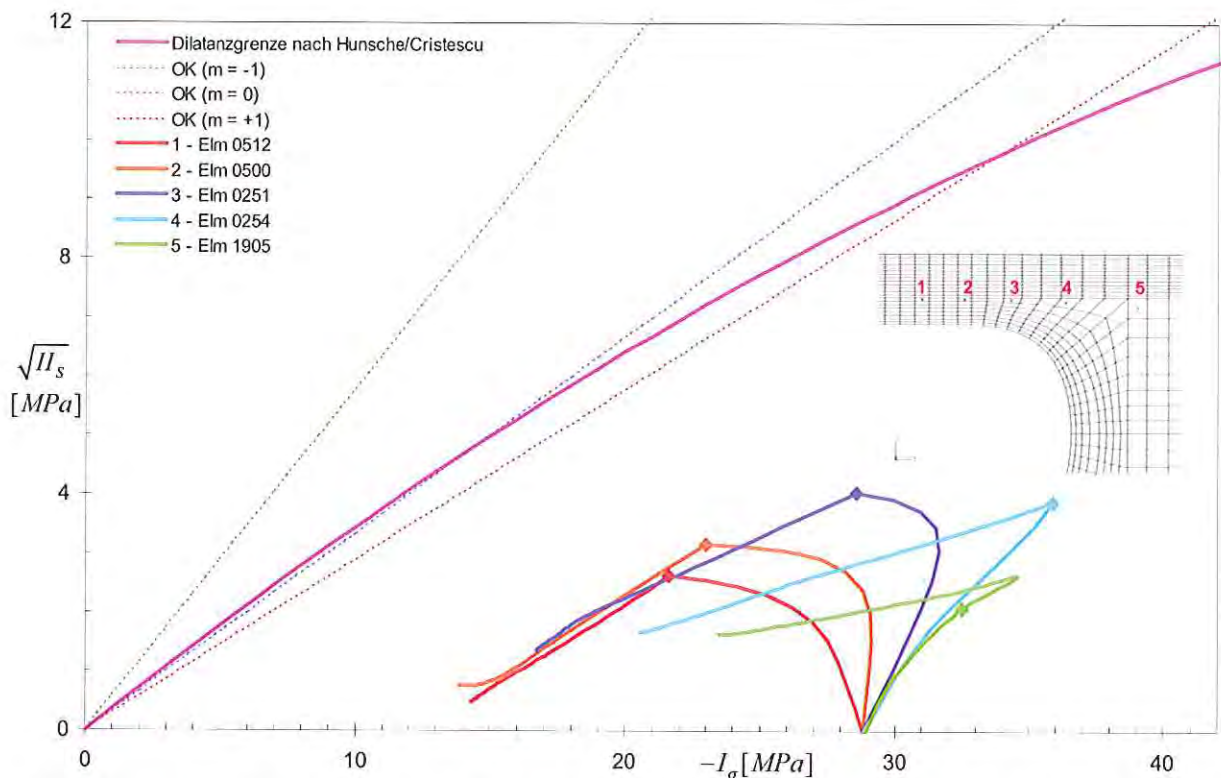


Abbildung 46: Spannungspfade im äußeren Kavernendachbereich (oben), Vergleich verschiedener Auswertelocationen (fd1_2d_05_c)

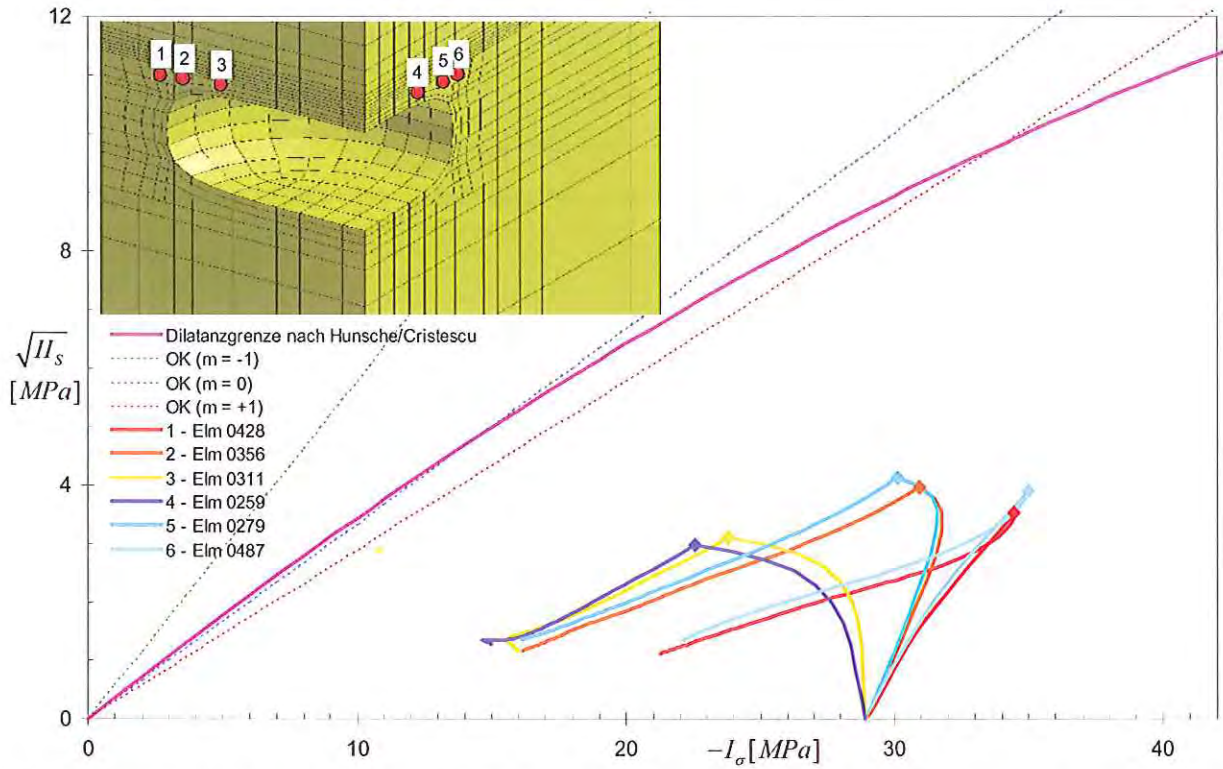


Abbildung 47: Spannungspfade im äußeren Kavernendachbereich (oben), Vergleich verschiedener Auswertelokationen (fd1_05_c)

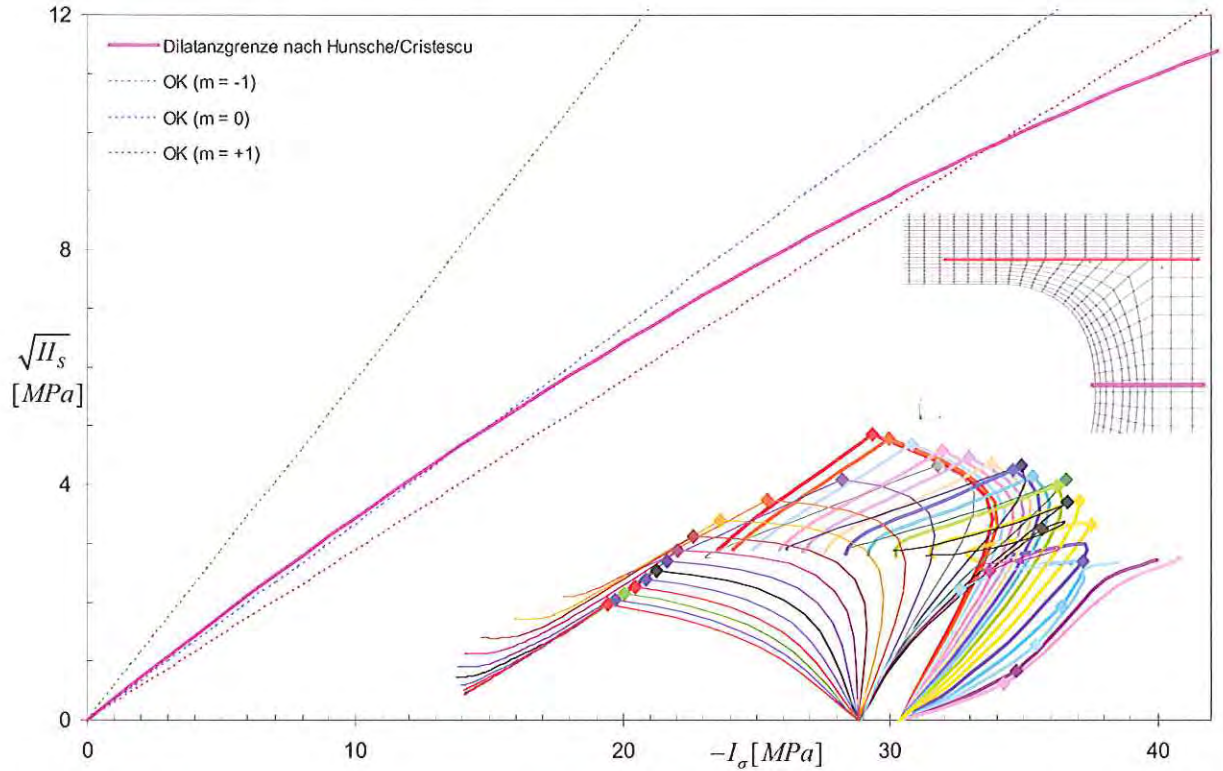


Abbildung 48: Spannungspfade im oberen Kavernendach und im Pfeilerbereich, Vergleich verschiedener Auswertelokationen (fd4_2d_05_c)

9.4.6 Exemplarische Darstellung von Spannungspfaden im Deckgebirge

In der Abbildung 49 sind die Spannungspfade im Anhydrit für den Berechnungsfall fd1_2d_05_c dargestellt. Zusätzlich zu den Spannungspfaden sind die Festigkeits- und Nachbruchfestigkeitskurven für Anhydrit dargestellt (s. a. Abschnitt 7.3). Die Spannungspfade beginnen auf Grund des anisotropen Anfangsspannungszustandes nicht auf der Abszisse sondern in einem gewissen Abstand von ihr. An der Unterseite der 10 m mächtigen Anhydritschicht (Punkt 1) wandert der Spannungspfad sehr deutlich bei abnehmendem Spannungsdeviator und bei gleichzeitiger Abnahme des hydrostatischen Spannungsanteils nach einem Jahr in einen unkritischen Spannungszustand. Von diesem Punkt aus zeigen sich in den nächsten 999 Jahren nur kleine weiter fallende Werte des Spannungsdeviators und leicht steigende Werte für den hydrostatischen Spannungsanteil. Die Punkte an der Oberkante der Anhydritschicht zeigen bei sich wenig änderndem hydrostatischen Spannungsanteil im ersten Jahr schnelle Anstiege des Spannungsdeviators. Anschließend fällt der Spannungsdeviator bei sich wenig änderndem hydrostatischen Spannungsanteil. Insgesamt sind die Spannungszustände unkritisch, da weder Bruch- noch Nachbruchfestigkeitsgrenze überschritten werden.

In Abbildung 50 sind für den Berechnungsfall fd1_2d_05_c1 die Spannungspfade in den hier angesetzten drei Anhydritschichten (Mächtigkeiten: 2 · 2.5 und 5 m) für die jeweiligen Unterseiten der Schichten (Punkte 1, 2 und 3) sowie die Oberseiten der Schichten (Punkte 4 bis 12) dargestellt. Die Spannungspfade der 5 m mächtigen oberen Anhydritschicht (Punkte 6, 9 und 12) reichen etwas näher an die Festigkeitsgrenze heran, verbleiben jedoch in ausreichender Entfernung. Insgesamt treten also – auch bei geschichtetem Anhydrit - keine Überbeanspruchungen im Deckgebirge auf.

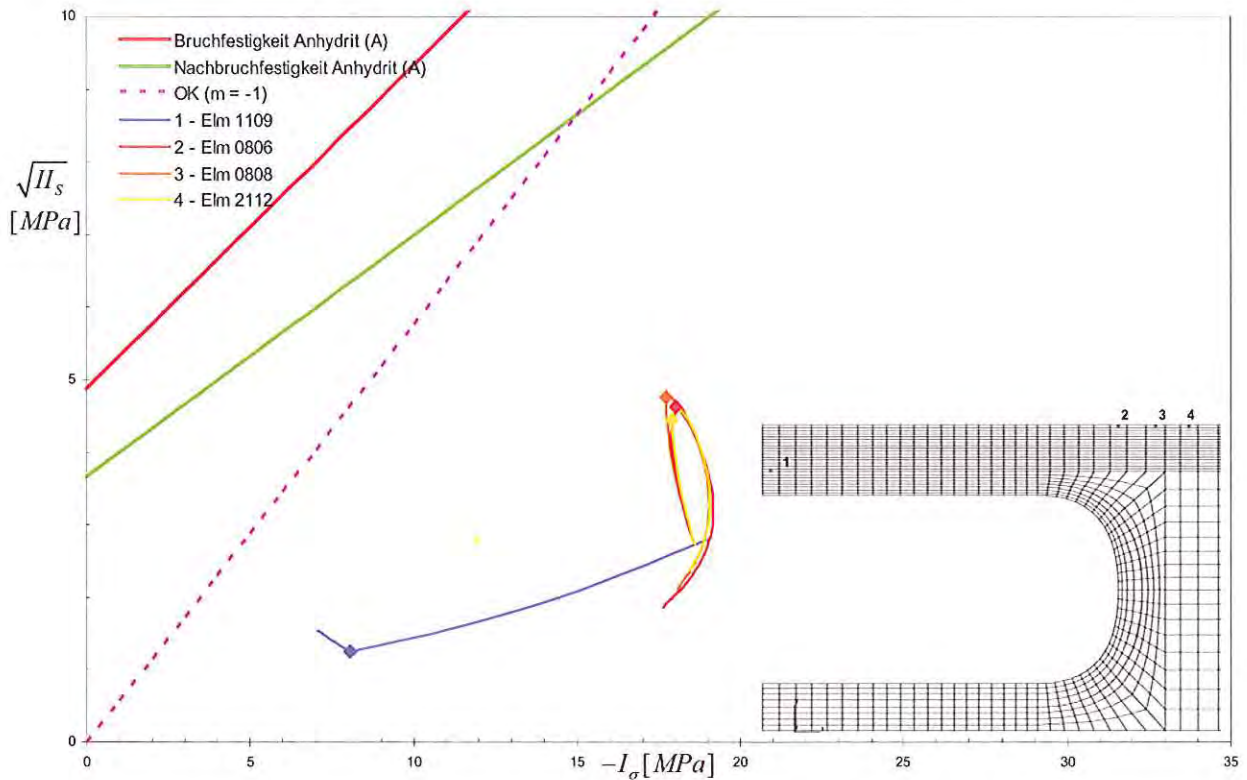


Abbildung 49: Spannungspfade in der 10 m mächtigen Anhydritschicht (Berechnungsfall fd1_2d_05_c, ohne Gleitflächen)

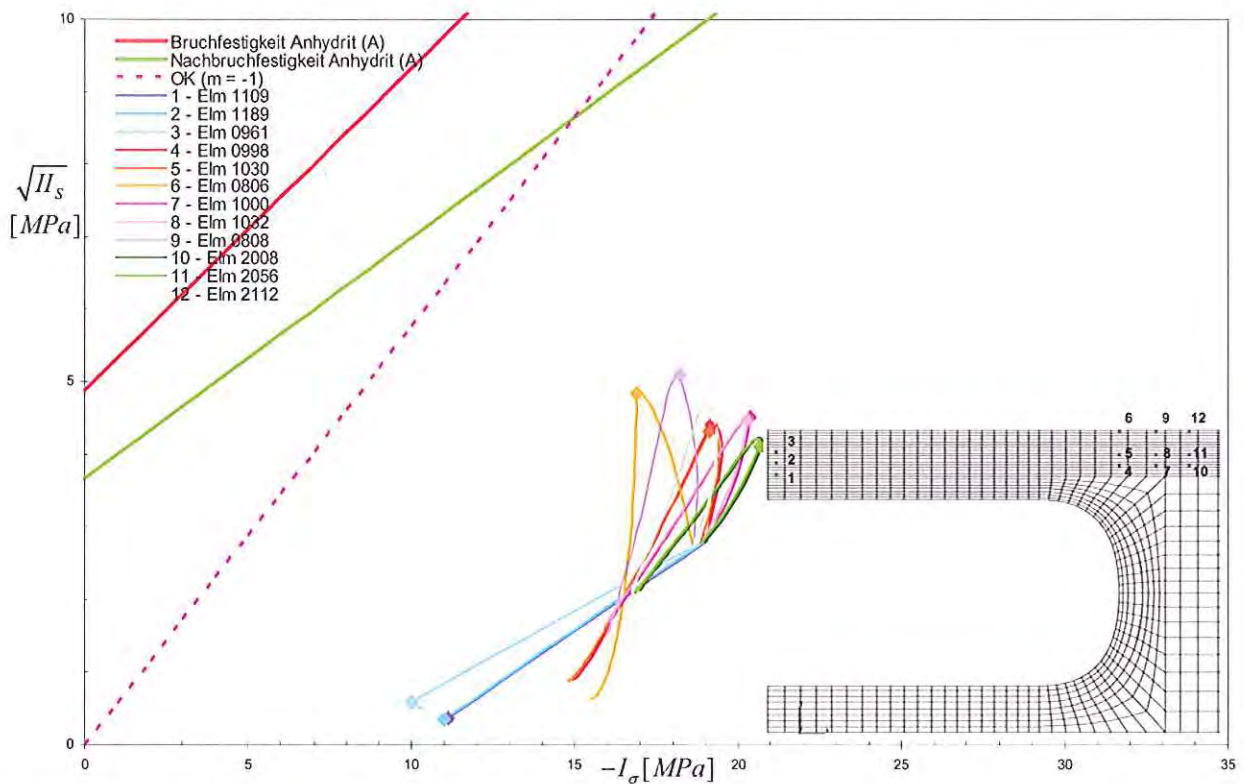


Abbildung 50: Spannungspfade in der 10 m mächtigen Anhydritschicht (Berechnungsfall fd1_2d_05_c1, mit Gleitflächen)

9.5 Zusammenfassung der Berechnungsergebnisse – Arbeitspaket 2

Zur Bestimmung der Senkungsraten von neuen Klasse 0 - Kavernen wurden insgesamt 17 Berechnungen für 9 unterschiedliche FE-Modelle unter Zugrundelegung eines Berechnungszeitraumes von 1000 Jahren durchgeführt. Dabei wurden verschiedene zukünftige Designs in Standardanordnung (unendliche viele parallele Reihen), orthogonaler Anordnung (unendlich lange Reihen längs angeordneter Kavernen im Wechsel mit unendlich langen Reihen quer angeordneter Kavernen) und zwei unendliche lange parallele Reihen (mit drei unterschiedlichen Achsabständen der beiden Reihen):

	Kavernengröße
	180 · 120 · 40 m
	Modellkurzbezeichnung
Standarddesign (Reihe)	fd1, fd4
Orthogonales Design	fd2
drei 2-reihige Designs	fd3-120, fd3-160, fd3-200

Die Mächtigkeit des Sicherheitsdaches im Rötsalz wurde zu 5 m angenommen. Im Hangenden wurde direkt über dem Rötsalz eine 10 m mächtige Deckgebirgsschicht aus Anhydrit im Oberen Buntsandstein angesetzt. In der Hälfte der Berechnungsfälle wurde dieser Anhydrit in drei Schichten geklüftet angenommen, die sich reibungsfrei gegeneinander verschieben konnten. Die Berechnungsergebnisse für die Designs fd3-120, fd3-160 und fd3-200 konnten auf Grund numerischer Instabilitäten während der FE-Berechnungen nicht in den Bericht aufgenommen werden.

Folgende Ergebnisse lassen sich zusammenfassen:

- Zum Berechnungszeitpunkt 40 Jahre werden bei kompaktem Anhydrit für das Design fd1 Senkungsraten an der Geländeoberfläche von 0.26 mm/Jahr, für das Design fd2 0.81 mm/Jahr berechnet. Bei Ansatz geklüfteten Anhydrits ergeben sich Senkungsraten von 0.51 bzw. 2.33 mm/Jahr. Bei hohem Abbaugrad (fd4) werden Senkungsraten von 3.908 mm/Jahr berechnet.
- Zum Berechnungszeitpunkt 100 Jahre werden bei kompaktem Anhydrit für das Design fd1 Senkungsraten an der Geländeoberfläche von 0.13 mm/Jahr, für das Design fd2 0.54 mm/Jahr berechnet. Bei Ansatz von geschichtetem Anhydrit ergeben sich Senkungsraten von 0.29 bzw. 2.02 mm/Jahr. Bei hohem Abbaugrad (fd4) werden Senkungsraten von 3.904 mm/Jahr berechnet.
- In allen Berechnungsfällen werden keine Überschreitungen der Bruchfestigkeiten im Deckgebirge berechnet.
- In allen Berechnungsfällen werden keine Überschreitungen der Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998) im Rötsalz berechnet.
- In allen Berechnungsfällen werden in keiner Schicht Zugspannungen berechnet.

10 Zusammenfassender Vergleich AP1 und AP2

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Berechnungsvarianten mit dem 5 m mächtigen Sicherheitsdach aus Steinsalz und einem direkt über dem Steinsalz liegenden 10 m mächtigen Anhydrit zusammengefasst worden (Varianten xxx_05_c). Es werden sowohl die 2D- wie auch die 3D-Ergebnisse berücksichtigt. Abbildung 51 zeigt die Geländesenkung nach 100 Jahren als Funktion des Abbaugrades. Die Ergebnisse der Berechnungen für Reihen- bzw. orthogonale Designs sind getrennt gekennzeichnet. Insgesamt ist festzustellen, dass bei größeren Abbaugraden die Geländesenkung stark überproportional ansteigt, wobei es keine Rolle spielt, ob ein Reihen- oder orthogonales Design vorliegt. Auch die Senkungsraten (Abbildung 52) zeigen ein ähnliches Verhalten.

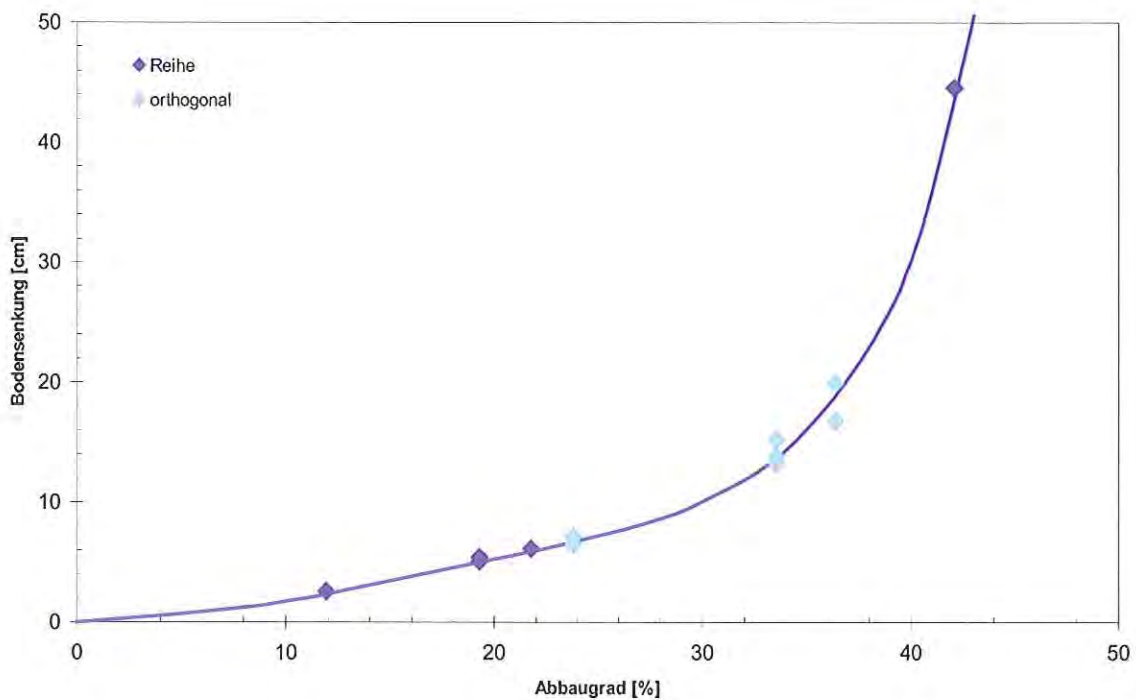


Abbildung 51: Geländesenkung nach 100 Jahren als Funktion des Abbaugrades

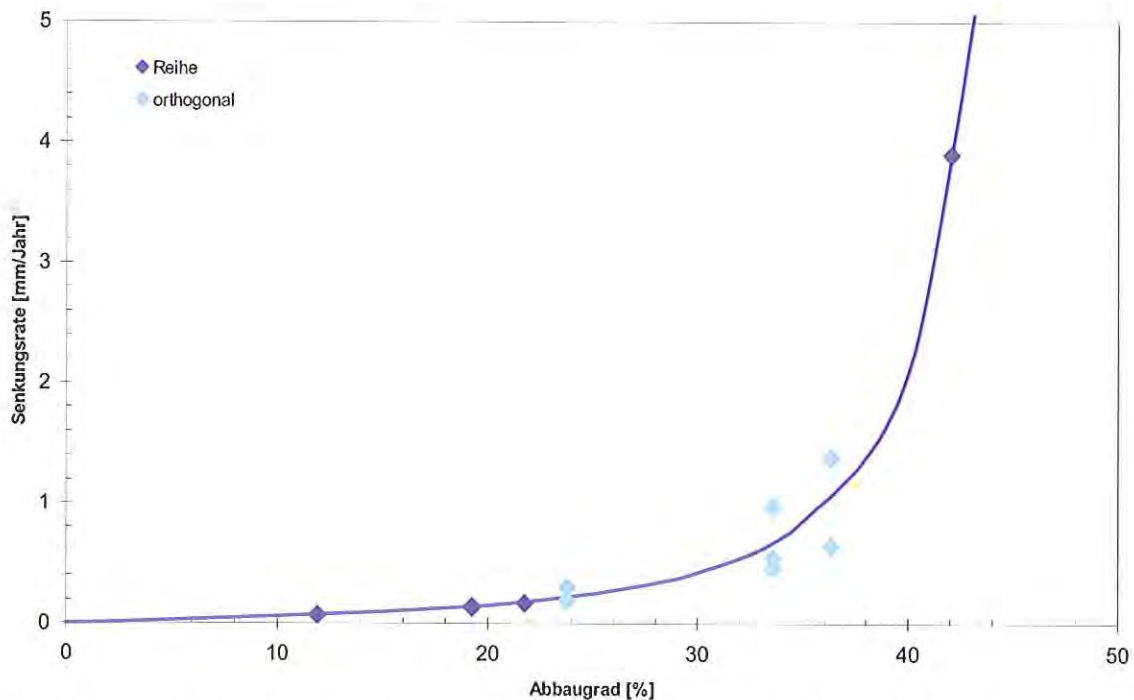


Abbildung 52: Senkungsrate nach 100 Jahren als Funktion des Abbaugrades

11 Gebirgsmechanische Bewertung der Standfestigkeit der Klasse 0-Kavernen im Kavernenfeld Hengelo

Im Kavernenfeld Hengelo wurden bisher Kavernen mittels dreier Bohrungen mit jeweils 40 m Abstand gesolt. Der planmäßige Soldurchmesser der Kavernen betrug dabei 80 m. Dadurch entstanden planmäßig flache, annähernd ellipsoide Kavernen, deren horizontale Achsmaße ca. 80 und 160 m betragen. Die vertikale Achse (= Kavernenhöhe) maß bei völlig ausgesolter Kaverne ca. 40 m. Zwischen benachbarten Kavernen wurde in Kavernenlängsrichtung planmäßig ein Pfeiler von mindestens 80 m Breite angeordnet.

Zusätzlich zu diesen planmäßig gesolten Kavernen entstanden auch Kavernen mit größeren Abmessungen. Zur abdeckenden Berechnung wurden Kavernen mit horizontalen Achsmaßen von 120 und 180 m simuliert. In Kavernenlängsrichtung ergab sich - bei sonst gleichen Bedingungen wie für die planmäßig gesolten Kavernen - eine reduzierte Pfeilerbreite von 40 m.

In Zukunft sollen Kavernen durch zwei Bohrungen mit einem planmäßigen Soldurchmesser von 120 m gesolt werden. Dabei entstehen dann annähernd ellipsoide Kavernen, deren horizontale Achsmaße dann 120 und 180 m betragen, die vertikale Achse (= Kavernenhöhe) bleibt bei völlig ausgesolter Kaverne unverändert bei 40 m.

All diese Kavernen werden den so genannten Klasse 0-Kavernen zugeordnet. Diese besitzen in situ ein mindestens 5 m mächtiges durchgängiges Sicherheitsdach, liegen vollständig im Rötsalz und sind standfest, was in der vorliegenden Studie zu bestätigen war.

11.1 Ergebnisse der FE-Berechnungen

In allen Modellberechnungen wurde das Rötsalz in einer Teufe von 420 bis 475 m berücksichtigt. Die im Deckgebirge des Kavernenfeldes Hengelo vereinzelt auftretenden Störungen konnten in den Modellberechnungen nicht berücksichtigt werden, so dass die Schlussfolgerungen nur für Bereiche des Kavernenfeldes gelten, in denen ggf. vorhandene geologische Anomalien oder Störungen keinen Einfluss haben.

Aufgrund der im Kavernenfeld Hengelo vorhandenen Anordnung der bereits vorhandenen Kavernen wird das Standarddesign 1 (Anordnung der Kavernen in unendlich vielen parallelen Reihen mit planmäßigen Kavernenabmessungen) als das Gesamtfeld charakterisierende Konfiguration angesehen.

11.1.1 Derzeitiges Design

Die Steifigkeit und die Festigkeit des Gebirges wurden für die derzeitigen Designs in einer 10 m direkt über dem Rötsalz liegenden Schicht variiert:

- Tonstein mit geringem Anhydritanteil
- Tonstein mit hohem Anhydritanteil
- Anhydrit

Die Ergebnisse der Modellberechnungen zeigen, dass eine Überbeanspruchung im Deckgebirge bei keiner dieser Varianten auftritt.

Das Sicherheitsdach im Rötsalz, das mit einer Mindestmächtigkeit von 5 m in situ vorausgesetzt wird, wird auch bei einer modellierten geringeren bzw. größeren Mächtigkeit (1 bzw. 10 m) mechanisch unkritisch beansprucht. Eine mechanisch induzierte Bildung von Auflockerungszonen kann ausgeschlossen werden, da die Spannungspfade im kompressiblen Bereich, d. h. unterhalb der Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998) verbleiben.

Die charakteristischen Senkungsraten betragen rechnerisch zum jetzigen Zeitpunkt 0.13 mm/Jahr. Nach weiteren 60 Jahren reduzieren sich diese Senkungsraten rechnerisch weiter auf Werte von 0.077 mm/Jahr.

11.1.2 Zukünftiges Design

Bei den Berechnungen für das zukünftige Design wurden neben den Berechnungsvarianten, die eine einzelne 10 m mächtige kompakte Anhydritschicht über dem Rötssalz berücksichtigen, auch Berechnungsvarianten mit geschichtetem Anhydrit über dem Rötssalz angesetzt. Dabei wurde eine reibungsfreie Kontaktfläche zwischen Rötssalz und Anhydrit simuliert. Weitere reibungsfreie Kontaktflächen liegen in 2,5, 5 und 10 m Entfernung oberhalb des Salzspiegels, so dass insgesamt drei verschiedene Anhydritschichten ohne horizontale Schubspannungsübertragung im Berechnungsmodell vorhanden sind.

Eine Variation der Mächtigkeit des Sicherheitsdaches im Rötssalz wurde auf Grund der erzielten Ergebnisse für die derzeitigen Designs (AP 1) nicht vorgenommen.

Auch für die zukünftigen Designs ergeben sich unkritische Beanspruchungszustände im Deckgebirge und im Rötssalz.

Die charakteristischen Senkungsraten betragen rechnerisch nach 40 Jahren 0,26 mm/Jahr. Nach 100 Jahren reduzieren sich diese Senkungsraten rechnerisch weiter auf Werte von 0,13 mm/Jahr.

11.2 Gesamtbewertung

Klasse 0-Kavernen weisen in situ ein Sicherheitsdach mit einer durchgängigen Mindestmächtigkeit von 5 m auf. Dieses Sicherheitsdach dient in erster Linie als abdichtende Barriere. Deshalb muss in situ eine **durchgängig dichte Barriere** im Rötssalz ohne Fehlstellen im Kavernendach vorhanden sein, damit ein Eindringen von Lauge in das Deckgebirge ausgeschlossen werden kann. Die Bedeutung des Sicherheitsdaches als Tragelement ist jedoch von eher untergeordneter Bedeutung. Eine mechanisch induzierte Bildung von Auflockerungszonen wird für den hier untersuchten Fall der offen und unter Soledruck bis zur Geländeoberfläche stehenden Kavernen ausgeschlossen.

Die eigentliche Lastabtragung geschieht über die hangenden Schichten des Oberen Buntsandsteins. Nur bei ausreichender Festigkeit wird eine sichere Lastabtragung gewährleistet. Die in den Modellberechnungen angesetzten und durch Laborversuche belegten Materialparameter für das Deckgebirge gewährleisten rechnerisch eine sichere Lastabtragung. Nur bei einem heterogen aufgebauten Deckgebirge mit lokal vorhandenen Schwächezonen sind Standfestigkeitsprobleme nicht auszuschließen. Wenn solche Schwächezonen in situ tatsächlich vorhanden sind, sind Sonderuntersuchungen notwendig.

Unter der Voraussetzung, dass eine mindestens 5 m mächtige durchgängig dichte Salzbarriere im Kavernendach vorhanden ist und geologische Anomalien ausgeschlossen werden können, werden keine kritischen Beanspruchungen im Rötssalz und auch nicht im direkt darüber befindlichen Deckgebirge berechnet (auch nicht bei Ansatz von Gleitflächen zwischen den Anhydritschichten). Mechanisch induziertes Eindringen von Sole in das

Kavernendach kann ausgeschlossen werden, da die Spannungszustände im kompressiblen Bereich unterhalb der Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCH (1998) verbleiben. Die Ergebnisse der durchgeführten Modellberechnungen belegen bei Gültigkeit der im Abschnitt 4 beschriebenen Voraussetzungen die Standfestigkeit der Klasse 0-Kavernen im Kavernenfeld Hengelo.

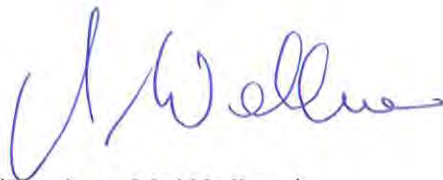
11.3 Empfehlungen

Im Kavernenfeld Hengelo entspricht ein Teil der Kavernen und/oder Pfeiler nicht den Auslegungsmaßen. Zur Bewertung der Standfestigkeit von solchen Kavernen-Pfeiler-Kombinationen existiert bisher kein Instrumentarium. Als Bewertungsgrundlage zur Abschätzung der Standfestigkeit paralleler Kavernenreihen können konservativ unter Vernachlässigung der in Reihenrichtung angeordneten Pfeiler FE-Modelle im ebenen Verzerrungszustand entwickelt werden. Bei Ansatz eines geeigneten Kriteriums – z. B. Ausnutzungsgradverfahren nach LUX (1984) – kann dann die Standfestigkeit der Pfeiler konservativ abgeschätzt werden. Damit nicht für jede Kavernendurchmesser-Pfeilerbreiten-Kombination individuelle Berechnungen durchgeführt werden müssen, sollten Sensitivitätsstudien erstellt werden und die Ergebnisse so aufbereitet werden, dass eine einfache standardisierte Bewertung der Standfestigkeit aller auftretenden Kavernendurchmesser-Pfeilerbreiten-Kombinationen möglich wird.

Kavernencluster, die nicht einer Reihenanordnung entsprechen, bedürfen in der Regel einer gesonderten Analyse. Evtl. sind dreidimensionale FE-Berechnungen notwendig.

BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE
HANNOVER

Autoren:



(Dr.-Ing. M. Wallner)

– Direktor und Professor –



(Dipl.-Ing. R. Eickemeier)

– Wissenschaftlicher Oberrat –



(Prof. Dr.-Ing. S. Heusermann)

– Wissenschaftlicher Direktor –

12 Literaturverzeichnis

- BGR (2003): Project plan „Detailed Subsidence Evaluation in the Hengelo Brine Field“ in der endgültigen Fassung vom 24.06.2003
- BEKENDAM, R. F. (2002): Induction of Subsidence by Brine Removal. – Maastricht (GeoControl)
- CRISTESCU, N. & HUNSCHE, U. (1998): Time effects in rock mechanics. – Chichester (John Wiley & Sons).
- HUNSCHE, U., SCHULZE, O. & LANGER, M. (1994): Creep and failure behaviour of rock salt around underground cavities. – In: Der Bergbau an der Schwelle des XXI. Jahrhunderts, Proc. 16th World Mining Congress (WMC). Sofia (Bulgarien) 1994. Vol. 5: 217–230. Bulgarian National Organizing Committee, Sofia.
- LANGER, M. (1984): Geotechnische Laboruntersuchungen an Bohrkernen des Kavernenfeldes Hengelo. – Hannover (BGR).
- LANGER, M. (1985): Gesteinsmechanische Untersuchungen an Bohrkernen des Deckgebirges Kavernenfeld Hengelo. – Hannover (BGR).
- LUX, K.-H. (1984): Gebirgsmechanischer Entwurf und Felderfahrungen im Salzkavernenbau – Ein Beitrag zur Entwicklung von Prognosemodellen für den Hohlraumbau im duktilen Salzgebirge: 360 S.; Stuttgart (Enke). – ISBN 3-432-94171-4.
- WALLNER, M. & KOß, S. (1998): Gebirgsmechanisches Gutachten zur Standfestigkeit bestehender Kavernen und für die Dimensionierung neuer Kavernen in Feld Hengelo. – Hannover (BGR).

Bijlage

19

B08 Opslagplan
Ermittlung Kavernenveld Hengelo BGR 2004



Kavernenfeld Hengelo

Auftrags-Nr.:

5145027121 vom 23.01.2004

Ermittlung der zulässigen
Beanspruchung von Pfeilern
im Kavernenfeld Hengelo

Abschlussbericht

Hannover, März 2004

**BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN
UND ROHSTOFFE
HANNOVER**

**Ermittlung der zulässigen Beanspruchung von Pfeilern
im Kavernenfeld Hengelo**

Abschlussbericht

- | | |
|------------------|--|
| 1. Autoren: | Eickemeier, Ralf, Dipl.-Ing.
Heusermann, Stefan, Prof. Dr.-Ing. |
| 2. Auftrags-Nr.: | 5145027121 vom 23.01.2004 |
| 3. Auftraggeber: | Akzo Nobel Salt bv Hengelo, Boortorenweg 27,
7554 RS Hengelo, Niederlande |
| 4. Datum: | 15. März 2004 |
| 5. Tagebuch-Nr.: | 10527/04 |

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einführung	3
2	Auftrag und Arbeitsumfang	5
3	Stoffgesetze	5
4	Randbedingungen und Berechnungsannahmen	6
5	Bewertungskriterien	7
5.1	Kurzzeitfestigkeit und Dilatanzgrenze für Steinsalz	7
5.2	Bruch- und Nachbruchfestigkeit des Deckgebirges	10
6	Materialparameter	11
6.1	Berechnungsmodelle	12
7	Ergebnisse	19
7.1	Konzept für die Ermittlung der zulässigen Beanspruchung von Pfeilern	19
7.2	Fall 1 (Kavernenhöhe 40 m, kompakter Anhydrit)	20
7.2.1	P-D-Diagramm	20
7.2.2	Spannungspunkte im Invariantendiagramm	21
7.3	Fall 2 (Kavernenhöhe 40 m, geklüfteter Anhydrit)	24
7.3.1	P-D-Diagramm	24
7.4	Fall 3 (Kavernenhöhe 25 m, kompakter Anhydrit)	26
7.4.1	P-D-Diagramm	26
7.5	P-D-Tabellen zur Ermittlung der Mindestpfeilerbreiten	26
8	Empfehlungen	30
9	Literaturverzeichnis	32

1 Einführung

Seit 1936 produziert Akzo Nobel in der Nähe von Hengelo und Enschede Salz (Abbildung 1), wobei bis heute insgesamt 463 Bohrungen zur Erstellung von 192 Solekavernen abgeteuft wurden (Stand: 01.01.2002). Bisher sind ca. 75 Mio. t Salz gefördert worden. Pro Jahr werden zurzeit aus 212 Bohrungen bzw. 76 Kavernen 7,0 Mio. m³ gesättigte Lauge gefördert, was ungefähr 2,0 Mio. t Salz entspricht. Als Folge der Salzgewinnung hat sich die Geländeoberfläche gesenkt und wird sich auch in Zukunft weiter senken. In der Vergangenheit sind sowohl kaum messbare Senkungen als auch beträchtliche Senkungen bis hin zu einem Sinkhole von 3,50 m Tiefe registriert worden.

Die Gemeinden Hengelo und Enschede möchten in Teilen des Kavernenfeldes Industrie ansiedeln. Augenblicklich besteht besonderes Interesse am westlichen Teil des Kavernenfeldes. Dieses Gebiet beinhaltet sowohl bereits abgeworfene als auch in Betrieb befindliche Kavernen. Schon vor geraumer Zeit haben die Gemeinden Hengelo und Enschede Akzo Nobel aufgefordert, eine Meinung und Empfehlungen bzgl. der Machbarkeit einer industriellen Entwicklung abzugeben. Akzo Nobel machte deutlich, dass Senkungen über dem gesamten Gebiet auftreten werden und dass über einigen Kavernen die Senkungsbeträge sogar beträchtlich sein könnten (> 1 m). Auch die Bildung von Sinkholes könne nicht ausgeschlossen werden. Akzo Nobel empfahl daher erstens eine vorsichtige Herangehensweise an die industrielle Entwicklung und zweitens, dass jede Art von erlaubter Industrieansiedlung im Gebiet entweder offen sein müsse, Senkungen ohne Schädigung aufzunehmen oder Konstruktionsmethoden und Materialien gewählt werden müssten, die für Routinereparaturen infolge Senkungsschäden geeignet seien.

Auf der Basis von Akzo Nobels Verständnis der Senkungsmechanismen (warum, wo, wann und mit welchem Senkungsbetrag) wurden Karten erstellt, die zu erwartende Senkungsbeträge innerhalb des Gebietes ausweisen, und den Gemeinden zur Verfügung gestellt. Auf diesen Karten sind die Bohrungen in den für industrielle Entwicklung ausgewiesenen Gebieten zusammen mit den Umrissen der Solekavernen dargestellt. In den Karten werden auch die Kavernenklassifizierung und die Senkungsphase nach BEKENDAM (1996) für jede Kaverne angegeben, damit das zukünftige Kavernenverhalten und die zukünftigen Bodensenkungen abgeschätzt werden können.

Akzo Nobel hat inzwischen eine Kriterienkarte erstellt, auf der Kavernen gekennzeichnet sind, die eine

- Überschreitung der bisher zulässigen Kavernendurchmesser in Längs- und / oder Querrichtung

und / oder eine

- Unterschreitung der bisherigen Mindestpfeilerbreiten in Längs- und / oder Querrichtung

aufweisen.

Da viele Kavernen die zulässigen Kavernendurchmesser überschreiten und / oder Pfeiler Mindestbreiten unterschreiten, ist BGR mit der Ermittlung der zulässigen Beanspruchung von Pfeilern beauftragt worden. Die Ergebnisse werden für die Beurteilung der Standfestigkeit von Pfeilern zwischen parallel angeordneten Kavernenreihen eingesetzt. Clusterartige Anordnungen von Kavernen bedürfen in der Regel einer gesonderten Untersuchung.

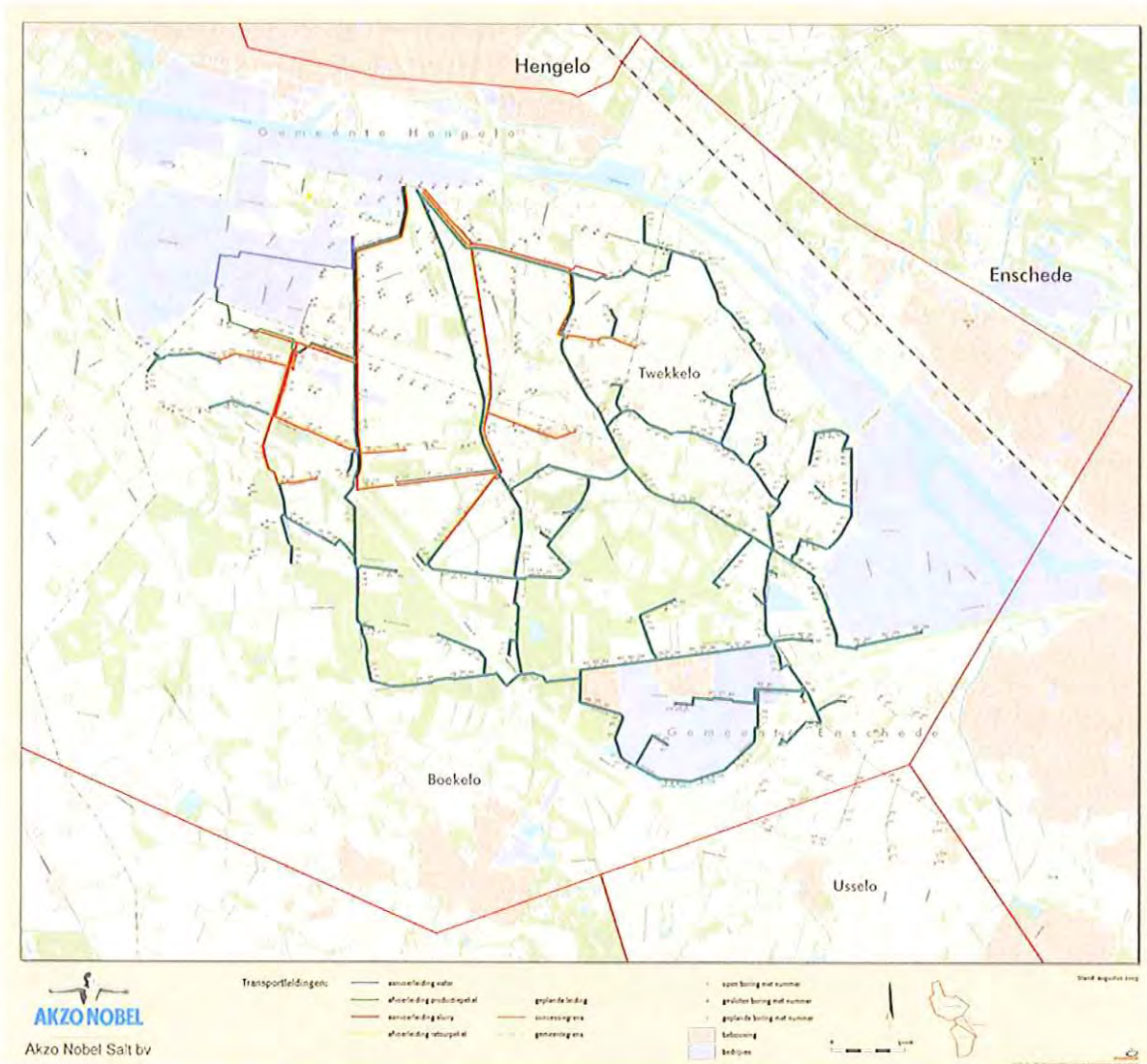


Abbildung 1: Kavernenfeld Hengelo

2 Auftrag und Arbeitsumfang

In EICKEMEIER & HEUSERMANN (2003) empfahl die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) die Durchführung von speziellen FE-Berechnungen zur Ermittlung der zulässigen Beanspruchung von Pfeilern. Unter Auftrags-Nr. 5145027121 hat Akzo Nobel die BGR am 23.01.2004 beauftragt, solche FE-Berechnungen für das Kavernenfeld Hengelo auszuführen.

Die im Detail von BGR durchzuführenden Arbeiten wurden am 12.01.2004, 02.02.2004 und 24.02.2004 bei drei gemeinsamen Experten-Meetings mit Akzo Nobel, SodM, RWTH Aachen, RESPEC und BGR festgelegt. Die Arbeiten umfassen im Wesentlichen die Bestimmung der zulässigen Beanspruchung von Pfeilern nach dem η -Verfahren (LUX 1984: 178-184). Zusätzlich wird die Beanspruchung des Anhydrits direkt oberhalb des Rötosalzes an Hand eines Drucker-Prager-Kriteriums überprüft.

Zur Bestimmung dieser zulässigen Beanspruchung wurden FE-Modelle für drei unterschiedliche Fälle erstellt. Aufgrund der zweidimensionalen Modellierung im ebenen Verzerrungszustand werden Hohlräume in den Modellen unendlich lang abgebildet. So werden auch die Kavernen im Modell zu unendlich langen, mit Lauge gefüllten Hohlräumen. Eine Tragwirkung von den in Reihenrichtung angeordneten Pfeilern innerhalb einer Reihe wird also vernachlässigt. Diese Art der Modellierung erlaubt damit eine konservative Abschätzung der Beanspruchung des Pfeilers zwischen den beiden Reihen.

3 Stoffgesetze

Die Gleichungen für Elastizität und stationäres Kriechen (BGRa) sind nachfolgend dargestellt:

$$\dot{\epsilon}_{ij}^t = \dot{\epsilon}_{ij}^{el} + \dot{\epsilon}_{ij}^{cr} , \quad (3.1)$$

mit

$$\begin{aligned} \dot{\epsilon}_{ij}^t &= \text{Gesamtverzerrungsrate,} \\ \dot{\epsilon}_{ij}^{el} &= \text{elastischer Anteil der Verzerrungsrate,} \\ \dot{\epsilon}_{ij}^{cr} &= \text{Kriechverzerrungsrate.} \end{aligned}$$

Der elastische Anteil der Verzerrungsrate $\dot{\epsilon}_{ij}^{el}$ wird bestimmt durch

$$\dot{\epsilon}_{ij}^{el} = -\frac{\nu}{E} \dot{\sigma}_{kk} \delta_{ij} + \frac{(1+\nu)}{E} \dot{\sigma}_{ij} + \alpha_t \frac{\partial T}{\partial t} \delta_{ij} . \quad (3.2)$$

Die Kriechverzerrungsrate wird bestimmt über:

$$\dot{\epsilon}_{ij}^{cr} = \frac{3}{2} \frac{s_{ij}}{\sigma_{eff}} \dot{\epsilon}_{eff}^{cr} , \quad (3.3)$$

$$\text{mit } \dot{\epsilon}_{eff}^{cr} = A_1 e^{-\frac{Q_1}{RT}} \left(\frac{\sigma_{eff}}{\sigma^*} \right)^{n_1} \quad (\text{BGRa}). \quad (3.4)$$

Die FE-Berechnungen wurden mit dem Kriechgesetz BGRa durchgeführt. LANGER (1984) hat an Proben des Rötssalzes A und C standortspezifische Kriechparameter ermittelt. Daraus folgte für den Vorfaktor A_1 für das Rötssalz A ein Wert von 0.4 [1/d] und für das Rötssalz C ein Wert von 0.7 [1/d]. In den Berechnungen wird ein mittlerer Wert von 0.5 [1/d] für das gesamte Rötssalz angesetzt.

4 Randbedingungen und Berechnungsannahmen

Sämtliche inneren und äußeren Modellränder sind horizontal unverschieblich gelagert. Der untere Modellrand ist vertikal unverschieblich gelagert. Der Anfangsspannungszustand ergibt sich aus den Wichten der verschiedenen Gesteinsschichten. Im Deckgebirge und im Liegenden werden für alle Gesteinsschichten anisotrope Spannungen angesetzt. Dabei wird in vertikaler Richtung der Überlagerungsdruck und in allen horizontalen Richtungen der K_0 -

fache Druck angesetzt ($\sigma_{vert}(z) = \int_0^z z \cdot \gamma(z) dz$, $\sigma_{hor}(z) = K_{0i}(z) \cdot \sigma_{vert}(z)$ mit z als

Teufe und $K_{0i}(z) = \frac{\nu_i}{1-\nu_i}$, wobei die Querdehnungszahl ν_i der jeweiligen

Gesteinsschicht einzusetzen ist).

Um den Erstellungsprozess der Kavernen zu simulieren, wurde in der Kaverne zunächst der aus den überlagernden Gesteinsschichten resultierende lithostatische Druck angesetzt, der dann im Laufe eines Jahres linear auf den hydrostatischen Laugendruck abgesenkt wurde. Die Wichte der Lauge wurde dabei konservativ zu 0.010 MN/m^3 angenommen. In der Folge bleibt der Druck im Kaverneninnern konstant. Die Kaverne wird also über den gesamten Berechnungszeitraum offen stehend angenommen. Abbildung 2 zeigt die zeitliche Entwicklung des Druckes im Dach der Kaverne für eine Teufe von 425 m.

Die in situ vorhandenen klastischen „Steinlagen“ zwischen den Rötssalzschiechten A – D werden nicht als solche modelliert, sondern dem Rötssalz zugerechnet.

In sämtlichen Berechnungsfällen wird im Rötssalz eine konstante Temperatur von 25 °C als Kriechtemperatur angesetzt.

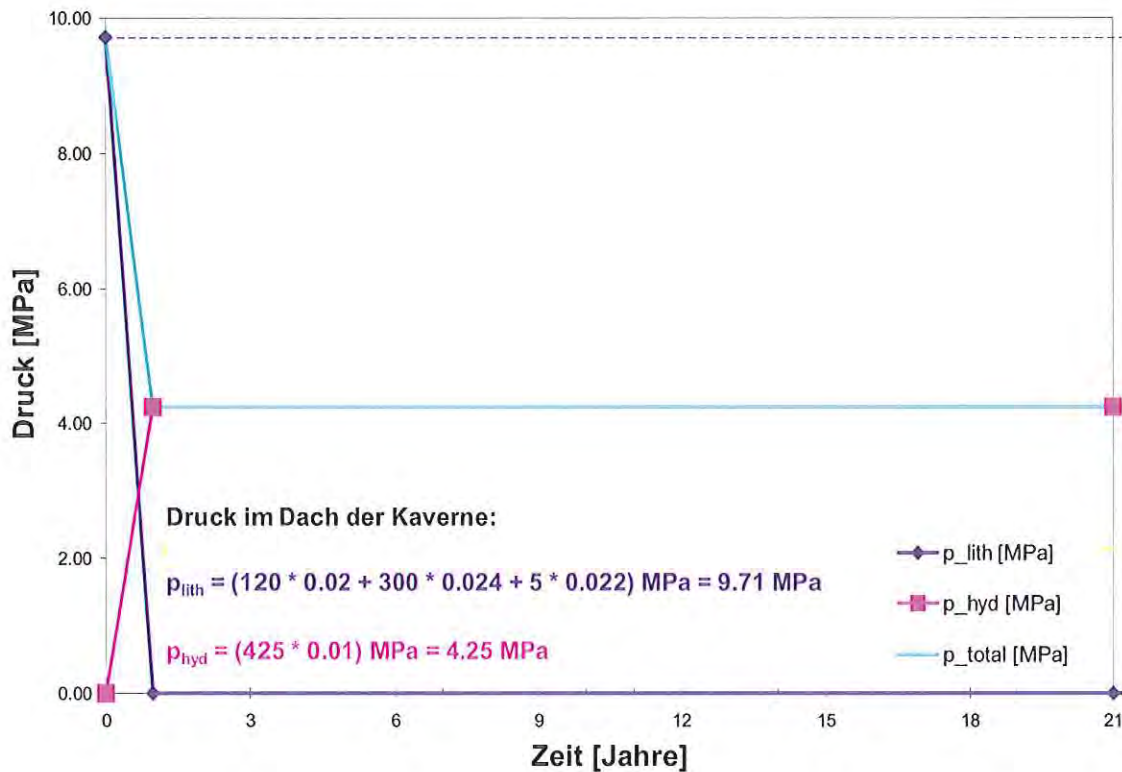


Abbildung 2: Solungssimulation (Kavernendach in 425 m Tiefe)

5 Bewertungskriterien

5.1 Kurzzeitfestigkeit und Dilatanzgrenze für Steinsalz

Die Abbildungen 3 bis 5 zeigen die vom Belastungspfad unabhängige Dilatanzgrenze für Steinsalz nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998). Unterhalb der Dilatanzgrenze liegende Spannungszustände sind auf Dauer ertragbar und führen nicht zu Mikrorissbildung, Auflockerung und Kriechbruch. Spannungszustände oberhalb der Dilatanzgrenze und unterhalb der Kurzzeitfestigkeit führen nach gewisser Zeit zu Kriechbruch und gehen mit Auflockerung und Mikrorissbildung einher. Je näher der Spannungszustand an der Kurzzeitfestigkeit liegt, desto eher tritt Kriechbruch ein.

Zusätzlich dargestellt sind die Kurzzeitfestigkeitsgrenzen nach HUNSCHE, SCHULZE & LANGER (1994) für Kompression ($m=-1$), Torsion ($m=0$) und Extension ($m=+1$) sowie die jeweils dazugehörigen η -Kurven für $\eta = 25, 30$ und 35% .

Kurzzeitfestigkeit nach Hunsche, Schulze & Langer (1994) mit standort-spezifischen Kennwerten für das Rötssalz:

$$\sqrt{II_s} = -agh \left(\frac{|I_\sigma|}{\sigma^*} \right)^p \sigma^* \text{sign}(I_\sigma) + c \quad (5.1)$$

mit $a = 1.439[-]$

$$g = \frac{2k}{(1+k) + (1-k) \cdot f}$$

$$f = \frac{m(9 - m^2)}{(3 + m^2)^{1.5}}$$

$$m = \frac{2\sigma_2 - \sigma_1 - \sigma_3}{\sigma_1 - \sigma_3}$$

$\sigma_1 < \sigma_2 < \sigma_3$ sind die der Größe nach geordneten Hauptspannungen, wobei Druckspannungen negativ einzusetzen sind.

$$h = 1 \text{ für } T \leq T_0 \text{ bzw. } h = 1 - d(T - T_0) \text{ für } T > T_0$$

$$d = 0.002[1/^\circ\text{C}]$$

$$T_0 = 100[^\circ\text{C}]$$

$$\sigma^* = 1.0[\text{MPa}]$$

$$c = 0[\text{MPa}]$$

$$k = 0.74[-]$$

$$p = 0.65[-]$$

Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998)

$$\sqrt{II_s} = f_1 I_\sigma^2 + f_2 I_\sigma \quad (5.2)$$

mit $f_1 = -0.0023093 [1/\text{MPa}]$

und $f_2 = -0.36726 [-]$.

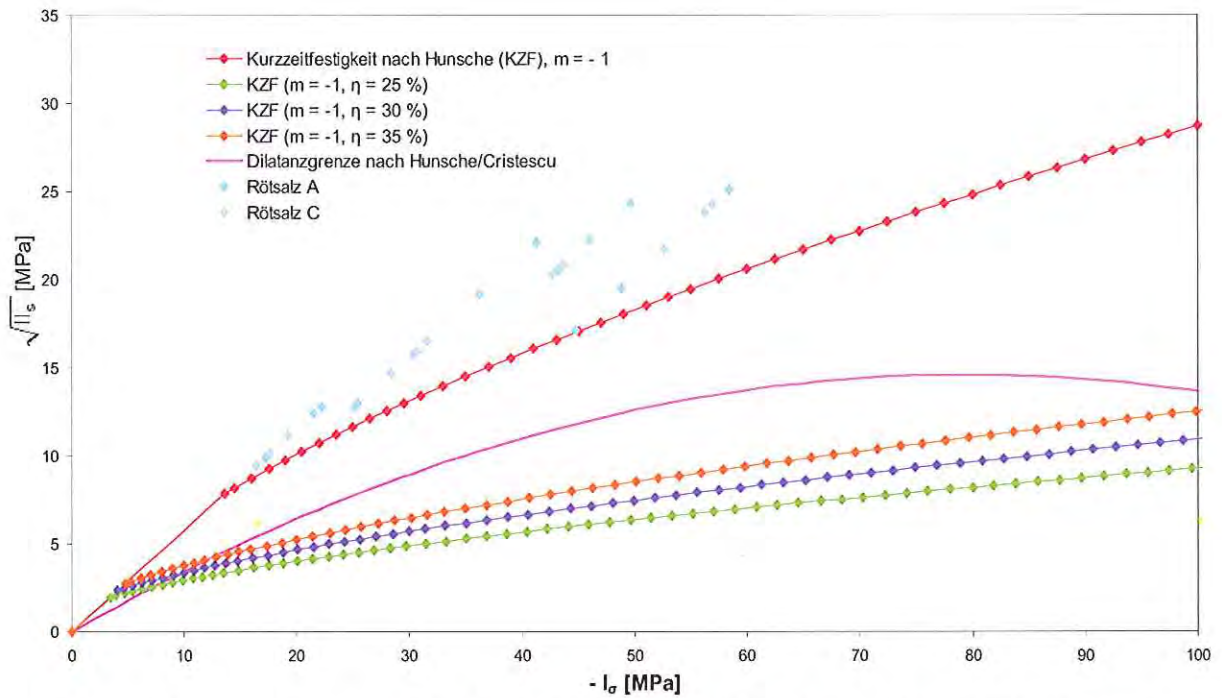


Abbildung 3: Kurzzzeitfestigkeit (KZF) nach HUNSCHER, SCHULZE & LANGER (1994) mit ausgewählten η -Kurven ($m=-1$) und Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHER (1998) sowie Laborergebnisse für Rölsalz A und C

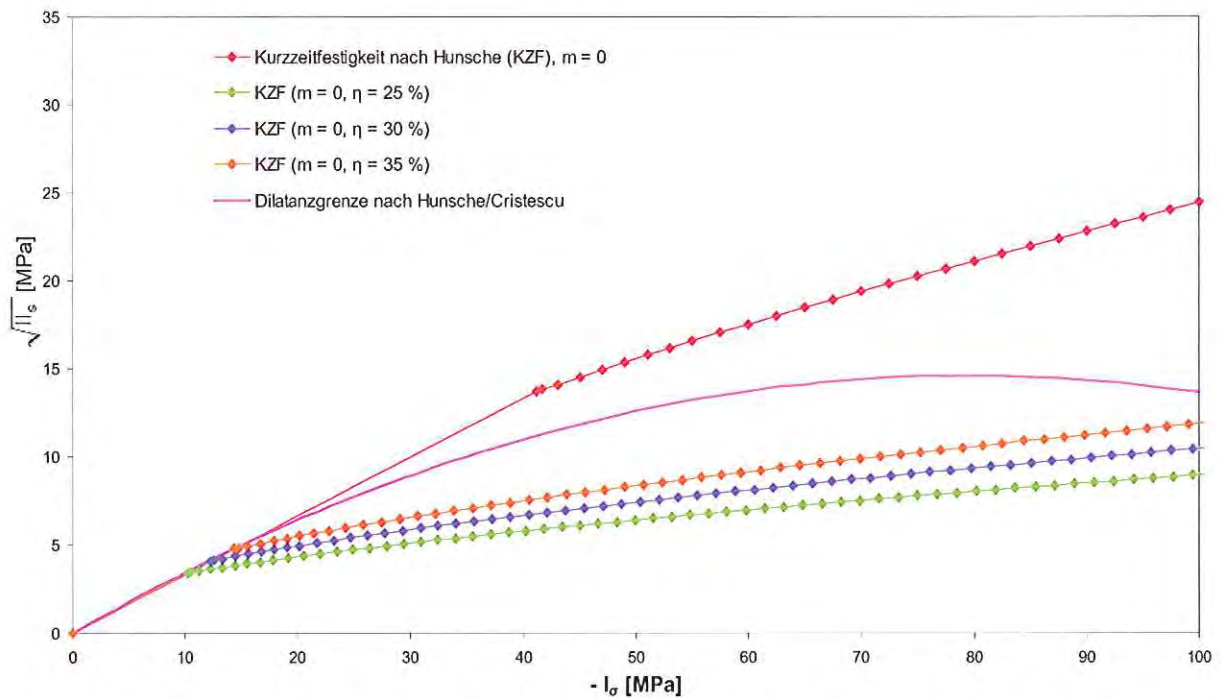


Abbildung 4: Kurzzzeitfestigkeit (KZF) nach HUNSCHER, SCHULZE & LANGER (1994) mit ausgewählten η -Kurven ($m=0$) und Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHER (1998)

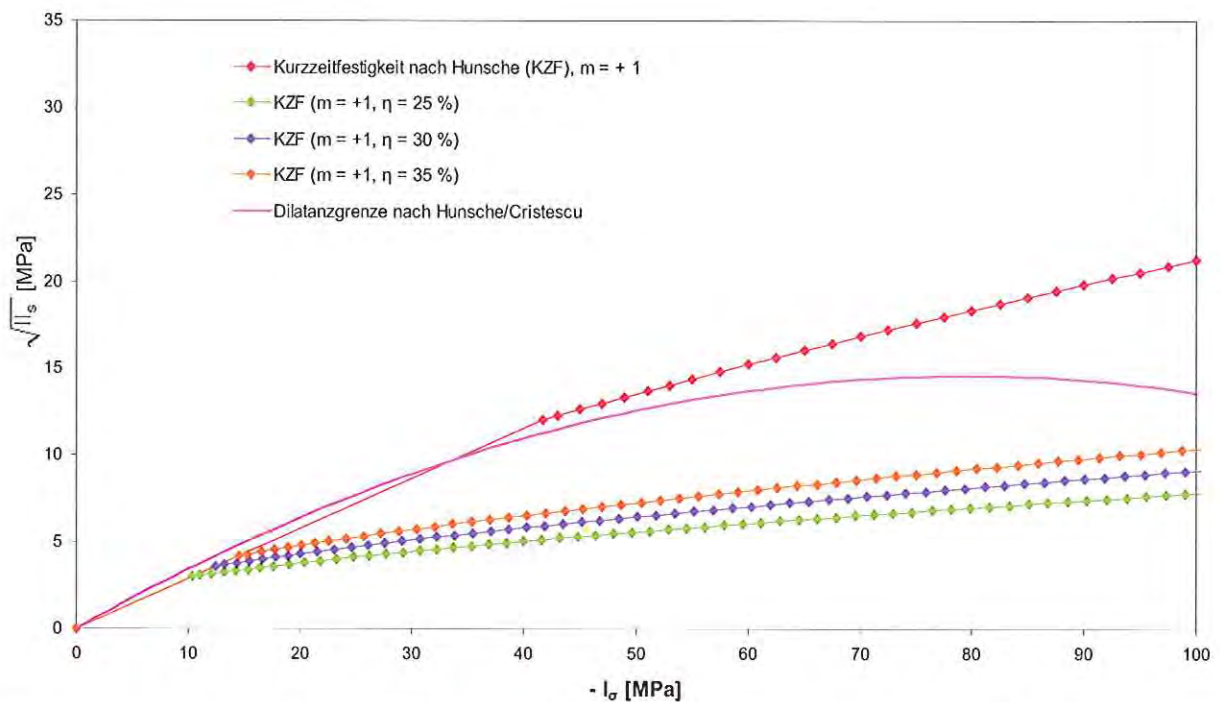


Abbildung 5: Kurzzzeitfestigkeit (KZF) nach HUNSCHKE, SCHULZE & LANGER (1994) mit ausgewählten η -Kurven ($m=+1$) und Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHKE (1998)

5.2 Bruch- und Nachbruchfestigkeit des Deckgebirges

Von LANGER (1985) wurden gesteinsmechanische Untersuchungen an Bohrkernen des Deckgebirges durchgeführt. Die damals gewählte Klassifizierung der Gesteine in Tonstein mit geringem Anhydritanteil (TS-A), Tonstein mit hohem Anhydritanteil (TS+A) und Anhydrit (A) wurde übernommen. Zur Bestimmung konservativer Gesteinsfestigkeiten wurden die Versuche neu ausgewertet. Die ermittelten Festigkeitsparameter nach Drucker-Prager für den Anhydrit sind in Tabelle 1 aufgelistet. Die Messwerte und die ermittelten Bruchgrenzen sind im Invariantendiagramm (Abbildung 6) veranschaulicht.

Tabelle 1: Gesteinsfestigkeiten des Anhydrits (A)

Material	Bruchfestigkeit		Nachbruchfestigkeit	
	α	k	α	k
Anhydrit (A)	0.4442	4.888	0.3332	3.666

Drucker-Prager-Kriterium: $F = 0 = \alpha | \sigma_1 - \sigma_3 | + \sqrt{II_s} - k$, Zugspannungen positiv

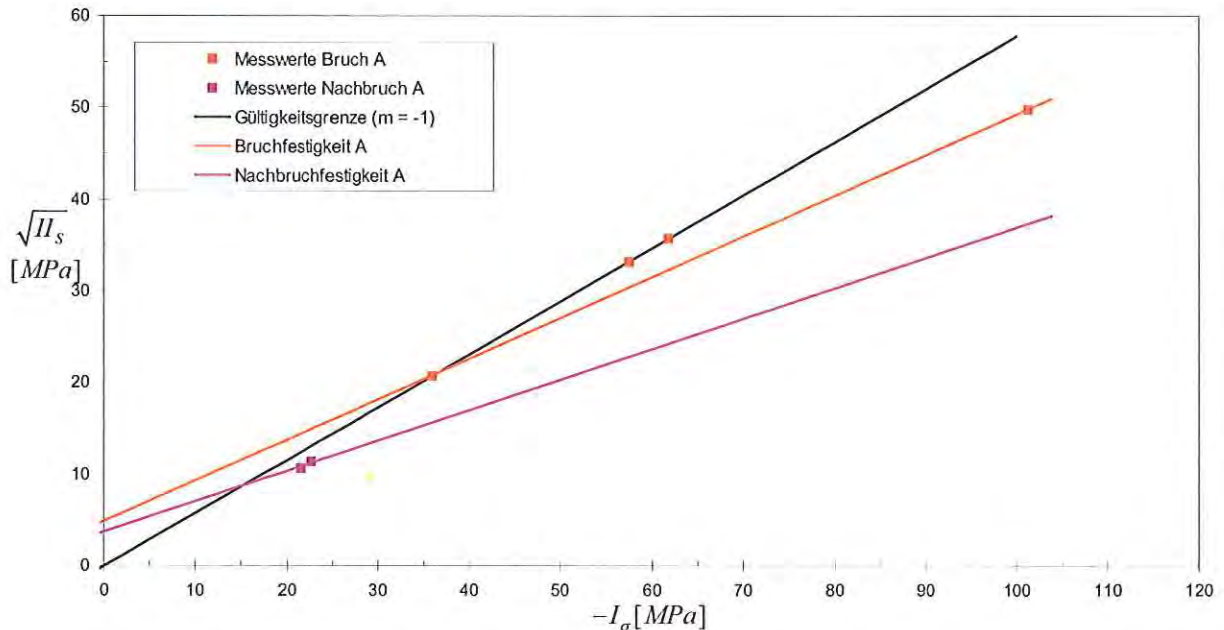


Abbildung 6: Bruch- und Nachbruchfestigkeiten von Anhydrit (A)

6 Materialparameter

Die verwendeten Kriechparameter für das Röt Salz und die Bruchparameter für den Anhydrit des Oberen Buntsandsteins ergeben sich aus den in den Abschnitten 3 und 5.2 aufgeführten Daten.

Die in den Berechnungen angesetzten elastischen Materialparameter sind in Tabelle 2 zusammengestellt. Der besseren räumlichen Zuordnung dient z. B. Abbildung 7. Die Parameter für den Oberen Buntsandstein sind LANGER (1985) entnommen. Die Eigenschaften des Tonsteins aus dem Oberen Buntsandstein werden auch dem Unteren Buntsandstein zugeordnet, da hierfür keine standortspezifischen Werte ermittelt wurden.

Tabelle 2: Elastische Materialparameter

Stratigraphie	Lithologie	Teufe der Basis [m]	E [MPa]	ρ [kg/m ³]	ν [-]	K_0 [-]
Quartär und Tertiär	Sande und Tone	120	34	2000	0.33	0.493
Muschelkalk	Tonstein, Kalkstein, Dolomit	220	5500	2400	0.45	0.818
Oberer Buntsandstein 3	Tonstein (TS-A)	400	5500	2400	0.33	0.493
Oberer Buntsandstein 2	Tonstein (TS-A)	410	5500	2400	0.33	0.493
Oberer Buntsandstein 1	Anhydrit (A)	420	15500	2400	0.33	0.493
Röt	Rötsalz	475	25000	2200	0.25	1.0
Unterer Buntsandstein	Tonstein (TS-A)	800	5500	2400	0.33	0.493
Gleitflächen (Fall 2 gem. Abschnitt 6.1)	Steifigkeit: 1/100 Anhydrit (A)	420.0, 422.5, 425.0, 429.5	155	2400	0.33	0.493

6.1 Berechnungsmodelle

Bei optimaler Ausbeutung des angenommenen 55 m mächtigen Rötsalzlagers entstehen Kavernen mit einer maximalen Höhe von 40 m (Fall 1). Um den günstigen Einfluss geringerer Kavernenhöhen auf die Standfestigkeit der Pfeiler zeigen zu können, wird zusätzlich ein weiteres Modell mit einer reduzierten Kavernenhöhe von 25 m erstellt (Fall 2). Für die Maximalhöhe von 40 m wird darüber hinaus in einem weiteren Modell ein 10 m mächtiger geklüfteter Anhydrit direkt über dem Rötsalz angenommen (Fall 3).

Die Berechnungsfälle sind also:

- Fall 1 (Abb. 8, 9): Kavernenhöhe 40 m, kompakter Anhydrit,
- Fall 2 (Abb. 10, 11): Kavernenhöhe 40 m, in drei Schichten mit jeweils 2.0, 2.0 und 4.0 m Mächtigkeit geklüfteter Anhydrit mit vier Gleitflächen von jeweils 0.5 m Stärke und
- Fall 3 (Abb. 12, 13): Kavernenhöhe 25 m, kompakter Anhydrit.

Zur Bestimmung der zulässigen Beanspruchung der Pfeiler werden verschiedene Berechnungen mit unterschiedlichen Kavernendurchmessern und Pfeilerbreiten durchgeführt. In den Abbildungen 9, 11 und 13 sind die in den Berechnungen angesetzten minimalen und maximalen Kavernendurchmesser und Pfeilerbreiten angegeben. Das FE-Netz ist exemplarisch für die Kombination der geringsten Abmessungen (Kavernendurchmesser $D = 35$ m und Pfeilerbreite $P = 20$ m) vollständig dargestellt.

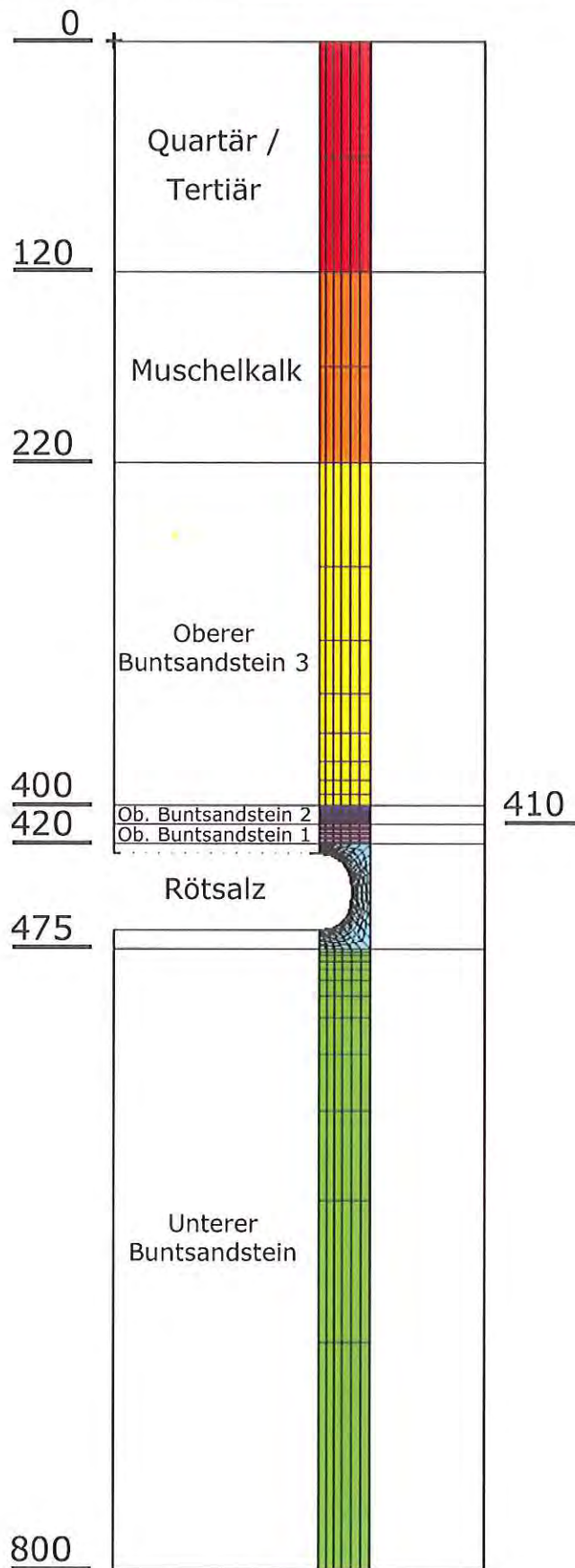


Abbildung 7:

Fall 1: Kavernenhöhe 40 m, kompakter Anhydrit (gesamtes FE-Netz)

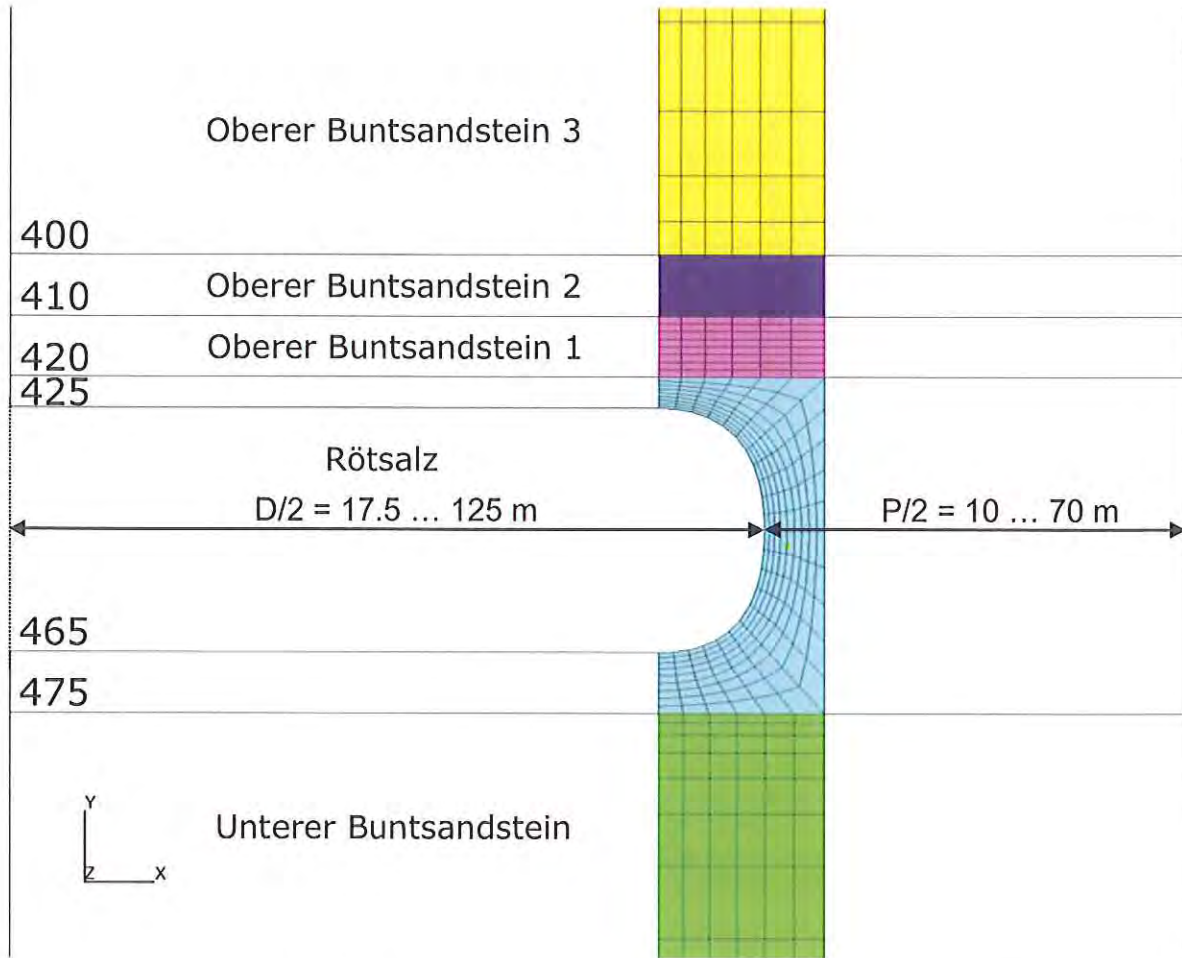


Abbildung 8: Fall 1: Kavernenhöhe 40 m, kompakter Anhydrit (Ausschnitt FE-Netz)

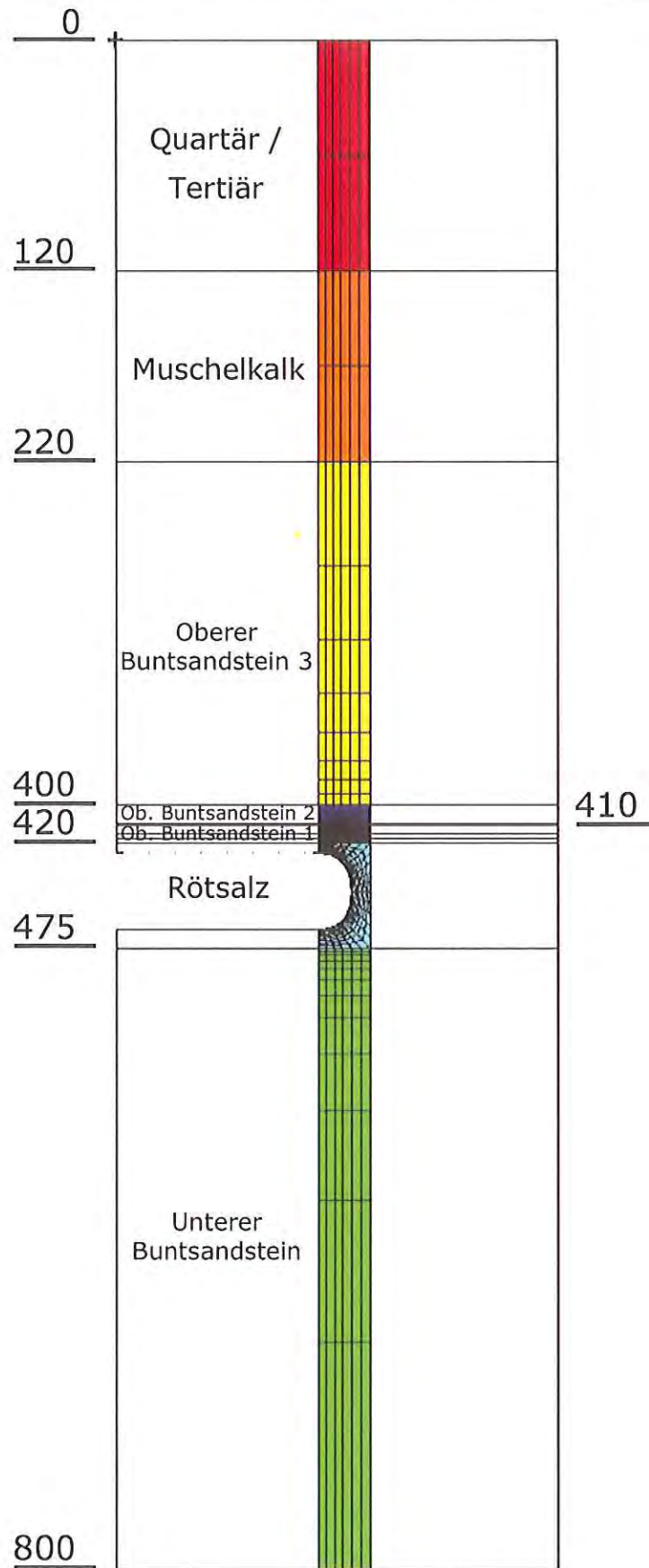


Abbildung 9: Fall 2: Kavernenhöhe 40 m, geklüfteter Anhydrit (gesamtes FE-Netz)

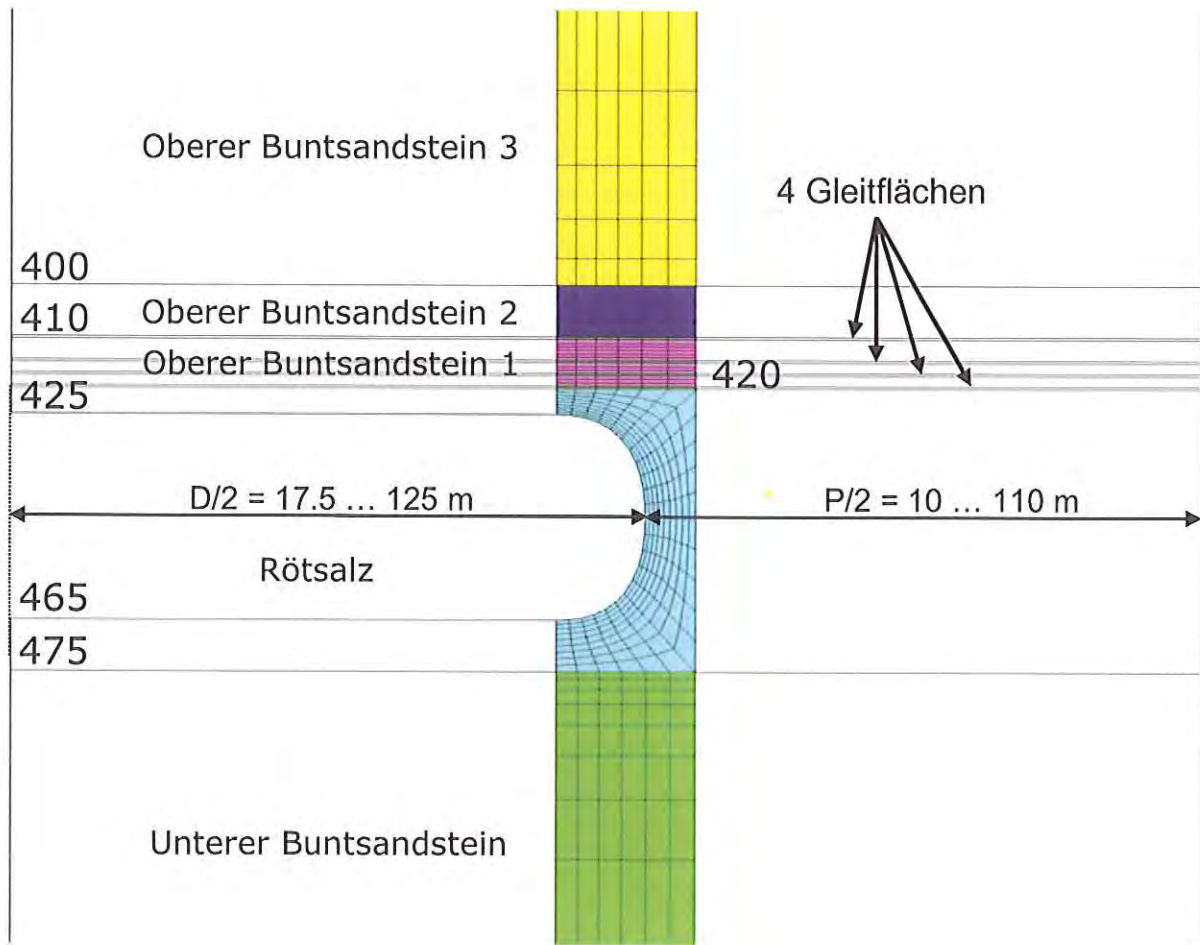


Abbildung 10: Fall 2: Kavernenhöhe 40 m, geklüfteter Anhydrit (Ausschnitt FE-Netz)

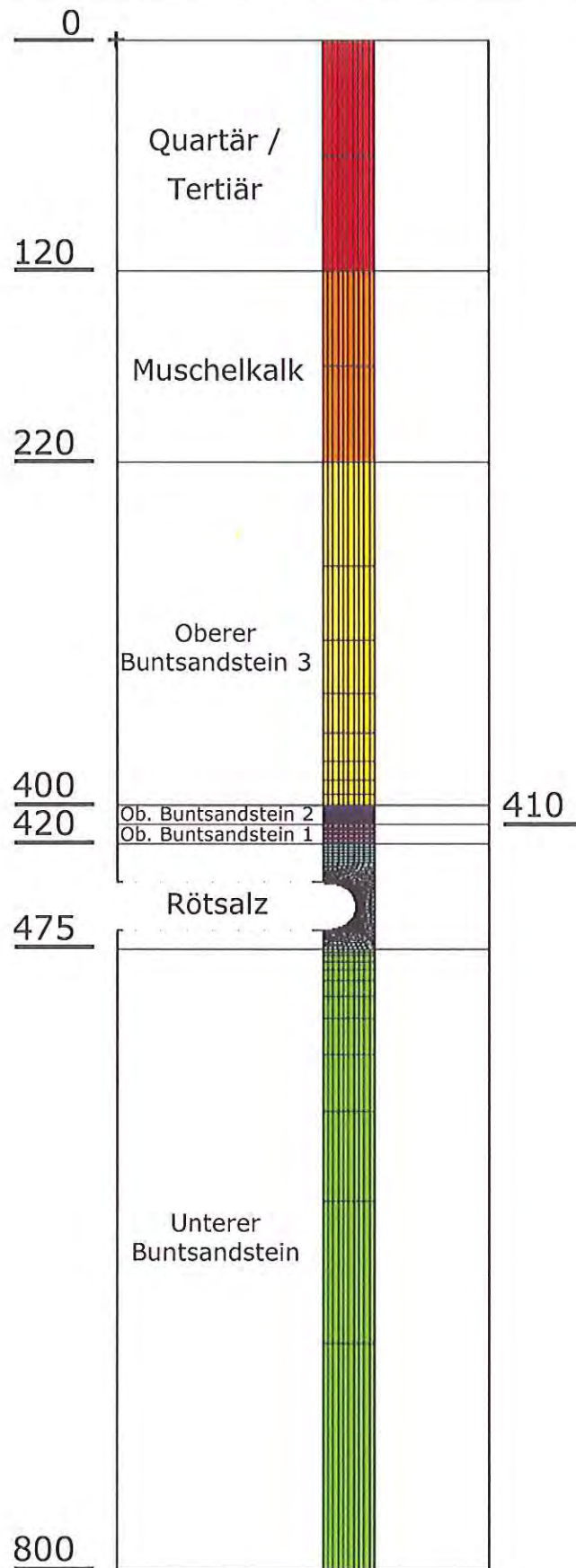


Abbildung 11: Fall 3: Kavernenhöhe 25 m, kompakter Anhydrit (gesamtes FE-Netz)

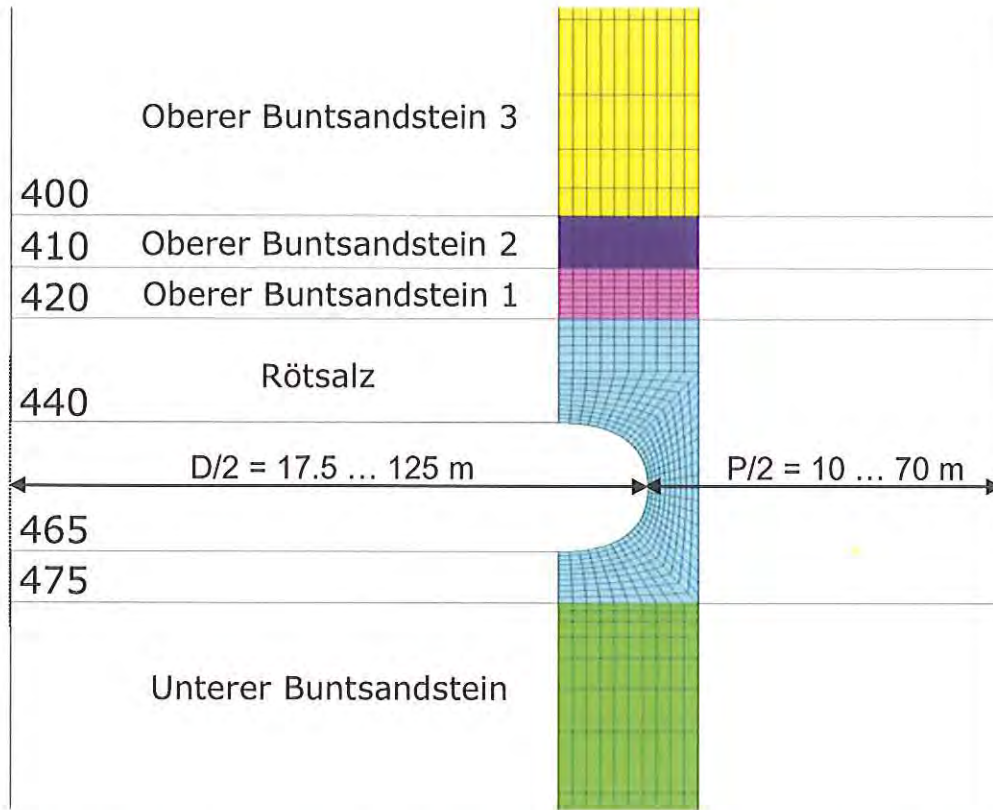


Abbildung 12: Fall 3: Kavernenhöhe 25 m, kompakter Anhydrit (Ausschnitt FE-Netz)

7 Ergebnisse

7.1 Konzept für die Ermittlung der zulässigen Beanspruchung von Pfeilern

Zur Ermittlung der zulässigen Beanspruchung der Pfeiler wurden ausgewählte Varianten mit bestimmten Kombinationen von Kavernendurchmesser und Pfeilerbreite berechnet. Zu bestimmten Zeitpunkten (40, 100 und 200 Jahre) wurden die Ergebnisse jeweils folgendermaßen ausgewertet:

1. Bestimmung des maximalen η -Wertes (Ausnutzungsgrad) im gesamten Rötssalz, also auch im Dachbereich der Kaverne¹,
2. Ermittlung des Maximalwertes der berechneten Festigkeitsüberschreitung im 10 m mächtigen Anhydrit oberhalb des Rötssalzes und
3. Notierung des Kavernendurchmessers, der Pfeilerbreite, des maximalen η -Wertes im Rötssalz und der maximalen Festigkeitsüberschreitung im Anhydrit.

Zur Ermittlung der zulässigen Beanspruchung waren Beanspruchungsgrenzen (Kriterien) zu definieren:

- Für das Rötssalz wurden zunächst drei unterschiedliche η -Werte (25, 30 und 35%) als Beanspruchungsgrenzen gewählt.
- Für den Anhydrit wurde als Kriterium die Bruchgrenze nach dem Drucker-Prager-Kriterium ($F = 0$) angesetzt.
- Anschließend wurden mittels multivariabler Regression P-D-Kurven für das Rötssalz und den Anhydrit bestimmt. Diese P-D-Kurven kennzeichnen diejenigen Kombinationen von Kavernendurchmesser D und Pfeilerbreite P , für die die oben beschriebenen Kriterien gerade erfüllt sind.

¹ Das Maximum der η -Werte tritt i. d. R. im Übergangsbereich Kavernendach / Pfeiler an der Kavernenkontur auf und kennzeichnet punktuell die maximale Beanspruchung. Dies ist nicht zwingend mit einer Überbeanspruchung des gesamten Pfeilers gleichzusetzen, da die Ausnutzungsgrade in anderen Bereichen des Pfeilers i. d. R. wesentlich kleiner sind.

Alternativ könnte ein integraler Ausnutzungsgrad ermittelt werden, indem der Mittelwert der η -Werte z.B. in einem charakteristischen Bereich berechnet wird. Diese Vorgehensweise führt grundsätzlich zu einer günstigeren Bewertung der Pfeilerbeanspruchung und damit auch zu geringeren Mindestpfeilerbreiten.

Die erstgenannte Methode der Verwendung lokaler η -Werte ist daher konservativ.

7.2 Fall 1 (Kavernenhöhe 40 m, kompakter Anhydrit)

7.2.1 P-D-Diagramm

Abbildung 13 zeigt die ermittelten P-D-Kurven ($\eta = 25, 30$ und 35%) für das Rötssalz nach 200 Jahren. Die P-D-Kurven für 40 und 100 Jahre sind aufgrund des quasi stationären Spannungszustandes nahezu identisch und werden deshalb nicht gesondert dargestellt. Im Anhydrit treten keine Überbeanspruchungen auf, so dass die P-D-Kurve für den Anhydrit fehlt. Die für die Regressionsanalyse durchgeführten Kavernendurchmesser-Pfeilerbreiten-Kombinationen sind im Diagramm durch Einzelsymbole gekennzeichnet. Je nach Form und Farbe ergeben sich für die einzelnen Berechnungsvarianten jeweils charakteristische Beanspruchungen, die wie folgt gekennzeichnet sind:

- $\eta < 25\%$ im Rötssalz und kein Anhydritversagen ($F < 0$)
- ▲ $\eta > 25\%$ im Rötssalz und kein Anhydritversagen ($F < 0$)
- ◆ $\eta < 25\%$ im Rötssalz und Anhydritversagen ($F > 0$)
- $\eta > 25\%$ im Rötssalz und Anhydritversagen ($F > 0$)

Für den exemplarisch durch die Pfeile veranschaulichten Fall ($D = 120$ m, $\eta = 30\%$) ergibt sich eine Mindestpfeilerbreite von $P = 68$ m.

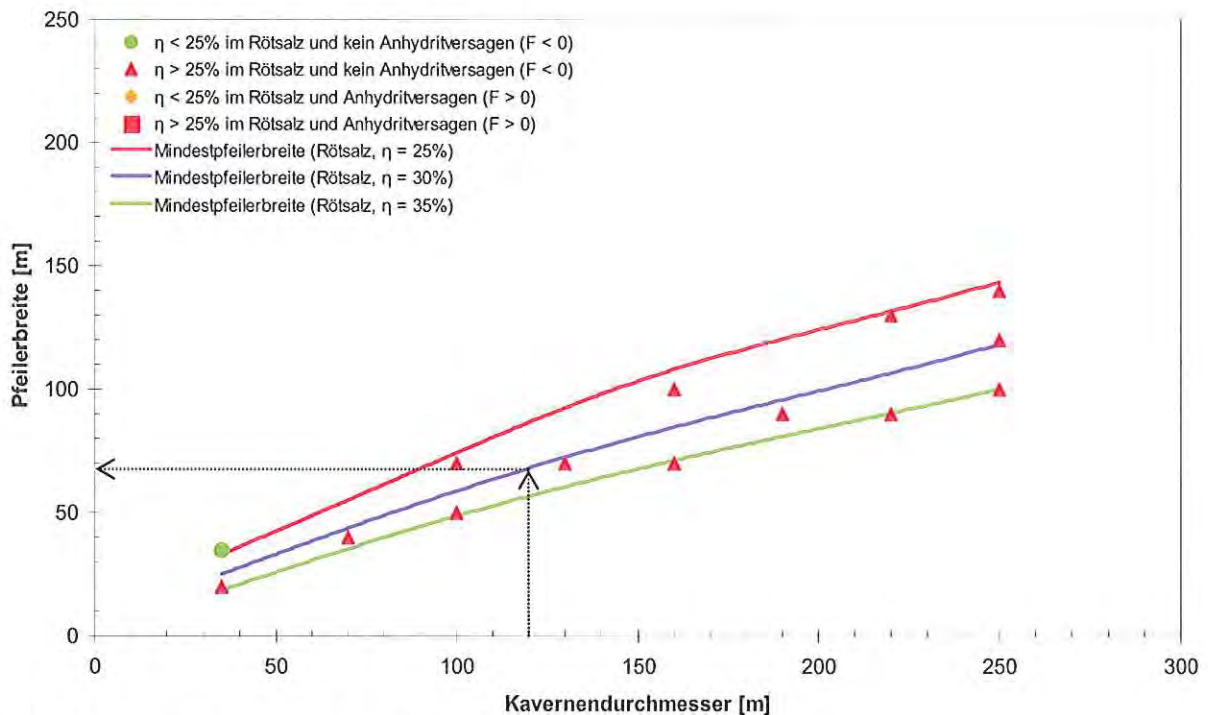


Abbildung 13: Fall 1: P-D-Kurven nach 200 Jahren

7.2.2 Spannungspunkte im Invariantendiagramm

In den Abbildungen 14 bis 18 sind sämtliche Spannungspunkte des Rötosalzes für verschiedene Kavernendurchmesser-Pfeilerbreiten-Kombinationen in Invariantendiagrammen dargestellt. Besonders auffällig ist, dass nahezu sämtliche Spannungspunkte durch Torsionsbeanspruchung gekennzeichnet sind ($-1/3 < m < +1/3$). Die Spannungspunkte, die ausgeprägte Extensions- bzw. Kompressionsbeanspruchung aufweisen, zeichnen sich durch geringe Werte von $\sqrt{II_s}$ aus (< 1 MPa).

Zur Bewertung der Standfestigkeit ist die Kurzzeitfestigkeit nach HUNSCHE, SCHULZE & LANGER (1994) für $m = +1/3$ ebenfalls im Diagramm dargestellt. Der Lode-Parameter von $m = +1/3$ wurde gewählt, da sich daraus für die dargestellten Spannungen mit Lode-Parametern im Bereich von $-1/3 < m < +1/3$ konservativ eine untere Festigkeitskurve ergibt. Nur Spannungspunkte mit Torsionsbeanspruchung ($-1/3 < m < +1/3$) erreichen die aus der Kurzzeitfestigkeit für $m = +1/3$ abgeleiteten η -Kurven. Alle übrigen Spannungspunkte in Extensions- bzw. Kompressionsbeanspruchung bleiben sehr weit entfernt von den η -Kurven für $m = +1/3$ und bedürfen keiner weiteren Überprüfung bzgl. der spezifischen η -Kurven (z. B. für $m = +1$).

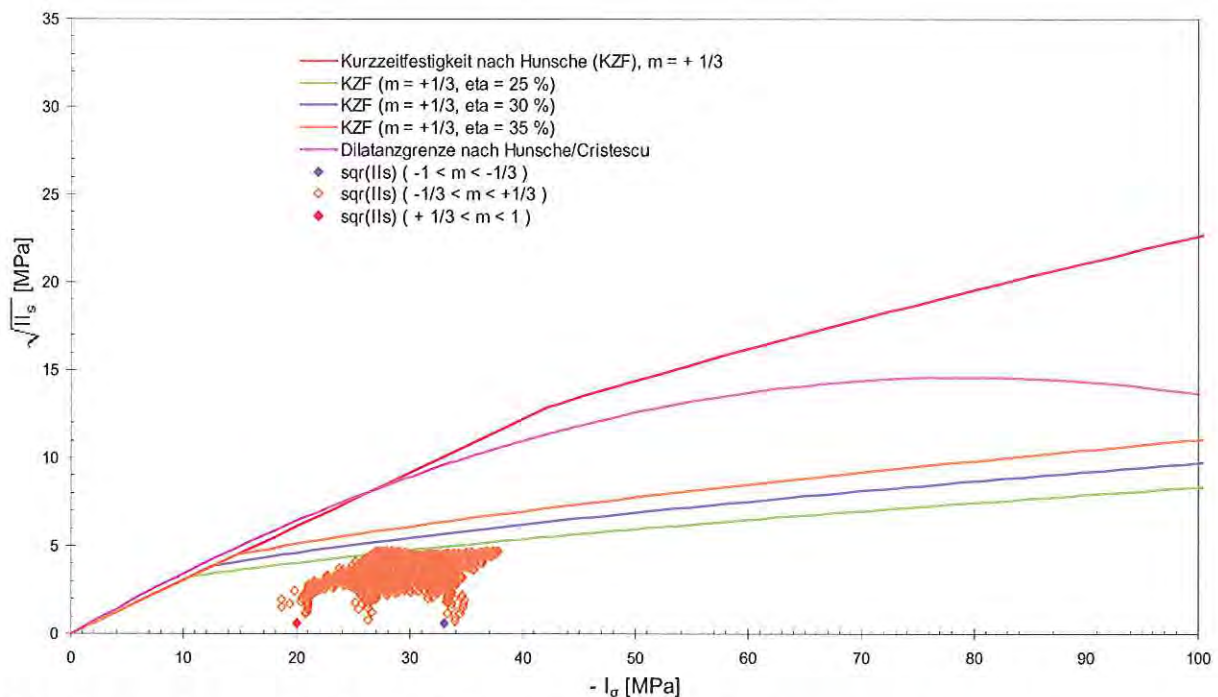


Abbildung 14: Fall 1 (D = 35 m, P = 35 m), Spannungspunkte des Rötosalzes im Invariantendiagramm nach 200 Jahren

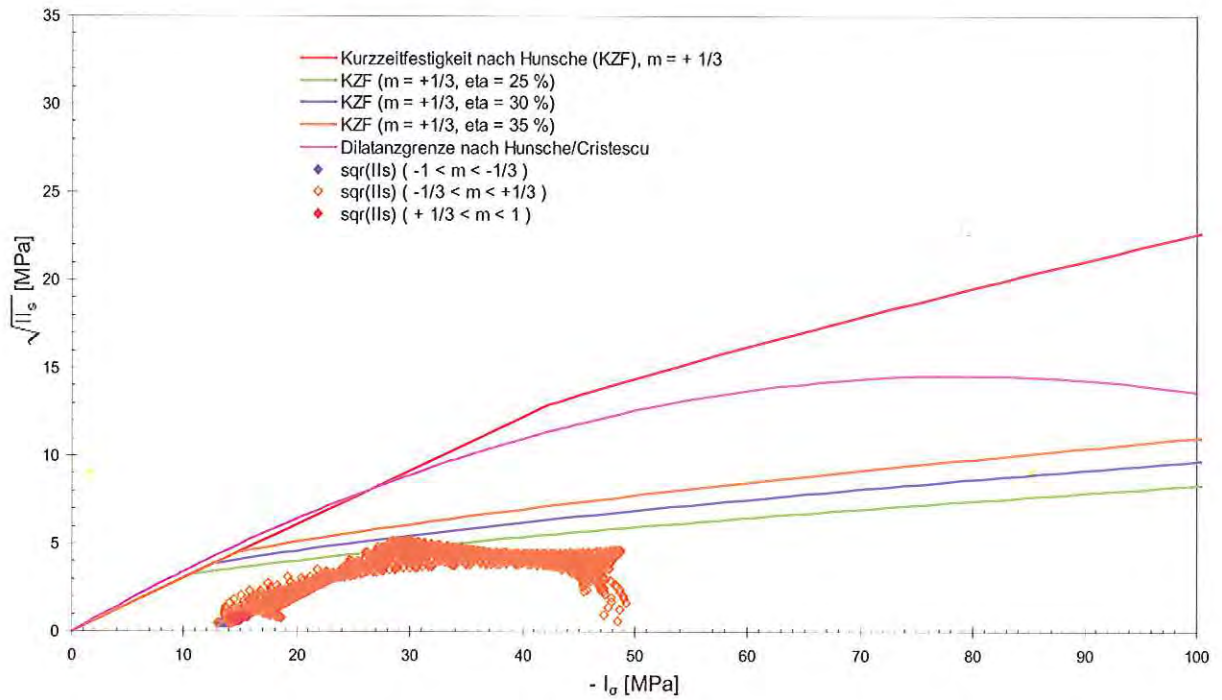


Abbildung 15: Fall 1 (D = 100 m, P = 70 m), Spannungspunkte des Rötssalzes im Invariantendiagramm nach 200 Jahren

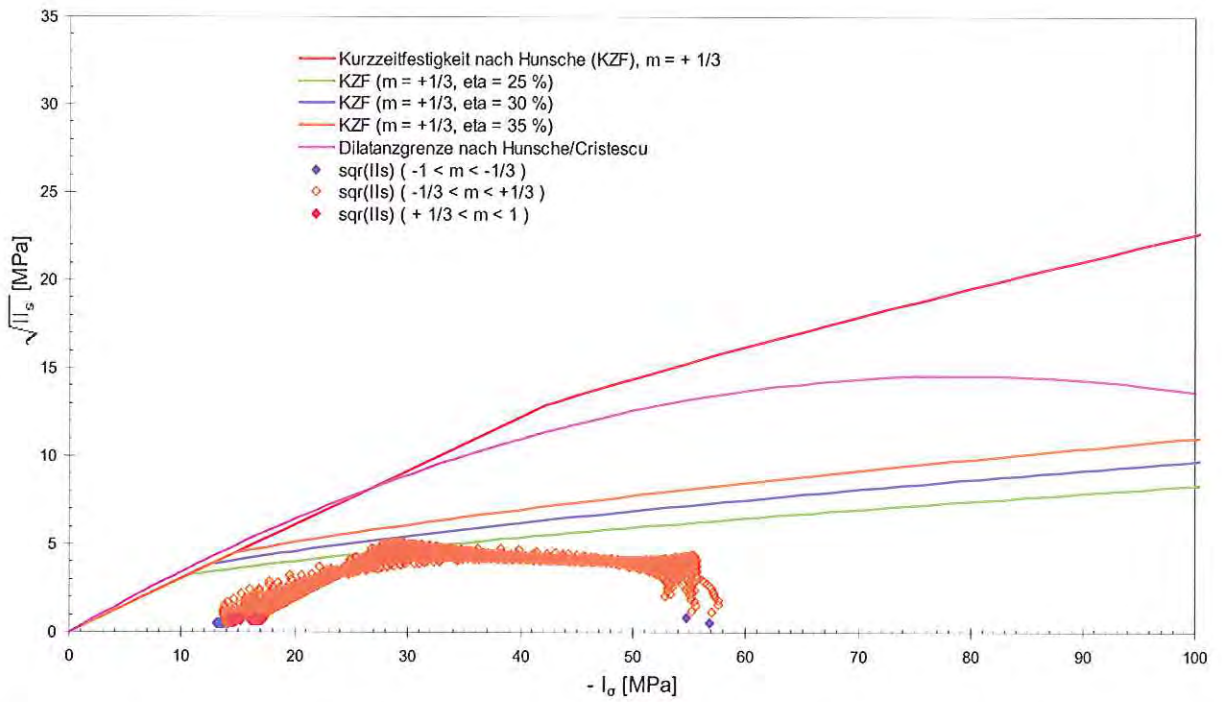


Abbildung 16: Fall 1 (D = 160 m, P = 100 m), Spannungspunkte des Rötssalzes im Invariantendiagramm nach 200 Jahren

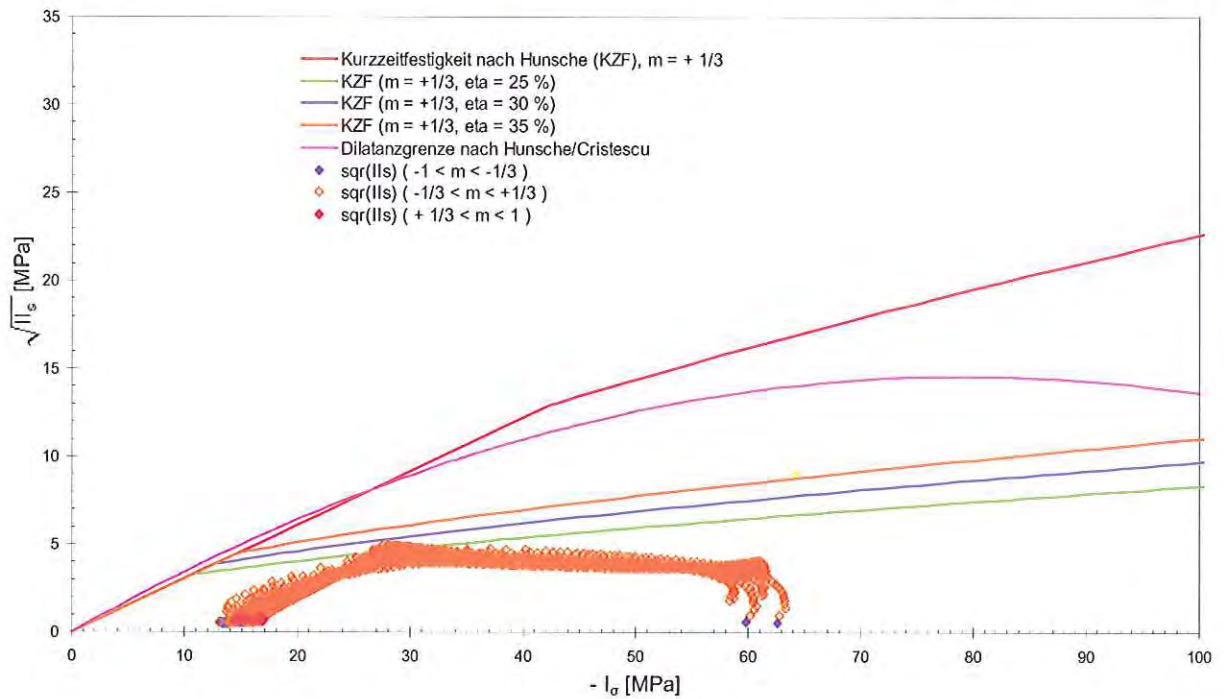


Abbildung 17: Fall 1 (D = 220 m, P = 130 m), Spannungspunkte des Rötosalzes im Invariantendiagramm nach 200 Jahren

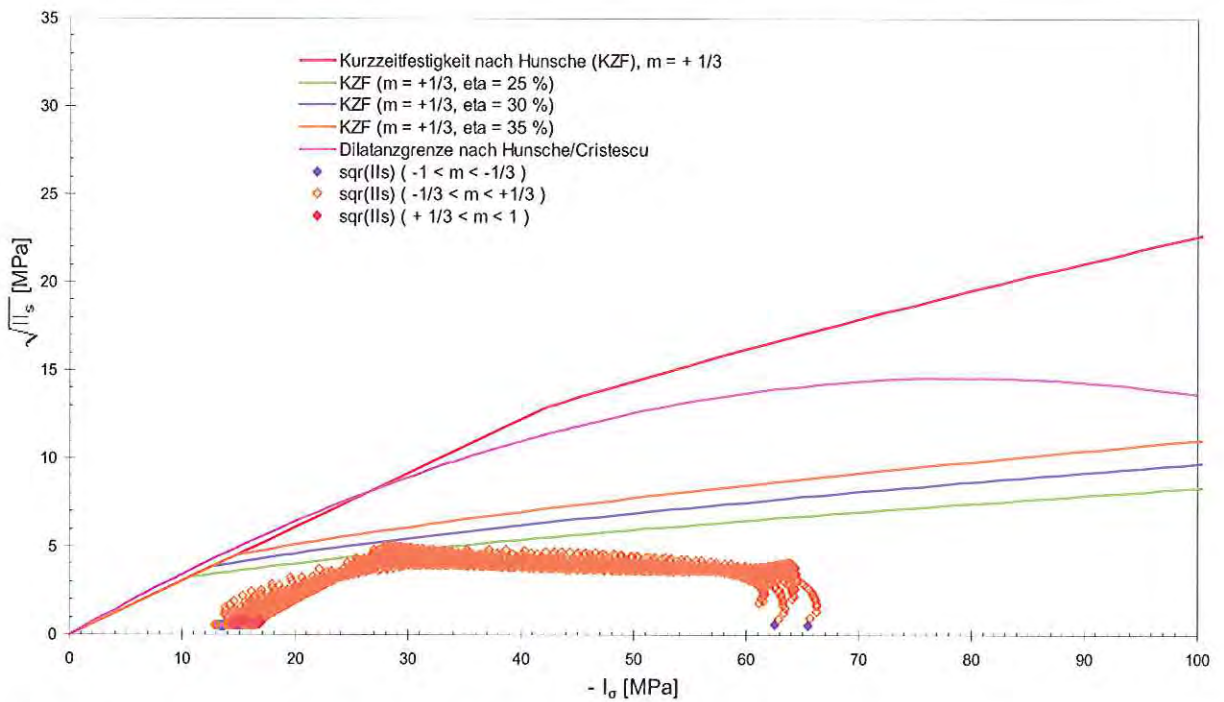


Abbildung 18: Fall 1 (D = 250 m, P = 140 m), Spannungspunkte des Rötosalzes im Invariantendiagramm nach 200 Jahren

7.3 Fall 2 (Kavernenhöhe 40 m, geklüfteter Anhydrit)

7.3.1 P-D-Diagramm

Abbildung 19 zeigt die P-D-Kurven für das Rötsalz ($\eta = 25, 30$ und 35%) sowie die P-D-Kurve für den Anhydrit ($F = 0$) nach 40 Jahren. Eine Überbeanspruchung des Anhydrits tritt über dem Pfeiler an der Oberkante der unteren Anhydritlage auf und fällt durch die spezielle Modellierung der Klüfte sehr ungünstig aus. So wären große Pfeilerbreiten nötig, um hier ein lokales Anhydritversagen auszuschließen. Trotz der Überbeanspruchung des Anhydrits bleibt die Standfestigkeit des Rötsalzpfeilers erhalten. Die beiden oberen Anhydritlagen weisen aufgrund der modellierten dicken und weichen Gleitflächen keine Überbeanspruchung auf. Im Vergleich zu Fall 1 (kompakter Anhydrit, Abbildung 13) ergeben sich nur wenig veränderte P-D-Kurven für das Steinsalz.

Abbildung 20 zeigt die P-D-Kurven für das Rötsalz ($\eta = 25, 30$ und 35%) sowie die P-D-Kurve für den Anhydrit ($F = 0$) nach 100 Jahren. Hier wird deutlich, dass mit fortschreitender Zeit im Anhydrit weitere Spannungen akkumuliert werden und zu einer höheren Beanspruchung führen, so dass nach 100 Jahren noch größere Pfeilerbreiten zur Vermeidung eines Anhydritversagens als für den Zeitpunkt 40 Jahre gewählt werden müssten. Die P-D-Kurven für das Rötsalz ändern sich nicht.

Nach 200 Jahren (Abbildung 21) ergibt sich ebenfalls eine weitere Vergrößerung der Mindestpfeilerbreite durch weiter zunehmende Anhydritbeanspruchung. Die P-D-Kurven für das Rötsalz bleiben unverändert.

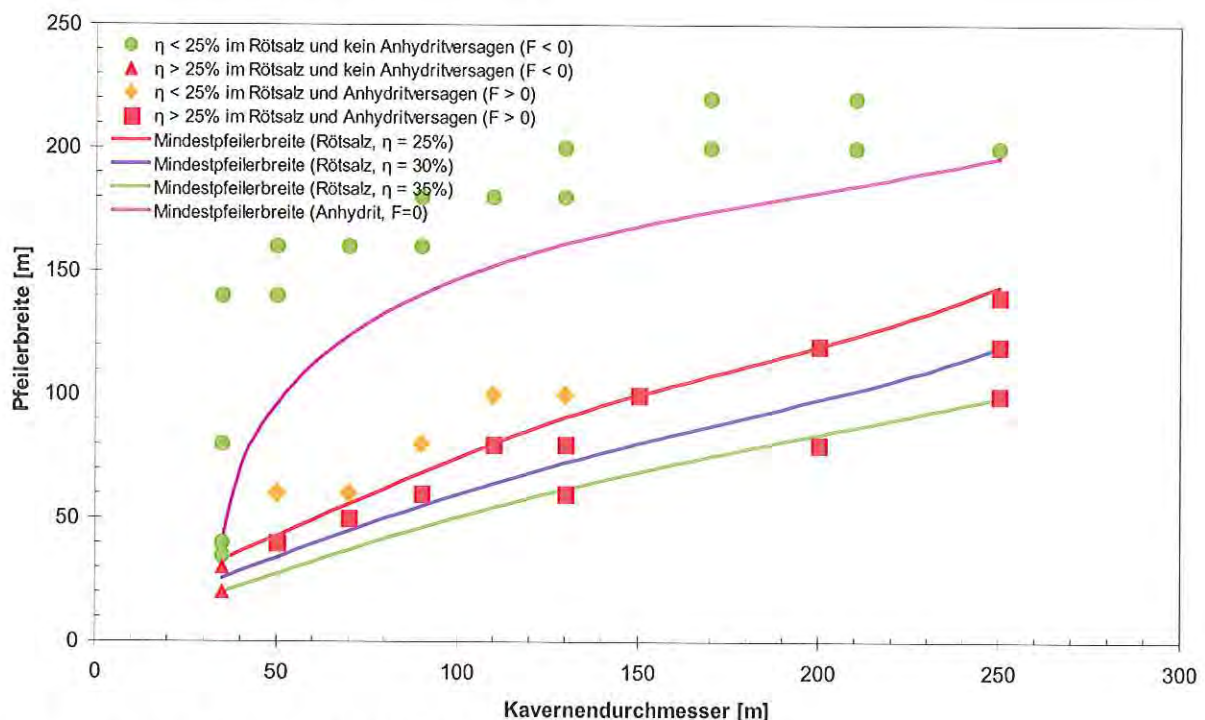


Abbildung 19: Fall 2: P-D-Kurven nach 40 Jahren

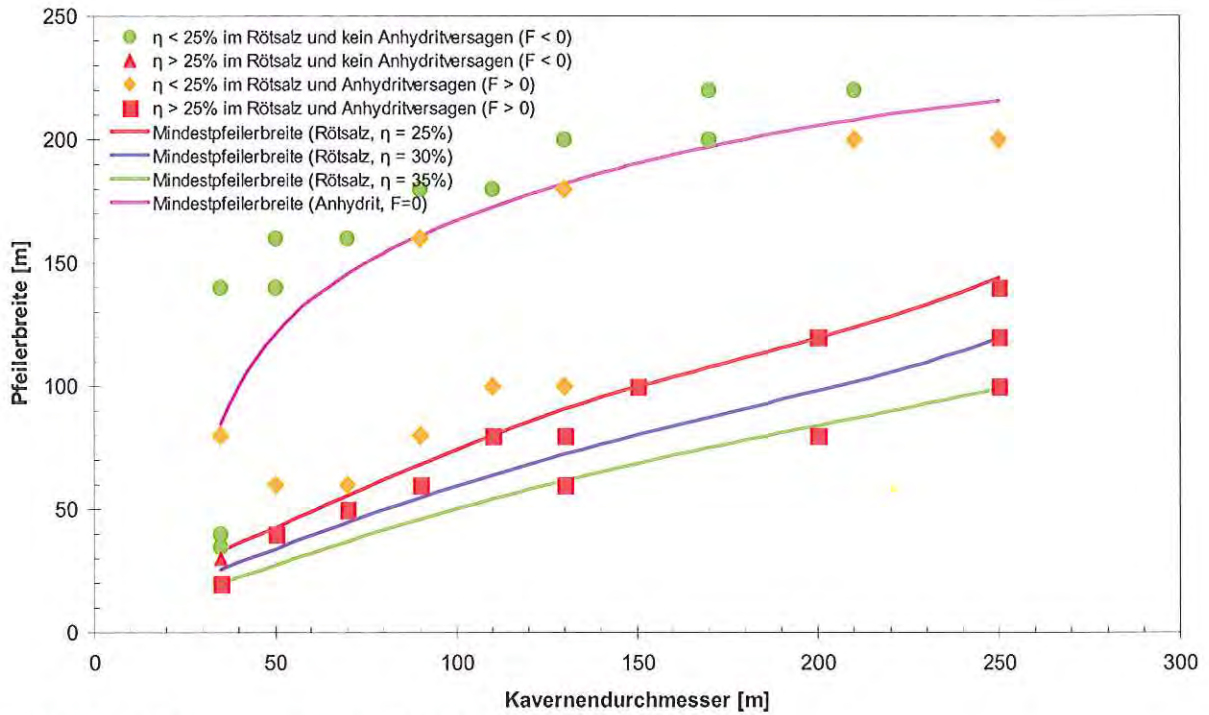


Abbildung 20: Fall 2: P-D-Kurven nach 100 Jahren

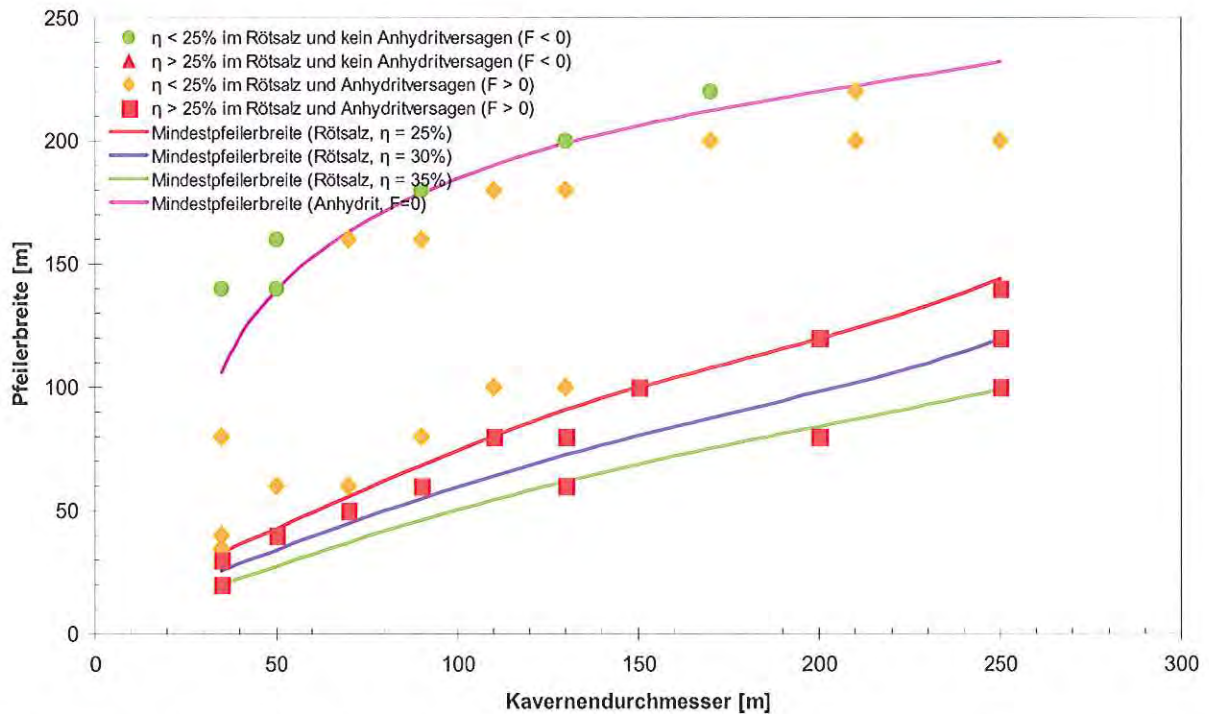


Abbildung 21: Fall 2: P-D-Kurven nach 200 Jahren

7.4 Fall 3 (Kavernenhöhe 25 m, kompakter Anhydrit)

7.4.1 P-D-Diagramm

Abbildung 22 zeigt die ermittelten P-D-Kurven ($\eta = 25, 30$ und 35%) für das Rötssalz nach 200 Jahren. Die P-D-Kurven für 40 und 100 Jahre sind aufgrund des quasi stationären Spannungszustandes nahezu identisch und werden deshalb nicht gesondert dargestellt. Im Anhydrit treten keine Überbeanspruchungen auf, so dass die P-D-Kurve für den Anhydrit fehlt. Die sich aus den P-D-Kurven für das Rötssalz ergebenden Mindestpfeilerbreiten fallen im Vergleich zu Fall 1 (Kavernenhöhe 40 m, kompakter Anhydrit) um ca. 10 bis 20 m geringer aus.

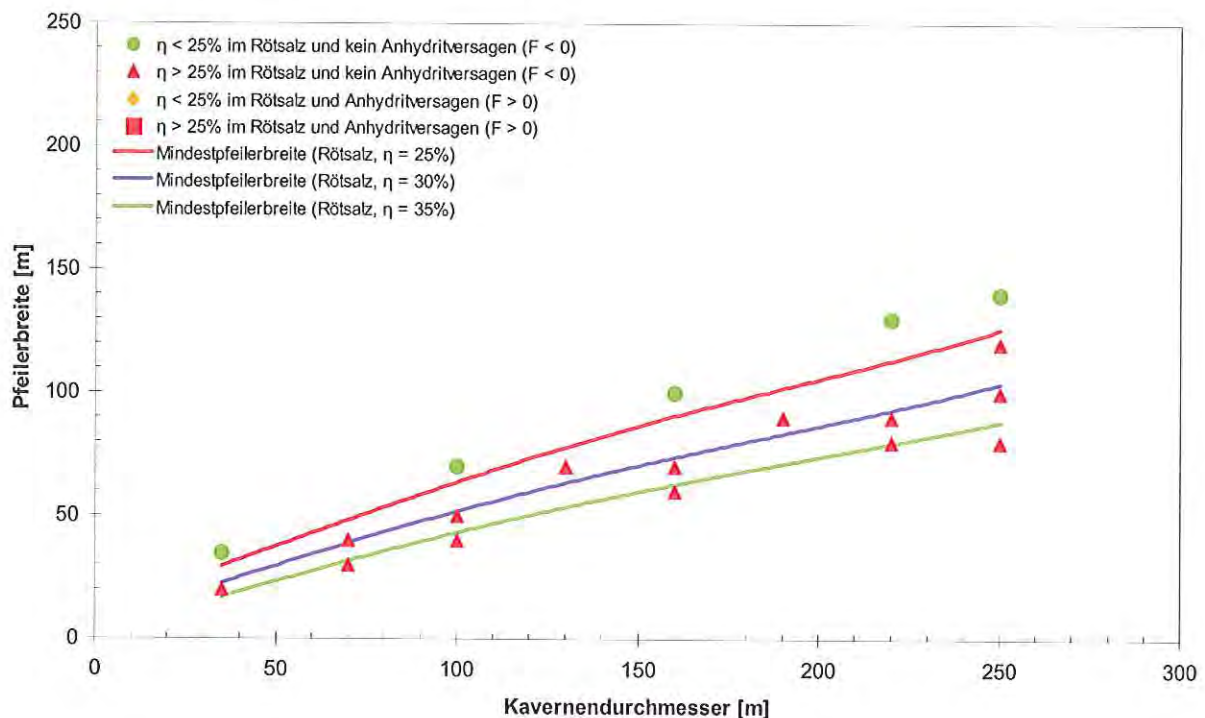


Abbildung 22: Fall 3: P-D-Kurven nach 200 Jahren

7.5 P-D-Tabellen zur Ermittlung der Mindestpfeilerbreiten

In Tabelle 3 sind die zuvor für das Rötssalz ermittelten P-D-Werte für die relevanten Fälle zusammengestellt: Die Mindestpfeilerbreite ist als Funktion des Kavernendurchmessers D ($35 \leq D \leq 250$ m), der Kavernenhöhe H (25 oder 40 m) und des Ausnutzungsgrades η (25, 30 oder 35%) ablesbar. Zusätzlich ist der zugehörige Abbaugrad ψ [%] angegeben, der den Quotienten aus der Kavernengrundfläche und der Gesamtfläche angibt. Bei den hier durchgeführten Berechnungen ergibt sich der Abbaugrad aus dem Kavernendurchmesser D und der Pfeilerbreite P wie folgt:

$$\psi = 100 \cdot D / (D+P) \quad (7.1)$$

Tabelle 3: P-D-Tabelle (Rötsalz, $\eta = 25, 30$ und 35%), Kavernenhöhe 40 oder 25 m, kompakter Anhydrit

Durchmesser [m]	Kavernenhöhe 40 m						Kavernenhöhe 25 m					
	$\eta=25\%$		$\eta=30\%$		$\eta=35\%$		$\eta=25\%$		$\eta=30\%$		$\eta=35\%$	
	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]
35	33.1	51.4	25.1	58.2	18.5	65.4	29.6	54.2	22.6	60.8	16.7	67.6
36	33.7	51.6	25.6	58.4	19.0	65.4	30.1	54.5	23.1	60.9	17.2	67.7
37	34.4	51.8	26.2	58.6	19.5	65.4	30.6	54.7	23.6	61.1	17.6	67.7
38	35.0	52.1	26.7	58.7	20.0	65.5	31.2	54.9	24.0	61.2	18.1	67.8
39	35.6	52.3	27.3	58.8	20.5	65.5	31.7	55.2	24.5	61.4	18.5	67.8
40	36.2	52.5	27.8	59.0	21.0	65.5	32.2	55.4	25.0	61.5	19.0	67.8
41	36.9	52.7	28.4	59.1	21.5	65.6	32.8	55.6	25.5	61.7	19.4	67.9
42	37.5	52.8	28.9	59.2	22.0	65.6	33.3	55.8	26.0	61.8	19.8	67.9
43	38.1	53.0	29.4	59.4	22.5	65.6	33.9	55.9	26.4	61.9	20.3	68.0
44	38.7	53.2	30.0	59.5	23.0	65.7	34.4	56.1	26.9	62.1	20.7	68.0
45	39.4	53.3	30.5	59.6	23.5	65.7	34.9	56.3	27.4	62.2	21.1	68.0
46	40.0	53.5	31.1	59.7	24.0	65.7	35.5	56.5	27.9	62.3	21.6	68.1
47	40.6	53.6	31.6	59.8	24.5	65.8	36.0	56.6	28.3	62.4	22.0	68.1
48	41.2	53.8	32.1	59.9	24.9	65.8	36.5	56.8	28.8	62.5	22.4	68.2
49	41.9	53.9	32.7	60.0	25.4	65.8	37.1	56.9	29.3	62.6	22.9	68.2
50	42.5	54.1	33.2	60.1	25.9	65.9	37.6	57.1	29.7	62.7	23.3	68.2
51	43.1	54.2	33.7	60.2	26.4	65.9	38.2	57.2	30.2	62.8	23.7	68.3
52	43.8	54.3	34.3	60.3	26.9	65.9	38.7	57.3	30.7	62.9	24.1	68.3
53	44.4	54.4	34.8	60.4	27.4	66.0	39.2	57.5	31.1	63.0	24.6	68.3
54	45.0	54.5	35.3	60.4	27.8	66.0	39.8	57.6	31.6	63.1	25.0	68.4
55	45.6	54.6	35.9	60.5	28.3	66.0	40.3	57.7	32.1	63.2	25.4	68.4
56	46.3	54.8	36.4	60.6	28.8	66.0	40.8	57.8	32.5	63.3	25.8	68.4
57	46.9	54.9	36.9	60.7	29.3	66.1	41.4	58.0	33.0	63.3	26.3	68.5
58	47.5	55.0	37.5	60.8	29.7	66.1	41.9	58.1	33.5	63.4	26.7	68.5
59	48.2	55.1	38.0	60.8	30.2	66.1	42.4	58.2	33.9	63.5	27.1	68.5
60	48.8	55.1	38.5	60.9	30.7	66.2	43.0	58.3	34.4	63.6	27.5	68.6
61	49.4	55.2	39.0	61.0	31.2	66.2	43.5	58.4	34.8	63.6	27.9	68.6
62	50.1	55.3	39.6	61.0	31.6	66.2	44.0	58.5	35.3	63.7	28.3	68.6
63	50.7	55.4	40.1	61.1	32.1	66.2	44.5	58.6	35.8	63.8	28.8	68.7
64	51.3	55.5	40.6	61.2	32.6	66.3	45.1	58.7	36.2	63.9	29.2	68.7
65	52.0	55.6	41.1	61.2	33.0	66.3	45.6	58.8	36.7	63.9	29.6	68.7
66	52.6	55.7	41.7	61.3	33.5	66.3	46.1	58.9	37.1	64.0	30.0	68.8
67	53.2	55.7	42.2	61.4	34.0	66.4	46.7	58.9	37.6	64.1	30.4	68.8
68	53.9	55.8	42.7	61.4	34.4	66.4	47.2	59.0	38.0	64.1	30.8	68.8
69	54.5	55.9	43.2	61.5	34.9	66.4	47.7	59.1	38.5	64.2	31.2	68.9
70	55.1	55.9	43.7	61.5	35.4	66.4	48.2	59.2	38.9	64.3	31.6	68.9
71	55.8	56.0	44.3	61.6	35.8	66.5	48.8	59.3	39.4	64.3	32.0	68.9
72	56.4	56.1	44.8	61.7	36.3	66.5	49.3	59.4	39.8	64.4	32.4	68.9
73	57.0	56.1	45.3	61.7	36.7	66.5	49.8	59.4	40.3	64.5	32.8	69.0
74	57.7	56.2	45.8	61.8	37.2	66.6	50.3	59.5	40.7	64.5	33.2	69.0
75	58.3	56.3	46.3	61.8	37.6	66.6	50.9	59.6	41.1	64.6	33.6	69.0
76	58.9	56.3	46.8	61.9	38.1	66.6	51.4	59.7	41.6	64.6	34.0	69.1
77	59.6	56.4	47.3	61.9	38.5	66.6	51.9	59.7	42.0	64.7	34.4	69.1
78	60.2	56.4	47.9	62.0	39.0	66.7	52.4	59.8	42.5	64.7	34.8	69.1
79	60.8	56.5	48.4	62.0	39.4	66.7	52.9	59.9	42.9	64.8	35.2	69.2
80	61.5	56.5	48.9	62.1	39.9	66.7	53.5	59.9	43.3	64.9	35.6	69.2
81	62.1	56.6	49.4	62.1	40.3	66.8	54.0	60.0	43.8	64.9	36.0	69.2
82	62.8	56.6	49.9	62.2	40.8	66.8	54.5	60.1	44.2	65.0	36.4	69.3
83	63.4	56.7	50.4	62.2	41.2	66.8	55.0	60.1	44.6	65.0	36.8	69.3
84	64.0	56.7	50.9	62.3	41.7	66.8	55.5	60.2	45.1	65.1	37.2	69.3
85	64.7	56.8	51.4	62.3	42.1	66.9	56.0	60.3	45.5	65.1	37.5	69.4
86	65.3	56.8	51.9	62.4	42.6	66.9	56.6	60.3	45.9	65.2	37.9	69.4
87	65.9	56.9	52.4	62.4	43.0	66.9	57.1	60.4	46.4	65.2	38.3	69.4
88	66.6	56.9	52.9	62.5	43.4	67.0	57.6	60.4	46.8	65.3	38.7	69.5
89	67.2	57.0	53.4	62.5	43.9	67.0	58.1	60.5	47.2	65.3	39.1	69.5

Tabelle 3 (Forts.): P-D-Tabelle (Rötsalz, $\eta = 25, 30$ und 35%), Kavernenhöhe 40 oder 25 m, kompakter Anhydrit

Durchmesser [m]	Kavernenhöhe 40 m						Kavernenhöhe 25 m					
	$\eta=25\%$		$\eta=30\%$		$\eta=35\%$		$\eta=25\%$		$\eta=30\%$		$\eta=35\%$	
	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]
101	74.8	57.4	59.2	63.0	49.0	67.3	64.2	61.2	52.2	65.9	43.5	69.9
102	75.5	57.5	59.7	63.1	49.4	67.4	64.6	61.2	52.6	66.0	43.9	69.9
103	76.1	57.5	60.2	63.1	49.8	67.4	65.1	61.3	53.0	66.0	44.3	69.9
104	76.7	57.5	60.7	63.2	50.2	67.4	65.6	61.3	53.4	66.1	44.6	70.0
105	77.3	57.6	61.1	63.2	50.7	67.5	66.1	61.4	53.8	66.1	45.0	70.0
106	78.0	57.6	61.6	63.2	51.1	67.5	66.6	61.4	54.2	66.2	45.3	70.0
107	78.6	57.7	62.1	63.3	51.5	67.5	67.1	61.5	54.6	66.2	45.7	70.1
108	79.2	57.7	62.5	63.3	51.9	67.5	67.6	61.5	55.0	66.2	46.1	70.1
109	79.8	57.7	63.0	63.4	52.3	67.6	68.1	61.6	55.4	66.3	46.4	70.1
110	80.5	57.8	63.5	63.4	52.7	67.6	68.6	61.6	55.8	66.3	46.8	70.2
111	81.1	57.8	63.9	63.5	53.1	67.6	69.1	61.6	56.2	66.4	47.1	70.2
112	81.7	57.8	64.4	63.5	53.5	67.7	69.5	61.7	56.6	66.4	47.5	70.2
113	82.3	57.9	64.9	63.5	53.9	67.7	70.0	61.7	57.0	66.5	47.8	70.3
114	82.9	57.9	65.3	63.6	54.3	67.7	70.5	61.8	57.4	66.5	48.2	70.3
115	83.6	57.9	65.8	63.6	54.7	67.8	71.0	61.8	57.8	66.6	48.5	70.3
116	84.2	57.9	66.2	63.7	55.1	67.8	71.5	61.9	58.2	66.6	48.8	70.4
117	84.8	58.0	66.7	63.7	55.5	67.8	71.9	61.9	58.6	66.6	49.2	70.4
118	85.4	58.0	67.1	63.7	55.9	67.9	72.4	62.0	58.9	66.7	49.5	70.4
119	86.0	58.0	67.6	63.8	56.3	67.9	72.9	62.0	59.3	66.7	49.9	70.5
120	86.6	58.1	68.0	63.8	56.7	67.9	73.3	62.1	59.7	66.8	50.2	70.5
121	87.2	58.1	68.5	63.9	57.1	68.0	73.8	62.1	60.1	66.8	50.5	70.5
122	87.8	58.1	68.9	63.9	57.5	68.0	74.3	62.2	60.5	66.9	50.9	70.6
123	88.4	58.2	69.4	63.9	57.8	68.0	74.7	62.2	60.8	66.9	51.2	70.6
124	89.0	58.2	69.8	64.0	58.2	68.0	75.2	62.2	61.2	66.9	51.6	70.6
125	89.6	58.2	70.3	64.0	58.6	68.1	75.7	62.3	61.6	67.0	51.9	70.7
126	90.2	58.3	70.7	64.1	59.0	68.1	76.1	62.3	62.0	67.0	52.2	70.7
127	90.8	58.3	71.1	64.1	59.4	68.1	76.6	62.4	62.3	67.1	52.5	70.7
128	91.4	58.4	71.6	64.1	59.8	68.2	77.0	62.4	62.7	67.1	52.9	70.8
129	91.9	58.4	72.0	64.2	60.1	68.2	77.5	62.5	63.1	67.2	53.2	70.8
130	92.5	58.4	72.4	64.2	60.5	68.2	78.0	62.5	63.4	67.2	53.5	70.8
131	93.1	58.5	72.9	64.3	60.9	68.3	78.4	62.6	63.8	67.2	53.9	70.9
132	93.7	58.5	73.3	64.3	61.3	68.3	78.9	62.6	64.2	67.3	54.2	70.9
133	94.2	58.5	73.7	64.3	61.6	68.3	79.3	62.6	64.5	67.3	54.5	70.9
134	94.8	58.6	74.2	64.4	62.0	68.4	79.7	62.7	64.9	67.4	54.8	71.0
135	95.4	58.6	74.6	64.4	62.4	68.4	80.2	62.7	65.3	67.4	55.1	71.0
136	95.9	58.6	75.0	64.5	62.7	68.4	80.6	62.8	65.6	67.5	55.5	71.0
137	96.5	58.7	75.4	64.5	63.1	68.5	81.1	62.8	66.0	67.5	55.8	71.1
138	97.0	58.7	75.8	64.5	63.5	68.5	81.5	62.9	66.3	67.5	56.1	71.1
139	97.6	58.8	76.3	64.6	63.8	68.5	81.9	62.9	66.7	67.6	56.4	71.1
140	98.1	58.8	76.7	64.6	64.2	68.6	82.4	63.0	67.0	67.6	56.7	71.2
141	98.6	58.8	77.1	64.7	64.6	68.6	82.8	63.0	67.4	67.7	57.0	71.2
142	99.2	58.9	77.5	64.7	64.9	68.6	83.2	63.0	67.8	67.7	57.4	71.2
143	99.7	58.9	77.9	64.7	65.3	68.7	83.7	63.1	68.1	67.7	57.7	71.3
144	100.2	59.0	78.3	64.8	65.7	68.7	84.1	63.1	68.5	67.8	58.0	71.3
145	100.7	59.0	78.7	64.8	66.0	68.7	84.5	63.2	68.8	67.8	58.3	71.3
146	101.3	59.0	79.1	64.8	66.4	68.7	84.9	63.2	69.1	67.9	58.6	71.4
147	101.8	59.1	79.6	64.9	66.7	68.8	85.4	63.3	69.5	67.9	58.9	71.4
148	102.3	59.1	80.0	64.9	67.1	68.8	85.8	63.3	69.8	67.9	59.2	71.4
149	102.8	59.2	80.4	65.0	67.4	68.8	86.2	63.4	70.2	68.0	59.5	71.5
150	103.3	59.2	80.8	65.0	67.8	68.9	86.6	63.4	70.5	68.0	59.8	71.5
151	103.8	59.3	81.2	65.0	68.1	68.9	87.0	63.4	70.9	68.1	60.1	71.5
152	104.3	59.3	81.6	65.1	68.5	68.9	87.4	63.5	71.2	68.1	60.4	71.6
153	104.8	59.4	82.0	65.1	68.8	69.0	87.8	63.5	71.5	68.1	60.7	71.6
154	105.3	59.4	82.4	65.2	69.2	69.0	88.2	63.6	71.9	68.2	61.0	71.6
155	105.7	59.4	82.7	65.2	69.5	69.0	88.7	63.6	72.2	68.2	61.3	71.7

Tabelle 3 (Forts.): P-D-Tabelle (Rötsalz, $\eta = 25, 30$ und 35%), Kavernenhöhe 40 oder 25 m, kompakter Anhydrit

Durchmesser [m]	Kavernenhöhe 40 m						Kavernenhöhe 25 m					
	$\eta=25\%$		$\eta=30\%$		$\eta=35\%$		$\eta=25\%$		$\eta=30\%$		$\eta=35\%$	
	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]
167	111.2	60.0	87.4	65.7	73.6	69.4	93.4	64.1	76.2	68.7	64.8	72.0
168	111.6	60.1	87.7	65.7	73.9	69.4	93.8	64.2	76.5	68.7	65.1	72.1
169	112.1	60.1	88.1	65.7	74.2	69.5	94.2	64.2	76.8	68.7	65.4	72.1
170	112.5	60.2	88.5	65.8	74.6	69.5	94.6	64.3	77.2	68.8	65.7	72.1
171	112.9	60.2	88.9	65.8	74.9	69.5	94.9	64.3	77.5	68.8	66.0	72.2
172	113.3	60.3	89.2	65.8	75.2	69.6	95.3	64.3	77.8	68.9	66.3	72.2
173	113.7	60.3	89.6	65.9	75.5	69.6	95.7	64.4	78.1	68.9	66.5	72.2
174	114.2	60.4	90.0	65.9	75.9	69.6	96.1	64.4	78.5	68.9	66.8	72.3
175	114.6	60.4	90.4	65.9	76.2	69.7	96.5	64.5	78.8	69.0	67.1	72.3
176	115.0	60.5	90.7	66.0	76.5	69.7	96.8	64.5	79.1	69.0	67.4	72.3
177	115.4	60.5	91.1	66.0	76.8	69.7	97.2	64.5	79.4	69.0	67.7	72.3
178	115.8	60.6	91.5	66.1	77.2	69.8	97.6	64.6	79.7	69.1	67.9	72.4
179	116.2	60.6	91.8	66.1	77.5	69.8	98.0	64.6	80.0	69.1	68.2	72.4
180	116.6	60.7	92.2	66.1	77.8	69.8	98.3	64.7	80.4	69.1	68.5	72.4
181	117.0	60.7	92.6	66.2	78.1	69.8	98.7	64.7	80.7	69.2	68.8	72.5
182	117.4	60.8	92.9	66.2	78.5	69.9	99.1	64.8	81.0	69.2	69.1	72.5
183	117.8	60.8	93.3	66.2	78.8	69.9	99.4	64.8	81.3	69.2	69.3	72.5
184	118.2	60.9	93.7	66.3	79.1	69.9	99.8	64.8	81.6	69.3	69.6	72.5
185	118.6	60.9	94.0	66.3	79.4	70.0	100.2	64.9	82.0	69.3	69.9	72.6
186	118.9	61.0	94.4	66.3	79.7	70.0	100.6	64.9	82.3	69.3	70.2	72.6
187	119.3	61.0	94.7	66.4	80.0	70.0	100.9	64.9	82.6	69.4	70.5	72.6
188	119.7	61.1	95.1	66.4	80.4	70.1	101.3	65.0	82.9	69.4	70.7	72.7
189	120.1	61.1	95.5	66.4	80.7	70.1	101.7	65.0	83.2	69.4	71.0	72.7
190	120.5	61.2	95.8	66.5	81.0	70.1	102.0	65.1	83.5	69.5	71.3	72.7
191	120.9	61.2	96.2	66.5	81.3	70.1	102.4	65.1	83.9	69.5	71.6	72.7
192	121.2	61.3	96.5	66.5	81.6	70.2	102.8	65.1	84.2	69.5	71.8	72.8
193	121.6	61.3	96.9	66.6	81.9	70.2	103.1	65.2	84.5	69.6	72.1	72.8
194	122.0	61.4	97.3	66.6	82.3	70.2	103.5	65.2	84.8	69.6	72.4	72.8
195	122.4	61.4	97.6	66.6	82.6	70.3	103.9	65.2	85.1	69.6	72.7	72.9
196	122.7	61.5	98.0	66.7	82.9	70.3	104.2	65.3	85.4	69.6	72.9	72.9
197	123.1	61.5	98.3	66.7	83.2	70.3	104.6	65.3	85.7	69.7	73.2	72.9
198	123.5	61.6	98.7	66.7	83.5	70.3	105.0	65.4	86.1	69.7	73.5	72.9
199	123.9	61.6	99.0	66.8	83.8	70.4	105.3	65.4	86.4	69.7	73.7	73.0
200	124.2	61.7	99.4	66.8	84.1	70.4	105.7	65.4	86.7	69.8	74.0	73.0
201	124.6	61.7	99.8	66.8	84.4	70.4	106.1	65.5	87.0	69.8	74.3	73.0
202	125.0	61.8	100.1	66.9	84.8	70.4	106.5	65.5	87.3	69.8	74.6	73.0
203	125.4	61.8	100.5	66.9	85.1	70.5	106.8	65.5	87.6	69.8	74.8	73.1
204	125.7	61.9	100.8	66.9	85.4	70.5	107.2	65.6	88.0	69.9	75.1	73.1
205	126.1	61.9	101.2	67.0	85.7	70.5	107.6	65.6	88.3	69.9	75.4	73.1
206	126.5	62.0	101.6	67.0	86.0	70.5	107.9	65.6	88.6	69.9	75.7	73.1
207	126.8	62.0	101.9	67.0	86.3	70.6	108.3	65.6	88.9	70.0	75.9	73.2
208	127.2	62.1	102.3	67.0	86.6	70.6	108.7	65.7	89.2	70.0	76.2	73.2
209	127.6	62.1	102.6	67.1	86.9	70.6	109.1	65.7	89.6	70.0	76.5	73.2
210	128.0	62.1	103.0	67.1	87.3	70.6	109.4	65.7	89.9	70.0	76.8	73.2
211	128.3	62.2	103.4	67.1	87.6	70.7	109.8	65.8	90.2	70.1	77.0	73.3
212	128.7	62.2	103.7	67.1	87.9	70.7	110.2	65.8	90.5	70.1	77.3	73.3
213	129.1	62.3	104.1	67.2	88.2	70.7	110.6	65.8	90.9	70.1	77.6	73.3
214	129.4	62.3	104.4	67.2	88.5	70.7	110.9	65.9	91.2	70.1	77.9	73.3
215	129.8	62.4	104.8	67.2	88.8	70.8	111.3	65.9	91.5	70.1	78.1	73.3
216	130.2	62.4	105.2	67.3	89.1	70.8	111.7	65.9	91.8	70.2	78.4	73.4
217	130.6	62.4	105.5	67.3	89.4	70.8	112.1	65.9	92.2	70.2	78.7	73.4
218	130.9	62.5	105.9	67.3	89.8	70.8	112.5	66.0	92.5	70.2	79.0	73.4
219	131.3	62.5	106.3	67.3	90.1	70.9	112.9	66.0	92.8	70.2	79.2	73.4
220	131.7	62.6	106.6	67.4	90.4	70.9	113.3	66.0	93.2	70.3	79.5	73.5
221	132.1	62.6	107.0	67.4	90.7	70.9	113.6	66.0	93.5	70.3	79.8	73.5

Tabelle 3 (Forts.): P-D-Tabelle (Rötsalz, $\eta = 25, 30$ und 35%), Kavernenhöhe 40 oder 25 m, kompakter Anhydrit

Durchmesser [m]	Kavernenhöhe 40 m						Kavernenhöhe 25 m					
	$\eta=25\%$		$\eta=30\%$		$\eta=35\%$		$\eta=25\%$		$\eta=30\%$		$\eta=35\%$	
	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]	Pfeiler- breite [m]	Abbau- grad [%]
233	136.7	63.0	111.5	67.6	94.5	71.1	118.5	66.3	97.6	70.5	83.2	73.7
234	137.1	63.1	111.9	67.6	94.8	71.2	118.9	66.3	98.0	70.5	83.5	73.7
235	137.5	63.1	112.3	67.7	95.2	71.2	119.3	66.3	98.3	70.5	83.8	73.7
236	137.9	63.1	112.7	67.7	95.5	71.2	119.7	66.3	98.7	70.5	84.1	73.7
237	138.3	63.2	113.1	67.7	95.8	71.2	120.1	66.4	99.0	70.5	84.4	73.7
238	138.7	63.2	113.5	67.7	96.1	71.2	120.6	66.4	99.4	70.5	84.7	73.8
239	139.1	63.2	113.9	67.7	96.5	71.2	121.0	66.4	99.8	70.6	85.0	73.8
240	139.5	63.2	114.3	67.7	96.8	71.3	121.4	66.4	100.1	70.6	85.3	73.8
241	139.9	63.3	114.7	67.8	97.1	71.3	121.9	66.4	100.5	70.6	85.5	73.8
242	140.3	63.3	115.1	67.8	97.5	71.3	122.3	66.4	100.9	70.6	85.8	73.8
243	140.7	63.3	115.5	67.8	97.8	71.3	122.7	66.4	101.3	70.6	86.2	73.8
244	141.1	63.4	115.9	67.8	98.1	71.3	123.2	66.5	101.6	70.6	86.5	73.8
245	141.5	63.4	116.3	67.8	98.5	71.3	123.6	66.5	102.0	70.6	86.8	73.8
246	141.9	63.4	116.7	67.8	98.8	71.3	124.1	66.5	102.4	70.6	87.1	73.9
247	142.3	63.4	117.1	67.8	99.2	71.4	124.5	66.5	102.8	70.6	87.4	73.9
248	142.8	63.5	117.6	67.8	99.5	71.4	125.0	66.5	103.2	70.6	87.7	73.9
249	143.2	63.5	118.0	67.9	99.8	71.4	125.4	66.5	103.6	70.6	88.0	73.9
250	143.6	63.5	118.4	67.9	100.2	71.4	125.9	66.5	104.0	70.6	88.3	73.9

8 Empfehlungen

Die im Abschnitt 7 ermittelten P-D-Kurven können für eine Bewertung von Pfeilern im Kavernenfeld Hengelo eingesetzt werden, sofern es sich um Pfeiler zwischen Kavernenreihen handelt. Dabei verbleibt bei der Festlegung, welche Kavernen tatsächlich in einer Reihe angeordnet sind, ein gewisser Ermessensspielraum. Da ein Versagen des überlagernden Anhydrits keinen Einfluss auf die Standsicherheit des Rötsalzpfeilers selbst hat, ist eine Bewertung mit den für das Steinsalz ermittelten P-D-Kurven ausreichend. Ein η -Wert von 30% liegt in der Größenordnung des bei Standsicherheitsnachweisen für Speicherkavernen als zulässig angesehenen Wertes von 25-35% (Lux 1984), so dass die BGR die Bewertung von Pfeilern mit den für $\eta = 30\%$ ermittelten P-D-Kurven empfiehlt.

Mit den P-D-Kurven ist außerdem die Planung neuer Kavernen möglich, soweit eine Anordnung in parallelen Reihen gewählt wird. Empfohlen wird auch hier die Verwendung der P-D-Kurven für $\eta = 30\%$. Da die berechneten Abbaugrade der verschiedenen Kavernendurchmesser-Pfeilerbreiten-Kombinationen (Tabelle 3) zwischen 58.2 und 67.9% ($H = 40$ m, $\eta = 30\%$) bzw. zwischen 60.8 und 70.6% ($H = 25$ m, $\eta = 30\%$) liegen, werden trotz standsicherer Pfeiler große Verformungen berechnet. Um die Senkungen an

der Geländeoberfläche zu begrenzen, muss daher der Abbaugrad ψ im neuen Teil des Kavernenfeldes auf geringere Werte begrenzt werden (EICKEMEIER & HEUSERMANN 2003). Für eine genauere Abschätzung der zu erwartenden Geländesenkungen sollten ergänzende Auslegungsberechnungen für das zukünftige Design erstellt werden.

BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE
HANNOVER



(Dr.-Ing. M. Wallner)
– Direktor und Professor –

Autoren:



(Dipl.-Ing. R. Eickemeier)
– Wissenschaftlicher Oberrat –



(Prof. Dr.-Ing. S. Heusermann)
– Wissenschaftlicher Direktor –

9 Literaturverzeichnis

BEKENDAM, R. F. (1996): Subsidence over Solution Cavities in Salt in the Twenthe-Rijn Concession Area – Memoirs of the Centre for Engineering Geology in the Netherlands, No. 138. – Delft (University of Technology).

CRISTESCU, N. & HUNSCHE, U. (1998): Time effects in rock mechanics. – Chichester (John Wiley & Sons).

EICKEMEIER, R. & HEUSERMANN, S. (2003): Geomechanische Modellberechnungen zu Geländeoberflächensenkungen im Kavernenfeld Hengelo. – Hannover (BGR).

HUNSCHE, U., SCHULZE, O. & LANGER, M. (1994): Creep and failure behaviour of rock salt around underground cavities. – In: Der Bergbau an der Schwelle des XXI. Jahrhunderts, Proc. 16th World Mining Congress (WMC). Sofia (Bulgarien) 1994. Vol. 5: 217–230. Bulgarian National Organizing Committee, Sofia.

LANGER, M. (1984): Geotechnische Laboruntersuchungen an Bohrkernen des Kavernenfeldes Hengelo. – Hannover (BGR).

LANGER, M. (1985): Gesteinsmechanische Untersuchungen an Bohrkernen des Deckgebirges Kavernenfeld Hengelo. – Hannover (BGR).

LUX, K.-H. (1984): Gebirgsmechanischer Entwurf und Felderfahrungen im Salzkavernenbau – Ein Beitrag zur Entwicklung von Prognosemodellen für den Hohlraumbau im duktilen Salzgebirge: 360 S.; Stuttgart (Enke). – ISBN 3-432-94171-4.

Bijlage

20

**B09 Opslagplan
Geomechanische Berechnungen BGR 2004**



Kavernenfeld Hengelo

Auftrags-Nr.:
5145027121 vom 23.01.2004

Geomechanische Berechnungen
zur Standfestigkeit und Integrität
von Inline-Pfeilern
in parallelen Kavernenreihen

Abschlussbericht

Hannover, November 2004

**BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN
UND ROHSTOFFE
HANNOVER**

Geomechanische Berechnungen
zur Standfestigkeit und Integrität
von Inline-Pfeilern in parallelen Kavernenreihen

Abschlussbericht

1. Autoren: Eickemeier, Ralf, Dipl.-Ing.
Heusermann, Stefan, Prof. Dr.-Ing.
2. Auftrags-Nr.: 5145027121 vom 23.01.2004
3. Auftraggeber: Akzo Nobel Salt bv Hengelo, Boortorenweg 27,
7554 RS Hengelo, Niederlande
4. Datum: 15. November 2004
5. Tagebuch-Nr.: 10527/04

INHALTSVERZEICHNIS

1	Allgemeines	3
2	Auftrag und Arbeitsumfang	5
3	Stoffgesetze	5
4	Materialparameter	6
5	Bewertungskriterien	6
5.1	Frac-Kriterium	6
5.2	Kurzzeitfestigkeit und Dilatanzgrenze für Steinsalz	7
6	Modellbildung	10
6.1	FE-Netz	10
6.2	Randbedingungen und Berechnungsannahmen	12
6.3	Berechnungsfälle	14
7	Ergebnisse	15
8	Zusammenfassende Bewertung und Empfehlungen	24
	Literaturverzeichnis	25

1 Allgemeines

Seit 1936 produziert Akzo Nobel in der Nähe von Hengelo und Enschede Salz (Abbildung 1), wobei bis heute insgesamt 463 Bohrungen zur Erstellung von 192 Solekavernen abgeteuft wurden (Stand: 01.01.2002). Bisher sind insgesamt ca. 75 Mio. t Salz gefördert worden. Zur Zeit werden pro Jahr ungefähr 2.0 Mio. t Salz produziert. Im Jahre 2004 wurden im Kavernenfeld Hengelo die „Good Salt Mining Practice“ Richtlinien (GSMP-Richtlinien) eingeführt. Die Planung und Entwicklung von Kavernen findet diesen Richtlinien entsprechend statt.

Durch die GSMP-Richtlinien werden die von der Staatstoezicht op de Mijnen für die Gewinnung von Sole entwickelten Anforderungen für „zweckmäßige Gewinnung“ (Fürsorgeprinzip) erfüllt. Die Raumordnungsplanung kann durch die Einhaltung dieser Richtlinien nahezu unabhängig von den Auswirkungen der Salzgewinnung erfolgen.

Die GSMP-Richtlinien beinhalten folgende Verfahrensregeln:

- Die Planung und Entwicklung von Kavernen findet in Abstimmung mit allen Beteiligten statt. Dieses sind u. a. die Provinz Overijssel, die Städte Enschede und Hengelo und Grundstückseigentümer.
- Alle zukünftigen Kavernen werden nur noch über **eine** Bohrung gesolt. Dies erhöht die Sicherheit, dass die Kavernen sich in der gewünschten Art und Weise entwickeln. Außerdem ist eine äußerst flexible Anordnung der Kavernen möglich, so dass die vorhandenen Rohstoffreserven optimal ausgebeutet werden können.
- Zur Kontrolle der Entwicklung der Kavernen in Teufenrichtung wird ein so genannter „harter Blanketöl-Spiegel“ eingesetzt. Dabei wird die Teufenlage des „Blanketöl-Spiegels“ mit technischen Hilfsmitteln kontinuierlich gemessen. Auf diese Art und Weise kann die vertikale Entwicklung der Kaverne genau gesteuert werden.
- Die Durchmesser der Kavernen und die Pfeilerstärken zwischen den Kavernenreihen und zwischen den Kavernen in einer Reihe (Inline-Pfeiler) werden auf der Grundlage geomechanischer Berechnungen ermittelt und festgelegt.
- Die maximal zulässige Höhe der Kavernen wird so festgelegt, dass die Kavernen inhärent sicher sind: Auch bei Migration der Kavernen können an der Tagesoberfläche keine „Sinkholes“ entstehen und es treten lediglich begrenzte Senkungsmulden auf. Die maximale Kavernenhöhe wird insbesondere von der Teufenlage der Tertiärbasis, der Mächtigkeit und der Teufenlage der Salzformation sowie dem „Bulking Factor“ des Deckgebirges bestimmt. Da diese Faktoren im Kavernenfeld variieren, muss für jede einzelne Kaverne die zulässige Höhe bestimmt werden.
- Es wird eine Prognose der zu erwartenden Senkungen erstellt. Diese Prognose beinhaltet u. a. auch eine Senkungskarte für das gesamte Kavernenfeld.

- Die Geländesenkungen werden durch Höhennivellements in bestimmten Abständen überwacht. Art und Umfang der Messungen werden in einem „Meetplan“ (Messplan) festgelegt.

Anfang 2004 hat die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) die zulässige Beanspruchung von Pfeilern ermittelt. Im vorgelegten Abschlussbericht (EICKEMEIER & HEUSERMANN 2004) hat die BGR Mindestpfeilerbreiten als Funktion des Kavernendurchmessers und der Kavernenhöhe in Abhängigkeit vom zulässigen Ausnutzungsgrad η bestimmt. Das vorgestellte Verfahren wurde nachfolgend erfolgreich eingesetzt.

Bei der Ermittlung der Mindestpfeilerbreiten wurde ein 2D-Modell verwendet, in dem keine Inline-Pfeiler zwischen den einzelnen in Reihe angeordneten Kavernen berücksichtigt werden konnten. Dadurch waren Aussagen zur Beanspruchung dieser Inline-Pfeiler nicht möglich. Da jedoch auch für diese Fester ein Standfestigkeits- und Integritätsnachweis zu erbringen ist, wurde die BGR mit der Durchführung spezieller Berechnungen und der Angabe einer Mindestpfeilerbreite für die Inline-Pfeiler beauftragt.

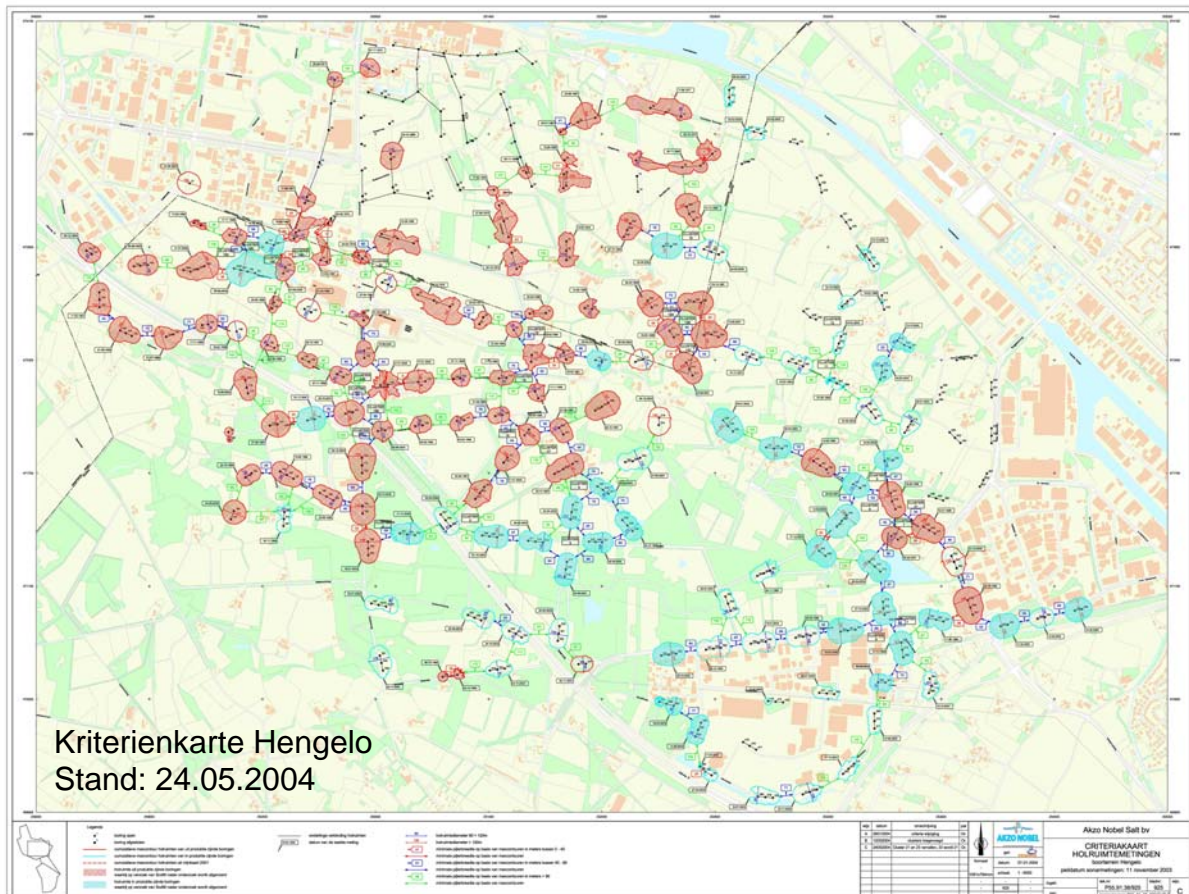


Abbildung 1: Kavernenfeld Hengelo

2 Auftrag und Arbeitsumfang

Zur Ermittlung der Mindestbreite von Pfeilern zwischen parallelen Kavernenreihen wurden von der BGR Modellberechnungen durchgeführt, deren Ergebnisse in einem Abschlussbericht am 15. März 2004 dokumentiert sind (EICKEMEIER & HEUSERMANN 2004).

Gemäß Auftrag Nr. 5145027121 vom 23.01.2004 hat Akzo Nobel die BGR mit der Durchführung weiterer Modellberechnungen beauftragt. BGR hat Akzo Nobel am 02.07.2004 (Geschäftszeichen der BGR: B Z.4-20 - 05/0074-03) ein Nachtragsangebot zur Durchführung zusätzlicher Arbeiten unterbreitet. Auf der Grundlage dieses Nachtragsangebotes hat Akzo Nobel die BGR beauftragt, FE-Berechnungen zur Mindestbreite von Inline-Pfeilern durchzuführen (Pos. 2 des Angebotes).

3 Stoffgesetze

Die Gleichungen für Elastizität und stationäres Kriechen (BGRa) sind nachfolgend dargestellt:

$$\dot{\epsilon}_{ij}^t = \dot{\epsilon}_{ij}^{el} + \dot{\epsilon}_{ij}^{cr}, \quad (3.1)$$

mit

$$\begin{aligned} \dot{\epsilon}_{ij}^t &= \text{Gesamtverzerrungsrate,} \\ \dot{\epsilon}_{ij}^{el} &= \text{elastischer Anteil der Verzerrungsrate,} \\ \dot{\epsilon}_{ij}^{cr} &= \text{Kriechverzerrungsrate.} \end{aligned}$$

Der elastische Anteil der Verzerrungsrate $\dot{\epsilon}_{ij}^{el}$ wird bestimmt durch

$$\dot{\epsilon}_{ij}^{el} = -\frac{\nu}{E} \dot{\sigma}_{kk} \delta_{ij} + \frac{(1+\nu)}{E} \dot{\sigma}_{ij} + \alpha_t \frac{\partial T}{\partial t} \delta_{ij}. \quad (3.2)$$

Die Kriechverzerrungsrate wird bestimmt über:

$$\dot{\epsilon}_{ij}^{cr} = \frac{3}{2} \frac{s_{ij}}{\sigma_{eff}} \dot{\epsilon}_{eff}^{cr}, \quad (3.3)$$

$$\text{mit } \dot{\epsilon}_{eff}^{cr} = A_1 e^{-\frac{Q_1}{RT}} \left(\frac{\sigma_{eff}}{\sigma^*} \right)^{n_1} \quad (\text{BGRa}). \quad (3.4)$$

Die FE-Berechnungen wurden mit dem Kriechgesetz BGRa durchgeführt. LANGER (1984) hat an Proben des Rötsalzes A und C standortspezifische Kriechparameter ermittelt. Daraus folgte für den Vorfaktor A_1 für das Rötsalz A ein Wert von 0.4 [1/d] und für das Rötsalz C ein Wert von 0.7 [1/d]. In den Berechnungen wird ein mittlerer Wert von 0.5 [1/d] für das gesamte Rötsalz angesetzt.

4 Materialparameter

Die verwendeten Kriechparameter für das Röt Salz ergeben sich aus den in Abschnitt 3 aufgeführten Daten.

Die in den Berechnungen angesetzten elastischen Materialparameter sind in Tabelle 1 zusammengestellt. Die Parameter für den Oberen Buntsandstein sind LANGER (1985) entnommen. Die Eigenschaften des Tonsteins aus dem Oberen Buntsandstein werden auch dem Unteren Buntsandstein zugeordnet, da hierfür keine standortspezifischen Werte ermittelt wurden.

Tabelle 1: Elastische Materialparameter

Stratigraphie	Lithologie	E [MPa]	ρ [kg/m ³]	ν [-]	K_0 [-]
Quartär und Tertiär	Sande und Tone	34	2000	0.33	0.493
Muschelkalk	Tonstein, Kalkstein, Dolomit	5500	2400	0.45	0.818
Oberer Buntsandstein 3	Tonstein (TS-A)	5500	2400	0.33	0.493
Oberer Buntsandstein 2	Tonstein (TS-A)	5500	2400	0.33	0.493
Oberer Buntsandstein 1	Anhydrit (A)	15500	2400	0.33	0.493
Röt	Röt Salz	25000	2200	0.25	1.0
Unterer Buntsandstein	Tonstein (TS-A)	5500	2400	0.33	0.493

5 Bewertungskriterien

5.1 Frac-Kriterium

Zur Überprüfung der Integrität der Inline-Pfeiler werden die Spannungszustände an der Kavernenkontur bzgl. des Frac-Kriteriums überprüft. Analog zum Hydro-Frac-Versuch wird davon ausgegangen, dass ein Riss in der Kontur nur dann entsteht, wenn der anstehende Laugendruck größer ist als mindestens eine der beiden tangential zur Kontur wirkenden Hauptspannungen. Risse entstehen also, wenn gilt:

$$\max \sigma_t - p_{\text{Lauge}} = \max \sigma_t - (p_{\text{über}} + \rho_{\text{Lauge}} g y) > 0,$$

$$y < 0, p_{\text{über}} < 0, p_{\text{Lauge}} < 0 \text{ (Druckspannungen negativ)}.$$

$\max \sigma_t$ ist die größere der beiden tangential zur Kavernenkontur wirkenden Hauptspannungen ($\max \sigma_t = \max(\sigma_{t1}, \sigma_{t2})$). $p_{\text{über}}$ ist der evtl. vorhandene Überdruck (hier: 0 bzw. -2 MPa, s. a. Abbildung 7) in der Lauge. y ist die y-Koordinate (= Teufenkoordinate) des Auswertepunktes (negativ, da dieser Punkt unterhalb der Geländeoberfläche liegt). g ist die Erdbeschleunigung ($10 \frac{m}{\text{sec}^2}$). Negative Werte von $\max \sigma_t - p_{\text{Lauge}}$ weisen aus, dass die Beträge der

tangential zur Kavernenkontur gerichteten Hauptspannungen größer sind als der anstehende Laugendruck. Die Ausbildung von Rissen und ein Eindringen der Lauge in das Röt Salz werden für diesen Fall ausgeschlossen. Positive

Werte von $\max \sigma_i - p_{Lauge}$ zeigen an, dass sich bei Vernachlässigung einer evtl. vorhandenen hydraulischen Zugfestigkeit Risse in das Gebirge ausbreiten können.

5.2 Kurzzeitfestigkeit und Dilatanzgrenze für Steinsalz

Die Abbildungen 2 bis 4 zeigen die vom Belastungspfad unabhängige Dilatanzgrenze für Steinsalz nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998). Unterhalb der Dilatanzgrenze liegende Spannungszustände sind auf Dauer ertragbar und führen nicht zu Mikrorissbildung, Auflockerung und Kriechbruch. Spannungszustände oberhalb der Dilatanzgrenze und unterhalb der Kurzzeitfestigkeit führen nach gewisser Zeit zu Kriechbruch und gehen mit Auflockerung und Mikrorissbildung einher. Je näher der Spannungszustand an der Kurzzeitfestigkeit liegt, desto eher tritt Kriechbruch ein.

Zusätzlich dargestellt sind die Kurzzeitfestigkeitsgrenzen nach HUNSCHE, SCHULZE & LANGER (1994) für Kompression ($m=-1$), Torsion ($m=0$) und Extension ($m=+1$) sowie die jeweils dazugehörenden η -Kurven für $\eta = 25, 30$ und 35% .

Kurzzeitfestigkeit nach Hunsche, Schulze & Langer (1994) mit standort-spezifischen Kennwerten für das Rötalsalz:

$$\sqrt{II_s} = -agh \left(\frac{|I_\sigma|}{\sigma^*} \right)^p \sigma^* \text{sign}(I_\sigma) + c \quad (5.1)$$

mit

$$a = 1.439[-]$$

$$g = \frac{2k}{(1+k) + (1-k) \cdot f}$$

$$f = \frac{m(9 - m^2)}{(3 + m^2)^{1.5}}$$

$$m = \frac{2\sigma_2 - \sigma_1 - \sigma_3}{\sigma_1 - \sigma_3}$$

$\sigma_1 < \sigma_2 < \sigma_3$ sind die der Größe nach geordneten Hauptspannungen, wobei Druckspannungen negativ einzusetzen sind.

$$h = 1 \text{ für } T \leq T_0 \text{ bzw. } h = 1 - d(T - T_0) \text{ für } T > T_0$$

$$d = 0.002[1/^\circ\text{C}]$$

$$T_0 = 100[^\circ\text{C}]$$

$$\sigma^* = 1.0[\text{MPa}]$$

$$c = 0[\text{MPa}]$$

$$k = 0.74[-]$$

$$p = 0.65[-]$$

Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998)

$$\sqrt{II_s} = f_1 I_\sigma^2 + f_2 I_\sigma \tag{5.2}$$

mit $f_1 = -0.0023093 [1/MPa]$

und $f_2 = -0.36726 [-]$.

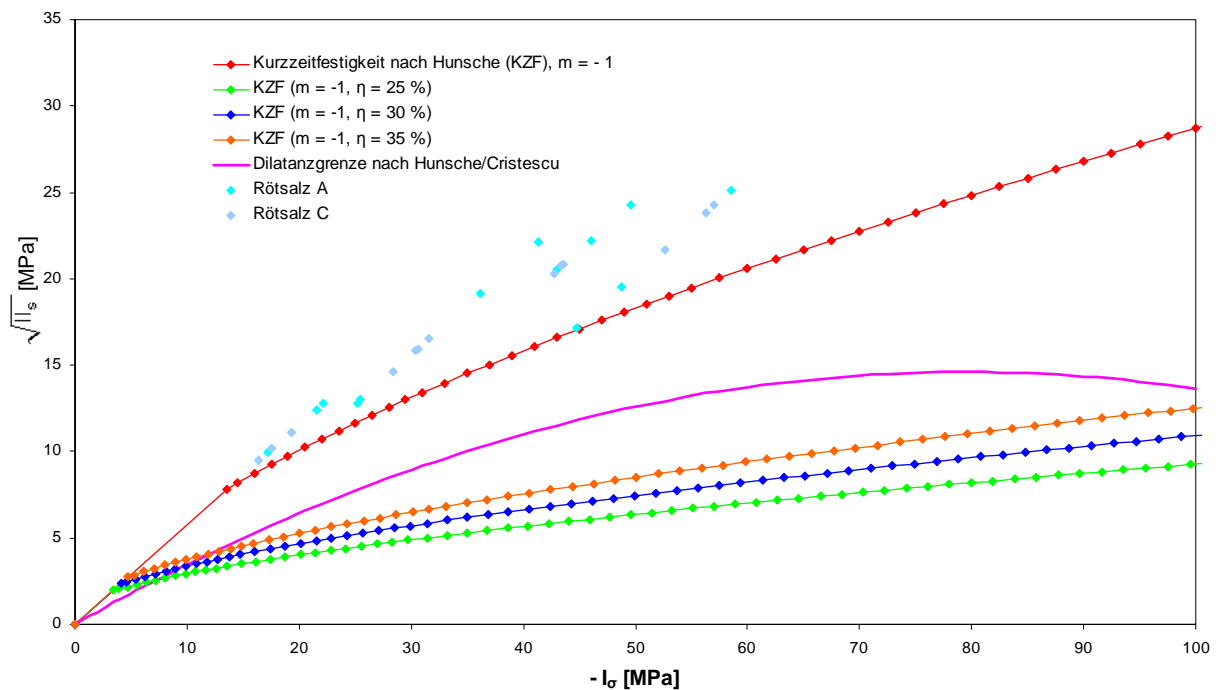


Abbildung 2: Kurzzeitfestigkeit (KZF) nach HUNSCHE, SCHULZE & LANGER (1994) mit ausgewählten η -Kurven ($m=-1$) und Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998) sowie Laborergebnisse für Rötalsalz A und C

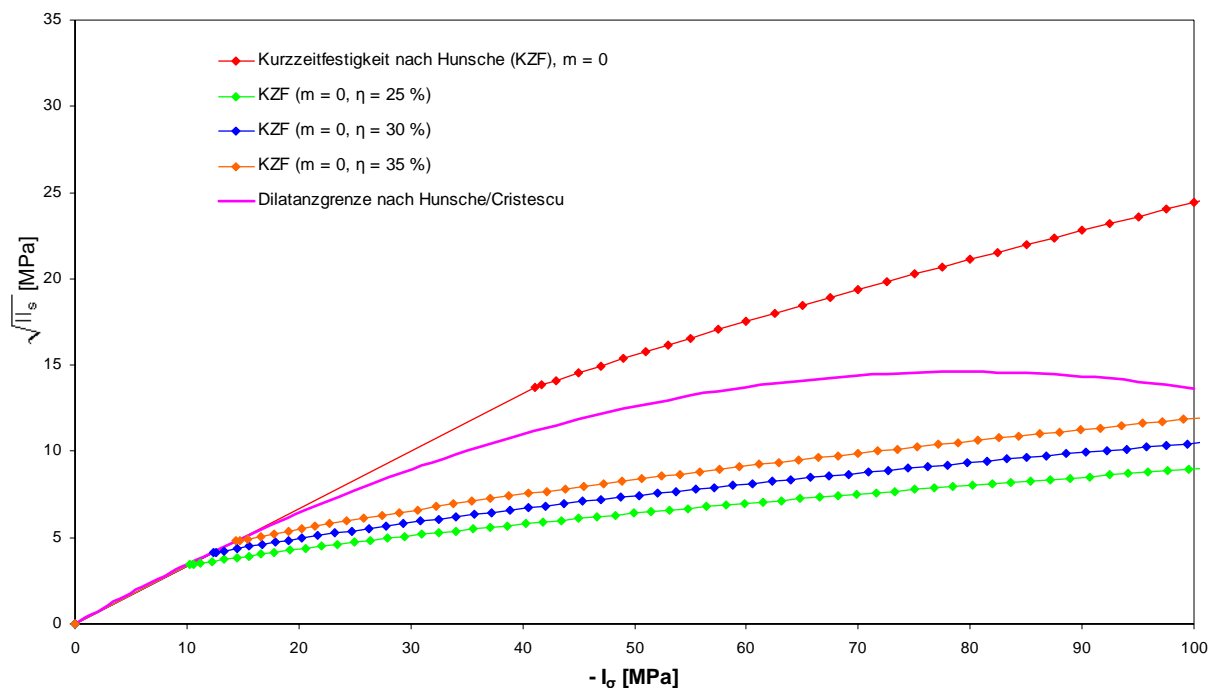


Abbildung 3: Kurzzeitfestigkeit (KZF) nach HUNSCHE, SCHULZE & LANGER (1994) mit ausgewählten η -Kurven ($m=0$) und Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998)

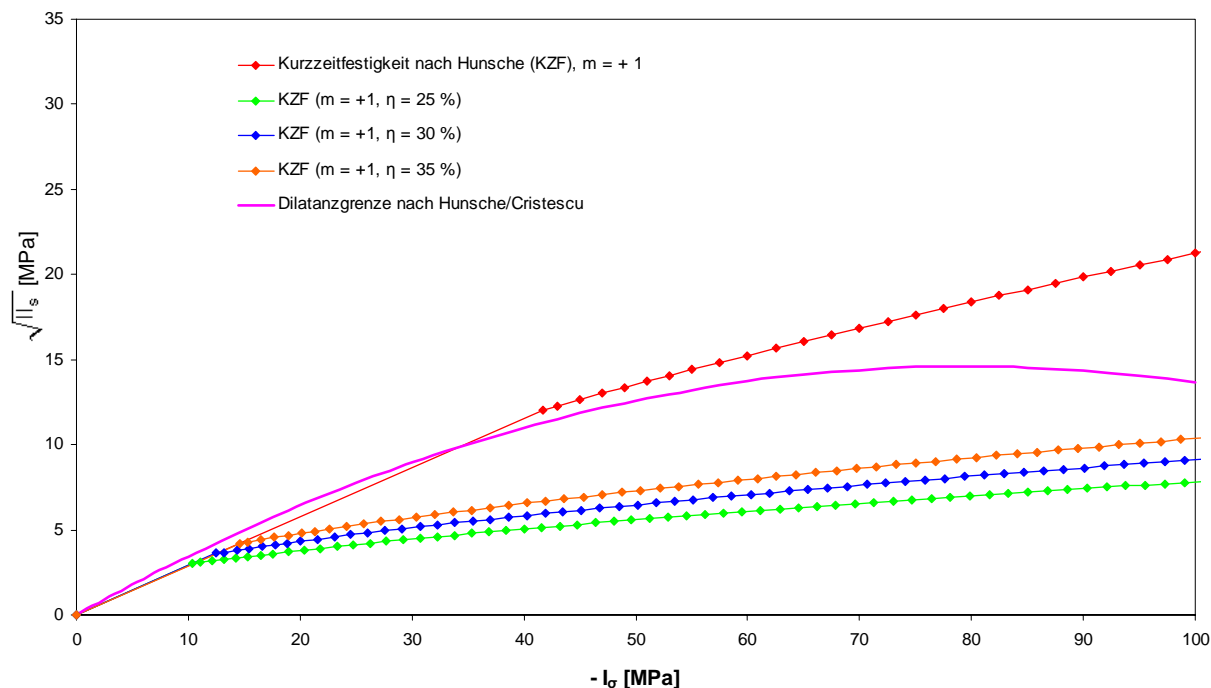


Abbildung 4: Kurzzeitfestigkeit (KZF) nach HUNSCHE, SCHULZE & LANGER (1994) mit ausgewählten η -Kurven ($m=+1$) und Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998)

6 Modellbildung

6.1 FE-Netz

In Abbildung 5 ist das FE-Netz für die Berechnungsvariante ipillar-p068d120ip020 (s. a. Tabelle 3) dargestellt. Es umfasst einen Gebirgsausschnitt von $140 * 94 * 800$ m. Im FE-Netz werden aufgrund der Ausnutzung von Symmetrien zwei Kavernenviertel mit einem gegenseitigen Abstand von 20 m (= Breite des Inline-Pfeilers) modelliert. Die Kavernen haben einen Radius von 60 m (Durchmesser = 120 m) und eine Höhe von 40 m (Abbildung 6). Im Liegenden der Kavernen befindet sich Röt in einer Mächtigkeit von 10 m, im Hangenden steht Röt in einer Mächtigkeit von 14 m an. Die Breite des Hauptpfeilers (z-Richtung) beträgt $2 * 34$ m = 68 m. Die Hauptpfeilerbreite von 68 m wurde angesetzt, um die Mindestpfeilerbreite für einen Kavernendurchmesser von 120 m und einer Kavernenhöhe von 40 m sowie einem zulässigen Ausnutzungsgrad η von 30% gemäß EICKEMEIER & HEUSERMANN 2004 zu simulieren. Die Teufenlage der Schichten gemäß Tabelle 2 entspricht den Verhältnissen im Bereich der Bohrung 480, die bzgl. Geologie und Gesteinseigenschaften derzeit von der BGR untersucht wird. Sie befindet sich am nördlichen Rand des Gebietes, in dem in Zukunft neue - in der Aufsicht kreisrunde - Kavernen mit nur einer Bohrung erstellt werden sollen.

Tabelle 2: Teufenlage der Schichtgrenzen

Stratigraphie	Lithologie	Teufe der Basis [m]
Quartär und Tertiär	Sande und Tone	75
Muschelkalk	Tonstein, Kalkstein, Dolomit	229
Oberer Buntsandstein 3	Tonstein (TS-A)	400
Oberer Buntsandstein 2	Tonstein (TS-A)	410
Oberer Buntsandstein 1	Anhydrit (A)	420
Röt	Rötsalz	484
Unterer Buntsandstein	Tonstein (TS-A)	800

Modellabmessungen

$l_x = 140.0 \text{ m}$
 $l_y = 800.0 \text{ m}$
 $l_z = 94.0 \text{ m}$

Kavernenabmessungen

$b_x = 2 \times 60.0 \text{ m} = 120.0 \text{ m}$
 $b_y = h = 40 \text{ m}$
 $b_z = 2 \times 60.0 \text{ m} = 120.0 \text{ m}$

Inline-Pfeiler

Breite = 20.0 m

Hauptpfeiler

Breite = 2 x 34.0 m = 68.0 m

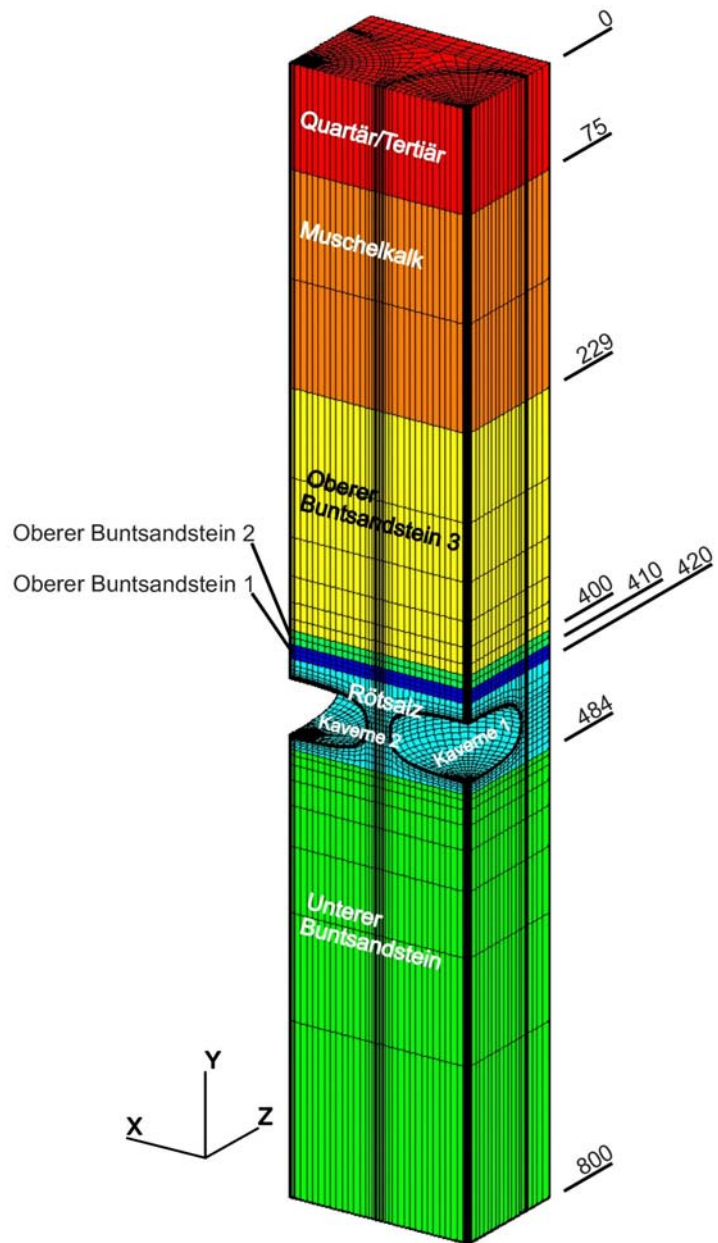


Abbildung 5: FE-Netz (ipillar-p068d120ip020, Gesamtmodell)

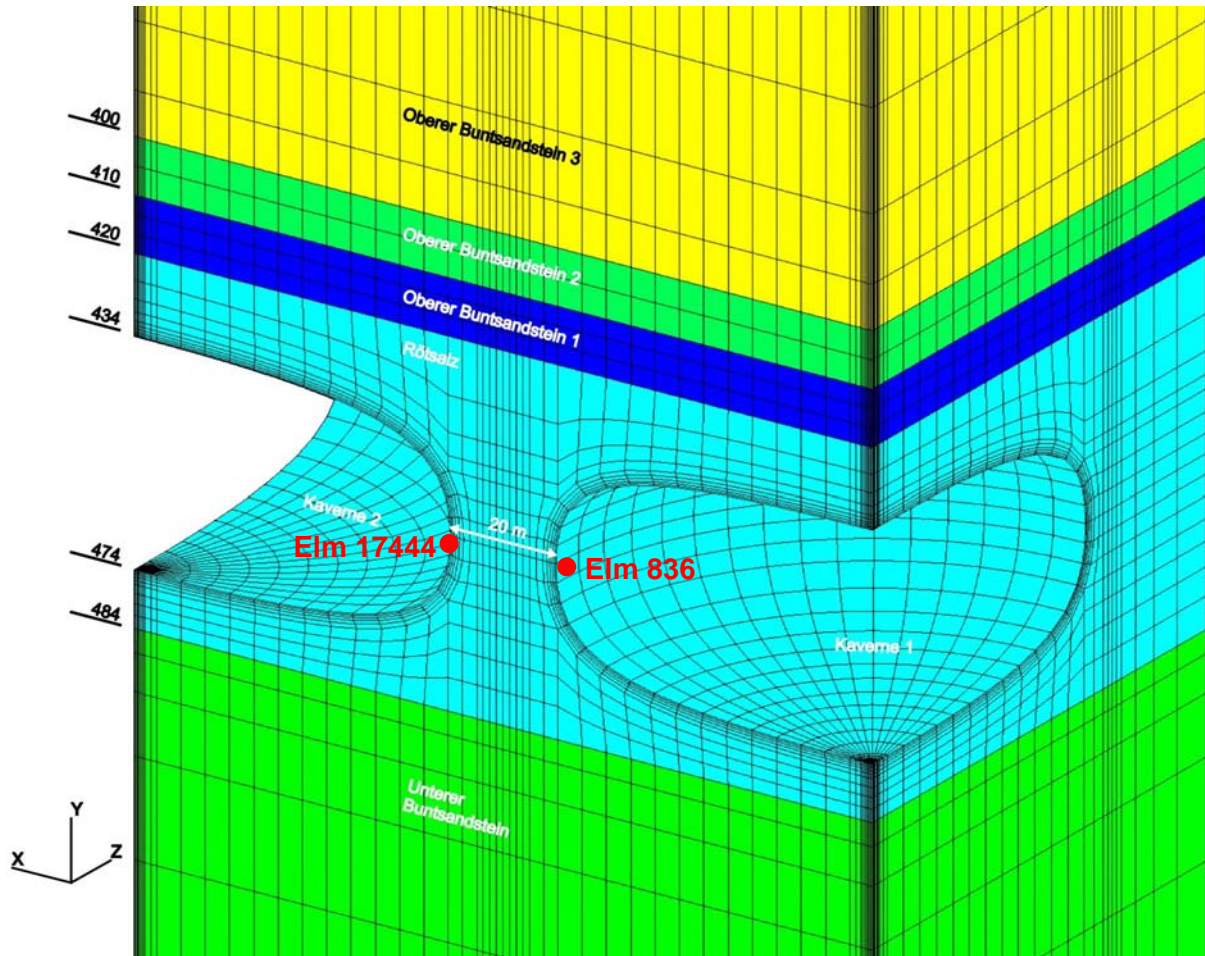


Abbildung 6: FE-Netz (ipillar-p068d120ip020, Ausschnitt)

6.2 Randbedingungen und Berechnungsannahmen

Sämtliche vertikalen Modellränder sind horizontal unverschieblich gelagert. Der untere Modellrand ist vertikal unverschieblich gelagert. Der Anfangsspannungszustand ergibt sich aus der Wichte der verschiedenen Gesteinsschichten. Im Deckgebirge und im Liegenden werden für alle Gesteinsschichten anisotrope Spannungszustände angesetzt. Dabei wird in vertikaler Richtung der Überlagerungsdruck und in allen horizontalen Richtungen in der

Regel konservativ der K_0 -fache Druck angesetzt ($\sigma_{vert}(z) = \int_0^z z \cdot \gamma(z) dz$,

$\sigma_{hor}(z) = K_{0i}(z) \cdot \sigma_{vert}(z)$ mit z als Teufe und $K_{0i}(z) = \frac{\nu_i}{1 - \nu_i}$, wobei die

Querdehnungszahl ν_i der jeweiligen Gesteinsschicht einzusetzen ist).

Um den Erstellungsprozess der Kavernen zu simulieren, wurde in den Kavernen 1 und 2 zu Beginn der Berechnung der sich aus den überlagernden Gesteinsschichten ergebende lithostatische Teufendruck (10.088 MPa) angesetzt (Abbildung 7). In beiden Kavernen wird nachfolgend der lithostatische Teufendruck innerhalb eines Jahres abgesenkt. Dabei wird für Kaverne 1 eine Wichte von 0.010 MN/m³ und für Kaverne 2 eine Wichte von 0.012 MN/m³ angenommen. Außerdem wird für beide Kavernen nach einem Jahr ein

Überdruck von 2 MPa während der Soleproduktion vorausgesetzt. In Kaverne 1 wird zur Simulation eines „Workover“ im 5-Jahres-Rhythmus ein 1 Jahr dauernder vollständiger Überdruckabfall simuliert. In Kaverne 2 treten keine Druckschwankungen auf.

Die in situ vorhandenen klastischen „Steinlagen“ zwischen den Rötssalzschichten A – D werden nicht als spezielle Schicht modelliert, sondern dem Rötssalz zugerechnet.

In sämtlichen Berechnungsfällen wird im Rötssalz eine konstante Temperatur von 25 °C als Gebirgstemperatur angesetzt.

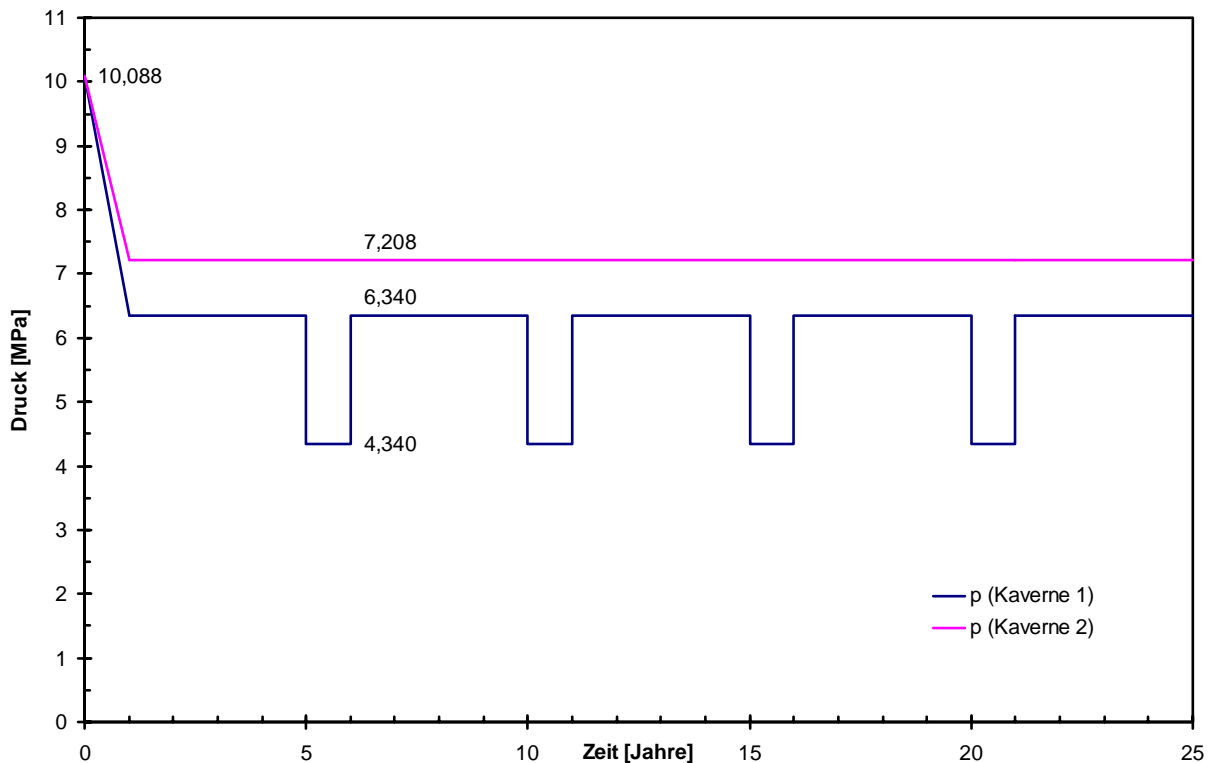


Abbildung 7: Simulation der Druckverläufe im Dach der Kavernen 1 und 2 (Kavernendächer jeweils in 434 m Teufe)

6.3 Berechnungsfälle

Die Basisvariante ipillar-p068d120ip020 ist das Modell mit den ungünstigsten Abmessungen bzgl. des Hauptpfeilers und des Inline-Pfeilers. Zusätzlich zu dieser Variante wurden drei weitere Varianten mit größeren Hauptpfeilermächtigkeiten modelliert. Bei einer Variante wurde eine größere Breite (40 m) des Inline-Pfeilers angesetzt. Außerdem wurde in einer Variante ein kleinerer Kavernendurchmesser von 80 m angenommen (Tabelle 3).

Lt. Nachtragsangebot vom 02. Juli 2004 waren weitere Berechnungsvarianten geplant. Bei der Auswertung nach dem Frac-Kriterium wurden sehr hohe Ansprüche an die Diskretisierung im Konturbereich der Kavernen gestellt. Numerische Ungenauigkeiten können hier sehr schnell zu Fehlinterpretationen bzgl. der Auswertung des Frac-Kriteriums führen. Dieses war zu Beginn der Modellerstellung nicht vorauszusehen, so dass sämtliche bereits erstellte FE-Modelle nachträglich mit erheblichem Mehraufwand modifiziert werden mussten.

Anschließend stellte sich heraus, dass auch bei den ungünstigsten Verhältnissen (geringe Mächtigkeit des Inline-Pfeilers sowie des Hauptpfeilers, Basisvariante ipillar-p068d120ip020) keine kritischen Beanspruchungen berechnet werden. Daher wurde auf die Erstellung weiterer Berechnungsvarianten weitestgehend verzichtet. Die Ergebnisse für die bereits vorhandenen Varianten wurden zur Dokumentation in den Bericht aufgenommen. Die Aussagen zur Standfestigkeit bzw. zur Integrität der Inline-Pfeiler können jedoch allein auf den Ergebnissen der Basisvariante abgeleitet werden.

Tabelle 3: Berechnungsfälle

Bezeichnung	Pfeilerbreite [m] zwischen den Reihen	Kavernendurch- messer [m]	Breite [m] des Inline-Pfeilers
Basisvariante ipillar-p068d120ip020	68	120	20
ipillar-p272d120ip020	272	120	20
ipillar-p272d120ip040	272	120	40
ipillar-p272d080ip020	272	80	20

7 Ergebnisse

In Abbildung 8 ist exemplarisch der zeitliche Verlauf von η für die Elemente 836 und 17444 an der Kontur der Kavernen 1 und 2 (Abbildung 6) für die Basisvariante ipillar-p068d120ip020 dargestellt. Zusätzlich ist der Druckverlauf in den Firsten der beiden Kavernen zur besseren Orientierung dargestellt. Es zeigt sich, dass nach der Wegnahme des Überdruckes in Kaverne 1 zu Beginn des ersten „Workover“ ein Maximalwert für η von ca. 31% berechnet wird. Da dieser Wert nur kurzfristig auftritt, liegt keine kritische Dauerbeanspruchung vor. Im Verlauf der weiteren Berechnung treten auch bei weiteren „Workover“ nur noch kleinere η -Werte auf. An der Kontur der Kaverne 2 ergeben sich nur geringe Änderungen von η durch die zeitlich variierenden Drücke in Kaverne 1.

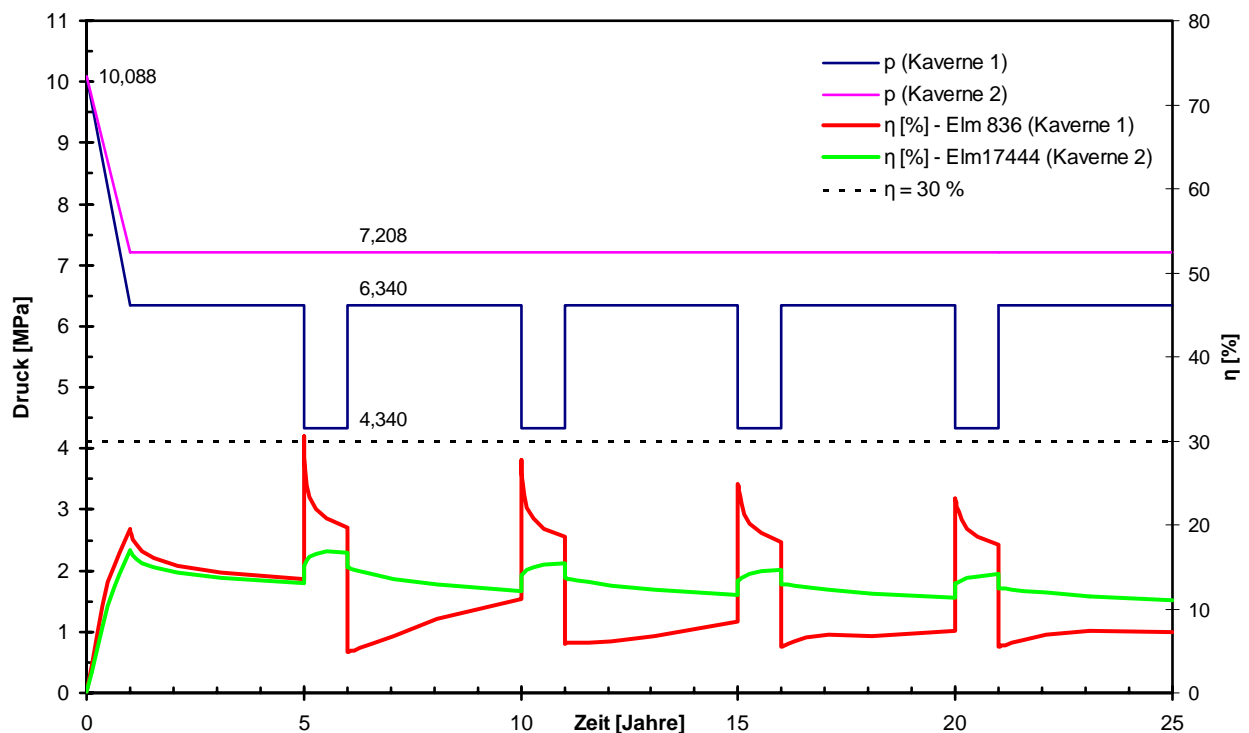


Abbildung 8: Zeitlicher Verlauf von η [%] (ipillar-p068d120ip020)

Aus Abbildung 9 geht hervor, dass das Frac-Kriterium in Kaverne 1 jeweils direkt nach den simulierten „Workover“-Phasen durch den plötzlichen Druckanstieg nicht erfüllt wird. Die Ausbildung von Rissen kann somit nicht ausgeschlossen werden.

In der Kontur der Kaverne 2 ändern sich die Spannungszustände kaum, so dass hier keine Risse entstehen.

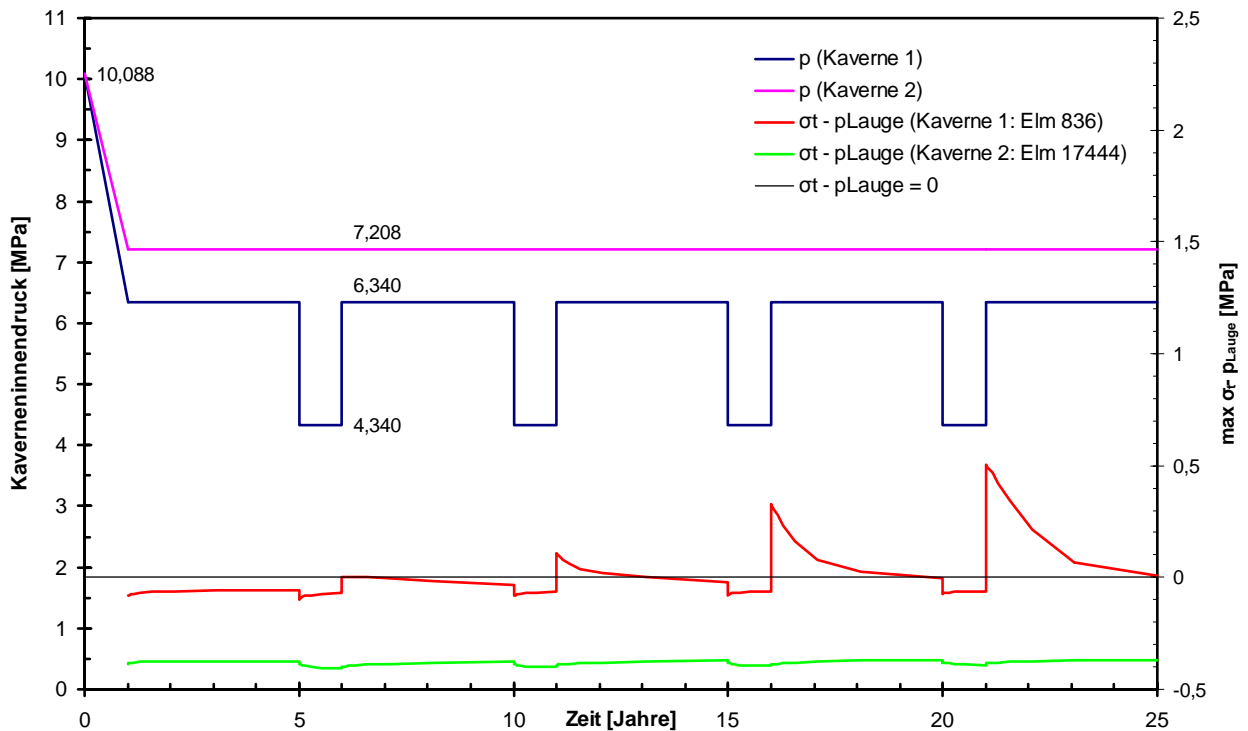


Abbildung 9: Zeitlicher Verlauf von $\max \sigma_t - p_{Lauge}$ [MPa] (ipillar-p068d120ip020)

In Abbildung 10 sind sämtliche Spannungspunkte des Rötsalzes für die Basisvariante ipillar-p068d120ip020 in einem Invariantendiagramm zum Zeitpunkt 5 Jahre nach dem ersten „Workover“ direkt nach Überdruckbeaufschlagung (= Zeitpunkt maximaler η -Werte) dargestellt. Sämtliche Spannungspunkte verbleiben unterhalb der Dilatanzgrenze im so genannten kompressiblen Bereich. Somit kann Kriechbruch nicht auftreten.

Die Spannungspunkte liegen unterhalb der dargestellten η -Kurven für Extension ($m = + 1$). Da viele Spannungspunkte nicht einer Extensionsbeanspruchung entsprechen, ist die Darstellung für die Mehrzahl der Punkte konservativ. Sämtliche Spannungspunkte verbleiben unterhalb $\eta=30\%$.

Die Spannungspunkte der Variante ipillar-p068d120ip020 (Abbildung 11) liegen ebenfalls unterhalb der Dilatanzgrenze und der $\eta=30\%$ -Kurve, so dass die zuvor gemachten Aussagen auch für diesen Fall uneingeschränkt gültig sind.

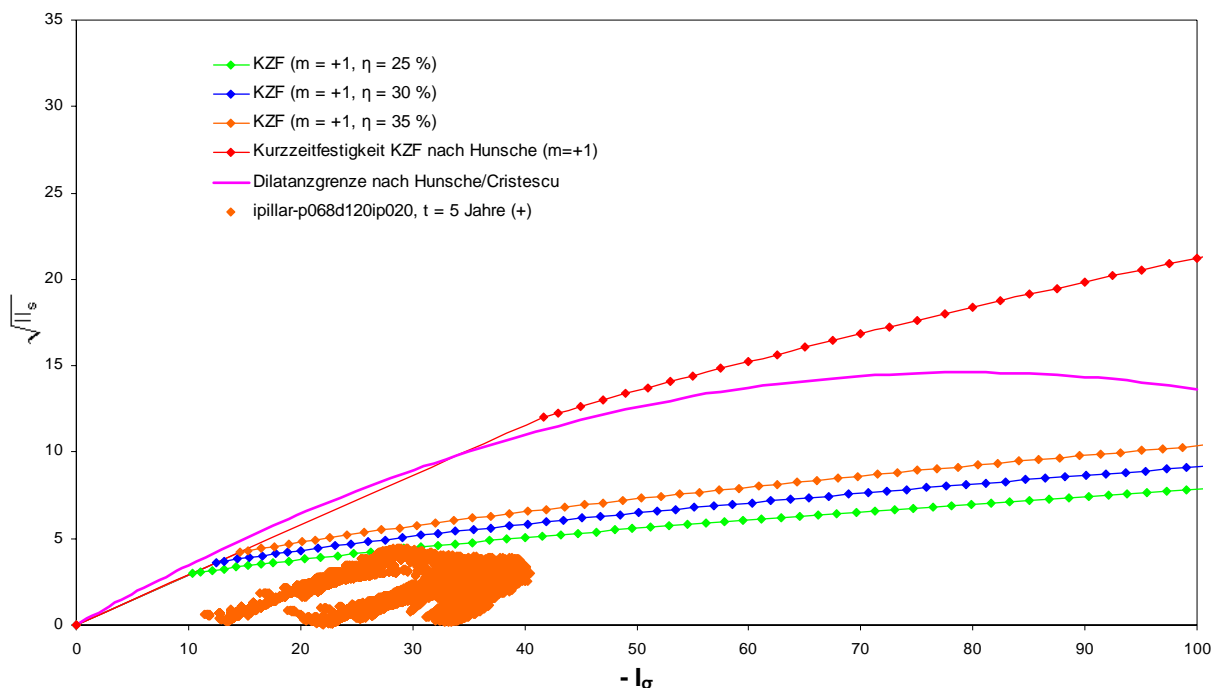


Abbildung 10: Spannungspunkte im Rötsalz in der Invariantenebene nach 5 Jahren nach Beginn des ersten „Workover“ (ipillar-p068d120ip020)

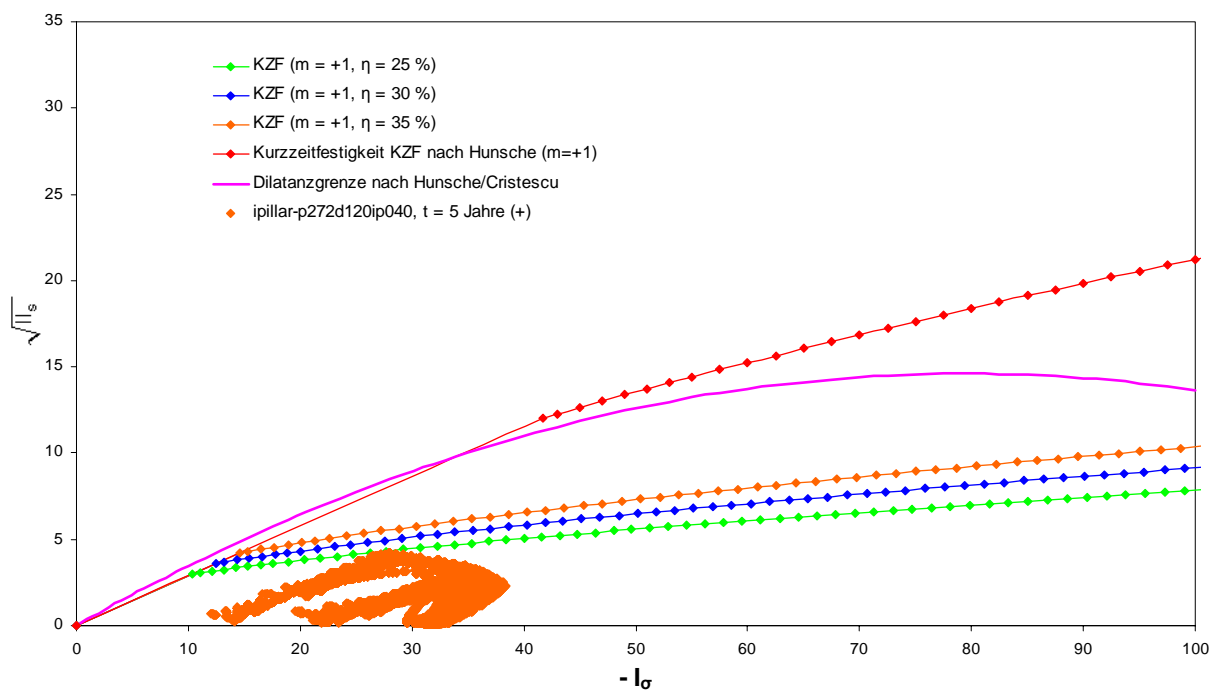


Abbildung 11: Spannungspunkte im Rötsalz in der Invariantenebene nach 5 Jahren nach Beginn des ersten „Workover“ (ipillar-p272d120ip040)

In Abbildung 12 ist die Verteilung von η nach 5 Jahren kurz vor Beginn des ersten „Workover“ für die Basisvariante ipillar-p068d120ip020 dargestellt. Im gesamten Rötosalz treten η -Werte bis max. 14.0% auf. Da dauerhaft η -Werte bis zu 30% zugelassen werden, ist dieser Zustand also weit von einem kritischen Zustand entfernt.

Kurz nach Beginn des ersten „Workover“ (Abbildung 13) ergeben sich aufgrund des plötzlich weggenommenen Überdruckes an den Stößen der Kaverne auf dem gesamten Umfang leichte Überschreitungen des zulässigen η -Wertes von 30%. Der Maximalwert beträgt 33.4%. Da dieser Ausnutzungsgrad nur kurzfristig auftritt (s. a. Abbildung 8), ist dies ebenfalls nicht als kritisch einzustufen. Dieses wird auch durch Abbildung 14 bestätigt, die die η -Verteilung zum Ende des ersten „Workover“ nach 6 Jahren anzeigt ($\eta_{\max} = 20.3\%$).

Nach anschließendem Aufbringen des Überdruckes (Abbildung 15) werden wieder ähnliche η -Werte berechnet ($\eta_{\max} = 15.0\%$) wie vor dem ersten „Workover“ ($\eta_{\max} = 14.0\%$).

In Abbildung 16 ist die Verteilung von η nach 5 Jahren zu Beginn des „Workover“ für die Variante ipillar-p272d120ip020 dargestellt. Der Maximalwert für η beträgt hier 33.1% und ist aufgrund kurzfristigen Auftretens ebenfalls unkritisch.

In Abbildung 17 ist die Verteilung von η nach 5 Jahren zu Beginn des „Workover“ für die Variante ipillar-p272d080ip020 dargestellt. Der Maximalwert für η beträgt hier 28.5% und verbleibt somit unter dem zulässigen Wert von 30%.

In Abbildung 18 ist die Verteilung von η nach 5 Jahren zu Beginn des ersten „Workover“ für die Variante ipillar-p272d120ip040 dargestellt. Der Maximalwert für η beträgt hier 31.6% und ist somit aufgrund kurzfristigen Auftretens ebenfalls unkritisch.

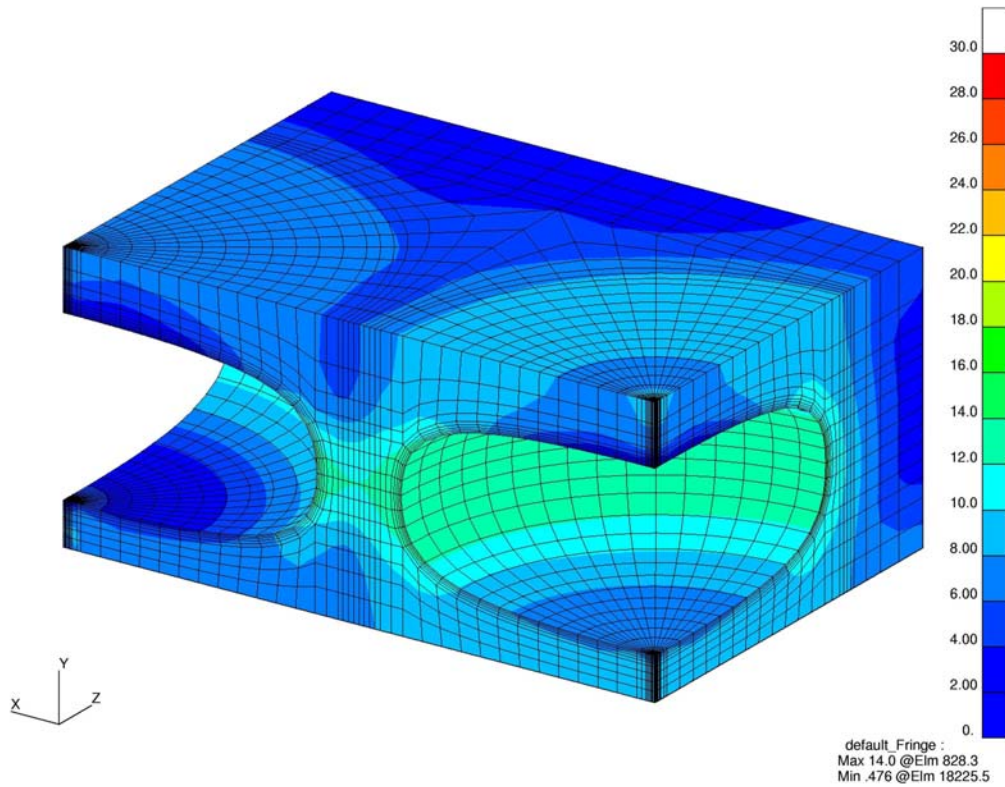


Abbildung 12: η [%] (ipillar-p068d120ip020) nach 5 Jahren (vor Beginn des ersten Workover)

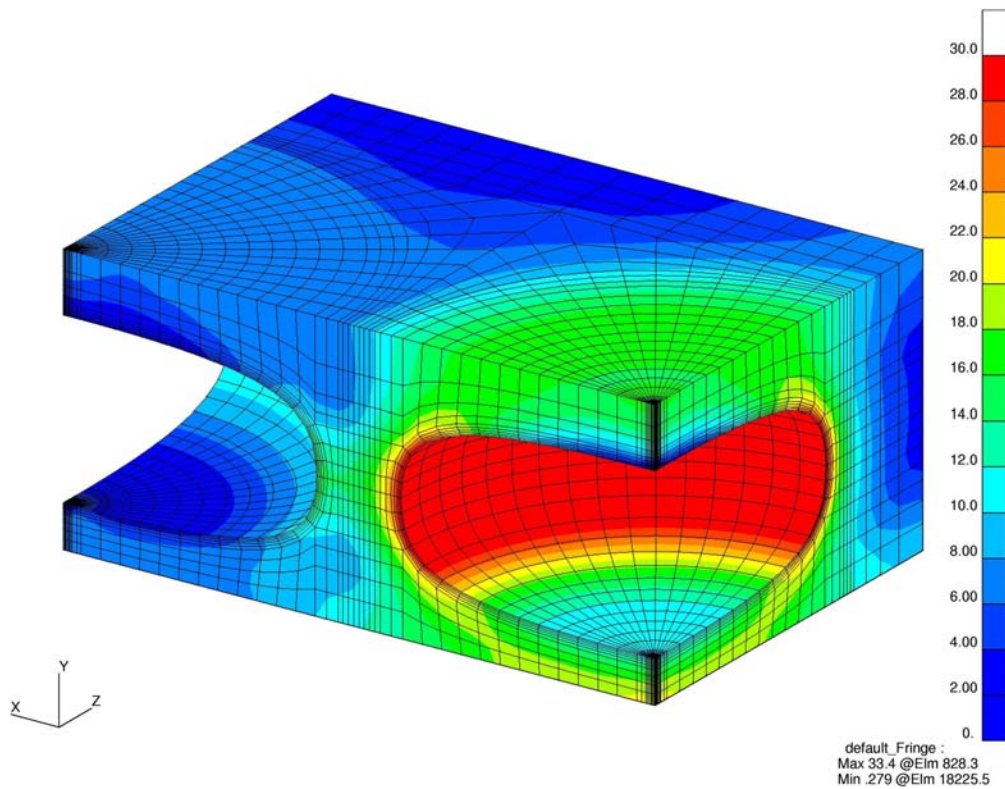


Abbildung 13: η [%] (ipillar-p068d120ip020) nach 5 Jahren (nach Beginn des ersten „Workover“)

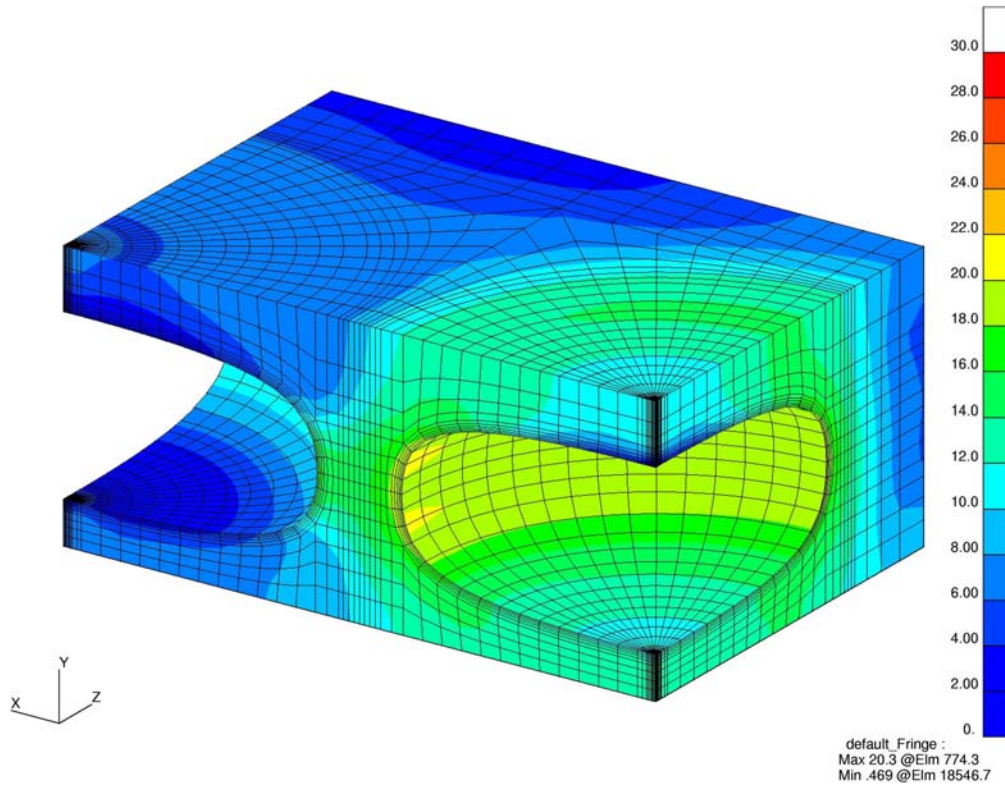


Abbildung 14: η [%] (ipillar-p068d120ip020) nach 6 Jahren (vor dem Ende des ersten „Workover“)

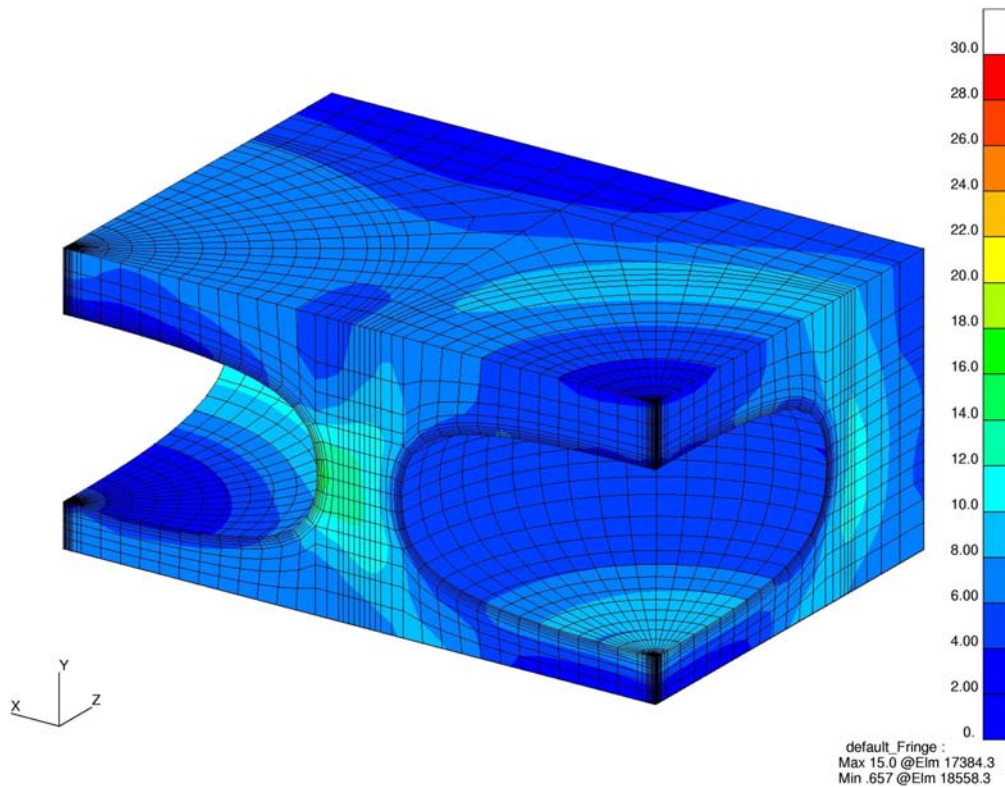


Abbildung 15: η [%] (ipillar-p068d120ip020) nach 6 Jahren (nach dem Ende des ersten „Workover“)

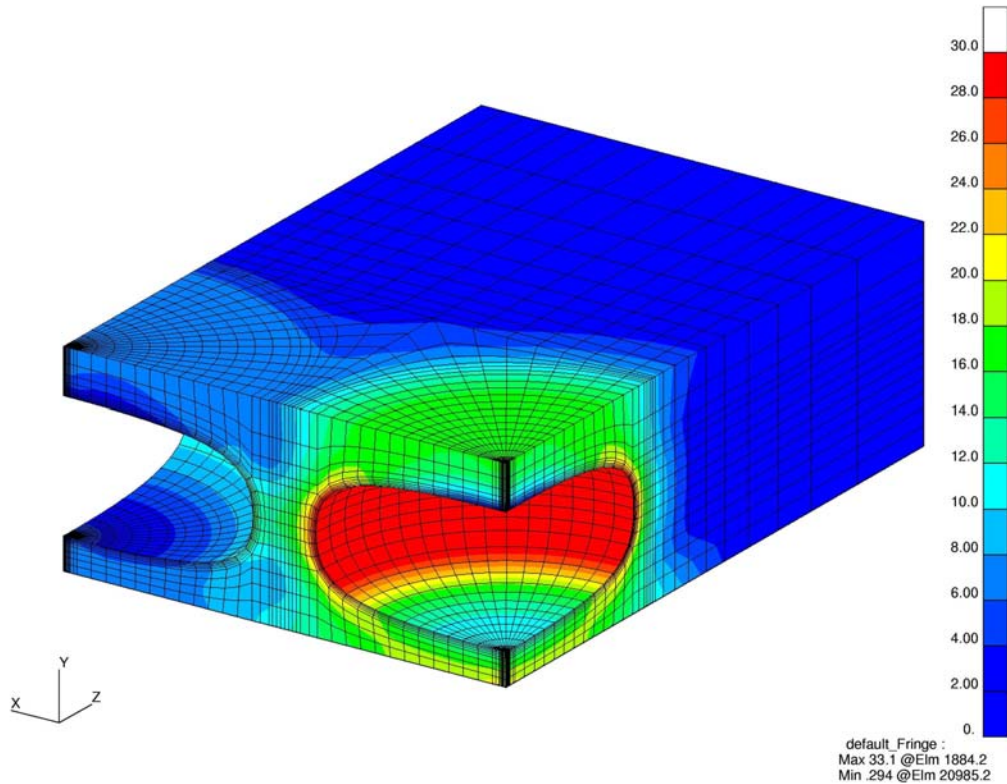


Abbildung 16: η [%] (ipillar-p272d120ip020) nach 5 Jahren (nach Beginn des ersten „Workover“)

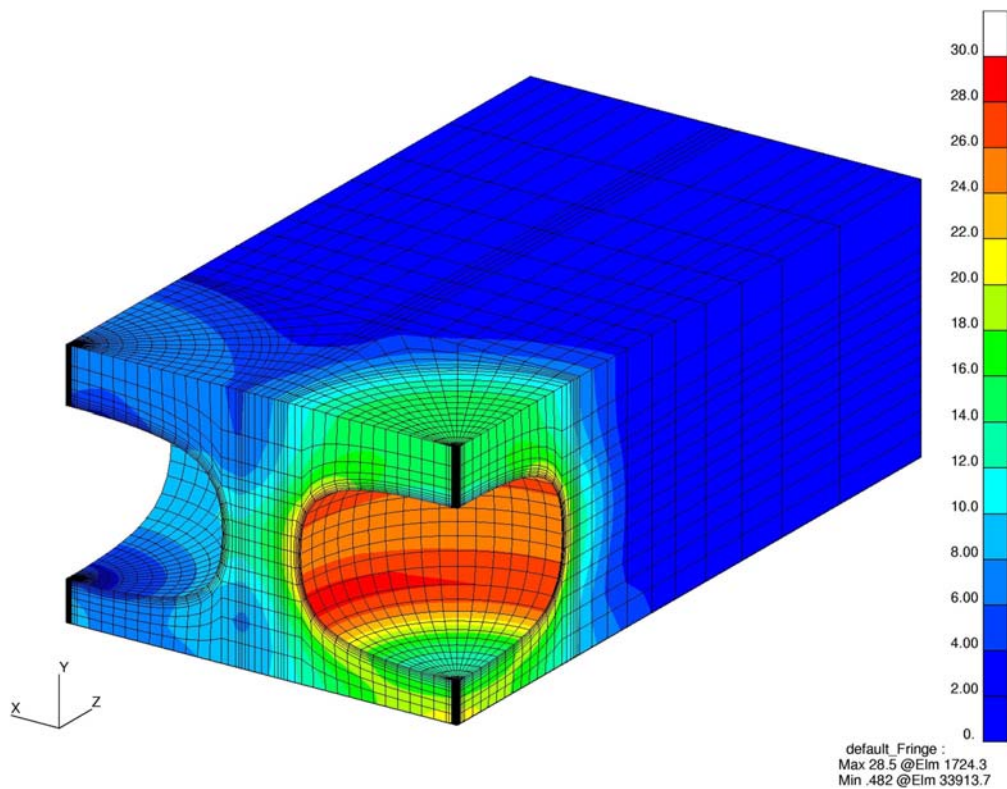


Abbildung 17: η [%] (ipillar-p272d080ip020) nach 5 Jahren (nach Beginn des ersten „Workover“)

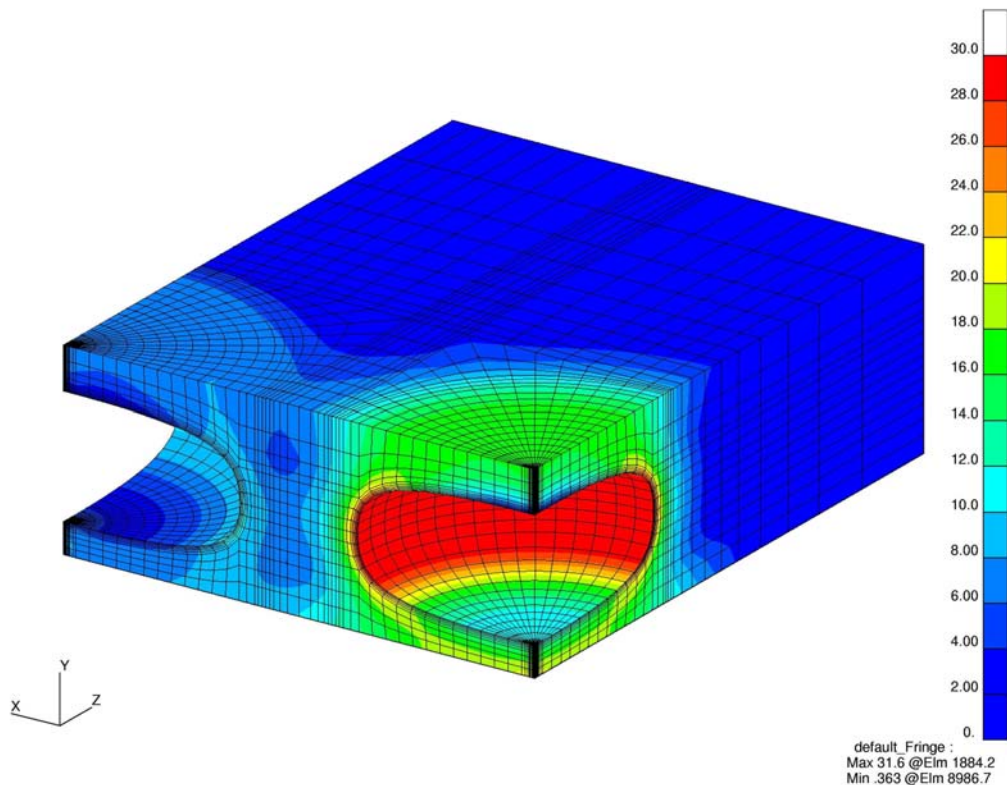


Abbildung 18: η [%] (ipillar-p272d120ip040) nach 5 Jahren (nach Beginn des ersten „Workover“)

Wie in Abschnitt 5.1 bereits erläutert, ist beim Frac-Kriterium ($\max \sigma_t - p_{Lauge}$) die im mathematischen Sinne größere tangentielle Hauptspannung dem in der Kaverne anstehenden Laugendruck gegenüberzustellen. Da im 3D-Fall „tangential“ für beliebige Konturen mathematisch nur schwer zu definieren ist, konnte eine Auswertung bzgl. der größeren tangential zur Kavernenkantur gerichteten Hauptspannung nur in einem horizontal gelegenen Schnitt konsistent dargestellt werden (s. z. B. Abbildung 19). Die anderen konturnahen Bereiche wurden durch verschiedene äquivalente Darstellungen überprüft: In der Firste und in der Sohle der Kaverne 1 ergeben sich keine Verletzungen des Frac-Kriteriums. Nur im vertikalen Stoßbereich der Kaverne 1 ergeben sich lokale Überschreitungen bis in eine bestimmte Entfernung vom Stoß. Die maximalen Werte von $\max \sigma_t - p_{Lauge}$ treten etwa in halber Kavernenhöhe auf, so dass in diesem Schnitt die Zone maximaler Risslänge identifiziert werden kann.

In Abbildung 19 ist die Verteilung von $\max \sigma_t - p_{Lauge}$ für Kaverne 1 nach 21 Jahren nach dem vierten „Workover“ dargestellt (Variante ipillar-p068d120ip020). In den vertikalen Stößen der Kaverne 1 ergeben sich Überschreitungen von $\max \sigma_t - p_{Lauge}$ bis in ca. 3.3 m Entfernung vom Stoß, so dass sich Risse bis hierher entwickeln können. Eine weitere Rissentwicklung wird jedoch aufgrund der weiter entfernt vom Stoß auftretenden günstigen Spannungszustände verhindert.

Die in Abbildung 20 dargestellte Verteilung von $\max \sigma_t - p_{Lauge}$ für Kaverne 1 (Variante ipillar-p272d120ip040) weist nach 21 Jahren (nach dem vierten „Workover“) ebenfalls eine stoßnahe Riss gefährdete Zone mit einer Tiefe von ca. 3.0 m aus. Eine Rissentwicklung bis in diese Tiefe ist auch hier nicht auszuschließen.

Das beschriebene Auftreten frac-induzierter Risse ist ein konturnaher Effekt, der unabhängig vom Abstand zu anderen Kavernen ist. Die Mächtigkeit des Inline-Pfeilers beeinflusst also die räumliche Ausdehnung der möglichen Risszonen nicht.

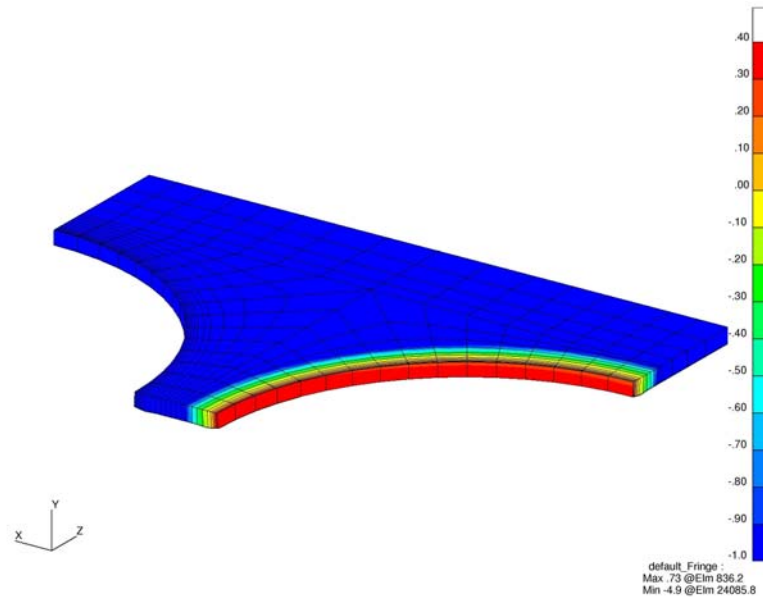


Abbildung 19: $\max \sigma_t - p_{Lauge}$ [MPa] für Kaverne 1 (ipillar-p068d120ip020) nach 21 Jahren (nach dem 4. „Workover“, mit Überdruck)

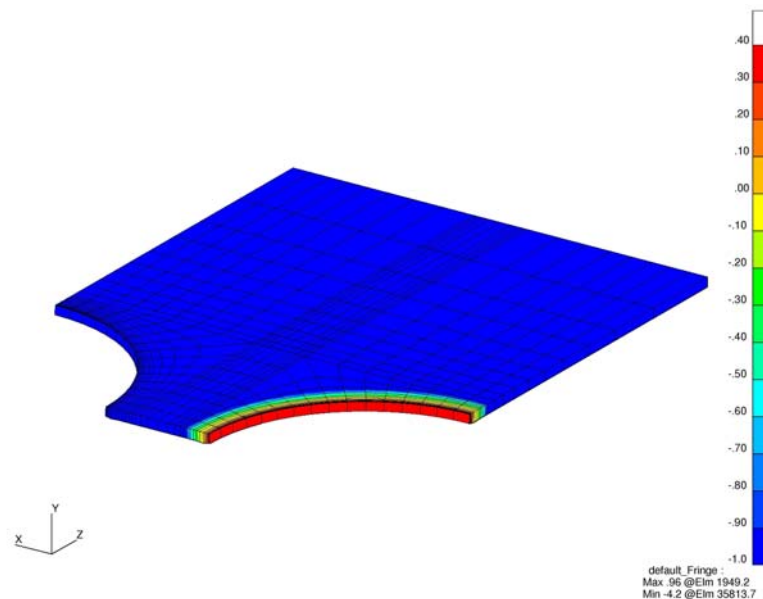


Abbildung 20: $\max \sigma_t - p_{Lauge}$ [MPa] für Kaverne 1 (ipillar-p272d120ip040) nach 21 Jahren (nach dem 4. „Workover“, mit Überdruck)

8 Zusammenfassende Bewertung und Empfehlungen

Im Kavernenfeld Hengelo sollen im südöstlichen Bereich des Feldes neue Kavernen aus Einzelbohrungen mit Durchmessern bis zu 120 m gesolt werden. Für die Bewertung der Standfestigkeit und Integrität der Inline-Pfeiler zwischen den Kavernen in einer Reihe wurden verschiedene dreidimensionale Berechnungen durchgeführt. Die Ergebnisse wurden bzgl. des Ausnutzungsgrades η und des Frac-Kriteriums ausgewertet. Dabei wurde unabhängig vom Kavernendurchmesser eine Mindestmächtigkeit von 20 m für die Inline-Pfeiler angesetzt. Sämtliche Berechnungsergebnisse weisen auf Spannungszustände im Rötensalz hin, die die Standfestigkeit des Inline-Pfeilers belegen. Nach der jeweiligen Überdruckbeaufschlagung nach den einzelnen „Workover“-Phasen ergeben sich Verletzungen des Frac-Kriteriums, so dass die Ausbildung von konturnahen Rissen bis in eine Tiefe von bis zu 3.3 m in den Stoß hinein nicht ausgeschlossen werden kann. Nimmt man konservativ an, dass in beiden Kavernen gleichzeitig ein „Workover“ gefahren wird und von beiden Stößen aus Risse im Gebirge entstehen, verbleibt dennoch eine intakte und damit dichte Salzbarriere von mindestens ca. 13.4 m Mächtigkeit.

Die BGR empfiehlt, bei der Erstellung neuer Kavernen grundsätzlich mindestens 20 m mächtige Inline-Pfeiler vorzusehen, um in „Workover“-Phasen ausreichend mächtige dichte Salzbarrieren in den Inline-Pfeilern zu gewährleisten.

BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE
HANNOVER

Im Auftrag:



(Dr.-Ing. M. Wallner)

– Direktor und Professor –

Autoren:



(Dipl.-Ing. R. Eickemeier)

– Wissenschaftlicher Oberrat –



(Prof. Dr.-Ing. S. Heusermann)

– Wissenschaftlicher Direktor –

Literaturverzeichnis

CRISTESCU, N. & HUNSCHE, U. (1998): Time effects in rock mechanics. – Chichester (John Wiley & Sons).

EICKEMEIER, R. & HEUSERMANN, S. (2003): Geomechanische Modellberechnungen zu Geländeoberflächensenkungen im Kavernenfeld Hengelo. – Hannover (BGR).

EICKEMEIER, R. & HEUSERMANN, S. (2004): Ermittlung der zulässigen Beanspruchung von Pfeilern im Kavernenfeld Hengelo. – Hannover (BGR).

HUNSCHE, U., SCHULZE, O. & LANGER, M. (1994): Creep and failure behaviour of rock salt around underground cavities. – In: Der Bergbau an der Schwelle des XXI. Jahrhunderts, Proc. 16th World Mining Congress (WMC). Sofia (Bulgarien) 1994. Vol. 5: 217–230. Bulgarian National Organizing Committee, Sofia.

LANGER, M. (1984): Geotechnische Laboruntersuchungen an Bohrkernen des Kavernenfeldes Hengelo. – Hannover (BGR).

LANGER, M. (1985): Gesteinsmechanische Untersuchungen an Bohrkernen des Deckgebirges Kavernenfeld Hengelo. – Hannover (BGR).

LUX, K.-H. (1984): Gebirgsmechanischer Entwurf und Felderfahrungen im Salzkavernenbau – Ein Beitrag zur Entwicklung von Prognosemodellen für den Hohlraumbau im duktilen Salzgebirge: 360 S.; Stuttgart (Enke). – ISBN 3-432-94171-4.

Bijlage

21

B10a Opslagplan
Gebirgmechanische Bewertung IfG 2010

Gebirgsmechanische Bewertung
zur Möglichkeit einer Umwidmung von stillgelegten NaCl-Soleproduktionskavernen
des Solfeldes Hengelo für die Untergrundspeicherung von Dieselkraftstoff

1. Veranlassung

Akzo Nobel hat bei Hengelo südlich des Twentekanaals und nördlich der Ortslage Boekelo ein großes Sondenfeld mit einigen hundert Bohrungen zur NaCl-Soleproduktion angelegt. Die Aussolung erfolgt dabei im flach gelagerten Steinsalz in Teufen zwischen 400 – 500 m. Die Mächtigkeit des Steinsalzlagers beträgt etwa 65 - 85 m und ist durch aushaltende Tonschichten mit Stärken im Bereich von < 1 m bis zu mehreren Metern in übereinander liegende Horizonte (A-D) unterteilt. Die Aussolung der Kavernen erfolgt in der Regel über zwei bzw. drei in einer Reihe ausgerichtete Bohrungen. Im gesamten Solfeld mit etwa 200 Kavernen sind davon etwa 40 % im Aussolbetrieb und ca. 60% stillgelegt.

Die Nachnutzung von Aussolkavernen in mächtigen Steinsalzlagerstätten für die Untergrundspeicherung von Treibstoffen (Dieselöl, Vergaserkraftstoff, Kerosin) wird seit mehreren Jahrzehnten weltweit praktiziert.

Dies ist für Akzo Nobel Anlass, sechs ausgewählte Kavernen des Solfeldes Hengelo (367-368, 372-374, 375-377, 378-380 sowie 469-471 und 472-474) bezüglich der Möglichkeit einer Umwidmung zur Dieselölspeicherkaverne aus gebirgsmechanischer Sicht bewerten zu lassen. Diese Kavernen liegen am Südrand des Sondenfeldes entlang eines Viertelkreises von E (368) nach S (380) mit einem Radius von ca. 0,6 km entlang der Marssteden bzw. vom Mittelpunkt dieses Viertelkreises Richtung Osten entlang der Staalsteden (474→472, 471→469)

Die Kavernen 375-377 und 378-380 sind seit 03/2008 bzw. 03/2006 stillgelegt. Die Kavernen 367-368, 372-374 sowie 469-471 und 472-474 befinden sich z. Z. noch in Aussolung mit Hohlraumzuwachsrate von 3,3 Tm³/Monat bzw. 2,5 Tm³/Monat sowie ca. 3,8 Tm³/Monat. Mit der Bestellung vom 04.09.2010 wurde das IfG Leipzig mit einer ersten Bewertung beauftragt.

Als Arbeitsunterlagen wurden vom Auftraggeber bereitgestellt:

- Lagepläne der Sonden und Kavernen im Solfeld Hengelo
- Vertikalschnitte durch die Lagerstätte mit den ausgesolten Kavernenprofilen entlang der Kavernenbohrungen 367–368, 372-374, 375-377, 378-380, 469-471 und 472-474
- räumliche Darstellungen der ausgesolten Kavernen
- Angaben zu den jeweils geförderten Salztonnagemengen und den charakteristischen Kavernenabmessungen (First- und Sohlenteufe, max. Höhen)
- Angaben zum Deckgebirgsaufbau, zur Salzlagerstätte und zur Bohrlochkonstruktion für die Sonden 367, 372, 375 und 378 sowie 469-474
- Angaben zu den Sondenkopfkonstruktionen.
- Gutachten der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) Hannover: (März 2004 und November 2004 sowie Juni 2007).

2. Bedingungen für die Nutzung von Solkavernen für die Untergrundspeicherung von Dieselkraftstoff

Grundsätzliche Voraussetzung für die Umwidmung einer Aussolkaverne und deren langfristige Nachnutzung als Untergrundspeicher für flüssige Treibstoffe wie Benzin, Dieselöl oder Kerosin sind die Standsicherheit und Dichtheit. Die Standsicherheit von Kavernen im Steinsalz ist gegeben, wenn die die Kaverne umgebenden Pfeiler ausreichend mächtig und damit unter der Wirkung des Gebirgsdruckes sicher tragfähig sind und die die Kaverne überspannende Steinsalzhangendschicht die erforderliche Mächtigkeit und Kompaktheit besitzt, um bei den gegebenen Hohlraumgrößen und –spannweiten das auflastende Deckgebirgsgewicht sicher abtragen zu können. Eine wesentlich stützende und die Tragfähigkeit fördernde Wirkung hat der auch während des Speicherbetriebes permanent aufrecht gehaltene hydraulische Kaverneninnendruck, der in Höhe von etwa 50% des auflastenden Gebirgsdruckes liegt und diesem auch entsprechend entlastend entgegenwirkt.

Die zu beurteilenden Kavernen weisen Aussolvolumina aus zwischen 165 – 310 Tm³, Erstreckungen in Längsrichtung, d. h. in Richtung der zugehörigen Bohrlochreihe von 150 – 195 m sowie Spannweiten senkrecht dazu von 80 m bis max. 130 m. Sie liegen in Teufenbereichen von etwa 445 – 475 m und weisen Steinsalz-Hangendschwebenmächtigkeiten (bis zur Oberkante des Salzlagers D) gegen das überlagernde Deckgebirge von 40 – 45 m (367-368, 375-377, 378-380 und 472-474) bzw. 50 – 55 m (372-374 und 469-471) aus.

Die eingehaltenen Abstände zwischen den Kavernenstößen der betrachteten Kavernen und zu denen von benachbart gelegenen, im Aussolbetrieb befindlichen, Kavernen betragen mindestens 49 m (378-380 zu der Richtung E gelegenen 375-377), liegen bei der Kaverne

368-369 bei minimal 63 m (zur 369-371 Richtung Süden) bzw. bei 70 m (zur 278-280 Richtung NE), erreichen zwischen 372-374 und 375-378 ca. 84 m und zwischen 469-471 und 472-474 ca. 124 m. Aufgrund der geringen Teufenlage sind die den wirkenden Gebirgsdruck bestimmenden lithostatischen Teufendrucke im Aussolhorizont mit ca. 10 MPa begrenzt.

Bei Annahme von maximal durch Aussolung realisierten, gebirgsmechanisch wirksamen Kavernenquerschnitten von $A_K = 13 - 20 \text{ Tm}^2$ sowie eingehaltenen Mindestabständen von ca. 50 - 70 m zu benachbart gelegenen Aussolkavernen beträgt bei Zugrundelegung eines Rechteckrasters im Kavernenfeld in konservativer Betrachtung die der Kaverne zuzuordnende Systemfläche A_{SYS} entsprechend der Beziehung zur Berechnung erforderlichen tragfähigen und standsicheren Pfeilerzonen um die Kavernen

$$A_{SYS} = A_K \cdot \left(1,1 + \frac{H}{H_0} \right) \quad \text{mit} \quad H_0 = \frac{3 \text{ MPa}}{\rho_{GEB} - \rho_{DIESEL}} = 222 \text{ m} \quad \text{und} \quad (1)$$

$$\left(\rho_{GEB} - 21,5 \text{ kPa/m}, \quad \rho_{DIESEL} - 8,1 \text{ kPa/m} \right) \quad \text{gilt} \quad \frac{A_{SYS}}{A_K} = 3,1.$$

mit A_{SYS} - Systemfläche der Kaverne mit der für die Standsicherheit erforderlichen zugeordneten Pfeilerzone

A_K - gebirgsmechanisch wirksamer Kavernenquerschnitt

H - Teufe

Dies berücksichtigt den außerplanmäßigen Sonderfall, dass am Dieselsondenkopf der Druck gegen Null abfallen kann und somit gegenüber dem Speicherbetriebsfall mit einem Innendruck $\geq \rho_{SOLE} \cdot H$ dieser Innendruck von Soledruck auf Dieselöldruck abfallen kann, d. h. um ca. 15 bar.

Daraus ist abzuleiten, dass auf die die Kaverne tragenden Pfeiler mittlere Vertikalbelastungen bis 13 MPa wirken, wobei ihre horizontale Druckeinspannung infolge der herrschenden Kaverneninnendrucke $> 4 \text{ MPa}$ bleibt. Die resultierende Differenzspannung von ca. 9 MPa nutzt die triaxiale Festigkeit des Steinsalzes bei der gegebenen Druckeinspannung damit nur etwa zu 28% aus, d. h. die Standsicherheit ist mit ausreichenden Reserven gegeben (wie aus den Berechnungen ersichtlich wird).

Die Abschätzung der Tragfähigkeit der die Kaverne überspannenden Steinsalz-Hangendschwebe kann mittels Berechnung der gleichmäßig belasteten, dicken Kreisplatte erfolgen. Belastet wird diese Hangendplatte durch das Eigengewicht und das Gewicht des

überlagernden Deckgebirges entsprechend $\cdot H$ und gestützt durch den in der Kaverne herrschenden hydraulischen Innendruck.

Die Standfestigkeit der Schweben wird durch den Spannungszustand in der Plattenmitte bestimmt, wo in tangentialer und radialer Richtung Biegebeanspruchungen zu erwarten sind. Die über den Stößen der Kaverne an der Oberseite der Schweben entstehenden Biegezugspannungen werden sowohl durch die horizontale Gebirgsdruckkomponente als auch durch die Nachgiebigkeit der Stöße abgemindert. Als kritischer Bereich ist also der unmittelbare Firstbereich anzusehen.

In den Bereichen dieser betrachteten Kavernen weisen die Schwebenmächtigkeiten gegenüber den berechneten erforderlichen Mächtigkeiten ausreichende Sicherheitsreserven aus, wie nachfolgend noch nachgewiesen wird.

Damit kann zusammenfassend eingeschätzt werden, dass die Bewertung der Standsicherheit der Kavernen aus gebirgsmechanischer Sicht und auf Basis der übergebenen Unterlagen hinsichtlich der Nutzbarkeit der Kavernen als untertägige Treibstoffspeicher positiv ausfällt. Es wird jedoch empfohlen, für den Nachweis der Standsicherheit bei der Nutzung als Untergrundspeicher eine rechen-technische Gebirgsmodellierung unter Berücksichtigung des geplanten Speicheregimes sowie der zu erwartenden Entwicklung der benachbart gelegenen NaCl-Soleproduktionskavernen auszuführen.

Die Einschätzung der Dichtheit des Untergrundspeichers für Treibstoffe gliedert sich in zwei Aspekte:

- die geologische Dichtheit, d. h. die Dichtheit der Steinsalzpfiler und der Hangendschweben
- die technische Dichtheit, d. h. die dichte Bohrlochinstallation.

Grundsätzlich ist sowohl aus den jahrzehntelangen praktischen Erfahrungen der Einlagerung flüssiger und gasförmiger KW-Produkte in Steinsalz-kavernen als auch aus einer Reihe natürlicher Analoga (Einschluss methanarmer Erdgase in Salzstöcken Norddeutschlands, Erdgas-, Erdöl- und Bitumeneinschlüsse aus dem Mutterhorizont des Staßfurtkarbonats im überlagernden Staßfurt-Steinsalz des Südharzkalireviers, CO₂-Einlagerungen im Werrasalz aus tertiärem Vulkanismus) bekannt und belegt, dass Steinsalz bereits in Mächtigkeiten bis zu einigen Metern und bei gegebener Gebirgsdruckeinspannung, die höher als die Drücke eingeschlossener Fluide ist, vollständig dicht ist.

Durch Laborversuche an Steinsalzproben können Restpermeabilitäten $K < 10^{-20} \text{ m}^2$ und Porositäten $\varepsilon_p < 5 \text{ ‰}$ ausgewiesen werden (POPP, et al. März 2007). Werden diese Werte für die die Kavernen überdeckende Röttsalzmächtigkeit von mindestens $l = 30 - 35 \text{ m}$ in Ansatz gebracht und wird vorausgesetzt, dass der überdeckende Anhydrithorizont E porös und klüftig ist bei fehlendem Porendruck, so lässt sich unter Annahme eines wirkenden maximalen Innendruckes in der Dieselölspeicherkaverne mit Querschnitten von $A_K = 13 - 20 \text{ Tm}^2$ nach DARCY einsprechend

$$\dot{V} = \frac{K}{l} \cdot \frac{A_K}{\eta} \cdot p_{MAX} \quad (\eta = 4 \cdot 10^{-3} \text{ Pa} \cdot \text{sec für Dieselöl}) \quad (2)$$

mit \dot{V} - mögliche Austrittsrate
 K - Permeabilität des Gebirges
 A_K - Kavernenquerschnitt
 η - Viskosität von Dieselöl
 l - überdeckende Röttsalzmächtigkeit
 p_{MAX} - maximaler Kaverneninnendruck

ableiten, dass nach vollständiger Penetration der Steinsalzhangendschicht eine Dieselölaustrittsrate deutlich $< 1 \text{ l/Tag}$ in den Anhydrithorizont E zu berechnen ist, d. h. die so eingeschätzte Durchlässigkeit läge bei $k = 10^{-13} \text{ m/sec}$.

Die Dauer des Penetrationsprozesses folgt entsprechend aus der Beziehung:

$$t = \frac{p}{K} \cdot \frac{\eta}{p_{MAX}} \cdot \frac{l^2}{2} \quad (3)$$

mit p - Porosität des Gebirges
 t - Dauer des Penetrationsprozesses

und liegt damit im Bereich geologischer Zeiträume (Tausend Jahre). Mögliche Penetrations-tiefen des Dieselöls in das anstehende Steinsalz bleiben über langfristige Speicherzeiträume auf ca. $1 - 1,5 \text{ m}$ beschränkt (siehe auch D. Brückner, et al., Okt. 2003).

Damit ist aus dem Erfahrungsschatz und auch durch den rechnerischen Nachweis belegt, dass das anstehende Wirtsgestein Rötsteinsalz seine Funktion vollständig und sicher erfüllt und den Einschluss des Deponates Dieselöl nachhaltig gewährleistet.

Demzufolge ist die geologische Dichtheit gegeben, wenn, wie abgeschätzt:

- die Standsicherheit der Pfeiler und Schweben gewährleistet ist und der maximal angreifende Fluiddruck des Speichergutes die herrschende Gebirgsdruckeinspannung in dem für die Dichtheit kritischen Horizont, d. h. in der Steinsalz-Hangendschwebe

unterschreitet. Der zulässige maximale Druckgradient für die Fluiddruckbelastung in diesem Horizont, der auf den Teufenhorizont der Salzlage C in der Schwebelage ca. 15 – 20 m über der Firste fixiert werden kann und bis zu dem auch die Bohrungen nachweislich und zuverlässig dicht installiert sein müssen, wird mit $p_{\text{MAX}}/H_{\text{KRIT}} = 0,15 \text{ bar/m}$ und damit bei $\leq 70\%$ des lithostatischen Teufendruckes in diesem Horizont für diese gegebenen Bedingungen festgelegt.

Damit folgt z. B. unter Ansatz einer Fluidichte von 830 kg/m^3 für Dieselkraftstoff sowie einer kritischen Teufe von 485 m ein maximal zulässiger Kopfdruck an der Treibstoffförder-sonde von $p_K = 29 \text{ bar}$. Die mindestens aufrecht zu haltenden Kopfdrücke an der Treibstoffförder-sonde bei drucklosem Soleförder-sondenkopf liegen dementsprechend je nach Befüllstand (max. gefüllte Kaverne: Spiegelteufe Sole – Dieselkraftstoff $\geq 445 \text{ m}$, minimal gefüllte Kaverne: Spiegelteufe Sole – Dieselkraftstoff $\leq 470 \text{ m}$) bei $p_K = 16 - 17 \text{ bar}$, d. h. ca. $12 - 13 \text{ bar}$ unter den maximalen zulässigen Kopfdrücken.

Entscheidend für die Nutzbarkeit der Kavernen als Treibstoffspeicher ist deren technische Dichtheit. Dies betrifft insbesondere die Verbindung Salzgebirge–Zement-Rohrtour beim 7“-Casing im Hangendbereich oberhalb der Kavernenfirste, die eine maximale Fluiddruckbe- lastung bis $0,15 \text{ bar/m} \cdot H$ sicher ertragen muss. Als erster Dichtheitsnachweis kann ein si- cherer Blanketbetrieb (Blanket: Öl) während der etwa 9 Jahre andauernden Aussolung der zu betrachtenden Kavernenbohrungen gelten. Vor der Nutzung als Treibstoffspeicher ist je- doch die Dichtheit und Festigkeit des Casings durch entsprechende Bohrlochinspektionen und Dichtheitsprüfungen zu belegen. Dabei sollte der Prüfdruck den vorgenannten p_{MAX} – Wert um ca. 5 bar überschreiten.

Zum Schutz des vorhandenen 7“-Casings und zur sicheren Verhinderung des Eintrittes von Treibstoffmengen in den Grundwasserhorizont im möglichen Fall einer Casing-Leckage soll- te eine gesonderte Förderrohrtour in den 7“-Casing eingebaut werden, um das erforderliche Sicherheitsprinzip des doppelwandigen Bohrlochausbaus einzuhalten.

Die in einigen der zu untersuchenden Kavernenbohrungen noch vorhandenen 5½“-Rohr- touren sind für die bohrlochmesstechnische Inspektion der 7“-Casings auszubauen und die- se 7“-Casings zur Gewährleistung einer exakten US-Vermessung der Kavernen bis in das Firsniveau zu kürzen.

Für die Kavernennutzung als Treibstoffspeicher sind dann Förderrohre abzuhängen, z. B. als 5½“-Tubing, bei den Soleförder-sonden bis ins Kavernentiefste und bei Treibstoffförder-sonden

bis in das Firstniveau, d. h. bis oberhalb des Casingschuhs. Die 5½“-Tubings gewährleisten Förderleistungen von 100 – 150 m³/h bei zulässigen Förderstromgeschwindigkeiten von 2 – 4 m/sec. Die 5½“-7“-Ringräume sind mit einem Schutzmedium zu beaufschlagen. Durch eine permanente Drucküberwachung des Ringraumes am Sondenkopf wird die Dichtheit der Verrohrung überwacht.

Es wird davon ausgegangen und ist zu empfehlen, dass die als Treibstoffspeicher genutzten Kavernen über zwei Sonden betrieben werden:

- eine Solefördersonde, über die bei Treibstoffeinspeisung Sole gefördert und bei Treibstoffauspeisung Sole eingespeist wird,
- eine Treibstofffördersonde, über die der Treibstoff ein- und ausgespeist wird.

Die vorhandene dritte Sonde kann nach erfolgter Dichtheitsprüfung dicht verschlossen werden und während des Speicherbetriebszeitraumes passiv bleiben. Die Solefördersonde sollte dabei so ausgewählt werden, dass durch sie das Kavernentiefste erreicht und das Solesteigrohr so tief wie möglich abgesetzt werden kann. Die Treibstofffördersonde sollte möglichst im Kavernentopbereich liegen.

Es ist zu beachten, dass aufgrund der Sohlenstruktur der Mehrsondenkavernen mit entsprechenden Einmündungen nur ein begrenzter Teil der Kaverne für die Treibstoffspeicherung genutzt werden kann. Der Soleförderstrang sollte nicht tiefer als ca. 1 m über der Rückstandsoberfläche abgesetzt werden, um bei der Soleauslagerung nicht zu viele Feststoffteile mit zu fördern. Des Weiteren sollte der maximal zugelassene Tiefstand des Sole-Treibstoffspiegels bei gefüllter Kaverne mindestens 1 m über dem Rohrschuh des Solesteigrohres liegen, um einen Treibstoffdurchschlag in die Solesteigleitung sicher zu vermeiden.

3. Gebirgsmechanische Bedingungen im Kavernenfeld

Während eines mehr als 70-jährigen Aussolbetriebes zur NaCl-Solegewinnung im Kavernenfeld Hengelo wurden etwa zweihundert Kavernen angelegt und betrieben. Ziel der NaCl-Gewinnung war und ist das Röt-Steinsalz des Unteren Röt (Röt – Hauptevaporit RNR 01). Die Basis bildet ein um einen Meter mächtiger aushaltender Anhydrithorizont, der das Untere Steinsalzlager A gegen das Subsalinar des Sölling abdeckt. Die Steinsalzbasis liegt im Teufenbereich zwischen 340 – 540 m und fällt im Kavernenfeld von NE → SW ein. Der Steinsalzhorizont gliedert sich in vier Steinsalzlagen, die untereinander durch bis zu mehreren Metern mächtige, anhydritisch geprägte Zwischenmittel getrennt sind. Die Mächtigkeit des

Steinsalzhorizontes beträgt im Mittel 65 – 85 m. Die Oberkante des Unteren Röt liegt im Kavernenfeld im Teufenbereich 280 – 460 m und fällt ebenfalls von NE → SW ein. Bei Anlage der Kavernen war geplant, nach Ansofen in der Salzbasis den Solhorizont bis in die Zone C zu entwickeln und hier die Firste so zu halten, dass gegen das obere anhydritisch geprägte und ca. 3 – 5 m mächtige Zwischenmittel D1 eine Anbaubank von mindestens 5 m und mehr angehalten ist, so dass die resultierende maximale Kavernenhöhe auf ein solches Maß begrenzt bleibt, dass von der Volumenbilanz her sich kein Firstbruch bis über das Hangende entwickeln kann, der bis hin zu Tagesbrüchen an der Oberfläche führen könnte (Einhaltung einer inhärent sicheren Kavernenhöhe).

Somit folgen solbare Mächtigkeiten bis ca. 30 m. Bei den zu beurteilenden Kavernen wurde bisher nur im unteren Teil der Zone A gesolt, d. h. die belassenen salinaren Dachschichten sind hier erheblich mächtiger als gefordert.

Die Kavernen wurden jeweils über eine oder mehrere Bohrungen ausgesolt, welche in Abständen von ca. 40 m zueinander in einer Reihe niedergebracht wurden. Im Kavernenfeld gibt es entsprechend Einzelkavernen sowie Doppel-, Drei- und Vierfachsondenkavernen. Bei den zu beurteilenden Kavernen handelt es sich um eine Doppel- und fünf Dreifachsondenkavernen.

Als Tragelement der Kavernensysteme im Kavernenfeld fungieren die zwischen den Kavernen belassenen Pfeiler im Rötalsalz sowie das die Kaverne überspannende Dach im mittleren und oberen Rötton. Die Pfeiler tragen das durch die stabilen Kavernendachhorizonte auf sie übertragene Gewicht des Hangenden und des Deckgebirges ab, wobei sie durch den in der Kaverne herrschenden Innendruck (Soledruck $\hat{=}$ Gewicht der Solesäulen in den Bohrungen bis Übertage) druckeingespannt sind. Bei dem durch die BGR durchgeführten Standsicherheitsnachweis (Nov. 2004) wird dabei von einem ebenen Schnittmodell ausgegangen, d. h. die gesamte Deckgebirgslast ist von den die Sondenreihe der Kaverne begleitenden Langpfeilern abzutragen. Den Trennpfeilern zwischen den Kavernen in der Kavernenreihe wird keine Tragfunktion zugewiesen. In dieser konservativen Betrachtung haben sie ausschließlich die Funktion der hydraulischen Abtrennung der benachbart gelegenen Solkavernen.

Das Kavernendach, welches den gesolten Kavernenquerschnitt überspannt und das Gewicht des Hangenden und des Deckgebirges aushält und abträgt, setzt sich, mit der Bohrung 480 als Referenz, wie folgt zusammen:

- Steinsalzanbaubank des Steinsalzhorizontes A2, die zwischen der Kavernenfirste und dem Zwischenmittel B1 belassen wurde (≥ 5 m bis ca. 10 m)

- Zwischenmittel B1 (0,5 – 1,5 m)
- Salzhorizont B2 (3 – 5 m)
- Zwischenmittel C1 (ca. 1,5 m)
- Salzhorizont C2 (17 – 20 m)
- Zwischenmittel D1 aus Tonstein mit dünnen Siltstein- sowie Anhydrit- und Halitlagen (ca. 3 – 5 m)
- obersten Steinsalzhorizont D2 (ca. 1 - 5 m)
- kompakte Anhydritschicht E von 10 – 13 m Mächtigkeit
- kompakter Mittlerer Röt-Tonsteinhorizont von ca. 24 – 26 m Mächtigkeit

und fungiert als eine etwa 60 – 70 m dicke, seitlich durch den Gebirgsdruck eingespannte Platte, die an ihrer Unterkante durch den Kaverneninnendruck gestützt wird.

Die zwischen dem Mittleren Röt-Tonstein und der Oberen Röt-Tonfolge positionierte dünnbankige Anhydritschicht mit Mächtigkeiten im Meterbereich wird als vorbeanspruchte und mögliche Abscherzone angesehen und trennt demzufolge die o. g. Kavernendachschicht von dem auflagernden Hangenden (Obere Röt-Tonfolge mit einer Mächtigkeit von 125 – 140 m) und dem Deckgebirge (Mächtigkeiten zwischen 110 – 310 m, von NE nach SW zunehmend).

Durch die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) Hannover wurde die zulässige Beanspruchung der Kavernenpfeiler im Kavernenfeld Hengelo untersucht und ermittelt. Für Kavernenhöhen von 25 und 40 m worden für Kavernendurchmesser bzw. Kavernenspannweiten folgende erforderlichen Pfeilerstärken angegeben:

Kavernendurchmesser [m]	Kavernenhöhe	
	25 m	40 m
80	43	49
100	52	59
120	60	68
140	67	77
155	72	83
170	77	88

Der Überblick über das Kavernenfeldrisswerk zeigt, dass entsprechend dieser Dimensionierung der BGR (März 2004) die im zu bewertenden Kavernenfeldbereich die die Sondenreihen begleitenden Längspfeiler diesen Anforderungen bezüglich ihrer erforderlichen Breite mit erheblichen Reserven erfüllen. Voraussetzung für die Zulässigkeit der Speicherung von Dieselmotorkraftstoff in vorgenannten Kavernen ist der Nachweis von deren:

- Stabilität während der Betriebsphase

- geologischer Dichtheit, die durch die Erhaltung der Integrität der geologischen Barrieren (Hangendschutzschicht) sowie der zuverlässigen technischen Dichtheit und Verfüllung der Bohrungen gewährleistet wird.

Die Stabilität der Längspfeiler lässt sich dabei wie folgt belegen:

- Die Pfeiler tragen unter sehr begrenzten Kriechdeformationen die auf sie wirkende Hangend- und Deckgebirgslast ab. Die induzierten Hangendabsenkungen und die beobachteten Senkungen an der Tagesoberfläche bleiben begrenzt und verlaufen mit geringen Raten, ohne sich zu beschleunigen.
- Die nach den üblichen Dimensionierungsverfahren für Pfeiler ermittelten Tragfähigkeiten gewährleisten die Stabilität.

Dazu ist festzustellen, dass die Pfeilertragfähigkeit durch die Festigkeit des Rötsteinsalzes bestimmt wird. Diesbezüglich hat die BGR Hannover an Kernmaterial aus der Bohrung 480, die im südlichen Teil des Kavernenfeldes niedergebracht wurde, Untersuchungen durchgeführt (BGR, Juni 2007). Das Rötsteinsalz wurde hier im Teufenbereich 413 – 484 m angetroffen bei Mächtigkeiten der unteren Salzschieht A von 37 m und der oberen Salzschieht C von 20 m. Dazwischen liegen die Zwischenmittel A₁ und B₁ sowie das Salzlager B mit einer Gesamtmächtigkeit von 10 m.

Die ermittelten triaxialen Druckfestigkeiten lassen sich in Abhängigkeit von der wirkenden minimalen Druckeinspannung σ_{MIN} wie folgt durch die am IfG Leipzig entwickelte Beziehung beschreiben:

$$\sigma_{1\text{MAX}} = \sigma_D + \left(1 + \frac{\sigma_{\text{MAX}} - \sigma_D}{\sigma_{\text{MIN}}} \right) \cdot \sigma_{\text{MIN}} \quad (4)$$

mit der einachsigen Druckfestigkeit $\sigma_D = 20 \text{ MPa}$ ($\sigma_{\text{MIN}} = 0$), dem Spannungsdeviatorwert $\sigma_{\text{MAX}} = \sigma_{1\text{MAX}} - \sigma_{\text{MIN}} = 50 \text{ MPa}$ bei sehr hohen Druckeinspannungen ($\sigma_{\text{MIN}} \gg \sigma_D$), der bei dem im Kavernenhorizont wirkenden Gebirgsdruck (lithostatischer Teufendruck) von etwa 10 MPa erst etwa zu 80 % erreicht wird und der die Nichtlinearität der Druckeinspannungsabhängigkeit charakterisierende Spannungswert $\sigma_{\text{D}} = 5 \text{ MPa}$. Die einachsige Zugfestigkeit σ_z mit $\sigma_{1\text{MAX}} = 0$ und $\sigma_{\text{MIN}} = -\sigma_z$ lässt sich mit den vorgenannten Parametern ableiten mit

$$\sigma_z = \frac{\sigma_{\text{MAX}} + \sigma_D}{2} - \sqrt{\left(\frac{\sigma_{\text{MAX}} + \sigma_D}{2} \right)^2 - \sigma_D^2} = 1,9 \text{ MPa} \quad (5)$$

Die wirkende Druckeinspannung der Kavernenpfeiler wird wesentlich durch den in den Kavernen herrschenden Innendruck (i. Allg. Soledruck und im Minimum Druck einer Dieselölsäule bis übertage) bestimmt und beträgt in dem Teufenhorizont ($H_F \geq 445$ m) mindestens $p_{DIESEL} = p_{MIN} = 3,6$ MPa.

Daraus folgt eine maximale Festigkeit bzw. Tragfähigkeit der Pfeiler von $(\sigma_p)_{MAX} = (\sigma_1)_{MAX} = 36,2$ MPa. Entsprechend der „Empfehlungen Hohlraumbau im Salzgebirge (Deutsche Gesellschaft für Geotechnik, 1986) lassen sich zulässige Pfeilerbelastungen im Steinsalz an der maximalen Tragfähigkeit durch einen Reduktionsfaktor von $(\sigma_p)_{MAX}/(\sigma_p)_{ZULÄSSIG} = 2,5$ ableiten, d. h. $(\sigma_p)_{ZULÄSSIG} = 14,5$ MPa. Aus der Kräftebilanz im System Kaverne-Pfeiler lässt sich die die Pfeilerstabilität gewährleistende Pfeilerzone und damit die erforderliche Systemfläche für die zu beurteilende Kaverne bestimmen:

$$A_K + A_p = A_{SYS} \Rightarrow$$

$$A_{SYS} \cdot p_{GEB} \cdot H = A_p \cdot \sigma_p + A_K \cdot p_{DIESEL} \cdot H \quad (6)$$

mit dem lithostatischen Teufendruck $p_{GEB} \cdot H = 9,6$ MPa, dem Druck der Dieselölsäule bis übertage $p_{DIESEL} \cdot H = 3,6$ MPa sowie der zulässigen mittleren Pfeilerbelastung $\sigma_p = (\sigma_p)_{ZULÄSSIG} = 14,5$ MPa.

Daraus folgt, dass die der Kaverne zuzuordnende Pfeilerzone A_p mindestens 122 % der Kavernenfläche betragen sollte.

Die aus der Beziehung $A_{PZ} = A_K \cdot \left(0,1 + \frac{H}{H_0}\right)$ ausgewiesene wirksame Pfeilerzone beträgt $2,1 \cdot A_K$ und übertrifft damit die geforderten Mindestpfeilerzone erheblich.

Wesentlich für die Sicherheit in der Speicherbetriebsphase ist die Stabilität des Kavernendaches. In ihm sind auch der Rohrschuh und die unteren Rohrlängen des Bohrlochausbaus installiert, die unter den Wirkungen eines instabilen Dachhorizontes infolge von Zug- und Scherbeanspruchungen so kritisch gestört und beansprucht werden könnten, dass ihre Funktionsfähigkeit und auch die Durchgängigkeit und Befahrbarkeit der Bohrung nicht mehr gegeben ist.

Die Stabilität des Kavernendachhorizontes wird entsprechend des Modells einer seiten-druckeingespannten Platte rechnerisch bewertet, die von oben durch das Gewicht des Hangenden belastet und von unten durch den Kaverneninnendruck gestützt wird.

Für eine allseitig eingespannte, gleichmäßig belastete Kreisplatte gelten in der Plattenmitte folgende Spannungsbeziehungen (Taschenbuch Maschinenbau 1985).

$$\sigma_r = \sigma_\theta = \frac{3 \cdot (1 + \nu)}{8} \cdot \left(\frac{R}{h}\right)^2 \cdot p_p \quad (7)$$

mit σ_r – Radialspannung

σ_θ – Tangentialspannung

R – Plattenradius

h – Plattendicke

p_p – Plattenbelastung

$p_p = \rho_{GEB} \cdot H - p_{DIESEL}$ und ν – Poissonzahl.

Damit sind $\rho_{GEB} \cdot H$ das auf die Platte wirkende Hangend- und Deckgebirgsgewicht und p_{SOLE} der stützende Zonendruck.

Die Grenzgleichgewichtsbeziehung nach MOHR nimmt nun folgende Form an:

$$\sigma_z - \sigma_r = \sin \alpha \cdot (\sigma_z + \sigma_r + 2c \cdot \cot \alpha) \quad (8)$$

mit σ_z – Vertikalspannung in der Plattenmitte, c – Kohäsion und $\tan \alpha$ – Reibungsbeiwert als Festigkeitsparameter. An der Plattenunterseite gilt nur $\sigma_z = p_{DIESEL}$

Daraus folgt durch Einsetzen von Bez. (8) in Bez. (7):

$$h_D \geq \frac{d_K}{4} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (\rho_{GEB} \cdot H - p_{DIESEL}) \cdot (1 + \sin \alpha)}{2c \cdot \cos \alpha + p_{DIESEL} \cdot (1 - \sin \alpha)}} \quad \text{mit } \nu \approx 1/3 \quad (9)$$

Festigkeitswerte der die Tragfähigkeit und Belastbarkeit der Deckschicht bestimmenden Horizonte (Mittlerer Röt-Ton, Anhydrit des Horizontes E, Tonstein des Zwischenmittels D1) sind im Bericht der BGR (Juni 2007) mit dem Vergleich der Untersuchungen von 1985 und 2004 zusammenfassend dargestellt.

Abgeleitet aus den Beziehungen für die Kohäsion:

$$C = \frac{(\sigma_1)_{MAX} - \sigma_{MIN} \cdot (\sigma_1)'_{MAX}}{2 \cdot \sqrt{(\sigma_1)'_{MAX}}} \quad (10)$$

$$\text{mit } (\sigma_1)'_{MAX} = \frac{d(\sigma_1)_{MAX}}{d \sigma_{MIN}} = 1 + \frac{\sigma_{MAX} - \sigma_{MIN}}{\sigma_{MIN}} - \frac{\sigma_{MIN} \cdot \sigma_{MAX} - D}{(\sigma_{MAX} + \sigma_{MIN})^2} \quad (11)$$

abgeleitet aus der Beziehung (4)

$$\text{sowie für den Reibungsbeiwert } tg \varphi = \frac{(\sigma_1)_{MAX} - 1}{2 \cdot \sqrt{(\sigma_1)'_{MAX}}} \quad (12)$$

folgen dementsprechend für das Rötsteinsalz bei im Hangenden wirkenden Druckeinspannungen von mindestens $\sigma_{MIN} = 4 - 5 \text{ MPa}$ in Ansatz zu bringende Festigkeitsparameter von

$$C_{SALZ} = 8 \text{ MPa und } \varphi_{SALZ} = 28^\circ$$

Für die am wenigsten feste Schicht im Hangenden (Rötton: braunroter Ton-/ Schluffstein mit Dichten von $2290 - 2580 \text{ kg/m}^3$, in der Bohrung 480 im Teufenbereich von $385 - 396 \text{ m}$ angetroffen) liegen die ermittelten Festigkeitswerte $(\sigma_1)_{MAX}$ bei wirkenden Druckeinspannungen von $\sigma_{MIN} \approx 5 \text{ MPa}$ bis zu 20 MPa niedriger als die von Rötstein. Es sind dementsprechend als Festigkeitswerte in Ansatz zu bringen: $C = 2,8 \text{ MPa}$ und $\varphi = 21,3^\circ$.

Diese Werte folgen aus den in BGR (Juni 2007) in Tab. 7 angegebenen Parametern für die Nachbruchfestigkeit des Ton-/ Schluffsteins entsprechend des Drucker-Prager-Kriteriums mit

$$F = \sigma_1 \cdot l + \sqrt{\Pi_S - k} \quad \text{und}$$

$$l = \frac{1}{3} (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3) \quad \text{erste Invariante des Spannungstensors}$$

$$\Pi_S = \frac{1}{6} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2] \quad \text{zweite Invariante des Spannungsdeviators}$$

$$\text{sowie } k = 0,1588 \quad \text{und} \quad K = 3,438$$

Im konservativen Sinne wird vorausgesetzt, dass diese Festigkeitsparameter die Belastbarkeit bzw. die Standsicherheit der Hangendschichten über der Kaverne bestimmen.

Mit diesen Werten folgt mit $p_{DIESEL} = 3,6 \text{ MPa}$ und $\sigma_{GEB} \cdot H = 9,6 \text{ MPa}$ ein Verhältnis von

$$\text{Dachschichtmächtigkeit zum Kavernendurchmesser bzw. zur Spannweite } \frac{h_D}{d_K} = 0,37.$$

Daraus kann abgeleitet werden, dass bei mindestens in Ansatz zu bringenden Dachschichtmächtigkeiten von 50 – 60 m in einer Firstteufenlage um 450 m Kavernen mit Durchmessern bis zu 135 – 160 m stabil überspannt werden. Diese Bedingung ist bei den vorgenannten Kavernen erfüllt.

4. Gebirgsmechanische Bewertung der zu beurteilenden Kavernen hinsichtlich einer Nachnutzung als Dieselkraftstoffspeicher

4.1 Kaverne 367 - 368

Die erste Bohrung 367 für die Kaverne wurde in 12/1991 bis in eine Endteufe von 476,7 m niedergebracht und in 04/1992 angesolt sowie in 04/1996 mit der zweiten Bohrung 368 verbunden. Der Rötosalzhorizont weist eine Mächtigkeit von insgesamt 68 m aus von 409-477 m, davon zusammen ca. 7 m Zwischenmittel. Bis zur letzten US-Hohlraumvermessung in 07/2009 wurden insgesamt 490,6 kt NaCl gefördert. Dies entspricht einem Volumen von 266 Tm³. Das Niveau der Oberfläche des rückstandverfüllten Sumpfes wurde im Teufenbereich um 471–472 m, d. h. etwa 5 m über der Salzbasis angetroffen. Die Kavernenfirste lag zu diesem Zeitpunkt im Teufenbereich von 451–452 m, d. h. die Kavernenhöhe lag bei ca. 20 m. Die durch die US-Vermessung ausgewiesenen Querschnitte weisen eine Fläche von 13,5 Tm² aus bei einem max. Durchmesser Richtung WNW-ESE von 155 m sowie einer Spannweite von 115 m Richtung NNE-SSW im Bereich der Sonde 368. Die Kaverne 367–368 steht weiter im Aussolbetrieb bei einer Förderrate von ca. 75 kt NaCl pro Jahr bzw. einem Durchsatz um 30 m³ Sole pro Stunde. Dies entspricht einem Hohlraumzuwachs pro Monat von 3,3 Tm³, d. h. bei Beendigung des Aussolbetriebes in 06/2011 wird sich der Kavernenhohlraum um ca. 75 Tm³ auf etwa 340 Tm³ vergrößert haben. Der Hohlraumzuwachs wird dabei im Wesentlichen im Firstbereich realisiert, d. h. die Querschnittsfläche bleibt mit 14 Tm² nahezu konstant, während sich die Kavernenhöhe um etwa 5 m bis auf ca. 25 m vergrößern wird und so den Firsthorizont in den Teufenbereich um 445 – 447 m angehoben werden wird. Die Mächtigkeit des salinaren Hangenden beträgt dann noch 36 – 38 m bis zur Oberkante des Horizontes D2. Es wird eingeschätzt, dass aufgrund der ausgewiesenen Struktur des Kavernentiefsten und der Rückstandsoberfläche der Dieselöl-Solespiegel bei maximaler Kavernenbefüllung bis in eine Teufe von -440 mNN eingestellt werden kann. Dies entspricht etwa einem maximalen Füllvolumen von 255 Tm³ bzw. 75 % des Hohlraumes Dieselöl bzw. ca. 210 kt.

Nach dem gegenwärtigen Stand empfiehlt sich die Sonde 367 als Diesel-Sonde und die Sonde 368 als Solesonde. Eine Entscheidung wäre nach Abschluss der Aussolung und anhand der US-Endvermessungsergebnisse zu treffen.

Die installierten 7“-Casings wären dann bis auf eine Teufenniveau von etwa -416 mNN (367), d. h. bis ca. 1 – 1,5 m unter der Oberkante des Salzhorizontes A zu kürzen.

Bei der Kavernenhöhe von ca. 25 m nach Abschluss der Aussolung sind entsprechend der Untersuchungen der BGR Pfeiler zu benachbart gelegenen Kavernen aufgrund der unterschiedlichen Querschnittsradien der Sonden (367: 58 m, 368: 51 m) Pfeiler von 58 m bzw. 53 m ausreichend. Das der Kaverne zuzuordnende Pfeilersystem muss eine Fläche von $A_{\text{SYS}} = 43 \text{ Tm}^2$ ausweisen und entspricht dabei einem Rechteck mit ca. 215 m Länge Richtung WNW-ESE sowie 200 m Breite Richtung ENE-SSW. Dies kann ohne Überlappung mit den erforderlichen Pfeilersystemen der benachbart gelegenen Solkavernen ins Kavernenfeld eingeordnet werden.

Die erforderliche Hangendschwebenmächtigkeit unter Beachtung einer maximalen Spannweite (Sonde 367) von 115 m beträgt $\geq 46 \text{ m}$. Der nach Abschluss der Aussolung realisierte Abstand zwischen dem Kavernenfirst und der Oberkante der kompakten Anhydritschicht E ist sicher ausreichend, um dies zu gewährleisten.

4.2 Kaverne 372-374

Die erste Bohrung 372 der Kaverne wurde bis 12/1992 bis in eine Teufe von 476,3 m niedergebracht und in 06/1993 angesolt sowie in 10/1993 mit der zweiten Bohrung 373 bzw. in 11/1993 mit der dritten Bohrung 374 verbunden. Der Rötosalzhorizont weist eine Mächtigkeit von insgesamt 68 m aus von 409 – 477 m, davon zusammen ca. 7 m Zwischenmittel. Bis zur letzten US-Hohlraumvermessung in 04/2010 wurden insgesamt 403,5 kt NaCl gefördert. Dies entspricht einem Volumen von 218 Tm^3 . Das Niveau der Oberfläche des rückstandsverfüllten Sumpfes wurde im Teufenbereich um 474 – 476 m, d. h. etwa 1 – 3 m über der Salzbasis angetroffen. Die Kavernenfirste lag zu diesem Zeitpunkt im Teufenbereich von 460 – 462 m, d. h. die ausgewiesene Kavernenhöhe lag nur bei etwa 13 - 15 m. Die durch die US-Vermessung ausgewiesenen Querschnitte hatten eine Fläche von $14,8 \text{ Tm}^2$ bei einem maximalen Durchmesser von 172 m Richtung NE-SW und einer Spannweite NW-SE bis 112 m (Bereich Sonde 373). Die Kaverne 372-374 steht weiter im Aussolbetrieb bei einer Förderrate von 55 kt NaCl pro Jahr bzw. einem Durchsatz von ca. $23 \text{ m}^3/\text{h}$. Dies entspricht einem Hohlraumzuwachs von $2,5 \text{ Tm}^3/\text{Monat}$, d. h. bei Beendigung des Aussolbetriebes in 06/2011 wird sich der Kavernenhohlraum um ca. 35 Tm^3 auf etwa 250 Tm^3 vergrößern. Der Hohlraumzuwachs wird dabei im Wesentlichen im Firstbereich realisiert, die Querschnittsfläche bleibt mit 15 Tm^2 nahezu konstant, während sich die Kavernenhöhe um mehr als 2 m bis auf ca. 15 - 17 m erhöhen wird und so der Firsthorizont in den Teufenhorizont 458 – 460 m angehoben wird. Die Mächtigkeit des salinaren Hangenden beträgt dann noch 49 – 51 m bis zur Oberkante des Horizontes D2. Es wird eingeschätzt, dass aufgrund der ausgewiesenen

Struktur des Kavernentiefsten und der Rückstandsoberfläche der Sole-Dieselölspiegel bis in eine Teufe von -444 mNN eingestellt werden kann. Dies entspricht etwa einem maximalen Füllvolumen von 180 Tm^3 (72 % des Hohlraumes) Dieselöl bzw. 150 kt.

Nach dem gegenwärtigen Stand empfiehlt sich, die Sonde 374 als Dieselölsonde und die Sonde 373 als Solesonde zu nutzen, während die Sonde 372 geschlossen wird. Eine Entscheidung wäre nach Abschluss der Aussolung und anhand der US-Endvermessung zu treffen. Die 7“-Casings wären bis in ein Teufenniveau um -420 mNN, d. h. ca. 4 – 7 m unter dem Top des Salzhorizontes A zu kürzen.

Bei Radien von 51 m (Sonde 372), 56 m (Sonde 373) bzw. 47 m (Sonde 374) sind bei einer Kavernenhöhe um ca. 17 m Pfeiler von 45 – 50 m zu benachbart gelegenen Kavernen entsprechend den Untersuchungen der BGR (März 2004) ausreichend. Das der Kaverne zuzuordnende Pfeilersystem muss eine Fläche von $A_{\text{SYS}} = 48 \text{ Tm}^2$ ausweisen und entspricht dabei einem Rechteck von 240 m Länge Richtung NE-SW sowie einer Breite von 200 m Richtung NW-SE. Dieses Pfeilersystem überschneidet sich nicht mit denen der Richtung NNE (369-371) bzw. Richtung SW (375-377) gelegenen Kavernen.

Die erforderliche Hangendschwebenmächtigkeit unter Beachtung einer maximalen Spannweite von 112 m (Sonde 373) beträgt $\geq 46 \text{ m}$ und wird bereits innerhalb des Rötosalzes, d. h. bis zum Salzhorizont D realisiert.

4.3 Kaverne 375-377

Die erste Bohrung 375 der Kaverne wurde bis 03/1993 bis in eine Teufe von 472,0 m niedergebracht und in 09/1993 angesolt sowie in 12/1993 mit der zweiten Bohrung 376 bzw. in 01/1994 mit der dritten Bohrung 377 verbunden. Der Rötosalzhorizont weist eine Mächtigkeit von insgesamt 71 m aus im Teufenbereich von 401 – 472 m, davon zusammen ca. 6 – 7 m Zwischenmittel. Bis zum Abschluss der Aussolung in 03/2008 wurden insgesamt 570,6 kt NaCl gefördert. Das entspricht einem Volumen von 309 Tm^3 . Das Niveau der Oberfläche des rückstandsverfüllten Sumpfes wurde im Teufenbereich um 466 – 467 m, d. h. etwa 3 – 5 m über der Rötosalzbasis angetroffen. Die Kavernenfirste liegt im Bereich 447 – 450 m somit beträgt die Kavernenhöhe 18 – 20 m. Die durch die US-Vermessung ausgewiesenen Querschnitte haben eine Fläche von $19,6 \text{ Tm}^2$ bei einem maximalen Durchmesser von 187 m Richtung ENE-WSW sowie einer Spannweite bis 133 m Richtung NNW-SSE im Bereich der Sonde 377. Die Mächtigkeit des salinaren Hangenden beträgt ca. 42 – 44 m bis zur Oberkante des Horizontes D2.

Es wird eingeschätzt, dass aufgrund der ausgewiesenen Struktur des Kavernentiefsten und der Rückstandsoberfläche der Sole-Dieselölspiegel bis in eine Teufe von -437 mNN eingestellt werden kann. Dies entspricht etwa einem maximalen Füllvolumen von 245 Tm³ (80 % des Hohlraumes) Dieselöl bzw. 205 kt.

Es empfiehlt sich, die Sonde 377 als Dieselölsonde und die Sonde 376 als Solesonde einzusetzen, während die Sonde 375 geschlossen wird. Die 7"-Casings wären dann bis in ein Teufenniveau um -413 mNN, d. h. ca. 3 – 9 m unterhalb des Tops des Salzhorizontes A zu kürzen.

Entsprechend den Untersuchungen der BGR sind bei einem Radius der Sonde 377 von 67 m bei einer Kavernenhöhe in diesem Bereich bis maximal 14 m Pfeilerstärke von ca. 58 m auszuweisen. Dies ist mit einem ausgewiesenen Mindestabstand von 49 m zur 378 deutlich unterschritten. Wird jedoch beachtet, dass im Bereich der Sonde 378 der Kaverne 378-380 die Kavernenhöhe deutlich unter 10 m liegt und der Radius ebenfalls mit 44 m erheblich reduziert ist (erforderliche Pfeilerstärke ca. 40 m), so genügt die ausgewiesene Pfeilerstärke doch noch den Standsicherheitsanforderungen der BGR.

Für den Pfeiler zur Sonde 375 ist wegen eines Radius von 51 m bei den ausgewiesenen Höhen bis maximal 20 m nach der BGR eine Pfeilermächtigkeit von 50 m ausreichend. Die der Kaverne zuzuordnende Systemfläche muss $A_{\text{SYS}} = 62 \text{ Tm}^2$ betragen. Sie entspricht einem Quadrat von etwa 250 m x 250 m. Sie kann nur in Überlappung mit dem der westlich benachbart gelegenen Kaverne 378-380 zuzuordnenden Pfeilersystem ins Kavernenfeld eingeordnet werden.

Die erforderliche Hangendschwebe unter Beachtung einer maximalen Spannweite bis 133 m (Sonde 377) beträgt $\geq 54 \text{ m}$ und wird etwa bis zum oberen Bereich der kompakten Anhydritschicht E erreicht.

4.4 Kaverne 378-380

Die erste Bohrung 378 der Kaverne wurde in 05/1993 bis in einer Teufe von 469,8 m niedergebracht und in 02/1994 angesolt sowie in 06/1994 mit der Bohrung 379 bzw. 07/1994 mit der Bohrung 380 verbunden. Der Rötosalzhorizont weist insgesamt eine Mächtigkeit von 64 m im Teufenbereich von 405-469 m aus, davon zusammen ca. 6 – 7 m Zwischenmittel. Bis zum Abschluss der Aussolung in 03/2010 wurden insgesamt 404 kt NaCl gefördert. Das entspricht einem Volumen von 219 Tm³. Das Niveau der Oberfläche des rückstandsverfüllten Sumpfes wurde im Teufenbereich 465 – 467 m angetroffen, d. h. ca. 2 – 5 m über der Salzbasis. Die Kavernenfirste liegt im Bereich der Sonde 380 bei 446 m bei Kavernenhöhen um 17 m bzw. im Bereich der Sonde 378 bei 458 m (max. Höhe: 8 m). Durch die US-Vermessung wird für die Querschnitte eine Fläche von 16,6 Tm² ausgewiesen bei einem

maximalen Durchmesser von 193 m Richtung W-E sowie einer maximalen Spannweite (N-S) über der Sonde 380 von 112 m. Die Mächtigkeit des salinaren Hangenden beträgt über dem Bereich der Sonde 380 ca. 39 – 42 m, während sie über dem Bereich der Sonde 378 mit ca. 53 m mehr als 10 m größer ist.

Aufgrund der ausgewiesenen Struktur und begrenzten Höhe wird empfohlen, den Bereich der Sonde 378 nicht mit in das Dieselölspeichervolumen einzubeziehen, d. h. der Sole-Dieselspiegel sollte oberhalb der Firstübergangsteufe (Bereich Sonde 379) in -430 mNN gehalten werden. Daraus folgt ein maximalen Füllvolumen von ca. 110 Tm³ (50 % des Hohlraumes) bzw. 90 kt Dieselöl. Es empfiehlt sich, die Sonde 380 als Dieselölsonde und die Sonde 378 als Solesonde zu nutzen, während die Sonde 379 verschlossen bleibt. Die 7“-Casings sind wie folgt zu kürzen: Sonden 379-380 bis auf -414 mNN und Sonde 378 bis auf -425 mNN. Da die ausgewiesene Pfeilerstärke auf Basis der Untersuchungen der BGR zwischen dem sehr niedrigen Kavernenbereich um die Sonde 378 und der benachbart gelegenen Kaverne 375-377 mit 49 m als gerade noch ausreichend bewertet werden kann, wurde bereits in Pkt. 4.3 ausgeführt. Zum Kavernenteil um die Sonde 380 ist aufgrund des ausgewiesenen Radius von 62 m und der Kavernenhöhe von 17 m eine Pfeilerstärke von etwa 57 m erforderlich.

Die der Kaverne zuzuordnende Systemfläche muss $A_{\text{SYS}} = 52 \text{ Tm}^2$ betragen und entspricht einem Rechteck von 260 m Länge Richtung W-E sowie einer Breite von 200 m Richtung N-S. Die erforderliche Hangendschwebe unter Beachtung einer maximalen Spannweite von 112 m (Sonde 380) beträgt 46 m und wird mit der kompakten Anhydritschicht E sicher erreicht.

4.5 Kaverne 469-471

Die Bohrungen 469, 470 und 471 wurden im Zeitraum 11/1997 bis 01/1998 bis in Endteufen von 472 – 479 m niedergebracht, in 06 bis 07/1998 angesolt und sind seit 19/1998 (469 und 470) bzw. 01/1999 (469 und 471), sowie 07/1999 (470 und 471) miteinander verbunden.

Der Rötosalzhorizont weist hier Mächtigkeiten von 64 – 66 m aus (407 - 472 m), davon zusammen ca. 7 m Zwischenmittel.

Bis 10/2010 wurden insgesamt 314, 7 kt NaCl gefördert. Dies entspricht einem ausgesolten Volumen von 170 Tm³. Das Niveau der Oberfläche des rückstandverfüllten Sumpfes lag bei der letzten US-Vermessung in 07/2007 im Teufenbereich um 469 – 470 m, d. h. ca. 2,5 m über der Salzbasis. Die Kavernenfirste lag bei der letzten US-Vermessung in 07/2007 im Teufenbereich um 469 – 470 m, d. h. die ausgewiesene Kavernenhöhe lag zu diesem Zeitpunkt bei 8 – 9 m. Bei einem in 07/2007 ausgewiesenen Kavernenquerschnitt von ca. 10 –

12 Tm² entsprach dies einem damaligen Hohlraumvolumen um 100 Tm³. Der maximale Durchmesser der Kaverne Richtung W-E lag bei 156 m und die Spannweite bei 90 m (Sonden 470 und 471) bzw. der Radius bei 33 m (Sonde 469).

Bei einem bis 10/2010 ausgesolten Volumen von 170 Tm³ und bei nahezu gleichbleibendem Querschnitt wird sich das Firstniveau um etwa 6 m bis in eine Teufe um 455 m eingestellt haben. Es ist vorgesehen, die Kaverne von 10/2010 bis 12/2011 durch die Gewinnung von weiteren 100 kt NaCl (mittlere Durchsatzrate ca. 35 m³/h) auf ein ausgesoltes Volumen von 225 Tm³ zu erweitern. Dies entspricht einer Zuwachsrate von ca. 3,8 Tm³/Monat. Es wird erwartet, dass sich der Querschnitt dabei nur im begrenzten Maße erweitert, d. h. der maximale Durchmesser Richtung W-E vergrößert sich bis auf ca. 165 m und die maximale Spannweite bleibt auf 95 m beschränkt (Querschnittsfläche: 13 Tm²). Der Hohlraumzuwachs wird im Wesentlichen im Firstbereich realisiert, d. h. die Firstteufe wird sich um weitere 4 – 5 m bis auf eine Teufenlage um 450 m verlagern.

Die resultierende Hohlraumhöhe wird etwa 18 m betragen und das Niveau der Rückstands-oberfläche auf eine Teufe von etwa 468 m erhöht haben. Die Mächtigkeit des salinaren Hangendhorizontes beträgt dann noch etwa 42 – 43 m bis zur Oberkante des Horizontes D.

Es wird eingeschätzt, dass aufgrund der erwarteten Struktur des Kavernentiefsten und der Rückstands-oberfläche der Sole-Dieselölspiegel bis in eine Teufe von 438 mNN eingestellt werden kann. Dies entspricht einem maximalen Füllvolumen von etwa 170 Tm³ (ca. 75 % des Hohlraumes) bzw. 140 kt Dieselöl.

Nach dem gegenwärtigen Stand empfiehlt es sich, die Sonde 469 als Dieselölsonde und die Sonde 471 als Solesonde zu nutzen, während die Sonde 470 geschlossen wird. Eine Entscheidung wäre nach Abschluss der Aussolung und anhand der US-Endvermessung zu treffen. Der 7“-Casing der Sonde 471 wäre bis in ein Teufenniveau um -417 mNN, d. h. ca. 2 – 3 m unter dem Top des Salzhorizontes A zu kürzen.

Nach Untersuchungen der BGR sind bei den erwarteten Radien bis 48 m (Sonden 470 und 471) und bei Kavernenhöhen um 18 m Pfeiler von 45 – 50 m zu benachbart gelegenen Kavernen ausreichend. Aus den vorliegenden US-Vermessungen (07/2007 bzw. 08/2008) wird ein Mindestabstand zwischen den Kavernen 469-471 und 472-474 von 124 m ausgewiesen. Daraus kann abgeleitet werden, dass nach Abschluss der Aussolung dieser beiden Kavernen der verbleibende Pfeiler mehr als doppelt so mächtig wie erforderlich sein wird.

Das der Kaverne 469-471 zuzuordnende Pfeilersystem muss eine Fläche von $A_{\text{SYS}} = 41 \text{ Tm}^2$ ausweisen und entspricht dabei einem Rechteck von 230 m Länge Richtung W-E sowie einer Breite von 180 m Richtung N-S.

Die erforderliche Hangendschwebenmächtigkeit unter Beachtung einer maximalen Spannweite von 95 m (Sonden 470 und 471) bedingt 38 m und wird bereits innerhalb des Rötsalzes, d. h. bis zum Salzhorizont D realisiert.

4.6 Kaverne 472-474

Die Bohrungen 472, 473 und 474 wurden im Zeitraum von 09 – 12/1998 bis in Endteufen von 470 – 472 m niedergebracht, in 04/1999 angesolt und sind seit 09/1999 (472-473) bzw. 01/2002 (473-474) miteinander verbunden. Der Rötsalzhorizont weist Mächtigkeiten von 61 – 62 m auf (409 - 471 m), davon 6 – 9 m Zwischenmittel. Bis 10/2010 wurden insgesamt 307,1 kt NaCl gefördert. Dies entspricht einem gesolten Volumen von 165 Tm³. Das Niveau des rückstandverfüllten Sumpfes lag bei der letzten US-Vermessung in 08/2008 im Teufenbereich von 464 – 467 m und damit 2 – 8 m über der Salzbasis. Die Kavernenfirste lag zu diesem Zeitpunkt im Teufenbereich um 455 m, d. h. die ausgewiesenen Kavernenhöhen schwankten zwischen 9 m (Sonden 473 und 474) und 12 m (Sonde 472).

Bei einem in 08/2008 ausgewiesenen Kavernenquerschnitt von ca. 12 Tm² entspricht dies einem Hohlraumvolumen von 125 Tm³. Der maximale Durchmesser der Kaverne lag in Richtung W-E bei 150 m und die Spannweite bei 92 m (Sonde 473) sowie die Radien bei 35 m (474) bzw. 45 m (472). Bei einem bis 10/2010 ausgesolten Volumen von 165 Tm³ und bei nahezu gleichbleibendem Querschnitt wird sich das Firstniveau um ca. 3 – 4 m bis in ein Teuffniveau von 451 – 452 m angehoben haben. Es ist vorgesehen, die Kaverne von 10/2010 bis 12/2011 durch die Gewinnung von weiteren 100 kt NaCl (mittlere Durchsatzrate: 35 m³/h) auf ein ausgesolten Volumen von 220 Tm³ zu erweitern. Dies entspricht einer Zuwachsrate von ca. 3,8 Tm³/Monat. Es wird erwartet, dass sich der Querschnitt dabei nur im begrenzten Maße erweitert, d. h. der maximale Durchmesser Richtung W-E vergrößert sich bis auf 160 m³ und die maximale Spannweite bleibt auf 95 – 100 m beschränkt (Querschnittsfläche: 13 Tm²).

Der Zuwachs wird im Wesentlichen im Firstbereich realisiert, d. h. die Firstteufe wird sich weitere 4 – 5 m bis in eine Teufenlage von 447 m angehoben haben. Die resultierende Hohlraumhöhe wird etwa 16 – 18 m betragen und das Niveau der Rückstandsfläche auf ca. 463 – 465 m angestiegen sein. Die Mächtigkeit des salinaren Hangendhorizontes beträgt dann noch etwa 37 – 39 m bis zur Oberkante des Horizontes D. Es wird eingeschätzt, dass aufgrund der erwarteten Struktur des Kavernentiefsten und der Rückstandsoberfläche der Sole-Dieselölspiegel bis in eine Teufe von -435 mNN eingestellt werden kann. Dies entspricht einem maximalen Füllvolumen von etwa 165 Tm³ (ca. 75 % des Hohlraumes) bzw. 137 kt Dieselöl. Nach dem gegenwärtigen Stand empfiehlt es sich, die Sonde 474 als Dieselölsonde zu

verwenden. Die Sonde 473 wäre zu verschließen. Die 7“-Casingschuhe stehen in Teufe von -417 mNN und damit etwa 3 m über dem zu erwartenden Firstniveau sowie etwa 1,5 m unter dem Top des Salzhorizontes A.

Wie bereits angeführt, ist der verbleibende Pfeiler zwischen den Kavernen 469-471 und 472-474 mehr als doppelt so groß wie nach den Untersuchungen der BGR erforderlich.

Die notwendige Hangendschwebenmächtigkeit von 38 m wird bereits innerhalb des Rötsalzes realisiert.

Das der Kaverne 472-474 zuzuordnende Pfeilersystem muss eine Fläche von etwa $A_{\text{SYS}} = 41 \text{ Tm}^2$ ausweisen und entspricht dabei einem Rechteck von 230 m Länge in Richtung W-E sowie einer Breite von 180 m in Richtung N-S.

5. Zusammenfassende Bewertung und Empfehlungen aus gebirgsmechanischer Sicht

Grundsätzlich wird aus gebirgsmechanischer Sicht eingeschätzt, dass bei den zu untersuchenden sechs Kavernen 367-368, 372-374, 375-377, 378-380, 469-471 und 472-474 die gebirgsmechanischen Bedingungen zur Gewährleistung der Standsicherheit und der geologischen Dichtheit auch bei einer Nachnutzung als Untergrundspeicher für Dieseltreibstoff eingehalten sind und damit bei allen die Möglichkeit einer Umwidmung gegeben ist.

In erster Beurteilung der ausgewiesenen Hohlraumsituation bei den aus dem Solbetrieb genommenen Kavernen 375-377 und 378-380 sowie der zu erwartenden Hohlraumentwicklung bis 06/2011 bei den noch im Aussolbetrieb befindlichen Kavernen 367-368 und 372-374, 469-471 und 472-474 lassen sich mögliche Speichervolumina für Dieselmotortreibstoff von 110 bis 255 Tm^3 prognostizieren.

Es wird empfohlen, folgende geotechnische Messungen und Maßnahmen zur Eignungsüberprüfung und zum Eignungsnachweis durchzuführen:

- Ausbau der z. T. noch installierten 5½“-Rohrtouren und Kürzung des zementierten 7“-Casing bis oberhalb des Firstniveaus.
- Die exakte US-Hohlraumvermessung der stillgelegten Kavernen an jeweils allen Bohrungen und Anfertigung des entsprechenden Kavernenrisswerkes als Beleg für

ausreichend bemessene Pfeiler und Schweben

- Nachweis der Standfestigkeit und Dichtheit der 7“-Casings und der Intaktheit der Zementation mittels Bohrlochlogging in allen Kavernenbohrungen.
- Dichtheitstest für die Verbindung Steinsalz-Zementation-7“-Casing im Firstbereich aller Kavernen unter Prüfdrücken, die etwa 5 bar über den zulässigen maximalen Fluidrücken während des Speicherbetriebes liegen.
- Rechentechnischer Nachweis der Standsicherheit der Speicherkavernen durch 3D-Gebirgsmodellierung unter Einbeziehung des Hohlraumstandes und der geplanten Entwicklung benachbart gelegener NaCl-Soleproduktionskavernen bei Berücksichtigung eines dieselsondenseitigen Druckabfalls $\rightarrow 0$.

Bei positivem Befund vorgenannter Untersuchungen und Entscheidung zur Umwidmung als Speicherkaverne für Dieselkraftstoff werden folgende Maßnahmen empfohlen:

- Verschluss der nicht zur Förderung von Dieselöl oder Sole genutzten dritten Kavernenbohrung durch ein temporäres Dichtungselementesystem oberhalb des Firsthorizontes und Auffüllung der darüber liegenden verrohrten 7“- Bohrung mit Sole und Aufbau eines Beobachtungssondenkopfes, um feststellen zu können, ob sich im Leckagefall ein Druck aufbaut oder Dieselöl ansammelt.
- Abhängen des 5½“-Tubing als Förderrohrtour für
 - Sole: bis ca. 1 m über dem Kavernensohlenniveau
 - Dieselöl: bis ins Firstniveau
 und Beaufschlagen des 5½“-7“- Ringraumes mit einem Schutzmedium und permanente Drucküberwachung desselben.
- Bei der Treibstofferbefüllung und während des Speicherbetriebes exakte Erfassung der ein- und ausgespeicherten Sole- und Treibstoffmengen sowie Bestimmung der Sole-Dieselspiegelstände durch exakte Druckmessungen.

Abschließend wird zusammenfassend festgestellt, dass bei positivem Ergebnis der durchzuführenden Untersuchungen und bei Einhaltung o. g. Überwachungs- und Kontrollmaßnahmen ein langfristiger Speicherbetrieb durchgeführt werden kann.

Leipzig, 22.10.2010

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'W. Schreiner', written in a cursive style.

Dipl. – Phys. Wolfgang Schreiner
Projektleiter

Quellenverzeichnis

BGR (März 2004): Ermittlung der zulässigen Beanspruchung von Pfeilern im Kavernenfeld Hengelo

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) Hannover

BGR (November 2004): Geotechnische Berechnungen zur Standsicherheit und Integrität von Inline-Pfeilern in parallelen Kavernenreihen

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) Hannover

BGR (Juni 2007): Bewertung früherer Standsicherheitsuntersuchungen unter Einbeziehung aktueller Laborversuche am Kernmaterial der Bohrung 480

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) Hannover

BRÜCKNER, D., LINDERT, A, WIEDEMANN, M. (2003): The Bernburg Test Cavern – A Model Study of Cavern Abandonment. SMRI Fall Meeting, 5-8 Okt. 2003, Chester, UK, 69-89

POPP, T.; WIEDEMANN, M.; KANSY, A. & PUSCH, G. (2007): Gas transport in dry rock salt – implications from laboratory investigations and field studies. In: M. Wallner, K.H. Lux, W. Minkley & H.R. Hardy. The Mechanical Behavior of Salt – Understanding of THMC Processes in Salt: 6th Conference (SaltMech6), Hannover, Germany, 22-25 May 2007, Taylor and Francis, ISBN: 9780415443982, 17-26

Taschenbuch Maschinenbau Band 2: Werkstoffkunde und Werkstoffprüfung, Mechanik und Festigkeitslehre, Strömungstechnik, Technische Thermodynamik
Verlag Technik Berlin, 1985

Bijlage

22

**B10b Opslagplan
Memorandum Rockmechanical Appraisal IfG 2011**



MEMORANDUM

TO: Akzo Nobel Industrial Chemicals B.V. - Tobias M. Pinkse

FROM: IfG GmbH, Leipzig – Dieter Brückner

DATE: November 11th, 2011

Report: Rock mechanical appraisal concerning the feasibility of converting abandoned NaCl-brine production caverns within the Hengelo cavern field into underground caverns for diesel oil storage

On page 6 of the german version of the report mentioned above a critical depth of 485 m is assumed. This value is wrong. The right depth is 425 m because the horizon of salt layer "C" is between -385 m NN and 405 m NN and the wellhead is at +27 m NN.

The admissible pressure bearing capacity is given with 0.15 bar/m and the pressure gradient of the diesel fuel is 0.0814 bar/m (density: 830 kg/m³). Therefore, the maximum admissible wellhead pressure is 29 bar.

$$(0.15\text{bar} / \text{m} \cdot 425\text{m}) - (0.0814\text{bar} / \text{m} \cdot 425\text{m}) = 29.155\text{bar}$$

This value has to be recalculated for each cavern because of the given critical depth and the value is valid for the static case (no injection).

Because the technical tightness is of paramount importance for the diesel storage the bond between rock salt – cement – casing has to be taken into account. The save blanket operation during the leaching phase can be considered as a first proof of technical tightness. From the rock mechanical point of view the maximum pressure gradient during the static storage phase must not excite the value of 0.15 bar/m because of the secondary stress state surrounding the converted caverns. The given situation is not comparable to gas

storage caverns with their high vaulted, dome shaped roof resulting in pressure gradients from $0.75 \gamma H \leq p_{Max} \leq 0.85 \gamma H$.

Furthermore, differences in the stress state results from the roof extent, in this case 4000 – 6000 m² are common practice in the gas storage field while double to triple extensions have to be concerned in the case of converted brine production caverns.

For safety reasons during long term operation this gradient has to be reduced in the case of a flat cavern roof.

If injection is concerned injection rate depending higher wellhead pressures are allowed to compensate flow depending friction losses within the casings.

If 5½" production casing is assumed (inner diameter: 126 mm; cross section: 0.0124 m²) having a friction factor of 0.02 at higher injection and flow rates the following pressure differences have to be compensated:

Injection rate	Flow rate	Additional wellhead pressure
(m ³ /h)	(m ³ /h)	(bar)
50	1.1	0.35
100	2.2	1.40
120	2.7	2.10
140	3.1	2.75
160	3.6	3.70
180	4.0	4.60

According to the table high injection rate of about 150 m³/h is possible without exceeding the admissible maximum pressure of about 64 bar in the critical depth while the maximum pump pressure is 32 bar.

Leipzig, 14.05.2012

Reviewed
D. Brückner

Bijlage

23

**B10c Opslagplan
Executive Summary Rockmechanical Appraisal English IfG 2012**

Executive Summary

Rock mechanical appraisal concerning the feasibility of converting abandoned NaCl-brine production caverns within the Hengelo cavern field into underground caverns for diesel oil storage

In Hengelo— south of the Twente Canal and north of the village of Boekelo – Akzo Nobel has developed a large cavern field with hundreds of boreholes for NaCl brine production. Solution mining is carried out in flat-bedded rock salt at depths between 350 - 500 m. The rock salt deposit is about 50 - 85 m thick and is characterized by interbedded clay layers with thicknesses in the range of less than 1 m up to some meters dividing the salt horizons (A, B, C & D). For solution mining the caverns were usually developed by two or three boreholes per cavern aligned in a row. For caverns developed since the beginning of this century a single borehole is used

The use of brine production caverns in massive rock salt deposits for the underground storage of liquid fuels (diesel oil, gasoline, kerosene) is practiced worldwide for several decades. This is the motivation for Akzo Nobel to authorize the assessment of the feasibility of underground storage in Hengelo from a rock mechanical point of view. This assessment comprises six pre-selected caverns on the Southern edge of the Hengelo brine field (367-368, 372-374, 375-377, 378-380, 469-471 and 472-474) regarding the feasibility of converting them into diesel oil storage caverns.

The caverns 375-377 and 378-380 are abandoned since 03/2008 and 03/2006 respectively. The caverns 367-368, 372-374, 469-471 and 472-474 are currently still in solution mining operation with cavities increasing with rates of about 3300 , 2500 and 3800 m³/month respectively.

The basic requirements for the conversion of a brine production cavern and its long-term subsequent use as underground storage for liquid fuels such as gasoline, diesel oil or kerosene are stability and tightness. The stability of caverns in rock salt is secured if the pillars between caverns are sufficiently thick and capable to bear the overburden in a safe manner. Furthermore, it is necessary that the cavity spanning rock salt roof layer has a sufficient

thickness and compactness to carry the vertical load of overburden weight safely. A further fundamental supportive effect is given by the permanently maintained cavern pressure in the range of approximately 50% of the acting overburden pressure.

The caverns to be assessed are characterized by volumes between 165 and 310 thousand m³. Their extension in the longitudinal direction (i.e. in the direction along the row of associated boreholes) is 150-195 m. Perpendicular to this direction, the span varies between 80 m and 130 m. The caverns are located in depth intervals of about 445-475 m below the ground surface with a rock salt hanging wall thicknesses of 40 to 55 m until the overlying rock. Due to the low depth ranges the lithostatic rock pressure within the salt layers is limited to about 10 MPa.

The assessed caverns have a maximum cavern cross sectional area A_K of 13 – 20 thousand m² and maintain a minimum distance of about 50-70m to adjacent brine production caverns. This geometry results in an average vertical load of about 13 MPa whereby the horizontal confinement resulting from the hydraulic cavern pressure remains above 4 MPa. The resulting differential stress of about 9 MPa is equal to a utilization of about only 30% of the triaxial strength of rock salt at the given confinement, i.e. the stability is ensured with sufficient safety margin.

The cavern spanning rock salt roof is loaded by its own weight and the weight of overlying rock according to $\gamma \cdot H$ (specific weight x column height of overburden). It acts as a clamped plate supported by the acting hydraulic pressure in the cavern. The stability of the roof is determined by the stress state in the middle of the plate, where bending forces are expected in both tangential and radial direction. These bending tensional forces at the top of the cavern walls will be decreased by a horizontal lithostatic pressure component as well as the ability of the caverns walls to withstand the bending moment. From this it can be concluded that the immediate cavern roof is obviously a critical zone. The caverns all have sufficient salt thickness in the roof and an adequate safety margin compared to the required thickness.

The assessment of the tightness of the underground storage of fuels is divided into two aspects:

- the geological tightness,
 - i.e. the tightness of the rock salt pillars and the hanging wall roof
- technical tightness, i.e. the tight borehole installation.

Basically, both from decades of practical experience in storage of liquid and gaseous hydrocarbon products in rock salt caverns as well as from a number of natural analogues it is known and documented that rock salt is completely impermeable at thicknesses of up to several meters and at acting lithostatic pressure higher than the pressure of embedded fluids. The mentioned natural analogues include the inclusion of low-methane natural gas in salt domes in northern Germany, natural gas, oil and bitumen inclusions from the host horizon in the Staßfurt-carbonates overlying Staßfurt rock salt of the south Harz mountains potash region and CO₂ inclusions in the Werra salt resulting from tertiary volcanism.

Therefore, supported by experience and numerical proof of the integrity of the host rock, Röt rock salt fulfills the requirements to ensure the sustainable inclusion of a liquid fuel storage medium.

Consequently, the geological impermeability is given if the stability of the pillars and hanging wall is guaranteed and the maximum acting fluid pressure of the storage medium is lower than the acting lithostatic pressure in the critical horizon, i.e. in the rock salt hanging wall. The permissible maximum pressure gradient of fluid pressure bearing capacity of salt layer C is fixed to ca. 15-20 m above the roof and defined by $p_{MAX}/H_{KRIT} = 0.15 \text{ bar/m}$ i.e. at $\leq 70\%$ of the lithostatic pressure. The technical tightness of the borehole has to be proven using available and verifiable tightness tests.

The hydraulic sealing of the storage horizon against the sub-salinar in the underlying wall is given by the remaining rock salt underneath the cavern, the insoluble residues on the bottom of the cavern as well as by brine below the stored lighter diesel oil.

It is recommended that the fuel storage caverns should be operated by two boreholes,

- a brine production well for brine-withdrawal during fuel-injection and brine-injection during fuel-withdrawal
- a fuel extraction well for fuel-injection and –withdrawal.

Any existing third well may be sealed after the tightness test and remains passive during the storage operation period. The brine production well should be selected to achieve the deepest level of the cavern and to install the brine production tube as deep as possible. The fuel production well should preferably be installed within the top region of the cavern.

Therefore, it is estimated, that at all six caverns 367-368, 372-374, 375-377, 378-380, 469-471 and 472-474 to be assessed, the rock mechanical requirements for the stability and geological tightness are fulfilled in case of using them as underground storage for liquid fuels. A conversion of these six caverns is therefore possible.

In a first assessment of the actual situation of the abandoned caverns (375-377 and 378-380) or caverns which are still in production until 06/2011 (caverns 367-368, 372-374, 469-471 and 472-474) possible storage volumes of 110 - 255 thousand m³ can be assumed in a prognosis.

It is recommended to perform the following geotechnical measurements to prove the suitability:

- removal of the still installed 5½"-casings and cutting the cemented 7"-casing above the cavern roof level
- exact ultrasonic survey of the abandoned caverns through all wells and preparation of corresponding mining maps as proof of sufficient pillars and hanging wall thicknesses
- proof of stability and tightness of the 7"-casings and intact cementation by borehole logging in all cavern wells
- tightness test of the rock salt / cementation bond in the roof area for all caverns applying a test pressures 5 bar higher than the maximum permissible fluid pressures at storage operation
- numerical calculation and proof of the stability of the storage caverns by 3D-modelling considering the actual situation and planned development of adjacent NaCl-brine production caverns taking in to account a diesel probe well head pressure decreased down to zero

Assuming positive results of the investigations mentioned above and decisions made concerning the conversion to diesel fuel storage, the following measures are recommended:

- Sealing the third well (which is not used for diesel or brine withdrawal) with a temporarily tightness element above the roof horizon and brine injection in to the above positioned 7"-well. Installation of a monitoring probe well head to detect pressure built-up or diesel accumulations in the case of leakage
- installation of a 5½"-tubing as withdrawal casing:
 - brine: down to ca. 1 m above cavern bottom
 - diesel oil: up to cavern roof level

pressure built-up in the 5½"-7"-annulus with a blanket and monitoring of these parts

- exact monitoring and documentation of the masses/volumes while the first diesel injection takes place and during the storage operation
- determination of the brine-diesel-level by exact pressure measurements.

Finally, it can be summarized, considering positive results of the investigations and assuming the above stated monitoring system long-term diesel oil storage is possible.

Leipzig, 05/14/2012



D. Brückner
Author

Bijlage

24

**B11 Opslagplan
Generic Technical risk assessment Deltares TNO 20130109**

Generic Technical Risk Assessment of Gas Oil Storage in Salt Caverns in the Twente Region based on the Second Use Containment Concept





Hans van Duijne
Ton Wildenborg
Dimmie Hendriks
Karin van Thienen-Visser
Annemieke Marsman
Jens Wollenweber

1203390-000

Title

Generic Technical Risk Assessment of Gas Oil Storage in Salt Caverns in the Twente Region based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)

Client	Project	Reference	Pages
Akzo Nobel	1203390-000	1203390-000-BGS-0012	137
Classification			
confidential until October 2022			

Version	Date	Author	Initials Review	Initials Approval	Initials
	Oct.2012	Hans van Duijne		Wiebe Borren 	Toon Segeren 
		Ton Wildenborg		Manuel Nepveu	
		Dimmie Hendriks			
		Karin van Thienen-Visser			
		Annemieke Marsman			
		Jens Wollenweber			

State
final

Table of contents

Executive summary	3
1 Introduction	9
1.1 Storage in salt caverns	9
1.2 Risks associated with gas oil storage	10
1.3 Scope of the study	10
1.4 Procedure of work and methods	11
1.5 Contents of this report	12
2 History of storage in salt caverns	13
2.1 Sites	13
2.2 Safety considerations and reported incidents	13
3 Geology and hydrogeology of East Twente	17
3.1 Conceptual model	17
3.2 Geology of Twente	17
3.3 Hydrogeology of Twente	23
4 Subsurface Containment Concept	33
5 Causes of Failure of the Containment Concept	37
5.1 Flux through cavern walls	38
5.2 Flux through cavern floor	39
5.3 Flux through cavern roof	40
5.4 Flux through the well (casing and cementation)	40
5.5 Flux through existing faults	41
5.6 Salt creep (general scenario)	42
5.7 Temperature changes in the cavern (general scenario)	44
5.8 Flux through the well (packers)	45
5.9 Other issues	46
5.10 Monitoring	46
5.11 Mitigation and remediation	50
6 Effects after Failure of the Containment Concept	51
6.1 Multiphase flow: theoretical background	51
6.2 Possible flow paths after leakage from cavern or well	53
6.3 Modeling gas oil transport through the overburden / subsurface	54
6.4 Processes after leakage of gas oil LNAPL	64
6.5 Monitoring and Remediation	66
7 Semi-Quantitative Risk Assessment based on Hazard Scenarios	69
7.1 Historical risk assessment	69
7.2 Probability of failure	70
7.3 Semi-quantitative risk analysis based on scenarios	76
7.4 Suitability Checklist for Strategic Storage of Gas Oil in a Salt Cavern	83
8 References	87

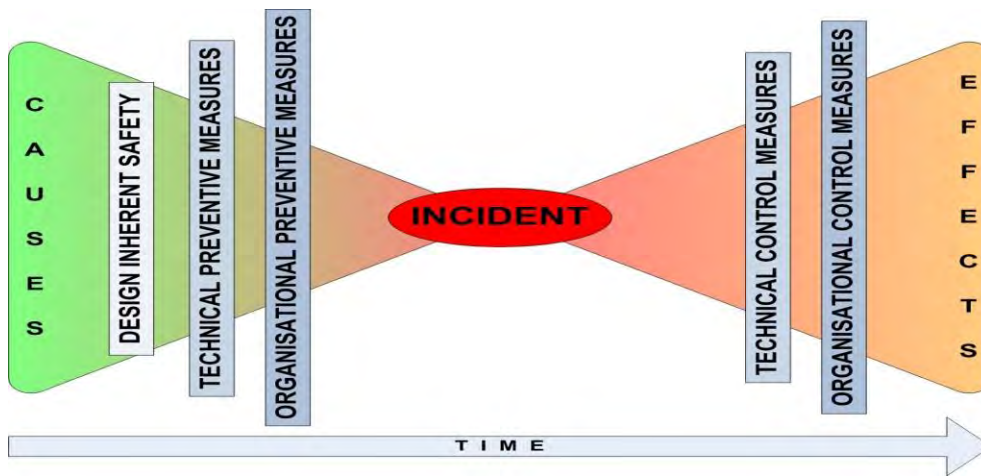
Appendix A STOMP results generic scenarios	94
Appendix B Input and output of absorbing Markov Chain analysis	119
Appendix C List of experts (interviews and/or workshop)	132

Executive summary

AkzoNobel has been producing salt by solution mining in the Twente region since 1933. Solution mining is a technique whereby salt is produced from the subsurface by dissolving it in water that is pumped down into a salt layer, thereby creating holes called “caverns”. Many caverns in this region have reached their end of productive life or will do so in the near future. AkzoNobel aims to use some of these caverns for the storage of gas oil. Prior to the selection of specific caverns, the suitability for storage was assessed at site level, which resulted in a preselection of eleven caverns that were considered potentially suitable for gas oil storage (see “*Voornemen gasolieopslag in zoutcavernes in regio Twente*”; AkzoNobel, 2010). Important issues to be addressed in more detail for these preselected caverns relate to the technical suitability of a salt cavern for storage, and the risks associated with it. For this purpose, a generic risk assessment (this report) was done for gas oil storage in salt caverns in the Twente region based on the Second Use Containment Concept (2UC-CC). It resulted in a checklist with requirements for a cavern to adhere to for it to be labeled suitable for storage of gas oil. This checklist was used in a cavern-specific risk assessment that was performed for four pre-selected caverns in the Marssteden concession, in which their suitability for storage of gas oil was assessed by looking in detail at the local geology around the caverns, their geometry, their well configuration, and their volumes (Van Duijne et al., 2012).

Bow-tie methodology and hazard scenarios

The Second Use Containment Concept (2UC-CC) for subsurface storage encompasses the whole suite of barriers and monitoring measures that ensure that gas oil stored in a salt cavern does not disperse outside of the boundaries of the storage system. In this study, the bow-tie methodology was used to inventory the causes and effects associated with the top event “breach of confinement”. Central to the bow-tie methodology is an incident with a corresponding probability of occurrence: the top event. A top event has different causes (threats) and effects (consequences). The causes and effects of a top event form the hazard scenarios. Measures can be taken on both sides of the bow tie to minimize the risk to be as low as reasonably practicable (ALARP). Causes can be prevented by putting in place barriers that prevent the top event from occurring, effective monitoring methods to ensure the integrity of the barriers, and mitigation measures to minimize the effects once the top event occurs. In this report, the hazard scenarios associated with storage of gas oil in a salt cavern are developed and their risk (probability x effect) is quantified using a combination of historical data, expert judgment, Markov Chain analysis, and numerical modeling. The hazard scenarios are developed on the basis of a bow-tie analysis for the top event “breach of confinement” in which all foreseeable causes and effects are included. In this bow-tie, barriers are put in place to prevent a breach of confinement from occurring, and mitigating measures are proposed to minimize the effects once a breach of confinement does occur. Monitoring measures are proposed to ensure the integrity of the barriers and to minimize the effects of a breach of confinement by giving an early warning. As such, the quantified risks associated with the hazard scenarios presented in this report represent the residual risk of storage of gas oil in a salt cavern in the Twente region. All barriers, and the monitoring, mitigation and remediation measures that are proposed are included in the risk management plan, in which they are further detailed (AkzoNobel, in preparation).



Bow-tie model

Natural containment: the (hydro)geological setting

The geology of the Twente area is a key factor in the natural containment of gas oil in salt caverns, with emphasis on the tectono-stratigraphic history of the region and the hydrogeological properties of the geological layers and faults. Based on prior knowledge on the tectono-stratigraphic history of the region from literature (NITG-TNO, 1998), and subsurface data acquired during salt-mining activities in the same region, the major fault zones have been studied, and the positions of faults in the vicinity of the salt caverns have been mapped in more detail by Geowulf (2010). Their conclusion is that the salt caverns are unlikely to be directly affected by these faults. For the flow of liquids through the subsurface, the permeability of the different stratigraphic units is the key parameter. The subsurface of the Twente area consists of an alternation of aquifers (high permeability) and aquitards (low permeability). The shallowest aquifer (first 10 to 60 m below the surface) is unconsolidated and sandy, and has a high permeability. At the base of this aquifer lie marine clays, which have a very low permeability. These marine clays constitute the hydrogeological base of the groundwater system. Furthermore, faults in the overburden are present that may form a fluid migration pathway between aquifers at different depths that are otherwise separated by aquitards. In the salt itself, the permeability across faults is known to not change significantly due to the viscoplastic nature of salt, which tends to heal such high-permeable zones.

Causes of breach of confinement (*threats*)

An inventory was made of the probable causes for breach of confinement in the Twente area. Here, we focus on the hazard scenarios that experts (Van Duijne et al., 2011) consider to be more likely, and have analyzed these in detail (see Table ES1).

Table ES1: Overview of breach of confinement scenarios.

Detailed analysis	General analysis
Flux through cavern walls	Salt creep
Flux through cavern floor	Temperature effects
Flux through cavern roof	Flux through the well (packers)
Flux through the well (casing and shoe)	
Flux through faults	

Leakage through the wellbore has been indicated as a major risk in the storage of gas oil in salt caverns. Special attention must be given to the parts of the well located directly at the entrance of the salt cavern, in particular the casing shoe and its cementation.

Considering the extremely low permeability of the lithologies in the immediate vicinity of the caverns (rock salt, clays), leakage through the cavern walls is highly unlikely under normal operating conditions (minimal pressure changes). Minimal pressure changes in the cavern can be ensured by equating the pressure during storage to the pressure during past brine production. Stress gradients in salt pillars due to different pressures inside neighboring caverns may be prevented by a minimal distance of 25 m in between caverns. BGR used numerical modeling to find the minimum distance needed (25m) in between adjacent (inline) caverns to ensure that pressure is not communicated between caverns.

Furthermore, leakage through potential faults that may be present in the salt is not likely. Such faults will be non-permeable due to the viscoplastic behavior of salt, and therefore will not allow fluxes between caverns and fluxes to shallower layers.

Leakage through packers has rarely led to accidents in the past. Out of 36 recorded accidents in salt caverns, only one is listed where a packer is involved, which indicates that packers usually perform well in hydrocarbon storage operations. Nevertheless, packers require special attention as they present the first and direct barrier between the cavern and potential leakage pathways along or out of the wellbore.

Effects of breach of confinement (*consequences*)

Prior to the analysis of the effects initiated by a breach of confinement the opinion of experts was obtained through interviews and a workshop with the aim to identify the different hazard scenarios associated with breach of confinement. If a breach of confinement occurs, with leakage of gas oil from the cavern or well as a consequence, then the gas oil enters the surrounding rock. In such a case, the gas oil will tend to move upward because gas oil is lighter than water and rock. Depending on the geometry, the hydraulic properties of the overburden and the presence of permeable faults, and the location, magnitude and cause of the leakage from the cavern or well, the gas oil will either become trapped in the subsurface or, in a worst-case scenario, will flow to the groundwater table. After leakage of gas oil into the groundwater, the gas oil slowly dissolves in the groundwater. Subsequently, processes of decay of the hydrocarbons in the gas oil start. The substances that are formed during these decay processes can cause groundwater and surface water pollution and are a threat to the environment and the health of humans and animals.

The overburden of the Twente area overlying the salt formation (Main Röt Fm.) consists of an alternation of aquifers and aquitards. Furthermore, faults are present that may have a permeability higher than that of the host rock. A limited number of scenarios exist in which, in case of breach of confinement, gas oil leakage may lead to transport of significant amounts of gas oil to the upper (phreatic) groundwater. A hydrogeological model called "STOMP" (White et al., 1995; Lenhard et al., 1995), based on equations of multiphase flow through porous media, was used to simulate oil migration effects for the expected evolution scenario (base case), i.e., the scenario in which the containment concept works as anticipated (no breach of confinement), and for various alternative evolution scenarios (the hazard scenarios) in which a breach of confinement leads to substantial leakage of gas oil from a generic storage system consisting of a cavern and wells for oil and brine production and injection. The following scenarios were defined:

1. No breach of confinement (expected evolution scenario);
2. Leakage from the salt cavern;
3. Leakage from the salt cavern into a fault with a relatively high permeability;
4. Leakage from the well below the hydrogeological base;
5. Leakage from the well below the hydrogeological base into a fault with relatively high permeability;
6. Leakage from the well above the hydrogeological base;
7. Long-term confinement after abandonment (assuming no breach of confinement during operational lifetime of the cavern) to assess the width of the zone of penetration of gas oil into the cavern walls as a result of permeation.

Results of the model simulations are presented in terms of depth and spread the gas oil after leakage as well as in terms of the gas oil saturation in the pores at all depths. Calculations were done for multiple time horizons: 1, 2, 5, 10, 15, 30, 60, 100, 150 and 10.000 years after gas oil leakage. Important to note is that in the model simulations the period during which leakage occurred was set at 30 years, after which the gas oil is removed and the further spread of the gas oil that leaked during these first 30 years is modeled. Rationale behind this approach is to present the absolute worst-case scenario in which the leak is undetected and continues for the entire duration of the storage activities, i.e., 30 years. In reality the leakage of gas oil from the system will be detected by monitoring equipment and remedied in a period ranging from days to three months at most. Model results indicate that only in scenarios 5 and 6 the gas oil actually enters the upper groundwater body. In case of leakage from the well above the hydrogeological base (scenario 6) the contamination is instantaneous and severe, while in case of leakage from the well below the hydrogeological base into a relatively high permeable fault (scenario 5) contamination of the upper groundwater occurs more gradually. The presence of a permeable fault that connects the cavern with the upper groundwater body (scenario 5) is unlikely in the Twente region, on account of a) the viscoplastic nature of salt, which tends to heal faults, and b) the presence of several hundreds of meters of claystones in the overburden, in which faults have a tendency to be impermeable due to clay smearing. Leakage from the well above the hydrogeological base will be prevented by putting in place barriers in the well design (tubing, annular space, casing, and cementation) and by effectively monitoring them.

Semi-quantitative generic risk assessment

Quantification of the probability for a certain leakage scenario to occur (occurrence of the top event) was done based on a combination of expert knowledge and historical data. A historical risk assessment on incidents that have occurred at storage sites is given in Evans (2008). Out of a total of 91 reported incidents, 36 incidents occurred during subsurface storage in salt caverns. At first glance, this corresponds to almost 40% of the reported incidents at storage sites. However, storage in abandoned salt caverns is a widely used technique with 396 caverns in operation worldwide. This is a much larger number than storage in depleted oil and gas fields, aquifers and mines. Equating the percentage of caverns where an incident occurred (36) to the total number of salt caverns in operation (396) amounts to 9%. The incidents are divided into operational problems (2.7%), well problems (2.3%), design failure (3.0%) and surface problems (0.007%). The historically largest probability of failure is in the combination of "well/casing/plug problems/failure, including blowout" (occurring in 2.1% of the salt caverns used for storage). Human error and poor safety controls and checks caused the overwhelming majority of the incidents (34 out of 36 incidents, 94.4 %), which indicates that a good monitoring and mitigation program is an essential prerequisite for storage in salt caverns.

In this study a probability of failure model, based on expert knowledge, has been implemented with combination of states. Based on the identified scenarios causing a breach of confinement (leakage), and the historical risk assessment of Evans (2008), an event (logic) tree was set up to enable the quantitative risk analysis to be performed. An important conclusion from this probability of failure model is that mitigation and monitoring is essential in prevention and early detection of leakage, and that human vigilance is instrumental in warding off leakage. As such, it confirms the findings from the historical cases discussed, where human error accounted for 94.4% of the incidents. Moreover, the probabilities associated with the risks of leakage that were found for the Twente area are actually quite similar to earlier analyses (Evans, 2008). Since such studies are also based on expert knowledge, this validates our method of translating the qualitative estimates of experts into (quantitative) probabilities. The results of the risk quantification modeling have been cross-checked with experts through a semi-quantitative analysis based on the hazard scenarios. This cross-check confirmed the model outcome. The generic semi-quantitative risk assessment resulted in a checklist of requirements for the feasibility of gas oil storage in a specific salt cavern in the Twente area. This checklist was used during the cavern-specific risk analysis (Van Duijne et al., 2012).

Recommendations

Our main recommendation is that for each selected storage cavern, a cavern-specific semi-quantitative risk analysis is done using all specific information available of the cavern, surrounding area and wells. For this purpose, information on the local geohydrological properties of the different geological layers (lithologies) in the subsurface is essential (e.g. using well logs, cores). Numerical simulations of the different elements involved in the storage cycle of gas oil in a salt cavern can be useful to better quantify some of the probabilities of specific states, such as cavern instability, formation of fractures, quality of the well, and pressure-induced stress changes.

Furthermore, notwithstanding our conclusion that the risk of leakage associated with gas oil storage in salt caverns is low, an extensive monitoring plan should be formulated to ensure the long-term stability and containment of the gas oil in the caverns and wells. Pressure at the bottom of the well, pressure and flow in the well annulus, gas oil level, and brine and gas oil inflow and outflow should be monitored continuously to detect a breach of confinement in an early stage. Additionally, the shape and extent of the cavern should be monitored using sonar at intervals of at least every 5 years, ideally before initial gas oil injection and after each gas oil extraction. Also, current industry standard mechanical integrity tests (MIT) should be performed prior to the start of the storage operation to assess the integrity of the well, and the integrity should be evaluated at regular interval (e.g. every 10-20 years) during the storage operation to ensure that the integrity is not compromised. Additionally, we recommend securing possibilities to monitor groundwater quality when gas oil leakage occurs as well as establishing a base line measurement of gas oil saturation and concentration of dissolved gas oil components in groundwater before injection. Also, we advise to design a soil- and groundwater remediation plan in case gas oil leakage occurs. Finally, since human error is the primary cause of incidents at salt storage facilities a robust risk management plan is essential that includes enough safe guards to minimize the probability of human error.

1 Introduction

1.1 Storage in salt caverns

AkzoNobel has been producing salt in Twente since 1933. Its production facility is located close to the Twente canal, in-between the cities of Hengelo and Enschede (Figure 1.1) The salt is produced from the Röt salt at a depth of 300 to 500 m by solution mining, a technique which has improved considerably over the past 80 years, resulting in an efficient and more effective production of brine and having only a limited impact on the natural surroundings (reduced operational footprint, limited subsidence).

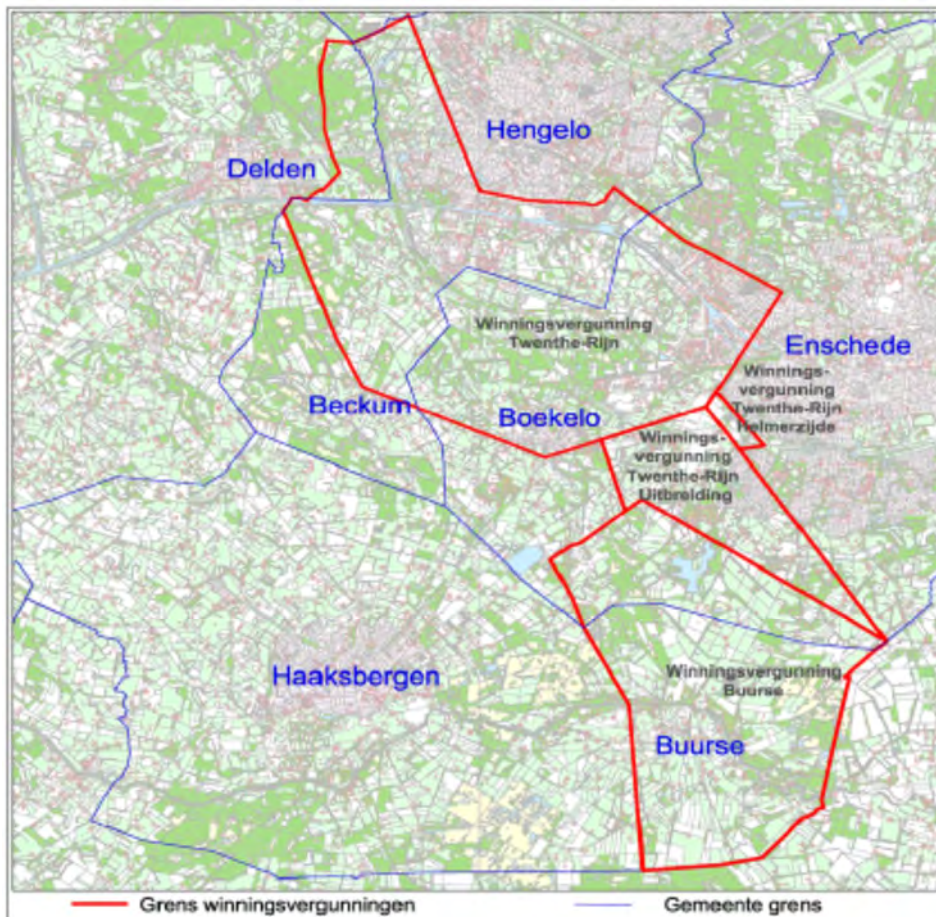


Figure 1.1: Map with overview of the salt concessions Twenthe-Rijn, Twenthe-Rijn Uitbreiding, Twenthe-Rijn Helmerzijde and Buurse as well as the borders of the municipalities.

Salt solution mining creates hollow spaces (called caverns) within the rock salt formation, which are filled with residue brine. Many caverns in the area have reached their end of productive life or will do so in the near future. AkzoNobel aims to use some of these caverns for the storage of gas oil.

1.2 Risks associated with gas oil storage

An important point of attention is that unacceptable risks during and after storage in salt caverns must be avoided. In the case of gas oil storage, an unacceptable risk is the leakage of gas oil from the cavern or the well to such an extent that the upper groundwater bodies and surface waters become contaminated. Such contamination causes significant health risks for humans and animals as well as severe ecological damage. Therefore, a robust risk assessment and evaluation of the use of salt caverns for storage of liquids or gases is needed. Such a risk assessment must include a well-founded deliberation of all possible risk scenarios, their effects on the environment, the potential magnitude and extent of the subsidence and the economy of the region. For this purpose, Akzo Nobel ordered a threefold risk assessment to be carried out, partly internally, but also externally by different consultants along the lines of their field of expertise:

1. A technical assessment of the geomechanical stability of the caverns that have been selected by AkzoNobel for gas oil storage was performed by the German Institute for Rock Mechanics GmbH (IfG; Schreiner, 2010). A second opinion is currently being carried out by Antoine Duquesnoy of the Dutch consultancy firm Well Engineering Partners (WEP).
2. The loading- and unloading facilities, including the caverns, have been subjected to a three-day HAZard and OPerability study (HAZOP) by a multi-disciplinary team of experts. For all new processes that are developed at the AkzoNobel and Argos sites within the context of the storage project, potential hazards and operability issues were identified by means of a HAZOP. A HAZOP is a structured and systematic examination of a planned process or operation with the aim to identify and evaluate problems that may represent risks to personnel or equipment, or prevent efficient operation. Potential maloperations were identified, their consequences assessed and corrective actions recommended. Corrective actions aim to eliminate potential causes and/or mitigate the consequences.
3. A generic (this report) and a cavern-specific (Van Duijne et al., 2012) risk assessment of gas oil storage in salt caverns in the Twente region based on the Second Use Containment Concept.

1.3 Scope of the study

This report contains the generic assessment of risks associated with gas oil storage in salt caverns in Twente. The analysis of the risks was done using the bow-tie methodology (Figure 1.2), in which the top event (breach of confinement) has a central position. The top event can have different causes (threats, left side of the bow tie) and effects (consequences, right side of the bow tie). Together, the causes and the effects form hazard scenarios. Deltares and TNO have jointly done the generic risk assessment, while Deltares performed the case-specific risk assessment for the three selected caverns in the Marssteden concession (Report B, Van Duijne et al., 2011). Identification and quantification of the causes was mostly done by TNO, while Deltares identified the leakage pathways and quantified the effects once leakage occurs. Leakage scenarios with a relatively high probability of occurrence were analyzed in detail. Furthermore, TNO investigated what kind of monitoring and mitigation measures would be effective to minimize the risk. As such, the scope of the TNO part of the study was limited to the subsurface aspects of the breach of confinement (leakage) scenarios.

Only a limited number of human errors were included in the scenarios, and no instances of deliberate sabotage or terrorism were taken into account. Additionally, large natural disasters, such as floods, forest fires and tsunamis were not taken into account either, due to their unlikely occurrence in Twente. Risks associated with earthquakes were investigated on a qualitative level. However, since Twente is located in a relatively stable area, and because no oil or gas production currently takes place in Twente, natural or induced earthquakes with magnitudes exceeding 4 on the Richter scale are not likely to occur. Damage to installations, such as pipelines and caverns, is expected to be minimal for earthquakes up to a magnitude of 4 on the scale of Richter (e.g. Wassing et al., 2004).

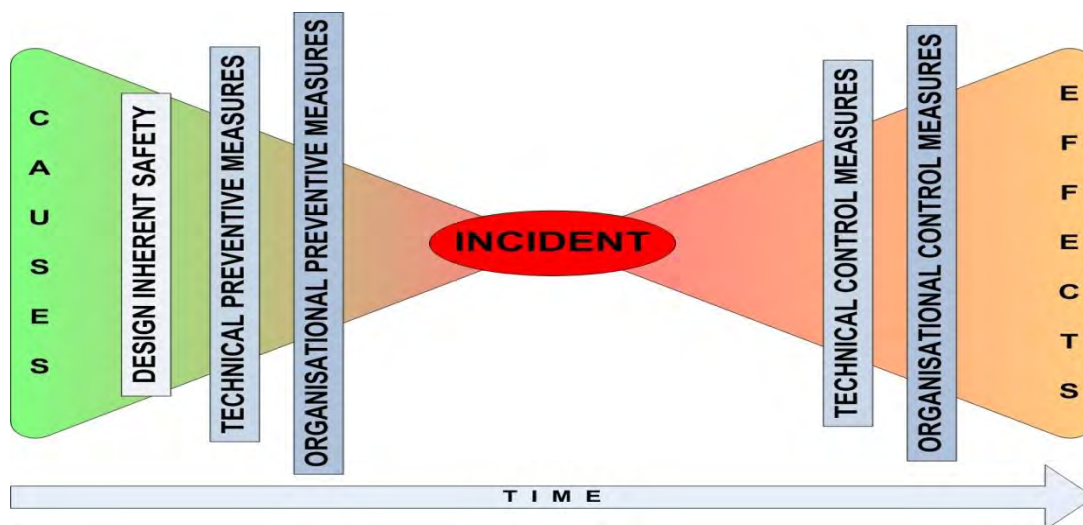


Figure 1.2: Bow-tie model

1.4 Procedure of work and methods

The first stage in the generic risk assessment was to make an inventory of the risks associated with gas oil storage in salt caverns in Twente. A series of interviews with experts (see appendix C for the persons involved and their field of expertise) were held during which they were asked to give their view on the risks and relate them to hazard scenarios in which a certain event (cause) leads to a breach of confinement (top event) that has unwanted effects. Subsequently, a workshop was organized during which the experts discussed in more detail the risks and the hazard scenarios that were mentioned during the individual interviews. The experts covered the following fields of expertise: geology (of Twente area in particular), salt mechanics, solution mining, subsurface storage, risk analysis in relation to cavern stability and subsidence, well engineering, drilling completions, well integrity, hydrogeology, soil and water quality and multiphase flow through porous media. Additionally, a literature study was done to complete the inventory and to verify it. At a later stage, well after the workshop, all this information was included in two bow-ties (see Storage Plan, Section B5.2.1; AkzoNobel, in preparation), one for the top event “breach of confinement”, which is associated with the hazard “storage of gas oil in a salt cavern”, and one for the top event “gas oil is irretrievable from cavern at abandonment”, which is associated with the same hazard.

In the second stage, the nature and probability of occurrence was investigated for identified causes of breach of confinement for a generic gas oil storage system. Furthermore, a detailed analysis of the effects of gas oil leakage was made, which included a modeling study to quantify the effects in terms of magnitude and extent for a generic cavern in the Twente area. In order to validate the results of this risk quantification, a semi-quantitative analysis was

carried out based on selected hazard scenarios in which the same experts were involved to obtain their opinion on the relevance and completeness of the selected hazard scenarios and to define additional hazard scenarios if necessary. All experts agreed that the selected hazard scenarios are representative of all the causes and effects that were defined during the workshop, and that no additional scenarios were required to be analyzed. Finally, the results of the generic risk assessment were used to develop a checklist for the case-specific risk analysis to be done for each selected cavern.

1.5 Contents of this report

The generic risk assessment of gas oil storage in the Twente region starts with a literature review of the history of gas oil storage in salt caverns and the experience that has been gained (Chapter 2). In Chapter 3, a conceptual model of the subsurface of the Twente area is introduced and an overview of the geology and hydrogeology of the region is given. In Chapter 4 the Containment Concept is introduced, followed by a generic description of the causes of a breach of confinement (Chapter 5). Based on the generic analysis of the potential causes an assessment was made of the effects in the form of possible leakage paths of gas oil towards the upper groundwater bodies. A modeling study was carried out to quantify these effects for a generic cavern (Chapter 6). Finally, in Chapter 7, a checklist is presented that is to be used in the cavern-selection procedure. It contains a set of requirements that a cavern must comply with to be suitable for gas oil storage. It is compiled on the basis of a combination of literature data, expert views and results of the semi-quantitative risk analysis for 7 hazard scenarios that are considered most likely.

2 History of storage in salt caverns

This chapter, which was compiled by TNO in cooperation with Deltares, gives a concise overview of sites in the USA and Europe where gas oil is stored in salt caverns. Furthermore, it reviews the associated safety considerations and safety incidents that have been reported in the past.

2.1 Sites

Salt caverns are used for storing hydrocarbons (Querio, 1980) in both gaseous and liquid form. Storage of hydrocarbons occurs both in salt domes (Gulf Coast Region, USA) as well as in bedded salt deposits. The earliest cavern storage in salt domes for liquefied petroleum gas (LPG) started in 1951 (Avery Island, USA); LPG storage in bedded salt started somewhat sooner, in the early 1940s (USA, Querio, 1980). In 1979, LPG storage in salt domes amounted to 16,331 Million Barrels (MB), LPG in bedded salt deposits amounted to 111,116 MB (Querio, 1980). Other liquid or liquefied products stored in salt caverns include propane, butane, ethane, nitrogen, fuel oil, LNG, and crude oil. Crude oil storage for the Strategic Petroleum Reserve (USA, Table 2.1) began in 1977 at Bayou Choctaw, Bryan Mound, West Hackberry and the mine at Weeks Island. Nearly all salt caverns in the Strategic Petroleum Reserve (USA) are in salt dome structures; cylindrical caverns with a small diameter (~90m) in relation to the height (~600m) (Biringier 1984). The distance between caverns is variable, but the separation distance from center-to-center is typically 600 ft (~180 m) or more (Whiting 1981). Volumetrically, Strategic Petroleum Reserve caverns are large, and each cavern contains about 10 million barrels (420 million gallons ~1600 million liters) of crude oil. Private sector caverns are generally smaller and have various sizes, shapes, and depths (Hickerson 1995).

Table 2.1: Size of strategic petroleum reserve, 1994, USA taken from Eyermann, 1994

Site	Total storage capacity (MMB)	Total cavern volume (MMB)	crude oil inventory (MMB)
Bayou Choctaw	75	79	52
Big Hill	160	181	41
Bryan Mound	226	248	217
Weeks Island	70	74	72
West Hackberry	219	240	204
Total	750	822	586

In Europe, hydrocarbon storage in abandoned salt caverns has been in effect since early 1950 (Thoms and Gehle, 2000). Examples in Europe include the Manosque facility in France (<http://www.geostockgroup.com>) and the Etzel salt dome near Wilhelmshaven, Germany used since 1971 for crude oil storage (Figure 2.1).

2.2 Safety considerations and reported incidents

Ninety-one accounts of incidents at underground fuel storage facilities worldwide have been retraced (Evans, 2008). In this report, an incident stands for a breach of confinement. Figure 2.1 gives an overview of the reported incidents and casualties at underground storage facilities per country. Thirty-six of these documented incidents have been at underground

storage salt caverns, the majority of which involve natural gas storage or storage with gas as a byproduct of the stored product. The incident in West Hackberry, Louisiana (Evans, 2008), where a packer failed, is the only one that involves crude oil storage. A packer is a down-hole device that is used to isolate the annulus from the production conduit, thus enabling controlled production, injection or treatment. Dividing the number of incidents involving storage in salt caverns (36) by the total number of storage sites worldwide (396 in 2006) results in a frequency of 0.09 incidents per cavern measured over the total lifetime of a cavern. The frequency of incidents with storage caverns related to all existing worldwide storage facilities in salt caverns (396 in 2006) is 9%. Evans (2008) might have missed some incidents, particularly in Eastern Europe, which makes the frequency mentioned a minimum. According to Bérest et al (2001) and Bérest & Brouard (2003), salt cavern storage is one of the safest methods of storing large amounts of hydrocarbon. Alternatives include storage in aquifers, depleted gas reservoirs and depleted oil reservoirs.

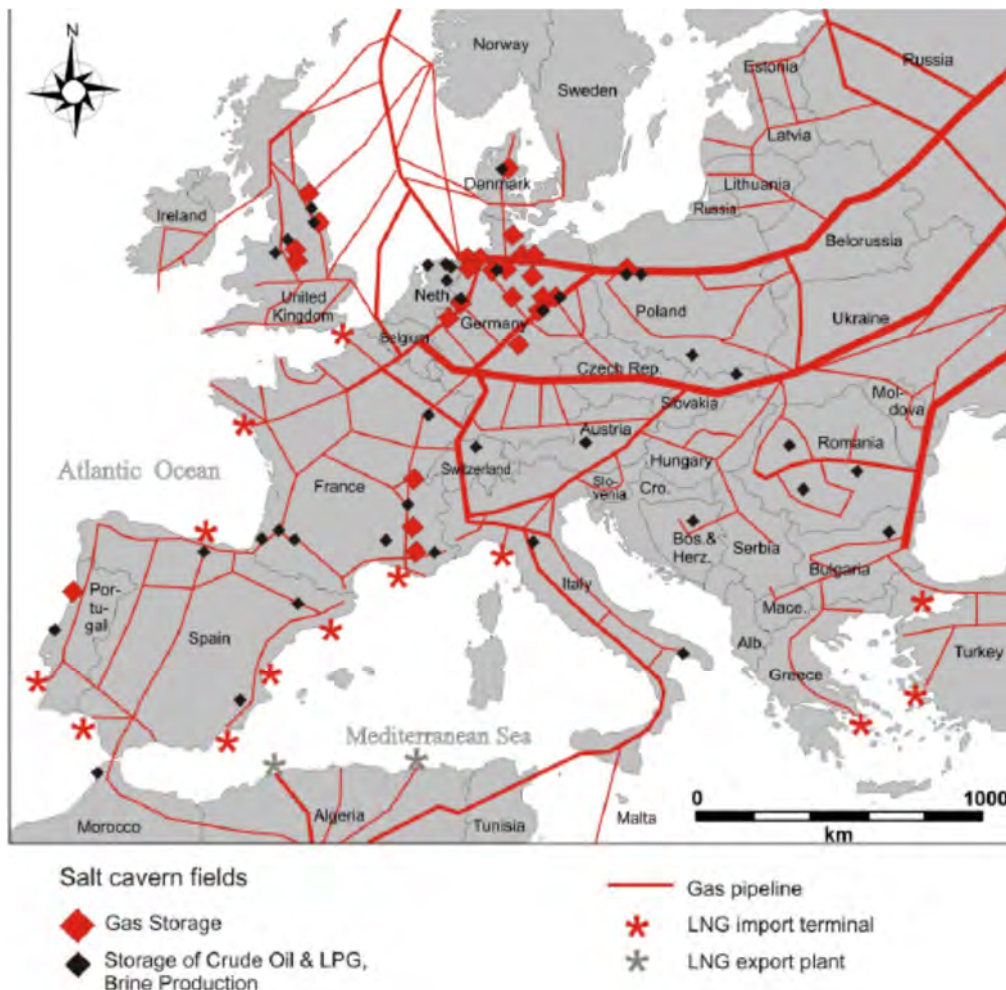


Figure 2.1: Existing cavern, gas Pipelines and LNG import terminals in Europe; taken from Axel (2007)

Almost all incidents are due to human error and poor safety controls and checks (Evans, 2008) and could therefore have been avoided. The causes of the 36 incidents mentioned in Evans (2008) were identified (Table 2.2). Well problems (well/casing/plug problems/failure including blowout and loss of wellhead pressure) caused 25.8% of the incidents, design

failure (site characterization, caprock performance, leaching, sinkholes, fractures) caused 33.7%, operational failure (overpressure, salt creep, cavern communication, roof collapse) caused 30.3% and above ground infrastructure failure caused 7.8%. Human error, such as poor site characterization or poor operational procedures, caused an overwhelming majority of the incidents (34 out of 36 incidents). Examples of human error are e.g. an unnoticed pressure reduction in the cavern leading to collapse and salt creep, or an unnoticed leakage of product leading to inaccurate product inventories and overfilling of caverns (Thoms & Gehle, 2000; Bérest & Brouard, 2003). Only two known incidents described in Evans (2008) may be related to natural failure of the cavern: a roof collapse in 1996 at Loop (West Texas, Seni and Johnson, 2005) and a blowout of the Sulphur facility in Louisiana (Evans, 2008) due to leakage into the formation outside of the salt dome which caused increased pressures in the cavern. Both events, however, involved gas storage, not gas oil storage as is considered in Twente.

In summary, there exists a long history of storage in abandoned salt caverns, both worldwide as well as in Europe. Salt caverns considered for storage vary greatly in size and shape depending on the type of salt deposit (bedded or domal). Even though storage in abandoned salt caverns is widespread (396 caverns worldwide in 2006), compared to other types of storage (depleted oil and gas fields, aquifers) a relatively small number encounters issues of some sort (9%). see Table 2.2. This makes storage in abandoned salt caverns the safest method for storing large amounts of hydrocarbon.

Table 2.2: Main reported problems and casualties by storage type and country (Evans, 2008).

		Storage Facility Type					Totals	
		Depleted oil/gasfields	Aquifer	Salt Cavern	Mine/unlined cavern	Unconfirmed type		
Main contributory processes attributed to leak/failure mechanism/abandonment of facility	well/casing/plug problems/failure, incl blowout	11	7	21		1	40	
	above ground infrastructure - valve/pipes/well head/compressor/gas detection system	3	4	7		2	16	
	loss of wellhead pressure or failed pressure test			2			2	
	design/construction failure – including site characterisation, caprock performance, leaching	8	16	11 (6 Russia)	6		41	
	operational failure – overpressure/fill reservoir (spillpoint/aquifer/cavern, operational procedures (human error))	7 (3 spillpoint/overflow/lateral migration)	1	9	3		20	
	operational failure – hydrostatic pressure too low, storage reservoir/cavern too shallow		1		2		3	
	operational failure – low pressures, salt creep			8 (5 Russia)			8	
	operational failure – leaching (unknown & uncontrolled), cavern communication, roof collapse (salt or overburden)			10 (6 Russia)	1		11	
	caverns/void problems – fractures, creep, high insolubles, collapse, filling with water (FSU)			16 (6 Russia)			16	
	inadvertent intrusion		2				2	
	during repair/testing/maintenance	2	2	1			5	
	migration from injection footprint/cavern (not due entirely to well problems)	8	13	1	4		26	
	cap rock – not gas tight/salt thick enough	3	11	2	4		20	
	cap rock – fractured/faulted, not gas-tight	4	5		3		12	
	mine shaft				1		1	
	wet rockhead/sinkholes			1	1		2	
	seismic activity	1					1	
	not available	2	1	6	1		10	
	Stored product	Unspecified product			2			2
		Natural gas/town gas	22	24	10	2 (coalmines)	2	60
Propane/LPG				12	1 (coalmine?) 2 'unlined caverns'		15	
Ethane				1			1	
Ethylene				4			4	
Butane				1			1	
Gas condensate				2			2	
Stored product	Crude oil			1	2		3	
	Unspecified product			2			2	
	Natural gas/town gas	22	24	10	2 (coalmines)	2	60	
	Propane/LPG			12	1 (coalmine?) 2 'unlined caverns'		15	
	Ethane			1			1	
	Ethylene			4			4	
	Butane			1			1	
Problems by country/US state	Gas condensate			2			2	
	Crude oil			1	2		3	
	California	11	1				12	
	Illinois		10		1 (coalmine?)		11	
	Texas			12			12	
	Louisiana	1		6	1 (saltmine)		8	
	Kansas			6			6	
	Mississippi			3			3	
	Rest of America (including Canada)	6	5	3	1 (coalmine?) 2 'unlined caverns'	2 (Canada)	19	
	South America (Argentina)	1					1	
	Russia			2			2	
	France		1	2			3	
	Germany	1	4	2			7	
	Poland		1				1	
	Hungary		1				1	
	Belgium				1 (coalmine)		1	
	Denmark		1				1	
	Finland				1 (unlined cavern)		1	
	GB & Ireland	2					2	
	Total number of incidents		22	24	36	7	2	91
Five/explosion associated with the incidents (%age of incidents)		5 (≈23%)	5 (≈21%)	10 (≈28%)	1 (≈14%)	1 (≈50%)	22	
Number of incidents involving casualties/evacuees (%age of incidents)		5 (≈23%)	3 (≈13%)	9 (≈25%)	0	1 (50%)	18 (overall)	
Total number of incidents as a %age of facility numbers in each type in 2005 (facility numbers – Table 1)		≈5% (478)	≈27% (88)	55% (66) or c. 9% rel. UGS caverns (396)	not determinable	not determinable	14% (overall) (635)	
Human impact	Dead - America			8			9	
	- Rest of World		1					
	Injured - America	3	3	48			54	
	- Rest of World	2	9				11	
	Evacuated - America (including Canada)	c. 70		6110		c. 12	c. 6192	
	- Rest of World	31	500				c. 531	
	Total dead	0	1	8	0	0	9	
Total injured	5	12	48	0	0	c. 65		
Total evacuated (excluding village of Knoblauch, Germany – numbers not found)	101	>500	c. 6110	0	c. 12	c. >6723		

3 Geology and hydrogeology of East Twente

In this chapter, which was compiled by Deltares in cooperation with TNO, the conceptual model of the subsurface of the Twente area is presented. First an overview of the geological setting of the Twente area is given. Subsequently, the hydrogeology of the area is described.

3.1 Conceptual model

In the conceptual model of the subsurface of Twente the geology and hydrogeology of the area and the position of the salt caverns are schematically represented (Figure 3.1). The salt caverns are located in the Main Röt Evaporite Member, which forms part of the Röt Formation (NITG-TNO, 1998). In order to identify the failure scenarios of the Containment Concept as well as their consequences in terms of impact of gas oil leakage from a cavern or well, knowledge of the geological layers around the caverns and in the overburden is essential.

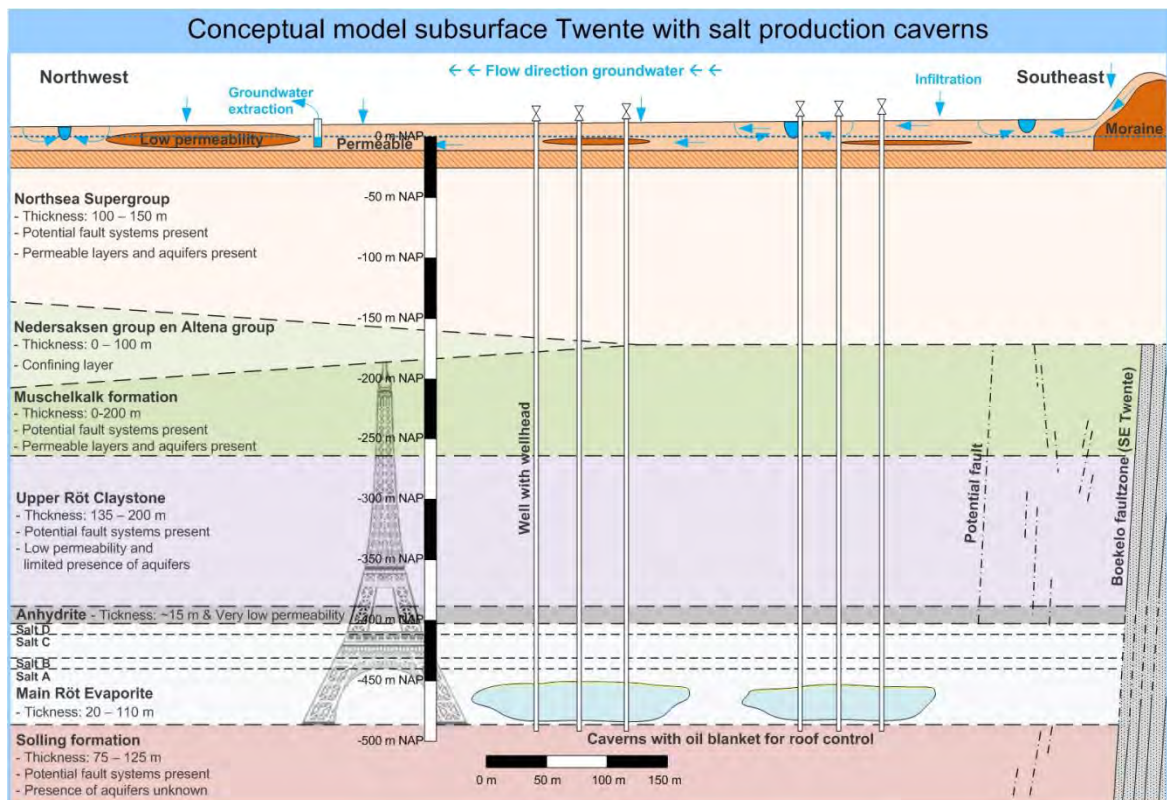


Figure 3.1: Conceptual model of the geology and hydrogeology of the subsurface of East Twente.

3.2 Geology of Twente

3.2.1 Stratigraphy

The stratigraphy in the Twente area is formed by the following geological layers from deep to shallow (old to young): the Solling Formation, the Röt Formation (containing the salt caverns), the Muschelkalk Formation, the Altena Group, the Niedersachsen Group and the North Sea

Supergroup. The area has been tectonically active, resulting in fault zones in the region. In this section the geological sequence and the fault zones are described in more detail (NITG-TNO, 1998). Figure 3.2 is a structural map of the region (denoted “map sheet area X”) displaying the main tectonic elements and the location of the Study area.

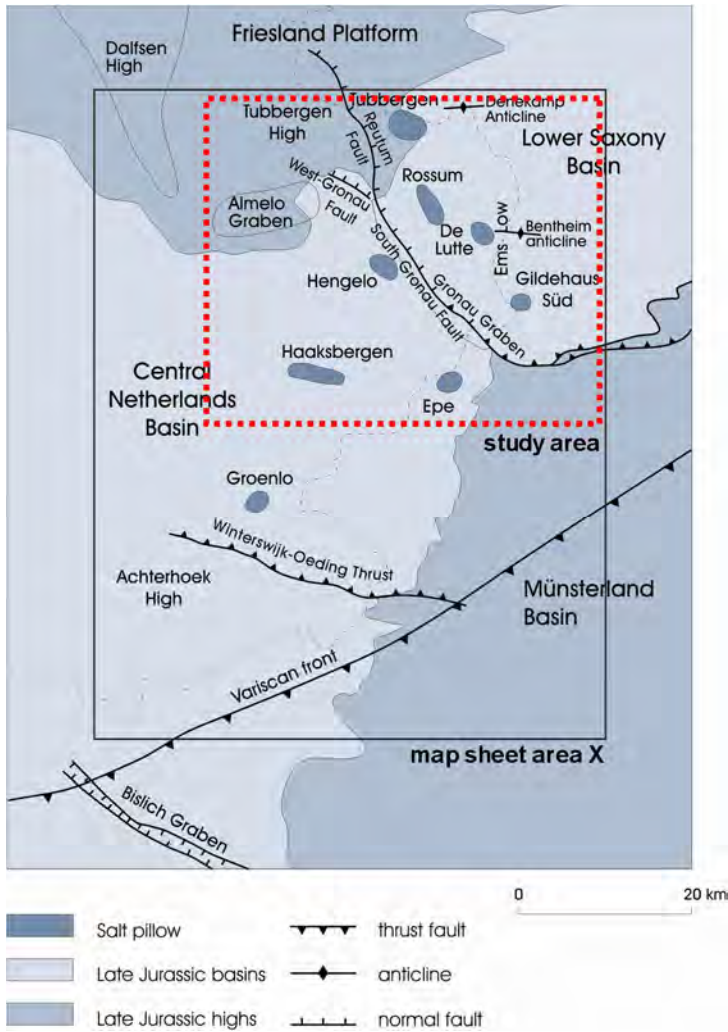


Figure 3.2: Overview of the main structural elements in the Twente region (NITG-TNO, map sheet area X, 1998) and the location of the study area considered in this report.

Solling Formation

The Solling Formation is subdivided into the Basal Solling Sandstone Member and the Solling Claystone Member. The formation lies unconformably on top of the Lower Germanic Trias Group and is conformably overlain by the Röt Formation. The Basal Solling Sandstone Member has a thickness of a few meters at most and consists of red fine-grained calcareous sandstone. The Solling Claystone Member consists of red or red-brown dolomitic silty claystone. Characteristic for this geological layer is the appearance of green stains, which are probably caused by reduction processes around radioactive minerals (halo's). Towards the south the sand fraction of the geological unit increases. The unit is thickest in the Ems Low (over 120 m) and decreases in thickness to approximately 70 m towards the west.

Röt Formation

The Röt Formation is subdivided into the Main Röt Evaporite Member, the Middle Röt Claystone Member, the Upper Röt Evaporite Member and the Upper Röt Claystone Member. At locations where the Upper Röt Evaporite Member cannot be distinguished, the Röt Formation is subdivided in the Main Röt Evaporite Member and the Röt Claystone Member. The formation lies conformably on the Solling Formation and is conformably overlain by the Muschelkalk Formation. The thickness of the Röt Formation varies between 225 m in the north and 300 m in the central part of the area and decreases in southern direction to slightly less than 200 m.

The Main Röt Evaporite Member consists primarily of halite, with a thick anhydrite layer at the base, and with intercalated clay layers of 10 to 15 m thickness at the top. The largest thickness of the Main Röt Evaporite Member is 110 m in the Ems Low. Southeast of the Gronau Fault zone, located north of the AkzoNobel concession, thicknesses of more than 100 m have been encountered. The salt member of the Main Röt Evaporite (in which the salt caverns are located) is subdivided into four salt layers by the presence of four claystone intervals (with additives of dolomite and anhydrite) that can be very well correlated over the area. In the Twente area, the four salt layers have been named A, B, C and D from bottom to top. Salt layers A, B, and C consist mainly of light grey or transparent rock salt, while layer D consists of red colored rock salt (additives of polyhalite and red colored claystone). Salt layer A has a thickness that varies between 10 and 60 m, while layer C has a more constant thickness of 15 to 20 m. The thickness of salt layers B and D is generally only several meters. The Middle Röt Claystone Member consists of red-brown colored claystone with a relatively constant thickness of 25 to 35 m. This layer can be easily recognized on well logs due to its high gamma-ray values that contrast with the low values of the under- and overlying evaporite layers. The Upper Röt Evaporite Member has developed in the anhydrite facies and consists of an alternation of anhydrite and claystone layers. The thickness of the Upper Röt Evaporite Member varies between 5 and 15 m. The Upper Röt Claystone Member consists of purple, orange, red brown and green claystone. This claystone often contains a silt or sand fraction and gypsum nodules are present. In the upper part of approximately 50 m thickness the claystone alternates with marl and thin claystone layers. The Upper Röt Clay stone has a thickness of approximately 135 m, while in the Ems Low thicknesses of up to 200 m have been encountered.

Muschelkalk Formation

The Muschelkalk Formation is subdivided into four geological units: the Lower Muschelkalk Member, the Muschelkalk Evaporite Member, the Middle Muschelkalk Marl Member and the Upper Muschelkalk Member. The Muschelkalk Evaporite Member and the Middle Muschelkalk Marl Member together are informally known as the Middle Muschelkalk. In the Twente area the Muschelkalk Formation is unconformably overlain by the Altena Group, the Niedersachsen Group, or the North Sea Supergroup. The Muschelkalk Formation has a maximum thickness of 200 m in the Twente area.

The Lower Muschelkalk Member consists of gray, marly to clayey limestone, with inclusions of dolomite, marl and claystone. In the basal part intercalations of red to brown colored claystone layers occur. At the top, six dolomite layers occur, which each have a thickness of 0.4 to 1.2 m. Fossils and minerals have been found in the in the open limestone mine in Winterswijk where the Lower Muschelkalk crops out. The Muschelkalk Evaporite Member only occurs in the northeast of the Twente area, and locally west of the Gronau Faultzone. It consists of an alternation of anhydrite and dolomitic marl and has a thickness of approximately 25 m. The Middle Muschelkalk Marl Member has approximately the same

distribution area as the Muschelkalk Evaporite Member. It consists of grey dolomitic marl in which the clay content increases towards the top. The thickness varies between 25 and 30 m. The Upper Muschelkalk Member is found only sporadically in the Twente area. Its thickness (approx. 15m) is strongly reduced by erosion, It consists of an alternation of light brown to grey dolomite and marl.

Altena Group

The deposits of the Altena Group occur as erosional remnants. The Altena Group lies unconformably on top of the Muschelkalk Formation and is unconformably overlain by the Niedersachsen Group, or the North Sea Supergroup. The Altena Group consists mainly of dark colored claystones that were deposited in a marine environment. The group is subdivided into the Sleen Formation, the Aalburg Formation, the Posidonia Shale Formation, the Werkendam Formation and the Brabant Formation. Only the Sleen Formation and the Aalburg Formation occur in the area. The younger formations have either been eroded or were not deposited, and are therefore not described in this report. The thickness of the Altena Formation varies between 0 to 200 m in the Twente area, and is up to 500m near the Gronau Fault zone. The Sleen Formation consists of black, sometimes bituminous, claystone and clayey shale. Locally, pyrite, fossil remains and plant material has been found in the Sleen Formation. The formation is divided in two parts by a thin sandstone layer. The upper part of the formation can have a red flamed appearance. The Sleen Formation has a thickness of 5 to 30 m in the Twente area. The Aalburg Formation has a monotonous lithology and consists of green-grey to black, sometimes calcareous, claystone with thin limestone layers. In the lower parts of the formation some layers of dark colored organic rich claystone occur. The entire section of the Aalburg Formation contains ammonites, belemnites, mollusks and iron öolites. Distribution and thickness of the Aalburg Formation were primarily controlled by erosion.

Niedersachsen Group

The Niedersachsen Group consist of multicolored fine clastic sediments with intercalations of limestone and evaporite. In the Twente area the Niedersachsen Group consists of the Weiteveen Formation and the Coevorden Formation. Its occurrence is limited to the Lower Saxony Basin, while in the Central Netherlands Basin it occurs only locally and is very thin. In the graben west of Hengelo the thickness of the Niedersachsen Group is over 200 m. The Niedersachsen Group lies unconformably on top of the Altena Group or the Muschelkalk Formation and is unconformably overlain by the Rijnland Group or North Sea Supergroup. The Weiteveen Formation consists of an alteration of red colored fine grained clay stone, marl, fine grained sandstone and intercalations of anhydrite and limestone. East of the study area, also halite layers occur in the formation. The Lower Coevorden Member consists of a sequence of claystones and limestone layers with shell horizons at the base. The Middle Coevorden Member consists of grayish, silty to sandy claystones and can be distinguished by the relatively high calcareous content. The Upper Coevorden Member consists of brown-gray, sometimes fine-grained sandy deposits that contain shell horizons as well as layers with iron öolites and bituminous deposits.

North Sea Supergroup

The North Sea Supergroup (NSG), which is of Tertiary to Quaternary age, is predominantly composed of clays and sands. It is subdivided by intra-formational hiatuses into the Lower North Sea, Middle North Sea and Upper North Sea Groups. The NSG rests unconformably on the Lower Germanic Trias Group, the Upper Germanic Trias Group, the Altena Group, the Niedersachsen Group, the Rijnland Group, and the Chalk Group. Different groups may be encountered at the base owing to unconformities within the NSG.

The Lower North Sea Group comprises the Landen and Dongen Formations. The group is found throughout the area (Figure 3.2), with the exception of the east of Twente and the Achterhoek. The Landen Formation, of Late Paleocene age (RGD, 1983), has a limited aerial extent and is restricted to the Reutum Graben and the southwest of the area (Figure 3.2). The formation consists of moderately to substantially sandy clays, with scattered occurrences of quartz pebbles. The deposits are glauconitic, with a few cemented horizons. The thickness reaches a maximum of 45 m in the Reutum Graben and almost 40 m in the west of the map sheet area. The Dongen Formation, of Eocene age, forms the basal part of the Tertiary in the majority of the area. It is widespread with the exception of parts of the Twente and Achterhoek regions and adjacent parts of Germany. The formation is subdivided into five members; the Basal Dongen Sand, the Basal Dongen Tuffite, the Ieper, the Brussels Sand and the Asse Members. The most complete succession is found in the northwest; elsewhere in the map sheet area (Figure 3.2) only the lowermost members were unaffected by erosion. The Basal Dongen Sand (thickness 15 m) comprises a basal sequence of greenish-grey, mud-bearing sand and brownish grey sandy clay, with sporadic occurrences of glauconite. The Ieper Member (thickness 1 to 80 m) is composed of glauconite-bearing, grayish-green, sandy clays and argillaceous sands. The Brussels Sand (thickness 30 to 90 m) consists of grey to grayish-green, fine to moderately coarse sands. The unit contains a large proportion of glauconite and fragments of shells and echinoderms. The Asse Member (few meters thick) comprises greenish-grey clay, with a fluctuating sand content.

The deposits of the Middle North Sea Group, of Oligocene age, are found in a large part of the Twente area. In the southeast and in Germany, this group forms the base of the North Sea Supergroup. The Rupel Formation and the Veldhoven Formation can be differentiated within the group. The Rupel formation is subdivided into the Vesseem and the Rupel Clay Members. The thickness of the formation increases from 0 m in the east of Twente and the Achterhoek to over 100 m in the northwest of the region (Figure 3.2, map sheet area X). The formation is unconformably overlain by the Veldhoven Formation or by deposits of the Upper North Sea Group. The Vesseem Member (thickness 10 to 25 m) is built up of a succession consisting of the greyish-green, glauconite-bearing, non-calcareous, poorly sorted sand (at the base), and succeeded by argillaceous, fine sands. The Rupel Clay (formerly the Boom Clay) consists of dark grey, heavy clays, with several septaria beds. The deposits contain a large number of bituminous horizons, which are darker in color. In the uppermost part of the sequence, sandy intercalations are found. The thickness pattern is strongly determined by the degree of erosion and is up to around 100 m in the northwest of the map sheet area. The Veldhoven Formation, of Late Oligocene age, is found locally in the Reutum Graben and in the western part of the map sheet area (Figure 3.2). The formation comprises dark green to dark grey sandy clays and moderately coarse sands. The formation rests upon the Rupel Formation, is separated by a hiatus, and is unconformably overlain by the Upper North Sea Group. The formation achieves thicknesses up to 110 m in the Reutum Graben and the northwest of the Twente area.

Deposits of the Upper North Sea Group, of Middle Miocene to Quaternary age, are found in the Reutum Graben and the western part of the map sheet area (Figure 3.2). The Quaternary deposits occur throughout the Twente area. Within the group, the Breda, Oosterhout and Peize Formations can be identified. The Breda Formation, of Miocene age, comprises a complex of green and black sands and brown to black clays. In particular, the high percentage of glauconite is characteristic of the formation. Several shell-rich horizons also occur. The formation thickens in a northwesterly direction to over 200 m. The Oosterhout Formation, of Pliocene age, is composed of well sorted, greenish-grey, argillaceous, very fine sands, containing little glauconite. The formation occurs in the Reutum Graben and in the

western part of the map sheet area (Figure 3.2). The formation achieves a thickness of 50 m. In the northwest of the map sheet area this marine formation passes laterally into the predominantly fluvial and near shore Peize Formation. The Peize Formation, of Pliocene age, occurs in the Reutum Graben and the northwest of the Twente area. The formation consists predominantly of sands. The lowermost part comprises well-sorted, fine sands, whereas upward the sorting becomes poorer and the grain size coarsens. The formation is the lateral equivalent of the coeval Oosterhout Formation. The thickness pattern of the formation is irregular; the maximum thickness exceeds 30 m locally. The remaining Quaternary formations consist of sand, clay and gravel, deposited in predominantly terrestrial and glacial conditions. Their thickness increases in a northwesterly direction from a few meters to over 160 m.

3.2.2 Tectonic development and fault zones

The AkzoNobel concession area is located in the SE part of the Central Netherlands Basin (CNB), south of the Friesland Platform (FP) and southwest of the Lower Saxony Basin (LSB) (Figure 3.2). During the geological history this area underwent different tectonic phases. During the Late Carboniferous and earliest Permian the Sudetic, Asturian and Saalian phases of the Variscan orogeny took place, caused by the formation of the Variscan Mountains in Central Europe. This resulted in major erosion of Carboniferous sediments. The Late Triassic to earliest Cretaceous period was marked by the Kimmerian extensional tectonic phases, which were responsible for the formation of the major structural units in the area. The Kimmerian phases greatly affected the three major tectonic units, CNB, FP and LSB. In the area of the salt cavern concession of AkzoNobel, only erosional remnants of the Cretaceous-Jurassic deposits are present. During the Subhercynian phase in the Late Cretaceous, a compressive stress field was responsible for a brief change (inversion) in the direction of movement of the major structural elements, resulting in complete erosion of the Upper Cretaceous deposits in the CNB and LSB, while on the FP these sediments were hardly affected. Pyrenean and Savian tectonic phases during the Tertiary are associated with the Alpine orogeny. Compressive deformation reflects the collision between Africa and Europe. The resulting uplift of the Alps had a pronounced effect on the supply of sediment. The tectonic phases, together with climate and sea level, were the controlling factors in the deposition of sediment in the area throughout the Tertiary.

The Gronau Fault Zone

The Gronau Fault Zone is a major tectonic element with a long history. The fault zone separates the Central Netherlands Basin from the Lower Saxony Basin. The fault zone consists of three main elements: the South Gronau Fault, the West Gronau Fault and the Reutum Fault (Figure 3.3). The fault zone displays a clear change in direction; in the extreme northeast, the Reutum Fault runs almost N-S, the South Gronau Fault displays a NNW-SSE orientation, while on German territory, the fault zone deflects to an E-W direction. The West Gronau Fault is a NW-SE oriented branch of the southern extremity of the Reutum Fault. The orientation of the stress-field dictated the degree of activity of various elements during the course of geological history. Major movements along the Gronau Fault Zone occurred during all the tectonic phases in the period spanning Carboniferous to the present time. In the intervening time, predominantly regional, thermal subsidence must have taken place in the area, or else the lack of sediments prohibits a reliable reconstruction of the fault movements. Upward, the fault zone continues into the deposits of the North Sea Supergroup (Rijks Geologische Dienst, 1993a, 1996).

Boekelo Fault Zone

A smaller tectonic element in the Twente area is the Boekelo Fault zone which is located just southwest of the area with the salt concessions (Figure 3.1 and Figure 3.3). The Boekelo Fault Zone is oriented NW-SE and runs parallel to the South Gronau Fault. The fault zone affects the stratigraphy from below the Solling Formation up to (and into) the deposits of the North Sea Supergroup. Furthermore, some smaller faults occur with a maximum displacement of 10 m that are probably related to the Boekelo Fault Zone (mainly normal faults). A detailed study of the fault structures in the Marssteden area was recently done by GeoWulf (2010). Main conclusion from this study is that the integrity of the salt caverns is unlikely to have been affected by these faults (Geowulf, 2010).

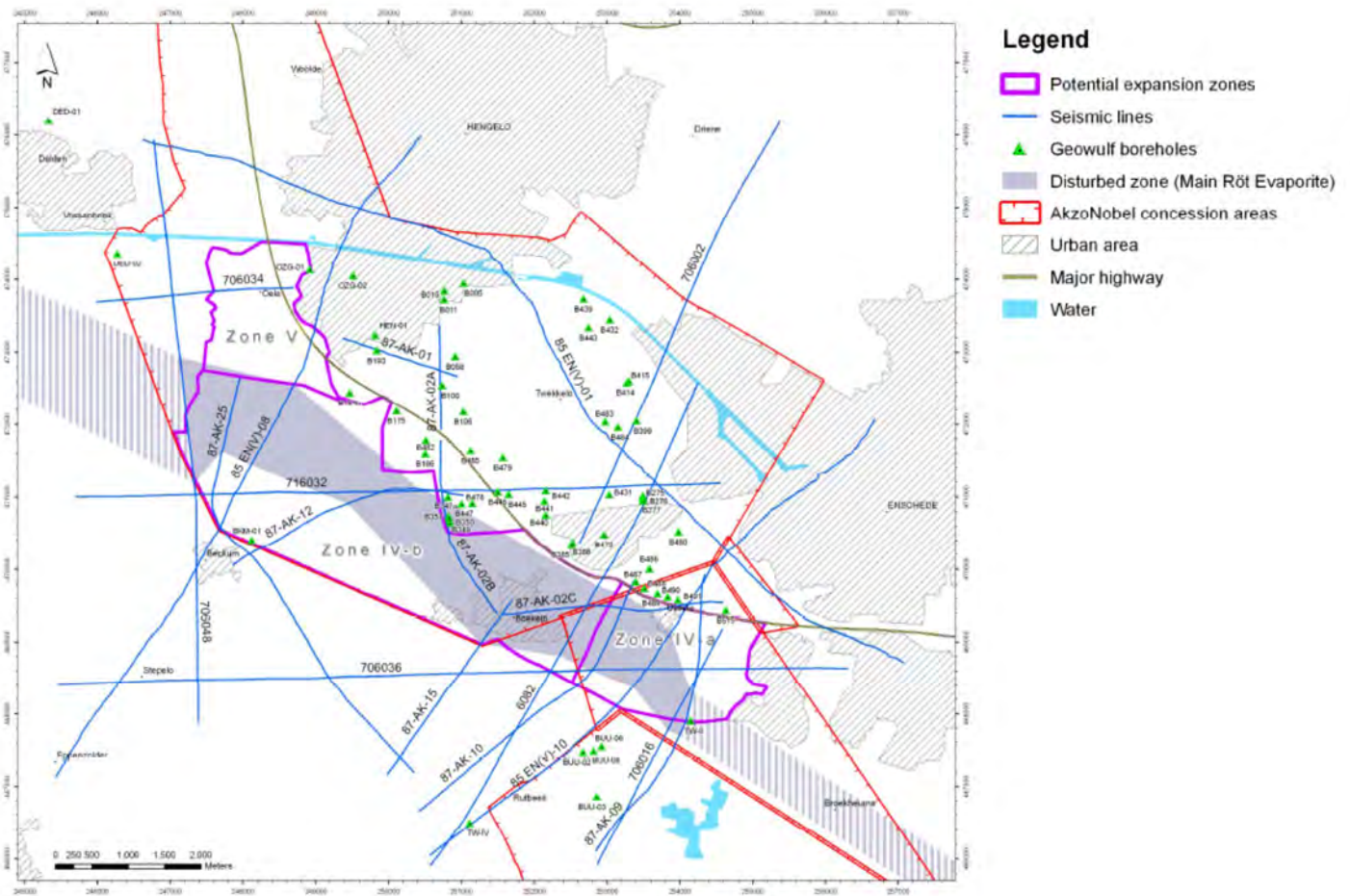


Figure 3.3: Map showing the structural outline of the Boekelo Fault Zone, the different seismic lines, the boreholes used in the Geowulf (2010) report, and the possible expansion zones adjacent to the present brine field between Hengelo and Enschede (source MWH, 2010).

3.3 Hydrogeology of Twente

From a hydrogeological point of view, the subsurface of the Twente area can be subdivided in two domains: the permeable aquifers in the sandy deposits above the hydrogeological base and the generally less permeable deposits below the hydrogeological base (Figure 3.1). Before describing the specific hydrogeological characteristics of the subsurface of the study area, two important terms are clarified below: the hydraulic properties that are important for

flow of liquids through sediment and rock (*porosity and permeability*) and the concept of the *hydrogeological base*.

3.3.1 Hydraulic properties

Porosity

Total porosity is the sum of the total connected and unconnected pore volumes and is defined as the part of rock that is void space, expressed as a percentage or fraction:

$$\eta = \frac{V_v}{V_T} \quad (1)$$

where V_v is the void volume and V_t is the total volume. An important distinction is the difference between total porosity, which does not require pore connections and effective porosity, which is defined as the percentage of interconnected space. Mainly crystalline rocks can have high total porosity, most of which is unconnected. Effective porosity implies some connectivity through the solid medium and is more closely related to permeability than total porosity. Fractures and faults can also enhance the total porosity and effective porosity of hard rock formations. However, fractures and faults are often filled with sediment or crystalline rock and the porosity of fractures or faults is mainly dependent on the porosity of this fill material (Domenico and Schwartz, 1998).

Most important properties that affect the porosity of a specific rock or sediment type are the particle shape and arrangement of the particles (Domenico and Schwartz, 1998). In general, for sedimentary rocks the smaller the particle size, the higher the porosity. However, the porosity also depends on a host of diagenetic features that have affected the rock since deposition. Compaction of rocks and sediments due to the weight of the overburden contributes to reduction of the porosity from some initial higher value (in the pre-burial situation). Athy (1930) proposed the following relationship for the effect of compaction on the porosity:

$$\eta = \eta_0 e^{-az} \quad (2)$$

where η is the porosity at depth z , η_0 is the average porosity near the surface and a is an empirical constant ($1,4 \times 10^{-3} \text{ m}^{-1}$) (Domenico and Schwartz, 1998). Additionally, secondary porosity can occur as a result of chemical rock-water interactions. Reduction of porosity can result from processes like cementation, replacement of one mineral by another, and recrystallization. Conversely, porosity can be enhanced by dissolution of grains and sediments (Domenico and Schwartz, 1998). In this study, the effect of the overburden will be taken up in the hydrogeological model of the Twente area. The effects of chemical rock-water interactions are, however, not taken into account.

Permeability

For the transport of liquids through the subsurface the permeability of the deposits present is of great importance as it is the determining factor for flow of liquids (formation water, groundwater, oil, etc.). As a rule of thumb, the permeability of sandy deposits and sandstone is larger than that of silt, followed by limestone, clay and claystone, and finally evaporites like salt and anhydrite. This means that liquids flow faster through sandstone than through the other types of deposits. The permeability is for the largest part determined by the effective porosity of a rock, and therefore the same factors that affect the porosity affect the permeability

(connected pore volumes, fractures and permeable faults, particle shape and arrangement, compaction, cementation, recrystallization). In hydrogeology, the permeability of a deposits is given as the hydraulic conductivity (K in meter per day (m/d)), which is a measure for the ability of a medium to discharge a liquid. A rock unit that is sufficiently permeable as to supply water to wells is called an aquifer. Conversely, aquitards are beds of lower permeability in the stratigraphic sequence that contain water but do not readily yield water to pumping wells. Major aquitards are generally considered to be low-permeability formations that overlie major aquifers.

In geology, permeability is considered as part of the proportionality constant in Darcy's law which relates discharge (flow rate) and fluid physical properties (e.g. viscosity) to a pressure gradient applied to the porous media. In geology, the unit for permeability k is m^2 , or darcy (D), where 1 darcy is $10^{-12} m^2$. The relation between geological permeability (k) and hydraulic conductivity (K) is described with the following equation:

$$k = K \frac{\mu}{\rho g} \quad (3)$$

where

k is the permeability [m^2 or D]
 K is the hydraulic conductivity [m/s]
 μ is the dynamic viscosity [kg/ms]
 ρ is the density of the fluid [kg/m^3]
 g is the acceleration due to gravity [m/s^2]

Porosity and permeability of fault zones

Despite various studies that have been reported in literature (e.g. Bense and Person, 2006; Folch and Mas-Pla, 2007; Anderson and Bakker, 2008; Magri et al., 2009; Saar, 2010), no general assumptions can be made on the porosity and permeability of permeable faults. Generally, the permeability of permeable faults can be considered several orders of magnitude higher than that of the surrounding host rock. Conduit-barrier behavior of fault zones in siliciclastic sedimentary aquifer systems can be understood for a large part by considering a strongly anisotropic hydraulic structure in the fault. This hydraulic anisotropy in the fault is expected from a variety of mechanisms including clay smearing, drag of sand, grain re-orientation and vertical segmentation of the fault plane. The most important parameters for estimation of the porosity and permeability are the amount of fault throw and the clay-content of the lithologies flanking the fault zone. Generally, fault width increases with increasing fault throw (fault width of approximately 2 m with fault throw of 50 m; fault width of approximately 4 m with fault throw of 100 m). Therefore both the sealing effect and the conduit properties increase with increasing fault throw. Faults can form a preferential pathway between aquifers at different depths over vertical distances of several hundreds of meters (that are otherwise separated by confining units) when fault permeability is strongly anisotropic. This has important implications for the assessment of the risk of a spread of contaminated groundwater or the reconstruction of hydrocarbon migration within sedimentary basins (Bense and Person, 2006).

The effect of movement along normal faults on salt layers is different from that of other rock types. As a result of the viscose properties of rock salt, displacement along normal faults normally does not lead to brittle deformation and permeable faults in the salt layers (Schléder en Urai, 2005; Geowulf, 2010). In faults zones with limited displacement, the rock throw will be accommodated within salt layer by alterations in the crystal structure. Generally, it can be

stated that the porosity and permeability of salt layers do not change significantly in such fault zones.

3.3.2 Hydrogeology of the Twente area

Hydrogeological base

In the study area (see Figure 3.2) the hydrogeological base of the shallow groundwater system lies at 10 to 20 m below the surface, and is formed by a layer of marine clay deposits of the Dongen Formation, the Rupel Formation and the Breda Formation (all North Sea Super Group). Due to the low permeability of these formations barely any exchange of groundwater from above and below the hydrogeological base occurs. Since the movement of groundwater above the hydrogeological base is of great importance for the shallow hydrological processes (e.g. stream runoff, variations in groundwater levels, surface water quality), previous studies have focused on this part of the groundwater system. The hydrogeological characteristics of the deposits below the hydrogeological base are less well known (De Louw, 2006).

Hydraulic properties

Typical values for the hydraulic conductivity of rock salt and anhydrite are reported by Doe and Osnes (2006) as 7.0×10^{-8} to 1.6×10^{-5} m/d. Bouw and Oude Essink (2005) assign a hydraulic conductivity of $1,00 \times 10^{-13}$ m/s ($1,00 \times 10^{-8}$ m/d) and a porosity of 2% to salt rock and anhydrite. As a result of the low porosity and permeability of salt, salt layers such as the Main Röt Evaporite, are used all over the world for subsurface storage of gases and liquids (see also chapter 2). In the Twente area, the overburden of the Main Röt Evaporite contains additional aquitards: Altena Group, the Niedersachsen Group, the Upper Röt Claystone and the Upper Röt Evaporite as well as parts of the North Sea Super Group and Muschelkalk Formation). On the other hand, also aquifers occur in the overburden: parts of the Muschelkalk Formation and the North Sea Super Group. Additionally, the fractures and faults that occur in the area likely contain higher amounts of liquids than the surrounding aquitards.

In literature values for porosity and permeability or hydraulic conductivity of the geological formations that are present in the Twente area are reported. Although these values are obtained partly from locations outside the Twente area, the values give an indication of the porosity and permeability of the subsurface of the Twente area. The permeability of the Röt Claystone was reported by Verweij and Simmelink (2002) as $1,00 \times 10^{-5}$ mD, while Bouw and Oude Essink (2003) assign a hydraulic conductivity of $1,00 \times 10^{-10}$ to $1,00 \times 10^{-7}$ m/s and a porosity of 5% to this geological layer. Values for the permeability and porosity of the Lower Muschelkalk and Upper Muschelkalk are reported by Pöppelreiter et al. (2005): permeability of the Lower Muschelkalk is reported as $1,00 \times 10^{-2}$ to $3,2 \times 10^1$ mD with an average of $6,00 \times 10^2$ mD, and that of the Upper Muschelkalk as $1,00 \times 10^{-2}$ to $5,7 \times 10^1$ mD with an average of 1,00 mD. The porosity of the Lower Muschelkalk is reported as 6 to 27 % with an average of 12%, and that of the Upper Muschelkalk as 5 to 29% with an average of 15%. The hydraulic properties of the Altena Group are described by Bouw and Oude Essink (2003): hydraulic conductivity of $5,00 \times 10^{-11}$ to $1,00 \times 10^{-9}$ mD, and a porosity of 20%. However, in this paper the Altena layer described is characterized as a relative conductive layer. This suggests that the lithology differs from the general lithological characteristics of the Altena Group in the Twente area (clay stone). Permeability and porosity of the Altena Group in the Twente area are therefore probably lower than reported by Bouw and Oude Essink (2003). Verweij and Simmelink (2002) have reported values for permeability of the North Sea Supergroup: $1,00 \times 10^{-5}$ to $2,50 \times 10^1$ mD. For additional insight on porosity and permeability values of the geological layers in the Twente area, literature with information on typical porosity and permeability for sediments and hard rock was consulted (Bear, 1972; Domenico and Schwartz,

1998; Dufour, 1998). Based on the geological knowledge of the area described in section 3.2 and the reference values from literature the porosity and permeability of the geological layers in the Twente area have been estimated (Table 3.1).

The deposits of the North Sea group above the hydrogeological base have a relatively high porosity and permeability (Table 3.1). These deposits constitute the phreatic aquifer of the Twente area. The permeability of the local clay lenses and deposits of the ice pushed ridges (moraines) is however relatively low. At such locations, perched water tables can occur and groundwater flow will deviate from the regional patterns (De Louw, 2006).

Table 3.1 Hydraulic properties of the geological units of the conceptual model of the Twente area. Source references of the hydraulic properties are: 1. Verweij and Simmelink (2002), 2. Bouw and Oude Essink (2003), 3. Pöppelreiter et al. (2005), 4. Doe and Osnes (2006), 5. Bear (1972), 6. Domenico and Schwartz (1998), Dufour (1998), De Louw (2006).

Geological Layer <small>source hydraulic properties</small>	lithology	thickness (m) (min - max)	total porosity (fraction) (min - max)	geological permeability (mD)		hydraulic conductivity (m/d)	
				min.	max.	min.	max.
North Sea Supergroup above hydrogeol. base ^{6,7,8}	sand, silt, clay	10 - 60	0,40 - 0,45	1,00E+01	1,00E+06	1,00E-05	1,00E+01
North Sea Supergroup below hydrogeol. base ^{1,6,5,8}	clay, silt, sand(stone)	100 - 150	0,1 - 0,45	1,00E-05	1,00E+01	1,00E-11	1,00E-05
Altena Group and Niedersachsen Group ^{1,2,5,6}	clay(stone)	0 - 100	0,05 - 0,1	1,00E-04	1,00E-02	1,00E-10	1,00E-08
Muschelkalk Formation ^{3,5,6}	limestone, marl, dolomite	0 - 200	0,05 - 0,29	1,00E-02	5,00E+01	1,00E-08	5,00E-05
Upper Röt Claystone ^{2,5,6}	clay(stone)	135 - 200	0,05 - 0,1	1,00E-05	1,00E+01	1,00E-11	1,00E-05
Upper Röt Evaporite ^{2,4}	anhydrite	15	0,005 - 0,02	1,00E-05	1,00E-02	1,00E-11	1,00E-08
Main Röt Evaporite ^{2,4}	halite, clay	20 - 110	0,005 - 0,02	1,00E-05	1,00E-02	1,00E-11	1,00E-08

Porosity and permeability of fault zones

Despite various studies that have been reported in literature (e.g. Bense and Person, 2006; Folch and Mas-Pla, 2007; Anderson and Bakker, 2008; Magri et al., 2009; Saar, 2010), no general assumptions can be made on the porosity and permeability of permeable faults. Generally, the permeability of permeable faults can be considered several orders of magnitude higher than that of the surrounding host rock. Conduit-barrier behavior of fault zones in siliciclastic sedimentary aquifer systems can be understood for a large part by considering a strongly anisotropic hydraulic structure in the fault. This hydraulic anisotropy in the fault is expected from a variety of mechanisms including clay smearing, drag of sand, grain re-orientation and vertical segmentation of the fault plane. The most important parameters for estimation of the porosity and permeability are the amount of fault throw and the clay-content of the lithologies flanking the fault zone. Generally, fault width increases with increasing fault throw (fault width of approximately 2 m with fault throw of 50 m; fault width of approximately 4 m with fault throw of 100 m). Therefore both the sealing effect and the conduit properties increase with increasing fault throw. Faults can form a preferential pathway between aquifers at different depths over vertical distances of several hundreds of meters (that are otherwise separated by confining units) when fault permeability is strongly anisotropic. This has important implications for the assessment of the risk of a spread of contaminated groundwater or the reconstruction of hydrocarbon migration within sedimentary basins (Bense and Person, 2006).

The fractures and faults that occur in the Twente area have a permeability that differs from the host rock as a result of the amount of fault throw and the clay-content of the lithologies. In general, the permeability of faults is several orders of magnitude larger than that of the host rock. Since the fault throw in the area of the salt cavern concessions is relatively small (approximately 10 m) and the clay content relatively high, the increase in permeability in these faults will probably not be dramatic, because fault aperture is proportional to fault throw.

The effect of movement along normal faults in salt layers is different from that of other rock types. As a result of the viscose properties of rock salt, displacement along normal faults normally does not lead to brittle deformation and permeable faults in the salt layers (Schléder en Urai, 2005; Geowulf, 2010). In faults zones with limited displacement, the rock throw will be accommodated within salt layer by alterations in the crystal structure. Generally, it can be stated that the porosity and permeability of salt layers do not change significantly in such fault zones.

Groundwater depth and flow

The groundwater system above the hydrogeological base has been described in detail by De Louw (2006). Groundwater depths in the aquifers of the Twente area above the hydrogeological base vary between 0 to more than 12 m below the surface. Large groundwater depths are mainly found in the topographically high areas of the ice pushed ridges. In the area surrounding the salt concessions however, groundwater depths lie at 0 to 2 m below the surface. The regional groundwater flow in the area is from the topographically high areas (ice pushed ridges) to the low areas. In the area of the salt concessions, this means groundwater moves from east to west.

The shallow groundwater system in the region is however dominated by more local groundwater flow patterns of seepage and infiltration resulting from small scale variations in topography or hydrogeology. In infiltration areas downward flow of groundwater from shallow aquifers to deeper aquifers occurs, whereas in seepage areas upward flow occurs from the deeper aquifers to the shallow aquifers. In case of seepage, the groundwater finally infiltrates in the streams and ditches, in drainage systems at the surface or through capillary rise in the root system. In Figure 3.4 a map of the seepage and infiltration areas of Twente area is shown. It can be observed that in the topographically high areas infiltration occurs throughout the whole year. A large part of this infiltration water flows downward towards the deeper aquifers. In other areas with more topographical variation and surface water bodies, the infiltrating water seepages locally towards the nearest stream or ditch. In the lowest areas, the groundwater does not infiltrate but only seepage of groundwater from deeper layers occurs. The area surrounding the salt concessions mainly shows infiltration of water to deeper layers and local seepage in the stream and channel valleys.

The groundwater flow in the Twente area is affected by the abstraction of groundwater from the aquifers in the region for the purpose of drinking water production, and industrial activities (Figure 3.5). Groundwater wells cause flow of groundwater towards the well (area of influence in Figure 3.5) that is dependent on the abstraction discharge as well as the hydrogeological properties of the aquifers and aquitards near the well. In the direct surroundings of the salt concessions several groundwater abstractions occur near Hengelo and Enschede (De Louw, 2006). Throughout the Twente area groundwater abstraction for spray irrigation takes place in order to compensate for the water deficiency that occurs during dry periods (Figure 3.6). Although each different abstraction has a small discharge, the abstractions are numerous and can therefore cause significant effects on the groundwater during dry periods (De Louw, 2006).

Groundwater quality

For the behavior of gas oil in the shallow subsurface the chemical processes in and properties of the groundwater that affect the density of the water are of great importance (see Chapter 6). Density of groundwater mainly depends on the amount of dissolved salts (fresh water has a lower density than salt or brackish water), for which chloride and sulfate concentrations are a proxy. The groundwater in the Röt and Muschelkalk formations has very high sulfate concentrations and hardness, which is probably sourced by the anhydrite layers in these deposits. The deposits of the Niedersachsen Group have high chloride concentrations, which can either be caused by brackish or salt connate water (the water type present during the sedimentation), or salt water that has come up from deeper deposits through permeable faults in the area. The transition from fresh to salt groundwater is found in the Tertiary deposits of the Upper North Sea Group. The Peize Formation and younger, shallower formations were deposited in a continental environment, whereas the older formations were deposited in a marine environment. Originally, the transition of fresh to salt water therefore lay between these two formations. However, the precipitation that has fallen on the Twente area since the deposition of these formations has caused recharge of fresh groundwater and infiltration towards the deeper aquifers such that the original hydrogeological base shifted downward. Consequently, the groundwater above the hydrogeological base consists of fresh water, and below it the groundwater is brackish or salt (chloride concentrations of 1500 to 15.000 mg/l and sulfate concentrations of 250 to 1400 mg/l). In the younger Quaternary deposits the variation of groundwater quality is low with chloride concentrations of 35 to 50 mg/l. Because the density of fresh water is lower than the density of salt and brackish water, the fresh groundwater tends to float on this saline groundwater. Mixing of the fresh and saline groundwater types occurs only to a limited extent (Dufour, 1998).

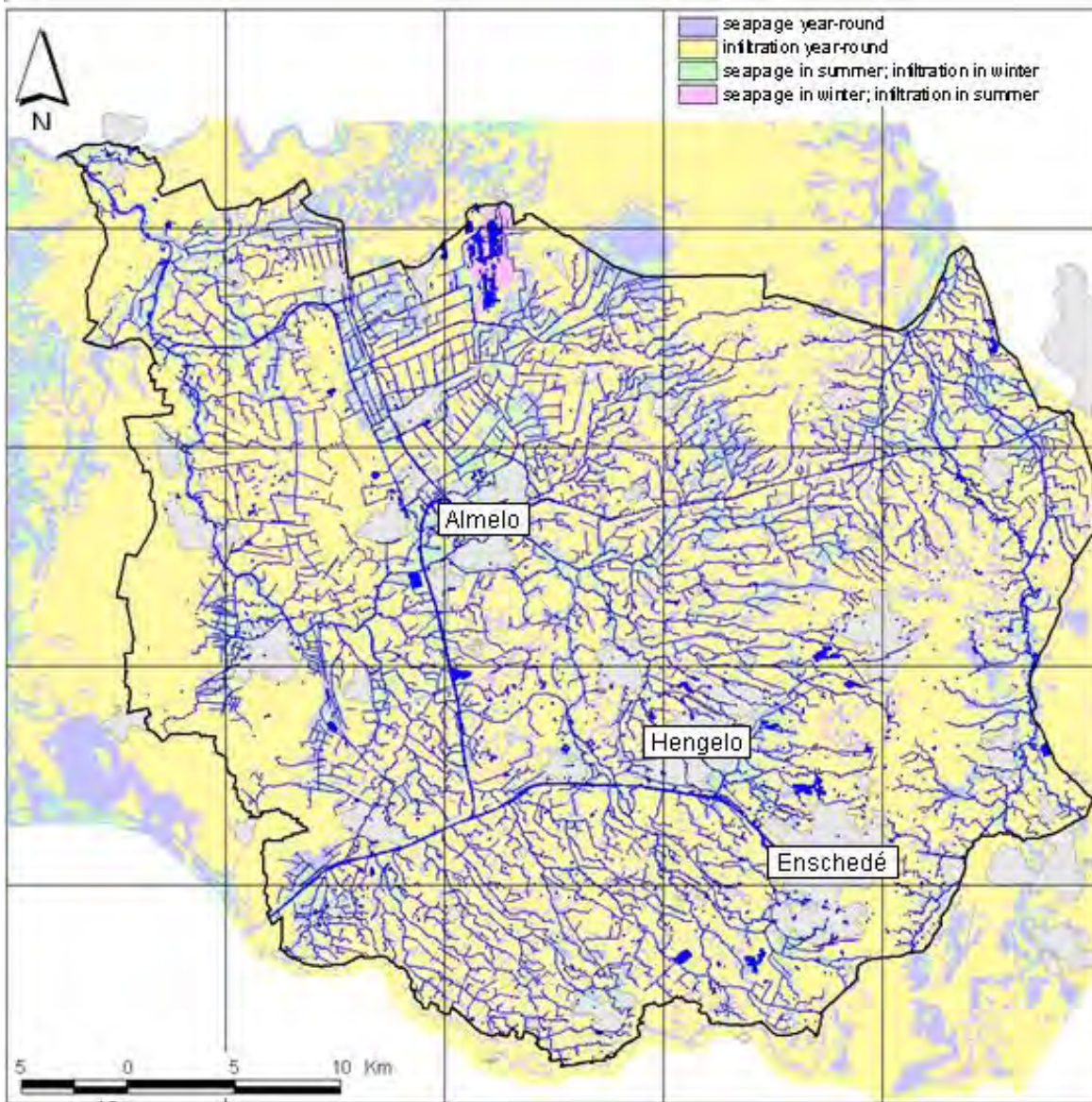


Figure 3.4: Surface water drainage map showing the seepage areas, infiltration areas and intermediate areas in Twente (source: De Louw, 2006).

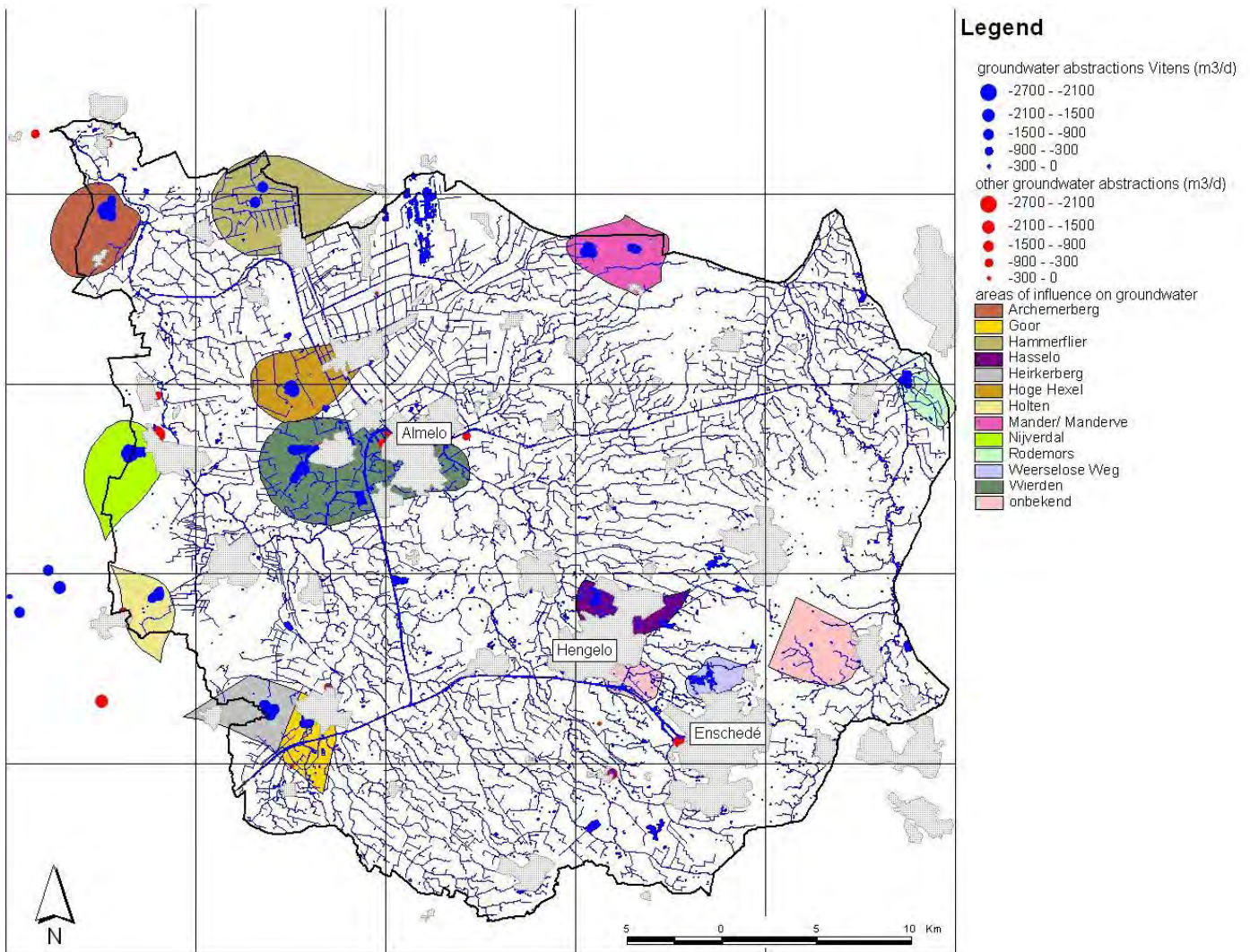


Figure 3.5: Map showing the groundwater abstraction locations in Twente. For the drinking water abstractions from Vitens the area of influence on the groundwater is shown (source: De Louw, 2006).

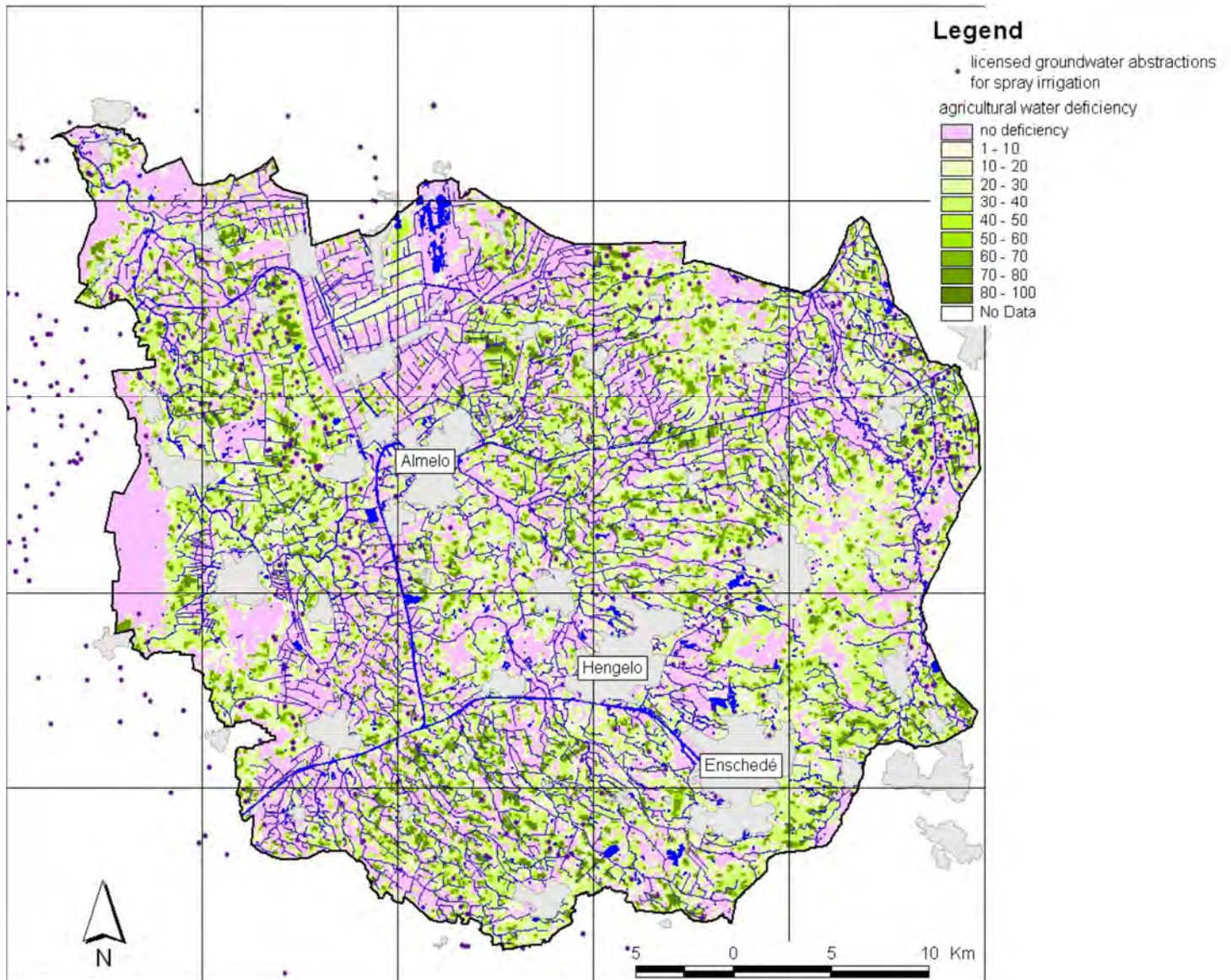


Figure 3.6: Map of groundwater abstraction for spray irrigation to compensate for the water deficiency in agricultural areas during dry period. Also, the level of water deficiency is shown (source: De Louw, 2006).

4 Subsurface Containment Concept

In this chapter, which was compiled by TNO in cooperation with Deltares, the Subsurface Containment Concept is explained, first in general terms, and then more specifically for the purpose of the generic risk assessment of gas oil storage in the Twente area.

The subsurface Containment Concept encompasses the whole range of barriers and facilities that ensure that the gas oil, pumped into and stored in the subsurface salt caverns, does not disperse outside of the boundaries of the system. Figure 4.1 illustrates the Containment Concept. The boundary of the containment system for the gas oil is formed by the cavern walls, the gas oil-brine interface at the base of the cavern, the cavern roof, and the wells (packers, casing, and wellhead) and is represented by the green line.

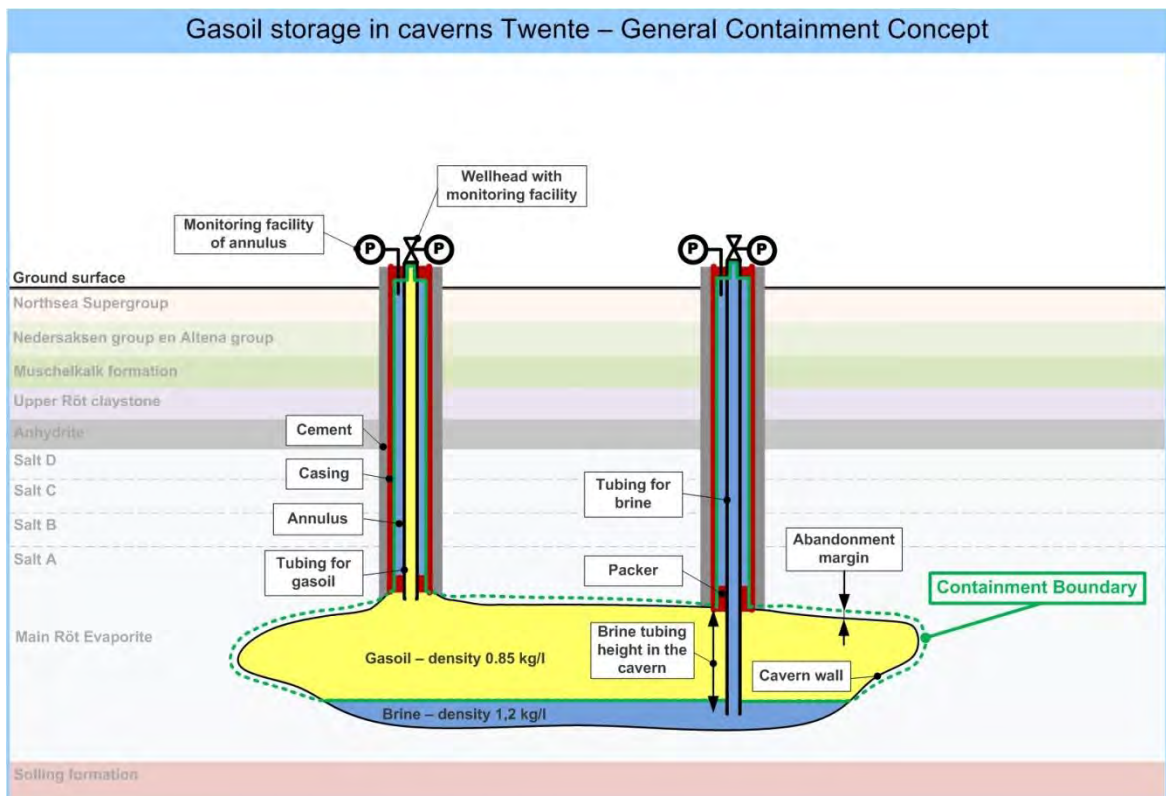


Figure 4.1: Illustration of the Containment Concept applied to salt caverns in the Twente area

The caverns are situated in the rock salt formation and are surrounded on all sides (top, bottom, left and right side) by salt. For gas oil storage, the depth of the brine tube opening inside the cavern determines the final level of the gas oil inside the cavern. Due to the lower density of gas oil relative to the brine, a brine layer will exist in the bottom part of the cavern which acts as an extra barrier. In case of a working Containment Concept, the gas oil can only penetrate the surrounding salt (Röt A: rock salt) over a small distance within a reasonable period of 30 years, due to the low permeability and hydraulic conductivity of the salt ($k = 1.16 \times 10^{-2}$ mD; $K = 7.0 \times 10^{-8}$ tot 1.6×10^{-5} m/d) and the low porosity (0.5-2 %) (Doe and Osnes, 2006). The maximum penetration of the gas oil in the surrounding salt is limited to several centimeters for the period in which the cavern will be used for gas oil storage (20 to

30 years) to several meters after abandonment (further elaboration in Chapter 6). Due to stability considerations, the cavern will at least be overlain by 5 m of the Röt salt C (BGR, 1998). Above this layer there are multiple layers of claystone, rock salt and anhydrite with a very low permeability. These practically ensure the containment of the cavern at the top.

Another part of the containment system is formed by the wells, and includes the packers, casings, tubings and well heads. Integrity of the casing and the packers is vital for the containment concept to work. A tubing is placed inside the casing through which the oil is injected and produced in the oil well. Simultaneously, brine is injected or produced through the tubing in the brine well to maintain the pressure inside the cavern. Besides the casing itself, the tubing and annulus thus act as additional barriers in the storage system to ensure that the gas oil is contained. The empty space between the tubing and casing is closed off by packers at the bottom and the top of the well. It can be monitored to actively ensure the integrity of the containment system.

In order to systematically inventory the threats and consequences associated with the top event “breach of confinement” (leakage) we use the bow tie methodology. Figure 4.2 is a conceptual display of a bow tie. The following section explains how the bow tie methodology is applied to the risk assessment for gas oil storage.

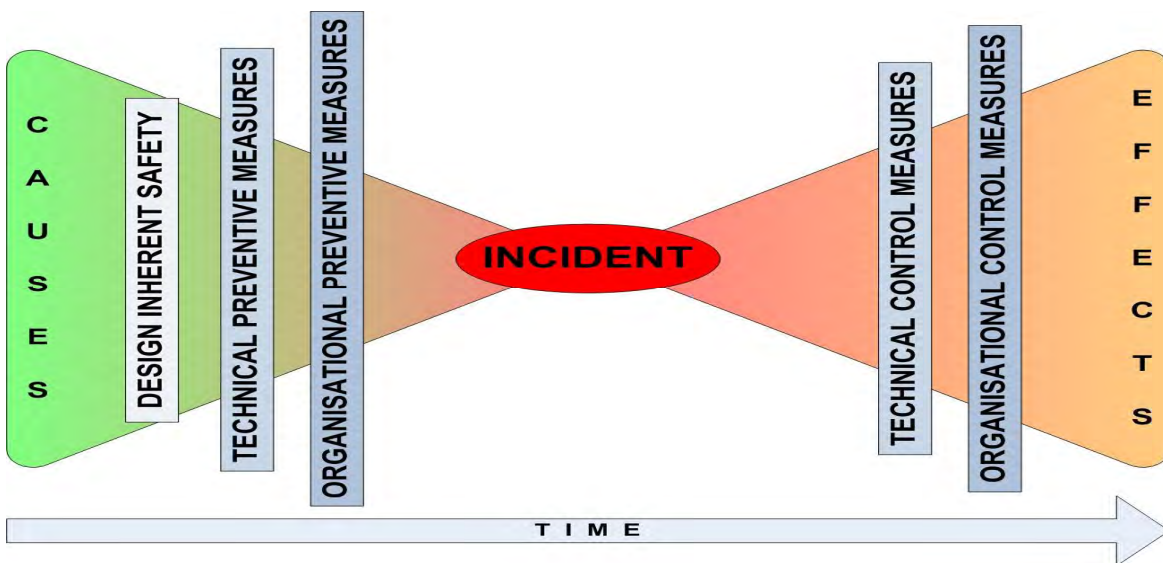


Figure 4.2 Bow tie model

Central in this bow tie model is an incident (the top event) with a corresponding probability of occurrence that is related to a hazard. In this case, the hazard is “storage of gas oil in a salt cavern”, and the associated top events are “breach of confinement”, i.e. the leakage of gas oil from the system, and “gas oil is irretrievable from cavern at abandonment”. Each top event has different causes and effects. Together, the causes and the effects form the hazard scenarios which will be discussed in Chapter 5. The effects of each scenario, i.e. the impact to the environment in terms of severity and spatial extent, will be discussed in Chapter 6.

In order to minimize the risks associated with storage of gas oil in a salt cavern, measures can be taken on both sides of the bow ties. Causes can be prevented by putting in place barriers that are monitored, and effects can be mitigated and/or remediated. Measures are either of a “legislative” nature, concerning the design and operation of storage facilities, or

they are of a technical nature. Measures related to the design of the storage facilities include the geological and hydrogeological circumstances surrounding the cavern. For example, the hydrogeological properties of the rocks in the immediate vicinity of the cavern, i.e. the impermeability of the salt, will ensure the isolation of the gas oil inside the cavern. Hence, this is a barrier that must be taken into account, together with all conceivable hazards that influence this barrier that emanate from technical measures, such as the well which has been drilled for the solution mining phase of the salt cavern.

The Containment Concept as described above functions as a benchmark for selected gas oil storage caverns. In the next chapter, the causes of possible breach of confinement will be identified (failure of the Containment Concept). These causes will also be evaluated in a semi-quantitative way based on expert opinion and literature (Chapter 7).

5 Causes of Failure of the Containment Concept

In this chapter, which was compiled by TNO, possible causes of failure of the containment concept, i.e., occurrence of the top event (leakage of gas oil), are described. Possible leakage paths (fluxes) are identified by a literature study in combination with interviews and a workshop with experts. An overview of identified leakage fluxes is given in Figure 5.1 and 5.2. The fluxes through the cavern walls, roof and floor and through the well (casing, cementation, packers) and existing faults are studied in detail. A more global analysis is suited for the flux through the packers of the well and material parameters: salt creep and temperature change, which will be sufficient to assess the hazard.

Table 5.1 Division of possible leakage scenarios.

Detailed analysis	General analysis
Flux through cavern walls (par. 5.1)	Salt creep (par. 5.6)
Flux through cavern floor (par. 5.2)	Temperature effects (par. 5.7)
Flux through cavern roof (par. 5.3)	Flux through the well (packers) (par. 5.8)
Flux through the well (casing and shoe) (par. 5.4)	
Flux through existing faults (par. 5.5)	

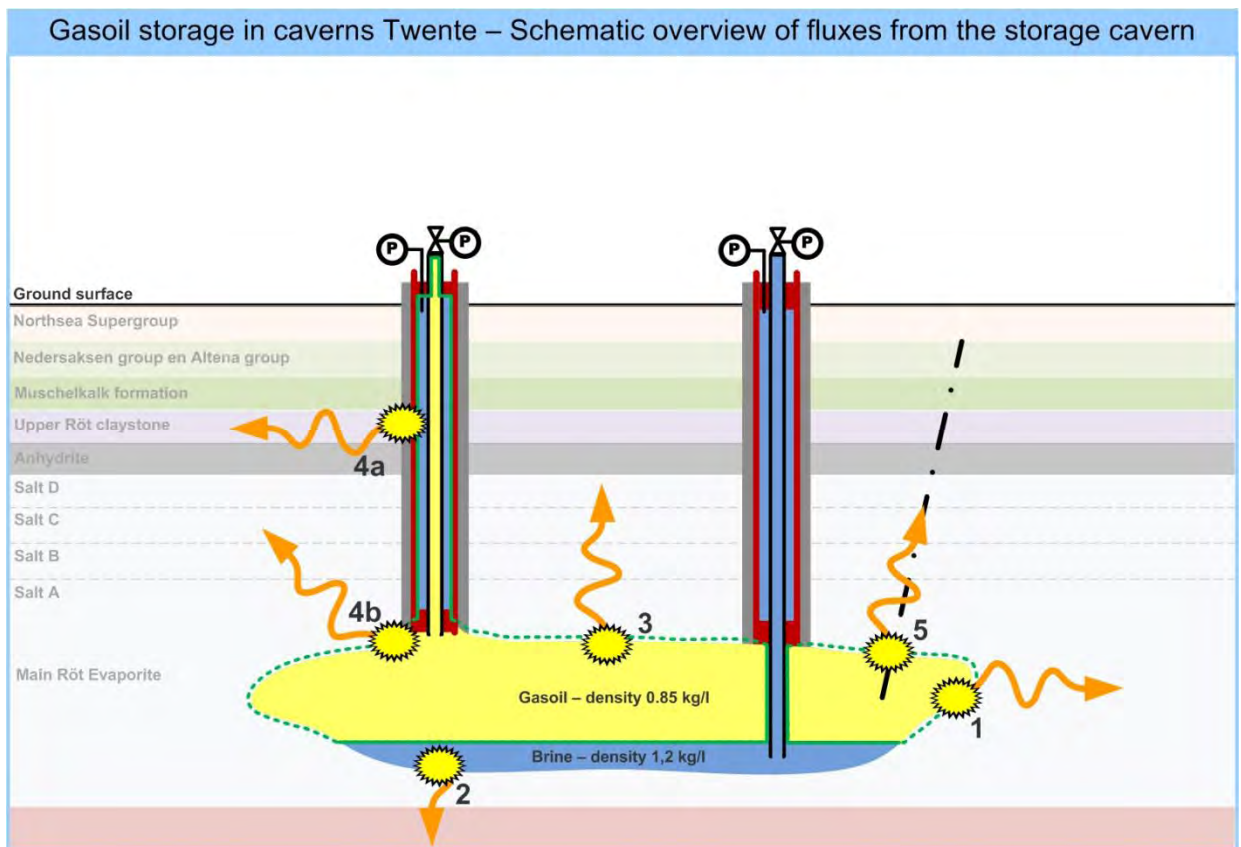


Figure 5.1: schematic overview of the possible leakage fluxes from the storage cavern as mentioned in Table 5.1: flux through the walls (1), flux through the floor (2), flux through the roof (3), flux through the casing (4a), flux through the casing shoe (4b), and flux through existing faults or fractures (5).

5.1 Flux through cavern walls

Flux through the cavern walls includes the penetration of the gas oil into the surrounding rock salt, and/or possible permeable layers/faults near the cavern.

Penetration of the gas oil into the surrounding rock salt (in the absence of permeable layers and faults) is minimal, due to the low permeability of the salt. This chapter discusses the penetration for a variety of scenarios. In a scenario where two gas oil storage caverns are situated next to each other, the salt pillar in between the two caverns will consist of a part which has been penetrated by the gas oil and a part which has not been penetrated. Dimensions of the caverns are measured using sonar, the uncertainty of which increases with distance from the well (position of the measuring device). Uncertainties are especially large when the shape of the cavern is highly irregular. A narrow pathway in-between two caverns may exist without the sonar being able to see it, through which pressure communication could be possible even if the thickness of the salt pillar exceeds the penetration length. According to the study of BGR (BGR, 2004a), and the experts that were interviewed, the minimal distance for a salt pillar in between two caverns must be 25 m to prevent pressure communication (Figure 5.2). This minimum distance must be maintained during the lifetime of the storage site until all facilities are properly abandoned. Close attention must be paid, for instance, to prevent over-mining in the salt cavern adjacent to the storage cavern, since this could threaten the minimum safety distance of 25 meters.

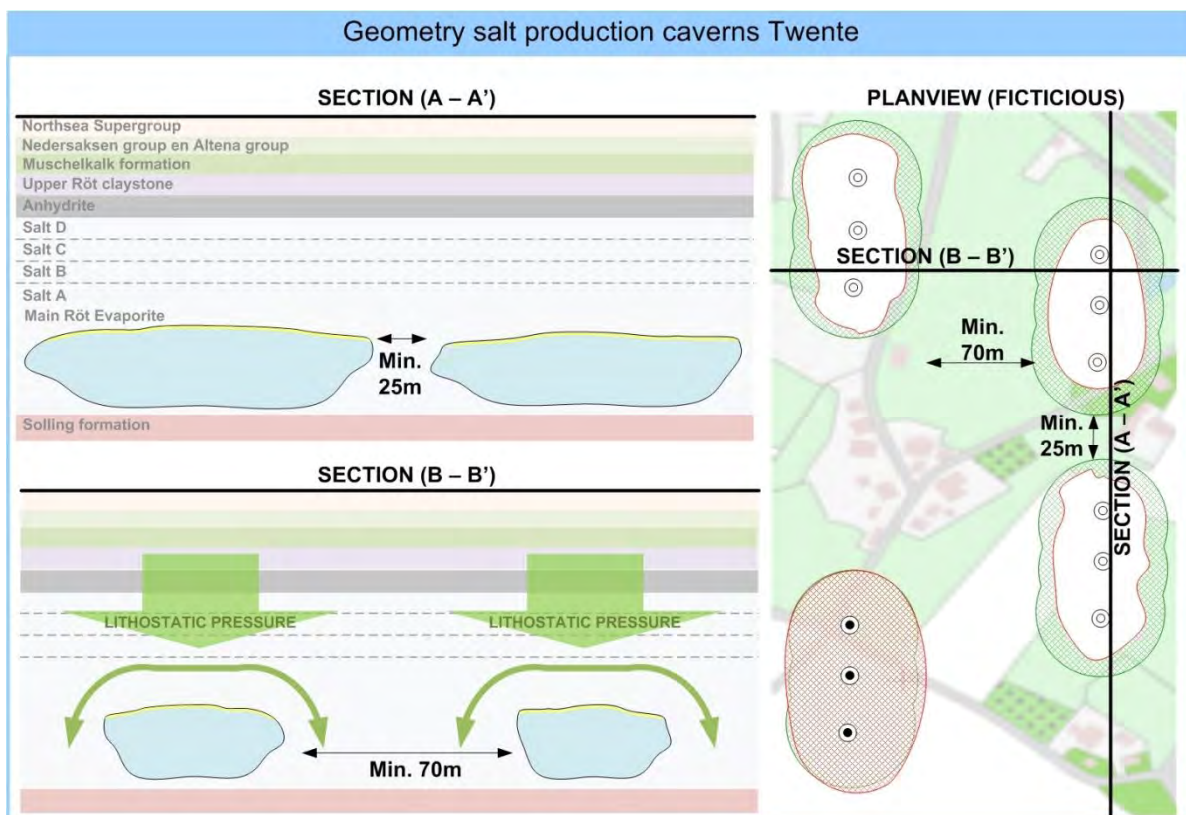


Figure 5.2: Geometry of salt production caverns in Twente. The left side of the figure contains details of two cross-sections which are shown on the map on the right. Section (A – A') shows the minimal distance for the salt pillar in-between two adjacent caverns in a row to prevent pressure communication. Section (B – B') shows the minimal distance for the salt pillar between adjacent rows of salt caverns in order to maintain stability.

In the case of permeable layers, Van Sambeek (1993) uses the volumetric creep rate for a cylindrical cavern to quantify the leakage of brine through heterogeneous leaky interbeds that allows communication with the outside environment. In his case, the brine is leaking from the cavern due to an increase in internal pressure of the cavern. The volumetric creep rate is given by

$$\frac{dV/dt}{2V} = \frac{dR/dt}{R} = -\frac{\sqrt{3}}{2} \left(\frac{\sqrt{3}}{n} (P_{\infty} - P_i) \right)^n A e^{\frac{-Q}{RT}}, \quad (4)$$

where R is the cavern radius, T is absolute temperature (Kelvin, T =temperature in degrees + 273 K), t is time, \mathfrak{R} is the gas constant (J/mol/K), A is a proportionality constant ($\text{MPa}^{-n} \text{s}^{-1}$), Q the activation energy (J/mol), and n the stress exponent related to the micro-mechanism of deformation. $P_{\infty} - P_i$ is the difference between the lithostatic pressure and internal pressure of the cavern. Tomasko (1997) used this formula to calculate the brine creep rate per year and found 0.007% per year for his specific case ($n=5$; $T=340\text{K}$; $Q/R=7,500$; $A=100,000$; $P_{\infty} - P_i=0.1 \cdot H$, H is height of cavern) and hence showed that it would take 14,000 years to deplete the whole cavern of fluid. For two million gallons of free brine in the cavern, the steady-state leak rate would be about 150 gallons per year. Although equation (4) could be used to calculate the volumetric creep rate, the ranges in A , Q/R obtained from laboratory measurement signify that a wide variety of answers will exist (Bérest, 1998) depending on the type of salt and the shape of the cavern.

In the case considered here, however, gas oil is leaking from the salt cavern through possible permeable layers. In this case, the high permeability would allow the gas oil to penetrate the permeable layer much more than the salt, which would make it likely that gas oil would flow from one cavern to another. This mechanism assumes that permeable layers in between the bedded salt deposits exist. In Twente, however, the rock salt units within the Main Röt Evaporite are homogeneous, i.e., no permeable interbeds have been found (Chapter 2). Another possible pathway for fluxes in between caverns is permeable faults. This topic will be discussed in a later section. Although faults may be present (Geowulf, 2010), their throw is small, hence their permeability is expected to be low at the reservoir level due to the healing nature of the salt, and the presence of the overlying low permeable anhydrite layer.

5.2 Flux through cavern floor

The floor of the caverns is formed by a layer of insoluble material, the so-called “sump”. Flux through the cavern floor is potentially possible if the sump is exposed to gas oil. However, the cavern will not be completely filled with gas oil. A small percentage of brine will be left in the cavern (5-20%). Since gas oil (850 kg/m^3) floats on brine (1200 kg/m^3), the gas oil will not come into contact with the sump under normal operating conditions. Furthermore, there are observations (interviews with experts) that point to possible water influx from the Solling Formation (formation below the cavern). This water influx is only possible when the internal pressure in the cavern, which is halmostatic, is smaller than the effective pore pressure outside the cavern, which may be assumed to be hydrostatic in the absence of compartmentalizing faults. Therefore, water influx into the cavern seems highly unlikely. If water influx indeed occurs, then it may induce an increase in the dissolution of salt (formation of brine), since the addition of the water causes the saturated brine to become

undersaturated. During this dissolution process, cavern volume increase is larger than brine volume increase, resulting in a transient pressure decay, as more room is provided to the brine cavern. Van Sambeek (2005) illustrates the additional dissolution in a few examples. This additional dissolution process should be visible in the reduction in inner cavity pressure with time before the injection of gas oil. The formulas in Van Sambeek (2005) may then be used to calculate the increase in volume due to the influx of water. As long as the minimum distances in between caverns (Figure 5.2) are not exceeded, this will not pose a problem.

5.3 Flux through cavern roof

Flux through the cavern roof could be caused by penetration of gas oil into the surrounding rock, cracks in the cavern roof and permeable faults through the roof. The topic of permeable faults is addressed in a later section.

The formation of cracks in the cavern roof is possible in the case of tensile (extensional) or shear fracturing (compressional). Tensile fracturing may occur if the pressure in the cavern exceeds the minimum in situ stress, for instance through overfilling of the cavern. In the salt, this is equivalent to the lithostatic pressure. The lithostatic pressure (ρgz , where ρ is density, g is the gravity constant 9.81 m/s^2 and z is the depth) ranges from 54 - 90 bar (using an average overburden density of 1800 kg/m^3 and a depth ranging from 300 to 500 m). For sandstone, the minimum in situ stress would be equivalent to 1.5 bar/ 10 m, (ranging 45 – 75 bar from 300 to 500 m). In the case of a cavern filled with gas oil (density gas oil is 850 kg/m^3), the pressure increase inside the cavern is at most 1.4 bar ($\rho gz = 1.4 \text{ bar}$, assuming a height of the cavern of 40m, and a density difference between the gas oil and brine of 350 kg/m^3). This is too small to create tensile fracturing.

Instability of the cavern may be caused by a salt roof that is too thin to support the overburden pressure acting on it, or by another cavern that is too close to the gas oil storage cavern (Figure 5.2). Cavern stability depends on the thickness of the salt roof above the cavern, the presence and thickness of the highly competent anhydrite layer that forms the top of the Main Röt Evaporite, and the halmostatic pressure just below the roof inside the cavern. The halmostatic pressure (brine density is 1200 kg/m^3) in a completely brine-filled cavern with a roof at 450m depth is 54 bar roughly. In a cavern of which the uppermost 10m is filled with gas oil, i.e. with an oil-brine interface at 460m depth, the pressure just below the roof at 450m depth is 0,35 bar less (10 m of gas oil column times the pressure gradient difference between gas oil and brine). As such, the situation during normal gas oil storage operation does not differ significantly from that during solution mining, for which the German consultancy firm BGR (2008) concluded that a minimum thickness of 5 m of Röt salt C (roof) is required for stability. Likewise, parallel rows of caverns need a minimal salt pillar thickness of 70 m to ensure stability of the caverns (BGR, 2004b, Figure 5.2). However, in a worst case scenario where the cavern and the wells are completely filled with oil, the pressure in the cavern will reduce to below hydrostatic. German consultancy firm IfG (Schreiner, 2010) investigated the geomechanical stability of the caverns selected for gas oil storage for this scenario, and concluded that the rock mechanical requirements for the stability and geological tightness are fulfilled and that they are suitable for use as underground storage for liquid fuels such as gas oil.

5.4 Flux through the well (casing and cementation)

Leakage through the wellbore is considered a major risk in underground gas storage in salt caverns. This includes both active wells that are still being used for injection and production, and inactive wells that have been abandoned. Three main factors contribute to the problem of leakage from wells used in gas storage in salt caverns: pressure distribution, geological environment, and well design (van Sambeek et al., 2005). Three different migration pathways through a well can be distinguished: i) leakage at the surface as surface casing vent flow; ii) flow along the annulus; iii) fluid penetration out of the well into the adjacent rocks (Watson and Bachu, 2009). In the context of well integrity the interfaces between different materials (cement/rock, cement/casing, casing/plug) have been identified as preferential pathways for fluid flow (Gasda et al., 2004). In the cement annulus, migration of fluid may occur through fractures, channels, or through the pore space. Fluid flow through the pore space in the cement will occur only if the cement is degraded or did not form properly during the emplacement process (Zhang and Bachu, 2010). Fluid flow and degradation rates in intact cement are too slow to compromise well integrity at conceivable time scales (e.g. Kutcho et al., 2007). The actual state of the cement and the casing are directly related to the design of the well and its operational history. Casing displacement and stress changes may cause the cement to fail under tension or compression, or to debond from the casing or formation, creating micro annuli and radial cracks (Boukhelifa et al., 2004).

The integrity of the wellbore can be measured and maintained with various standard industry techniques, such as e.g. well logs and annular pressure recordings, which provide information for the assessment of the cement-steel and/or cement-rock quality bonding (van Sambeek et al., 2005). State-of-the-art mechanical integrity tests (MITs) give information on the tightness of the system and can also be used to gain information on the seal quality of the casing shoe area and the cemented casing (external MITs). In Chapter 7, mitigation, monitoring and remediation measures will be reviewed in detail.

In gas oil storage in salt caverns, special attention must be paid to the well parts located directly at the entrance of the salt cavern, and on the casing shoe and its cementation in particular. Several references report a leakage through this section of the well during hydrocarbon storage activities (Chapter 2).

5.5 Flux through existing faults

Another possible pathway for fluxes is through permeable faults. This includes both mapped and unmapped faults. In the Twente area, a number of faults have been identified, mainly in the Boekelo fault zone, which runs along the southern edge of the concession area in a WNW-ESE direction (MWH, 2010; GeoWulf, 2008). GeoWulf (2010) has studied the existence of faults in the Twente-Rijn concession area in detail. They found faults in 15% of the examined wells in the area. Normal faults, formed during the Cretaceous, have a maximum observed throw of 10 m and are present in the layers below the salt as well as above the salt. They cannot be traced through the salt layers themselves, which can be explained by the enhanced creep of the salt during the Cretaceous when the salt layers were present at larger depths (>500m). The maximum observed throw of 10 m is not sufficient for the Röt salt layers (thickness in excess of 30m) to be discontinuous to such extent that they are juxtaposed against permeable aquifers in the overburden or underburden.

The study by GeoWulf (2010) does not reflect on the permeability of the faults. Considering the hydrogeological properties of the different stratigraphic units in the vicinity of the caverns and in the overburden below the hydrogeological base (rock salt, anhydrite, clay formations), which have low to very low permeability, the small fault throws, the healing nature of salt, and

the tendency for clay to act as a sealing agent in faults (clay smearing), the faults in and around the caverns are likely to be non-permeable preventing fluid flow between caverns or to shallower layers.

5.6 Salt creep (general scenario)

Salt creep is a process that has the potential to decrease the volume of the cavern and reduce its integrity to act as a tight container for gas oil. A general relation for deformation by creep is

$$\frac{d\varepsilon}{dt} = A e^{\frac{-Q}{RT}} \sigma^n, \quad (5)$$

where ε is de creep strain, A is proportionality constant ($\text{MPa}^{-n}\text{s}^{-1}$), Q the activation energy (J/mol), R the gas constant (J/mol/K), T the absolute temperature, σ the in-situ stress and n the stress exponent related to the micro-mechanism of deformation. Table 5.2 shows typical values for 15 different salt types in the USA. Even from the general salt creep equation, it is clear that creep is highly dependent on temperature, stress and type of material. Larger stress/higher temperature will induce higher creep rates. Since the geothermal temperature increases with depth, creep also depends on depth.

For a spherical cavern, the volumetric creep rate is defined as (Van Sambeek, 2005)

$$\frac{dV/dt}{3V} = \frac{dR/dt}{R} = -\frac{1}{2} \left(\frac{3}{2n} (P_\infty - P_i) \right)^n A e^{\frac{-Q}{RT}} \quad (6)$$

The cylindrical case (Eq. 4) can be deduced from the spherical case (Eq. 6) by multiplying with $(2/\sqrt{3})^{n+1}$. Using $P_\infty - P_i = 0.01H$, where H is the depth of the cavern, taken at 1000 m. Table 5.2 gives typical values for the volumetric creep rate in the USA. The values in Table 5.2 for the volumetric creep rate range from $-5 \cdot 10^{-11}$ to -0.29 %/year. The salt of Avery Islands (No. 1 in Table 5.2) is almost pure halite, as is the Röt salt A layer (almost pure halite too: 99.5%). For a volumetric creep rate of -0.29 %/year (corresponding to the Avery Islands salt), and a cavern volume of $2.5 \cdot 10^5 \text{ m}^3$, the volume loss of the fluid will be $734 \text{ m}^3/\text{year}$ in the case of a lower internal pressure of 10 MPa and a spherical cavern. For a cylindrical cavern (equation 1), the volume loss will be $1325 \text{ m}^3/\text{year}$. Note that these figures depend on laboratory studies and may deviate for a certain location (Bérest and Brouard, 1998).

The value for volumetric creep rate in Twente will on the one hand be lower due to the lower temperature and lower depths of the salt caverns in the Twente area compared to the reference case. On the other hand, it will be higher due to the cylindrical shape of the caverns (where equation (1) has to be applied, $\dot{V}^{\text{cylinder}}/V = 0.53\% / \text{year}$; compare to Table 5.2. In a typical storage cavern in Twente, the depth will be 300 m and temperature will be 20°C , resulting in volumetric creep rates of $\dot{V}^{\text{sphere}}/V = -0.0014\% / \text{year}$ and $\dot{V}^{\text{cylinder}}/V = -0.0026\% / \text{year}$, using the Avery Islands parameters. This corresponds to a $3.6 \text{ m}^3/\text{year}$ (spherical cavern) - $6.5 \text{ m}^3/\text{year}$ (cylindrical cavern) volume loss in the case of a 3 MPa lower internal pressure. These values are a factor 200 smaller than those for the same

cavern at 1000 m, which illustrates the effect of depth on the volumetric creep rate. In a 30 year period, the volume loss would add up to 195 m³, which corresponds to a relatively small volume loss of 0.078% for the cavern volume considered.

The stress state in the salt around a cavern depends on (1) the original in situ state of stress, (2) the gas pressure in the cavern, (3) cavern geometry, (4) salt creep, and (5) temperature changes in the salt (Nieland, 2006). Therefore pressure changes in the cavern, stress concentrations around the cavern and stress gradients of the salt pillars in between caverns with different pressures will induce salt creep. Considering a typical salt cavern in Twente, the velocity of the salt creep is in the order of a few centimeters per year (Van Duijne et al 2011; personal communication C. Spiers, Utrecht University) based on negligible pressure changes and the salt features of the Röt salt layers. This velocity is low, especially when viewed in relation to the length scale of the cavern (100-300 m). Stress concentrations around the cavern, which inherently occur due to the shape of the cavern and the difference in internal fluid pressure and lithostatic pressure, are no different than during the production of brine. In bedded salt deposits, caverns are wide but limited in height. Such a “pancake” shape inherently causes stress concentrations at the sides of the cavern, and in the central part of the base and the top. However, these stress concentrations were also present during brine production. As such, they are not expected to cause additional deformation.

Table 5.2: Typical salt creep parameters for 15 different salts in the USA, Taken from Sambeek, 2005. \dot{V}/V is the steady-state convergence rate of a hypothetical brine-filled spherical cavern opened to the atmosphere and located at a 1,000-m depth where the temperature is assumed to be 42°C (108°F)

No.	Facility	n	Q/R (K)	A (year-MPa ⁿ)	$(\dot{V}/V)_{1,000\text{ m}}^{\text{sphere}}$ (%/year)
1	Avery Island (DeVries)	3.14	6,495	$1.30 \cdot 10^4$	-0.29
2	WIPP	5.0	5,035	1.04	-0.0043
3	Salado	5.19	8,333	$3.67 \cdot 10^4$	-0.0044
4	Asse (Wawersik)	6.25	9,969	$2.51 \cdot 10^4$	-0.000016
5	West Hackberry WH1	4.73	6,606	452.31	-0.012
6	West Hackberry WH2	4.99	10,766	0.94	$-5 \cdot 10^{-11}$
7	Bryan Mound BM3C	4.54	7,623	$1.32 \cdot 10^3$	-0.0014
8	Bryan Mound BM4C	5.18	8,977	$1.04 \cdot 10^5$	-0.0016
9	Bayou Choctaw	4.06	5,956	64.03	-0.012
10	Etrez	3.1	4,100	0.64	-0.028
11	Avery Island (Senseny)	4.0	6,565	2081	-0.055
12	Salina	4.1	8,715	$2.7752 \cdot 10^5$	-0.0082
13	Palo Duro - Unit 4	5.6	9,760	$1.806 \cdot 10^5$	-0.00024
14	Palo Duro - Unit 5	5.3	9,810	$2.52 \cdot 10^5$	-0.00028
15	Asse (Heusermann)	5.0	6,495	65.7	-0.0027

Minimal pressure changes in the cavern can be ensured by equating the pressure during storage to the pressure during past brine production. Stress gradients in salt pillars due to

different pressures inside neighboring caverns may be prevented by keeping a minimal distance of 25 m in between caverns (BGR, 2004a). BGR used numerical modeling to find the minimum distance needed (25m) in between parallel caverns to ensure that pressure is not communicated between caverns. Sonar from the well is used to measure the dimensions of the salt caverns. Uncertainty in the sonar measurements increases with distance from the well, which results in a larger uncertainty at the sides of the cavern. A narrow pathway in-between two caverns may exist without the sonar being able to see it, through which pressure communication could be possible even if the thickness of the salt pillar exceeds the penetration length. A larger pillar width (>25 m) in between caverns further reduces the likelihood of contact between caverns.

5.7 Temperature changes in the cavern (general scenario)

Temperature changes in the cavern will induce pressure changes as well as (temporary) changes in creep velocity and thermal contraction/expansion of the salt close to the well. Pressure changes can be monitored and resolved by releasing pressure at the brine side of the storage system. Changes in creep velocity are minimal at small temperature changes. A temperature decrease of 15 °C gives a change in volumetric creep rate of $\dot{V}^{cylinder} / V = -0.00078\% / year$, A temperature increase of 10 °C gives a change in volumetric creep rate of $\dot{V}^{cylinder} / V = -0.0054\% / year$. The maximal temperature change is 15-20 °C, which may occur in the case of injection of cold gas oil or brine (5 °C) due to lower surface temperatures.

Another effect is the increase in solubility (Kunstman and Urbańczyk, 2008) of the salt for a temperature increase. The temperature in the cavern is 20-22 °C. At the end of the storage cycle, during production of gas oil and injection of brine a maximum temperature increase may occur in the cavern of 15-20°C. Using the IUPAC-NIST Solubility Database, a temperature increase from 0 to 20 °C may cause an additional 2.4 grams of salt to dissolve per liter of water (Figure 5.3). A cavern of 120 m in diameter and 25 m in height has a total volume (assuming a disk shaped cylindrical cavern) of $2.8 \cdot 10^5 m^3$. Assuming a cavern containing 80% gas oil and 20% brine, the volume of the gas oil is $2.3 \cdot 10^5 m^3 = 2.3 \cdot 10^8 liter$. In the case where the gas oil is removed at the end of a storage cycle and relatively cold brine is injected into the cavern, the 80% of gas oil is replaced by 80% relatively cold brine which will gradually heat up to geothermal temperatures. For a temperature increase of 20°C, 2.4 grams more salt may dissolve per liter ($5.43 \cdot 10^5 kg$). For the 80% relatively cold brine this translates to 250 m³ more salt that may dissolve (assuming a density of salt of 2165 kg/m³), which corresponds to a cavern volume increase of 0.1%. The results of this calculation can vary when a different solubility is used, possibly diminishing the erosion of the cavern walls. In addition, the assumption of replacing the 80% gas oil with brine is quite high. More accurate results can be obtained through the actual modeling of the situation.

As long as this volume increase does not erode the salt pillars to the point where the minimum thicknesses are exceeded, this does not pose a problem. Assuming all cavern volume increase is at the sides of the cavern/height of the cavern, the diameter increases by 6 cm and the height increases by 2.5 cm. For five cycles this would add up to maximum of 30 cm in diameter or 12.5 cm in height. This could be considered a worst case scenario. In the case where the distance between parallel caverns is more than 26 m (pressure communication restriction), the distance between perpendicular caverns is more than 71 m

(stability restriction) and the salt roof is more than 5.4 m thick (stability restriction), this should not pose an issue.

Another temperature effect is the increase in temperature of the gas oil when it warms to geothermal temperature (Eyermann, 1994; Giles, 1994). This causes an increase in the vapor pressure of the gas oil, which poses no problem as long as the gas oil is under pressure in storage or transportation. However, when the pressure on the gas oil is reduced for transportation, the light components of the gas oil are released until the vapor pressure of the warmed oil is atmospheric. This could result in discharges of volatile organic compounds and methane in excess of air discharge permit limitations or in safety concerns due to local concentrations of flammable gas. The temperature increase for the caverns in the Twente area is, however, very small (<20 °C) due to the shallow depths of the salt in the Twente area (300-500 m), which makes it unlikely the TVP (true vapor pressure: equilibrium partial pressure exerted by a volatile organic liquid as a function of temperature) will exceed atmospheric pressure (Giles, 1994). In addition, the exact composition of the gas oil also plays a role. The effects of gas release could be smaller than for crude oil. Experts from AkzoNobel and DEEP have mentioned that this phenomena has not occurred in the storage caverns from The Nord-West Kavernengesellschaft mbH (NWKG).

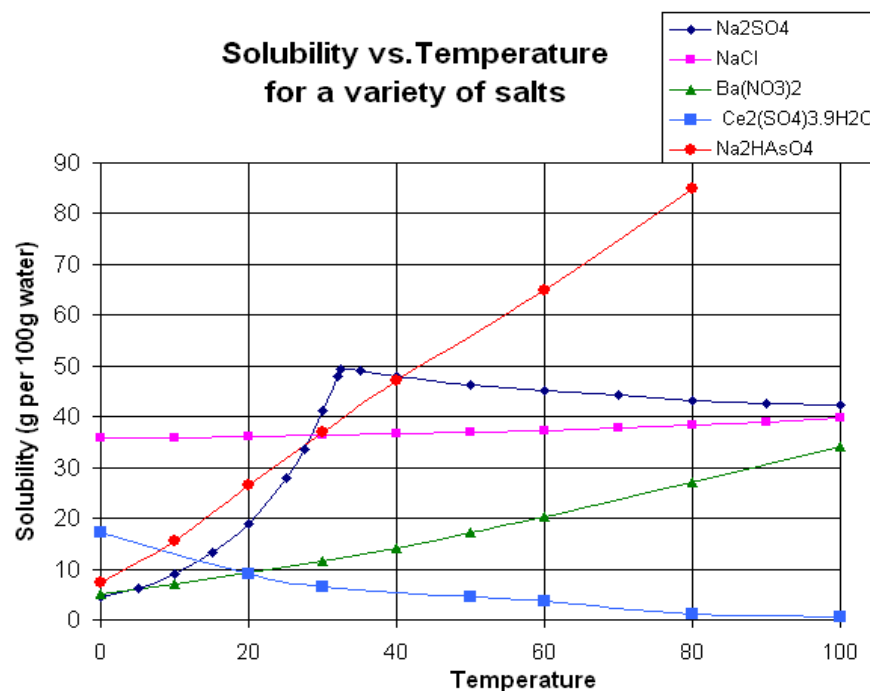


Figure 5.3 Solubility vs. Temperature for a variety of salt, taken from: <http://en.wikipedia.org/wiki/Solubility>

5.8 Flux through the well (packers)

The (production) packer isolates reservoir fluids from the production casing, and 'forces' the fluids to enter the tubing. In addition, the packer may bear some of the tubing loads (depending on how the completion is set). Like the production tubing, evidence for failure of the packer is almost always directly observed. It includes:

- Failure of pressure test during initial installation;
- Loss of annulus fluid levels;

- Presence of reservoir fluids inside the production casing during production life; and
- Pressure communication between the production tubing and the production casing.

In the Hengelo field only retrievable packers are used (Haertel and Wilzloski, 2009). A retrievable packer offers the most flexibility in cases where the removal is anticipated in the short term (Triolo et al., 2002), such as in gas oil storage operations. Performance characteristics in terms of differential pressure ratings, as well as the reliability of retrieval, have improved dramatically in recent years. Another advantage of using retrievable packers is that remediation in case of failure and/or a new completion is easier than with a permanent packer. In past storage operations packer failure has led to an accident in 1978 at West Hackberry, Louisiana, USA (Evans, 2008; Bérest and Brouard, 2003). The authors report that the packer failure occurred during repair of the casing and is not due to corrosion or mechanical strain. From 36 accidents in salt caverns listed in this paper, it is the only one where a packer is involved, which indicates that packers usually perform well in hydrocarbon storage operations. Nevertheless packers require special attention as they present a first and direct barrier between the cavern and potential leakage pathways along or out of the wellbore.

5.9 Other issues

An issue mentioned in Eyermann (1994) is the gas content of the stored gas oil. There is evidence that methane is released from the salt during development of caverns. This methane release was most evident at Bryan Mound and, to a lesser extent, Big Hill (USA). The methane intrusion appears for the most part to have been a feature that was ongoing during leaching. There is some indication that a few caverns continue to have some methane intrusion years after completion of leaching. The methane dissolves in the oil, which results in an elevated vapor pressure. This elevated vapor pressure is a concern when the oil is stored at atmospheric pressure allowing the release of both methane as well as some lighter components. In the Twente area, there is no evidence for methane release from salt rendering this issue not applicable to the case under consideration (Report Panterra on hydrocarbon risk, well Beckum-02/Sluitersveld, probability of hydrocarbon presence in the Main Röt Evaporite is 0%).

5.10 Monitoring

Underground storage of hydrocarbons in salt caverns is now a widely used concept (Chapter 2). For these applications, continued tightness of the cavern and well system is a requirement. This section focuses on the mitigation and monitoring possibilities that can be adopted to ensure that this requirement is met.

5.10.1 Wells

Wells connects the cavern to the surface, which make them important pathways for leakage to occur. Bérest and Brouard (2003) conclude that the wellbore structure is one of the primary causes of leakage. Three different migration pathways through a well can be distinguished:

- i) Leakage at the surface as surface casing vent flow;
- ii) Flow along the annulus;
- iii) Fluid penetration out of the well into the adjacent rocks (Watson and Bachu, 2009).

All three leakage scenarios out of a well have been described, i.e., they have occurred at different sites in the U.S in the past (Bérest and Brouard, 2003). Bérest et al. (2001) provides further details on the influence of different factors, like well design and storage safety during storage operations in salt caverns. Evans (2005) also mentions multiple cases of problems with the well (mainly casing problems). Schneider et al. (2002) published a case study dealing with well integrity issues during salt cavern storage in Germany. A well bore similar to the ones present in the Hengelo area was found to leak and a pressure increase in the brine filled annulus was recorded. This pressure increase was caused by fluid entry via the gas completion into the annulus accompanied by a drop in the protection fluid level. By means of fiber optic temperature measurements a leakage through the gas completion close above the cavern roof could be detected. More precisely, the anchor seal was found to be the origin of the leakage (Schneider et al., 2002). The same tool was used to detect the source for an increase in the 13 3/8" x 9 5/8" annulus, which was filled with a liquid corrosion inhibitor, during hydrocarbon storage operations in a salt cavern field in Nüttermoor, Germany (Saalbach et al., 2003). The measurements provided unequivocal proof that the leakage was in the area of the travel joint (A completion component designed to accommodate tubing movement or length changes while maintaining a hydraulic seal between the production conduit and the annulus; Saalbach et al., 2003).

Beside case and field studies, research currently aims at the development and improvement of numerical tools for the prediction and calculation of wellbore leakage rates. Recent numerical studies have been performed (within the context of CCS) by Birkholzer et al. (submitted for publication) and Pan et al. (2009) focusing on brine migration along different pathways as a result of overpressure and/or bad cement quality in the borehole. The investigations show that brine flow rates are dependent on various hydraulic (and other) properties, in particular the effective permeability of the wellbore and the magnitude of pressure increase (Birkholzer et al., submitted for publication.). Up to now mathematical models for annular and leakage flow in the well (applicable to hanging brine strings in storage caverns) have not yet been developed. Simulations of leakage flow at the casing shoe of a storage cavern do not exist in the literature. Models for slightly similar configurations are presented and discussed briefly in Ratigan et al. (2008).

Inside the well, multiple monitoring possibilities exist, such as e.g. monitoring of injection pressures/rate, optical logging tool, ultrasonic imager tool, cement bond log, integrity well logs, annulus pressure monitoring. The injection pressure/rate can be measured to monitor the amount of gas oil injected which will determine the amount of gas oil that will have to be removed at the end of the storage cycle. An optical logging tool may be used to provide detailed digital images of the well casing. The ultrasonic imager tool is currently used by AkzoNobel to monitor the quality of the well. Cement bond logs (MIT test, described below) implement sonic attenuation and travel time to determine whether the casing is cemented or free. The cement bond log is often used (in e.g. CO₂ storage) to evaluate the integrity of the casing cement and to assess the possibility of flow outside the casing. Several logging tools exist to measure the quality of the casing and/or cement of the well like CBL, USIT, caliper and ultrasonic casing imager. These logging tools are standard in the oil and gas industry but not commonly used for leakage detection, although they are highly suited for this application. Annulus pressure monitoring can be used to monitor the pressure in the annulus of the well. This will detect leakage of the casing and packer. The method is reliable and uses simple equipment, but cannot be performed during the injection unless in another (observation) well. Apart from these monitoring tools, the chemical composition of the gas oil, pressure and temperature can be recorded. This information is vital to determine whether a leak has occurred and, if so, the mechanism of the leak.

5.10.2 Mechanical integrity tests (MIT)

Solution-mining wells and storage caverns are typically tested on a regular basis (Van Sambeek, 2005). Current industry-standard tests, called Mechanical Integrity Tests (MIT), for caverns filled with a liquid are the Nitrogen Interface Test (NIT) and the Liquid-Liquid Interface (LLI) tests such as Pressure Observation tests (POT) or Pressure Difference tests (PDO). In both cases, the cavern is emptied of product before the test (wellhead pressure is removed) and the well is equipped with a central tubing or string.

The Nitrogen Interface Test (NIT) consists of injecting nitrogen to form a gas column in the annular space to below the last cemented casing. The central string remains filled with brine, and a logging tool is used to measure the brine/nitrogen interface location. Two or three measurements, generally separated by 24 hours, are performed; an upward movement of the interface is deemed to indicate a nitrogen leak. Pressures are measured at ground level, and temperature logs are performed to allow precise calculation of nitrogen leakage.

The Liquid-Liquid Interface (LLI) tests consist of injecting liquid hydrocarbon (instead of nitrogen, as for the NIT) to form a column in the annular space. During the test, the evolution of the brine and hydrocarbon pressures is measured at the wellhead. A significant pressure drop is a clear sign of poor tightness, particularly when the pressure decay is linear with no indication of stabilizing or a slower decay. Changes in the difference in pressure between the annulus and tubing can also be used to monitor movement of the liquid-liquid interface.

An important aspect of these tests is that the measured pressure drop consists of the actual leak, the apparent leak and the corrected leak.

$$\text{actual leak} = \text{apparent leak} + \text{corrected leak}$$

The actual leak considers the true leakage. The apparent leak is directly deduced from the measured pressure drop and the corrected leak is obtained by accounting for quantifiable factors contributing to pressure changes. Phenomena that may contribute to pressure changes in the cavern during a MIT test are brine thermal expansion/contraction, salt creep (cavern closure), well warming (cooling), brine permeation into the rock mass, ground and air temperature variations, earth tides and atmospheric pressure variations (Van Sambeek, 2005). Phenomena induced by the rapid pressure build-up at the beginning of a MIT tests are transient salt creep, transient brine permeation, adiabatic temperature increase and additional dissolution.

Van Sambeek (2005) studied all these phenomena and assessed them in a quantitative way for both the NIT as well as the LLI test. He found small effects due to creep (at moderate depths), wellbore warming (which is a fast but not permanent effect), steady state brine micropermeation (small in most cases due to small permeability of surrounding salt) and earth tides and atmospheric pressure variations (earth tides generate relative pressure changes as small as 0.25 kPa pressure fluctuation). Ground and air temperature variations and brine thermal expansion are factors that may have significant effects. The heating-cooling process due to fluctuations in temperature (day/night, summer/winter) is complex, with time lags between temperature changes and annular and central tubing pressure changes. The amplitude of these effects depends on the depth of the cavern. They are high for deep (kilometers deep) caverns but small for relatively shallow caverns. Brine warming leads to brine thermal expansion (in the case where cold brine is injected) and pressure increases or interface rise. Brine cooling can lead to the opposite effect in a mature cavern in a shallow

(relatively cool) salt formation in a warm climate. Both these effects are relatively small in the Twente area due to the small differences between ground and air temperature and temperature in the cavern.

5.10.3 Cavern

Although the well is a potential pathway for migration of leaked gas oil, the cavern itself is where most changes occur. One of the highest risks for leakage is an unstable cavern. An unexpected larger size of the cavern may cause the salt pillar to become too thin or the salt roof to become too thin, which leads to instability of the salt cavern. The shape of the cavern can be measured using sonar. Sonar images can therefore be used to monitor the shape of the cavern and monitor the changes in shape. Changes in shape can occur due to (dis)solution of salt because of a temperature decrease/increase or inflow of undersaturated brine at the end of the gas oil storage cycle.

Monitoring the bottom-hole pressure provides insight in anomalous pressure changes in the cavern. Anomalous lower pressures may indicate fluid losses and/or a change in shape of the cavern (larger). Anomalous higher pressures may indicate transfer of fluid into the cavern (from permeable layers), a change in shape of the cavern (smaller) or the escape of gaseous components from the liquid. One of the issues that need to be resolved concerning anomalous pressure is the question: what is real anomalous? For that, the chemical composition of the gas oil, temperature and injection pressures need to be known as well as the natural variation in bottom-hole pressure.

5.10.4 Monitoring (near) surface

In the case of a detected leak, the cause of the leak may be determined by using (near) surface monitoring techniques such as 2-D/3-D seismics, electromagnetic resistivity and gravitation.

3-D seismic time-lapse surveys are used for the detection of CO₂-migration (Arts et al., 2010). In seismics, salt gives strong reflections. Changes in the nature of the salt and the carbonate rock (anhydrite, dolomite) can be imaged, which suggests that the method can be used to monitor gas oil, especially because the cavern is relatively shallow (300-500m). The method has, however, not been tried for storage of gas oil in abandoned salt caverns. Pietsch and Ślusarczyk (1997) have investigated the use of seismics for detection of leakage of gas from a storage cavern.

2-D seismics is used in the oil and gas industry to map so-called “bright spots” that might indicate the presence of gas pockets. This method has the potential to detect gas oil but only in the plane of the seismic line. Furthermore, with 2-D seismics it is not possible to make a volumetric quantification of the amount of gas oil loss from the cavern. This is only possible with 3-D seismics.

Electromagnetic resistivity measures the electrical conductivity of the subsurface including the soil, groundwater and rock. There is a strong response to metal which is not necessarily a problem for data interpretation. Since gas oil has a conductivity that differs substantially from the other solids and liquids in the subsurface, changes can be observed provided that the resolution is sufficiently high.

A last monitoring method is the use of gravity to monitor changes in the density of fluids resulting from injection of gas oil. However, this method has limited resolution and therefore limited detection potential unless the gravimeters are located just above the area where the leakage occurs. Moreover, interpretation requires some prior knowledge because of uniqueness problems. All these methods have been used earlier to monitor the shape of the cavern (McDonald et al., 2010). Specific studies on the detection and resolution limits for leakage of gas oil have not been found.

5.11 Mitigation and remediation

In case of leakage, the kind of mitigating measure that must be applied depends on the source of the leakage. If the leakage occurs in the well, for instance due to substantial cement degradation in combination with a faulty casing or issues with the packer, injection and/or production must be suspended and the malfunctioning items must be replaced or repaired or additional tubing should be placed such that the leakage is halted. For the packer and casing this is a matter of days, but for repairing the cementation this might take up to a couple of months. After the repairs are completed, gas oil storage can continue with the same identified risks as before. One important aspect in this procedure is that the cause of the leakage has to be removed. In the case of a leaking packer, this concerns the packer. In the case of a developing high pressure which caused the well to fail, extra measures must be taken to avoid this event in the future.

When the leakage occurs in the cavern itself, the situation is much more serious and far-reaching mitigation and even remediation measures may be required. Repairs can be very costly, and often abandonment is the only appropriate solution. In that case, the gas oil must be pumped out of the cavern and must be replaced by brine, which should halt further leakage from the cavern into the surrounding rock. The actual cause of the leakage must be removed before reusing the cavern for gas oil storage in the future. This may not be possible in the case of instability or presence of permeable layers and/or faults. A cavern which has become unstable during storage will remain unstable and cause subsidence. Proper abandonment procedures should be used for the abandoned storage cavern.

Crotogino and Gomm (1984) propose to repair a leak in the casing by installing and cementing a new, smaller casing. In some cases, the lower section of the old casing must be milled out over a length of about 20-30m (65-100") in order to guarantee sealing of the new casing-cement bond to the rock. Furthermore the authors state that "the repair of a leak in the bond salt/cement/casing, e.g., due to faulty cementation directly below the casing shoe may be relatively simple since it is possible to put to use the viscous behavior of the salt itself, which results in a type of selfhealing effect". The cavern must be emptied with a submersible pump or by displacing the brine with an air compressor to a level below the leak point. After a period of time, the leak may seal itself. The time required for this is difficult to determine. In one case, the borehole was left empty for one year, by which time a tightness test proved positive. The cavern has remained tight to the present day" (Crotogino and Gomm, 1984). A leaking packer can be replaced and cement can be repaired, which makes leakage in the well relatively easy to repair.

6 Effects after Failure of the Containment Concept

In case of failure of the Containment Concept, leakage of gas oil occurs from the cavern or from the well, and the gas oil enters the surrounding rock or, in case of a shallow leak, unconsolidated sediments. In such a case, the gas oil will move upward because it is lighter than its surrounding. Depending on the hydraulic properties of the overburden and the magnitude and location of the leakage from the cavern or well, the gas oil will either become trapped in the subsurface or will flow to the groundwater table. In case of leakage of gas oil into the groundwater, the gas oil slowly dissolves in the groundwater, and processes of decay of the hydrocarbons start. Substances that are formed during these decay processes can cause groundwater and surface water pollution and are a threat to the environment and the health of humans and animals. To illustrate the hazards of this type of contamination: one liter of oil can significantly affect the quality of 100.000 liters of water, i.e. because of health reasons this water cannot be used for drinking water for humans (Marsman, 2002). As such, the risks of leakage to groundwater resources must be taken very seriously.

As part of this study, the flow and dissolution of gas oil is modeled for different scenarios of gas oil leakage from the cavern and wells for a generic situation in the Twente area. For each leakage scenario, it was determined whether or not the gas oil will reach the upper groundwater bodies when leakage occurs. When model results indicate a contamination of the upper groundwater, the timing, spatial extent and magnitude of the intrusion of gas oil into the upper groundwater has been estimated from the model calculations.

In this chapter, which was compiled by Deltares and TNO, first a short theoretical background is given of the processes of multiphase flow, gas oil dissolution, and decay. Next, the identified scenarios of leakage are described that might allow a flow of gas oil towards the upper groundwater bodies. Then, the multiphase flow model will be explained, and finally the results of the generic modeling study will be presented and discussed.

6.1 Multiphase flow: theoretical background

NAPLs (Non-Aqueous Phase Liquids) are organic fluids that are only slightly miscible with water. These organic fluids form a serious threat to e.g. drinking water and ecology. Oil that is less dense than water, such as gas oil, is called LNAPL, where the 'L' stands for 'lighter' than water. Due to the lower specific density of gas oil (820 to 860 kg/m³) compared to (salt) water (1000 to 1025 kg/m³), gas oil tends to "float" on groundwater. When gas oil leaks from a cavern, it migrates upward towards the groundwater table; a process referred to as multiphase flow through a porous medium (Marsman, 2002).

Problems involving NAPLs are more complex than dissolved plumes. A few basic concepts must be reviewed here to put the factors that control the occurrence and flow of organic liquids into context. *Saturation* is defined as the relative abundance of a fluid in a porous medium as a volume of one of the fluid species present in the pores per unit void volume. The sum of saturations of the fluid species is equal to one. *Capillarity* is a force that results from a combination of interfacial tension and the ability of certain liquids to wet the surfaces with which they come into contact. Interfacial tension is defined as the work required to separate a unit area of one substance from another and is expressed as a force per unit length. *Wettability* is the tendency for one fluid to be attracted to a surface in preference of another

fluid. Water is always the wetting fluid in porous rock when co-occurring with oil or air; oil is the wetting fluid when co-occurring with air, but a non-wetting fluid when co-occurring with water; and oil is the wetting fluid on organic matter (for example peat or humus) when co-occurring with water or air. The wetting character of organic contaminants remains uncertain (Domenico and Schwartz, 1998).

The pressure discontinuity across any curved interface separating two immiscible fluids is referred to as the *capillary pressure*. Thus, the capillary pressure is directly proportional to the surface tension and inversely proportional to the radius of the curvature. Capillary pressure is a measure of the tendency of a porous medium to imbibe (or absorb) the wetting phase or to repel the nonwetting phase. As it is difficult to push a nonwetting fluid into a pore with wetting fluid, capillary pressure can also be thought of as the pressure required to move a particle of nonwetting fluid into a pore with a wetting fluid. Because small pores provide resistance to entry due to capillarity, nonwetting NAPLs will tend to move through the coarser, more permeable zones of a heterogeneous medium. This behavior traps globules of water. In the undersaturated zone, capillary pressure (expressed as a negative pressure head) is referred to as suction (Domenico and Schwartz, 1998).

An important concept in multiphase flow is that of *relative permeability*. It accounts for the tendency of fluids to interfere with one another as they flow through a porous medium, and can be described using Darcy's law written in terms of pressure gradients. In multi-fluid systems the relative permeability of a fluid ranges between zero and one. Exactly how the relative permeability varies between zero and one when more than one fluid is present is a complex function of the relative saturation, the wettability and of whether the fluid is undergoing imbibition (absorbed) or drainage (repelled) (Domenico and Schwartz, 1998).

When fluid or gas enters a porous medium, the interfacial tension determines which pores and which part of these pores will be entered by the fluid or gas. Different behavior can be distinguished for different rock/soil types and fluid/gas types. Such behavior is classified by the relative permeability of the phases (gas oil, water, air) in a certain medium. Because of the assumption that gas oil is the nonwetting phase compared to (salt) water, oil will enter the largest pores and water will coat the surface of the grains. In porous media with a high permeability, the gas oil will flow upward due to buoyancy forces, caused by the density difference between oil and water. When the gas oil encounters a zone of low permeability, the gas oil is for the largest part trapped below this layer. Consequently it will spread laterally to form a lens that floats on top of the water under the low permeable zone. Spreading of the gas oil will be enhanced in areas with preferential groundwater flow or when the low permeable zone is tilted. In summary, where permeable porous media allow gas oil to flow towards the surface at high flow rates, porous media with a low permeability cause the gas oil to spread out over a larger area (Marsman, 2002).

Ultimately, when the volume of leaked gas oil is sufficiently large, and the subsurface conditions are favorable to upward migration, the gas oil may discharge and accumulate in the phreatic groundwater. An oil lens will spread above the groundwater table until it loses its mobility and becomes entrapped into the water phase, i.e., blobs of oil are enclosed by water (Marsman, 2002). Although gas oil floats above the static water level, it is not evident to predict the behavior of the interface between the gas oil and the water, because the water balance of the phreatic groundwater changes as a function of time due to seasonal changes, intermittent pumping, and heavy rainfall. Such changes have a large impact on the behavior of the interface between the water and the gas oil (Marsman, 2002).

6.2 Possible flow paths after leakage from cavern or well

The rate of upward migration of gas oil, the amount of lateral spreading, and the period after which pollution of the phreatic groundwater occurs, all depend on the characteristics of the geological layers in the subsurface around and above the point of leakage (porosity, permeability, specific density), as well as on the properties of the gas oil and the groundwater (density, viscosity, relative permeability). Additionally, the depth of the leakage point is of importance (at cavern level or along the wellbore). The overburden of the Twente area consists of an alternation of aquifers and aquitards, and may contain faults with a higher permeability than the host rock (see Chapter 3). Hazard scenarios may exist in which, in case of breach of confinement, gas oil leaks from the cavern or well and reaches the upper groundwater bodies above the hydrogeological base. In Chapter 5, an overview of the failure scenarios of a salt cavern and their wells has been given, along with the expected leakage pathways (fluxes) from the cavern and the well. However, only in a limited number of situations gas oil leakage might lead to upward migration of significant amounts of gas oil to the upper (phreatic) groundwater body (Figure 6.1). Below, these situations are described.

Leakage of the well above the hydrogeological base

Leakage of gas oil might occur from the well above the hydrogeological base, which lies at approximately 20 m below the soil surface in the area of the salt concessions. In this case, leakage causes direct risk of contamination/pollution of the shallow groundwater bodies. Depending on the local characteristics of the subsurface at the hydrogeological base, the gas oil will either flow rapidly to the surface to form a lens on top of the phreatic groundwater, or will be (partly) trapped under a local shallow clay layer.

Leakage from the well below the hydrogeological base

When leakage of gas oil occurs at the well below the hydrogeological base, two scenarios are possible:

- Breach of confinement of the well is local, and the well casing and well shoe are intact. The gas oil will leak into the surrounding hard rock or sediment. Depending on the characteristics of the subsurface above the point of leakage, the gas oil will flow upward through layers with high permeability (or permeable faults) or will be trapped under layers with low permeability. Flow rate of the gas oil, lateral spread of the gas oil in the subsurface and the time needed for the gas oil to reach the phreatic groundwater depend primarily on the porosity and permeability of the geological layers in the overburden.
- Breach of confinement of the well is not local and the quality of the cement of the well is not intact. The gas oil can flow relatively easily through the cement between the casing and the surrounding rock or unconsolidated sediment. The well creates a short cut for the gas oil towards layers above the hydrogeological base from where it will leak directly into the upper groundwater (see *leakage of the well above the hydrogeological base*).

Leakage through permeable faults

When a permeable fault is present at the location of the cavern and/or the well, leakage from the cavern or the well below the hydrogeological base can lead to relatively fast upward movement of gas oil through the permeable fault. If the fault extends into the upper geological layers, it might provide a short cut for the gas oil from the point of leakage towards the phreatic groundwater. The flow rate of the gas oil through a permeable fault, the lateral spread of the gas oil in the subsurface and the term on which the gas oil reaches the phreatic groundwater depend mainly on the porosity and permeability of the fault and its variation with depth (see also section 6.3.3).

Leakage through a combination of permeable faults and permeable layers

Although less likely, there is a possibility that gas oil leaking from the cavern or well moves upward towards shallow groundwater bodies through a combination of permeable faults and fractures near the cavern or the well and permeable layers in the overburden. The flow rate of the gas oil, the lateral spread of the gas oil in the subsurface and the time needed for the gas oil to reach the phreatic groundwater depend mainly on the porosity and permeability of the faults and the porosity and permeability of the geological layers in the overburden. A detailed geological model of the subsurface is required to further investigate the potential migration pathways as well as the effect (flow rate, timing, and extent) of gas oil flow through a combination of permeable faults and permeable layers.

In the following section, the effects of leakage of gas oil from a cavern or well are further investigated using a modeling approach. Model calculations are based on scenarios in which gas oil leakage might lead to transport of significant amounts of gas oil to the upper (phreatic) groundwater body as described above.

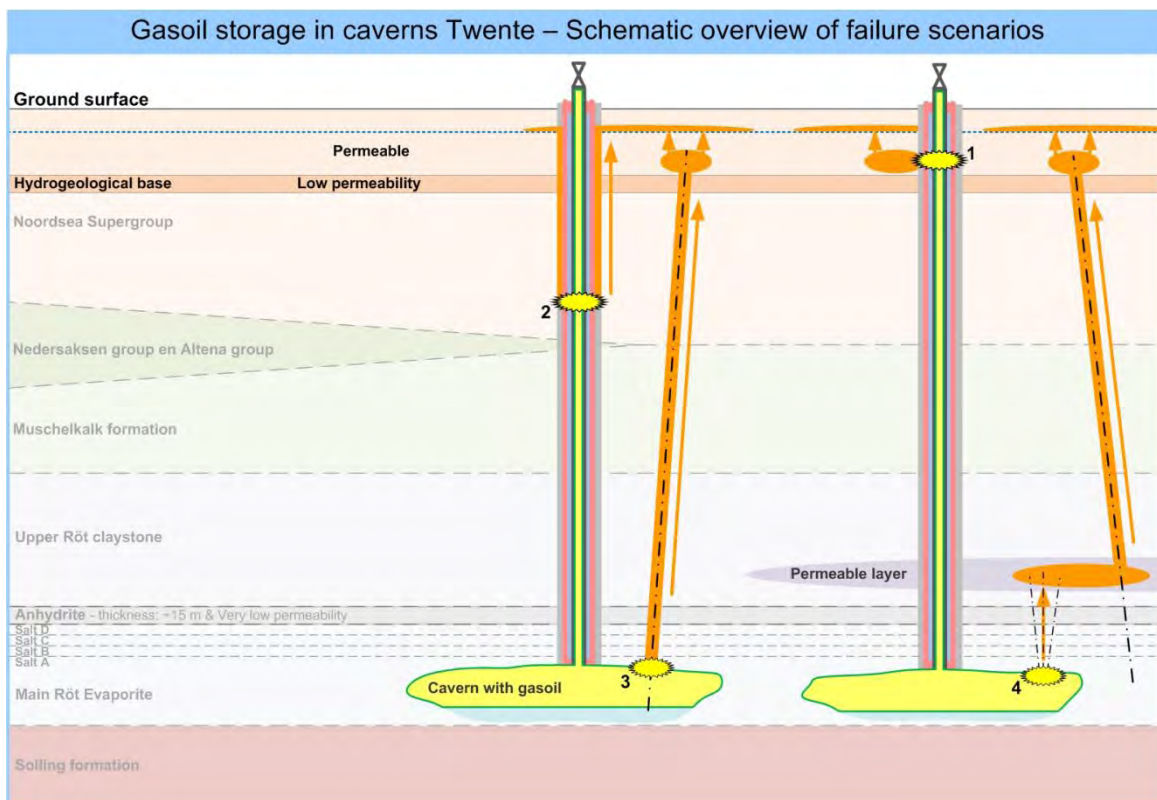


Figure 6.1: Schematized view of the migration paths of gas oil through the subsurface for the four leakage scenarios that might lead to gas oil in the upper groundwater bodies.

6.3 Modeling gas oil transport through the overburden / subsurface

In this section, the effects of leakage of gas oil from the cavern or the well are investigated using a modeling approach. First, the general equations of multiphase flow are briefly explained, as well as the numerical modeling approach taken. Next, the model schematization and input parameters, and the model scenarios that are computed are

described. Finally, an overview of the results is given, and their implications for the storage of gas oil are evaluated.

6.3.1 General equations of multiphase flow

A two-dimensional isotropic and homogeneous vertical cross-section of the subsurface is considered to explain the general equations of multiphase flow (Marsman, 2002). General equations of a two-phase model (water, oil and air) are the mass balance equations, Darcy's law and the constitutive equations. It is assumed that air has such a high mobility, that the air pressure is approximately constant and that the equations for two phases describe the flow sufficiently. Therefore, the air entrapment and the effect it has on the relative water-oil permeability will be neglected:

$$\phi \frac{\partial S_i}{\partial T} + \frac{\partial U_i}{\partial X} + \frac{\partial V_i}{\partial Z} = 0, \quad i = w, o \quad (1)$$

where the subscript i denotes either the water (w) or the oil (o) phase. S_i is the effective phase saturation, U_i and V_i are respectively the horizontal and vertical phase velocities. T is time and X and Z are respectively the horizontal and vertical coordinates, and ϕ is the porosity. The velocities follow from Darcy's law, which is given by:

$$U_i = -\frac{Kk_{ri}}{\mu_i} \frac{\partial P_i}{\partial X} \quad (2)$$

$$V_i = -\frac{Kk_{ri}}{\mu_i} \left(\frac{\partial P_i}{\partial Z} + \rho_i g \right) \quad i = w, o \quad (3)$$

where K is the absolute permeability, k_{ri} is the relative phase permeability, and μ_i is the phase viscosity. P is the phase pressure, ρ_i is the phase density, and g is the gravity acceleration. Combination of equations 1, 2, and 3 yields the Richards equation:

$$\phi \frac{\partial S_i}{\partial T} - \frac{\partial}{\partial X} \left(\frac{Kk_{ri}}{\mu_i} \frac{\partial P_i}{\partial X} \right) - \frac{\partial}{\partial Z} \left(\frac{Kk_{ri}}{\mu_i} \frac{\partial P_i}{\partial Z} \right) - \rho_i g \frac{\partial}{\partial Z} \left(\frac{Kk_{ri}}{\mu_i} \right) = 0 \quad i = w, o \quad (4)$$

The constitutive relations are defined by Parker and Lenhard (1987):

$$\begin{aligned} S_w + S_o &= S_t \\ S_t + S_a &= 1 \\ S_w + S_{ot} &= S_{wa} \\ S_{of} + S_{ot} &= S_o \\ P_{ow} &= P_o - P_w \\ P_{ao} &= -P_o \end{aligned}$$

where S_t is the total liquid saturation and S_a the air saturation. S_{wa} is the apparent water saturation, S_{ot} is the trapped oil saturation and S_{of} is the free oil saturation, S_{of} is the free oil saturation. P_{ow} is the oil-water capillary pressure and P_{ao} is the air-oil capillary pressure which is identical to $-P_o$ since we assume P_a to be zero Marsman (2002).

To describe the entrapment of oil, a linearized equation is used according to Kaluarachchi and Parker (1992) that can be easily implemented in model codes:

$$S_{ot} = \min \left[\left(\frac{1 - S_w^{\min}}{1 + F_L(1 - S_w^{\min})} - \frac{1 - S_{wa}}{1 + F_L(1 - S_{wa})} \right), S_o \right] \quad (5)$$

$$F_L = \frac{1}{S_{or}^{\max}} - 1 \quad (6)$$

where S_{ot} is the trapped oil saturation and S_w^{\min} is the maximum water saturation. F_L is Land's factor, where S_{or}^{\max} is the maximum residual oil saturation. Equation (5) prevents that the trapped oil saturation becomes larger than the oil saturation Marsman (2002).

The dimensionless variables for the oil phase as defined by van Van Dijke Van de Zee (1997)

$$z = \frac{\alpha\beta_{ow}Z}{1-D}, \quad z = \frac{(1-D)X}{V_1\alpha\beta_{ow}}, \quad t = \frac{K\rho_{og}(1-D)T}{\mu_o V_1\alpha\beta_{ow}}, \quad p_o = \frac{\alpha\beta_{ow}P_o}{\rho_o g(1-D)} \quad (7)$$

i.e. the characteristic lengths and time are:

$$Z_c = \frac{1-D}{\alpha\beta_{ow}}, \quad X_c = \frac{V_1\alpha\beta_{ow}}{(1-D)}, \quad T_c = \frac{\mu_o V_1\beta_{ow}}{K\rho_o g(1-D)}, \quad P_c = \frac{\rho_o g(1-D)}{\alpha\beta_{ow}} \quad (8)$$

where $D = \frac{\beta_{ao}w\Delta\rho}{\beta_{ao}\rho_o}$ is an indication of the thickness of the lens and V_1 is the initial oil volume

or oil surface since a two-dimensional problem is considered $\left(V_1 = \phi \int_{-\infty}^{\infty} \int_0^{\infty} S_o(X, Z) dXdZ \right)$.

Equation 4 expressed in dimensionless variables becomes:

$$\phi \frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{(1-D)^2}{V_1(\alpha\beta_{ow})^2} \frac{\partial}{\partial x} \left(k_{ro} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right) - \frac{V_1(\alpha\beta_{ow})^2}{(1-D)^2} \frac{\alpha}{\alpha z} k_{ro} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} + 1 \right) = 0 \quad (9)$$

6.3.2 Numerical modeling of multiphase flow

Flow models for simulating the flow of water, oil and gas through a porous medium have been in use since the 1970s, primarily in the oil and gas industry. Because the underlying principles are generic, such models can be used for environmental problems as well. Multiphase flow models for oil reservoirs, where water and oil flow simultaneously, have been used intensively, hence they can be considered thoroughly tested. In the saturated zone, however, the gas phase (air) should be taken into account, and this additional phase makes the flow processes much more complicated. Although in our study a model using three phases (oil, water, air) is used when the gas oil enters the phreatic groundwater, the assumption is made that air is so mobile that the air pressure is approximately constant. The flow equations for the

two phases (oil and water) describe the flow phenomena sufficiently since our main interest is the flow behavior of oil. Any air entrapment that in reality might occur and the effect this has on the relative water and oil permeability are assumed to be negligible. This assumption is incorporated in the so-called Richards equation (see section 6.3.1). Furthermore, the model was simplified by restricting hysteresis of entrapment of oil by water (Marsman, 2002).

White et al. (1995) and Lenhard et al. (1995) developed a computer model called STOMP (Subsurface Transport Over Multiple Phases) to predict environmental restoration studies involving multiphase flow problems. It is a three-dimensional, three-phase, compositional engineering simulator for modeling contaminant migration and remediation technologies for the cleanup of subsurface sites contaminated with organic compounds. The STOMP model code is based on the Richards equation (see section 6.3.1) and on the constitutive relations developed by Lenhard and Parker (1987) and Kaluarachchi and Parker (1992). Flow and transport are solved numerically using an integrated-volume finite-difference scheme to discretize the governing equations. The capillary pressure-saturation relationships can be chosen from different empirical relations. In this study, the Van Genuchten capillary pressure-saturation relationship (Van Genuchten, 1980) is used (Marsman, 2002).

6.3.3 Model schematization and input parameters

The subsurface of the Twente area was schematically digitized in a cross-sectional (2D) model domain based on the conceptual model (Chapter 3, Figure 3.1). In the horizontal direction, the resolution of the model domain is 20 m. Vertically, the resolution of the simulation domain varies depending on the level of detail that is required in the result (high for the interval in the subsurface containing the caverns and the interval above the hydrogeological base, lower in-between) and the amount of knowledge that exists of the geological layers. The layers that represent the Upper Röt Claystone, the Muschelkalk Formation, the Altena Group, Niedersachsen Group, and the North Sea Supergroup below the hydrogeological base have a relatively low resolution (20 m). The Main Röt Evaporite, the Middle Röt Claystone and the Upper Röt Evaporite have a much higher resolution, as does the layer above the hydrogeological base (2 m).

The location and the properties of a permeable fault were also schematized in the STOMP model. Despite various studies that have been reported in literature (e.g. Bense and Person, 2006; Folch and Mas-Pla, 2007; Anderson and Bakker, 2008; Magri et al., 2009; Saar, 2010), no assumptions can be made on porosity and permeability values of permeable faults. Generally, the permeability of permeable faults can be considered several orders of magnitude higher than that of the surrounding host rock. Most important parameters to estimate the porosity and permeability are the amount of fault throw and the clay-content of the lithologies flanking the fault zone. Based on these assumptions, the porosity and permeability of a permeable fault in this study were based on the knowledge of the characteristics of the host rock and the throw of the fault (see Chapter 3). Consequently, properties of faults in the Twente region vary strongly with depth (Table 6.1).

To simulate multiphase flow behavior with the STOMP model, input information is needed regarding the properties of the subsurface, and of the water and gas oil phases. Information required of the subsurface consists of:

- Hydraulic properties of the subsurface: porosity and intrinsic permeability of each defined rock/soil type. Intrinsic permeability was either directly declared or calculated through the hydraulic conductivity at reference conditions (atmospheric pressure and 20°C. The values for the porosity and permeability were obtained as described in section 3.3.1

(Verweij and Simmelink, 2002; Bouw and Oude Essink, 2003; Pöppelreiter et al., 2005; Doe and Osnes, 2006; Bear, 1972; Domenico and Schwartz, 1998; Dufour, 1998; De Louw, 2006). The hydraulic conductivity that was used during this generic modeling study was however based on information of hydraulic conductivity of unconsolidated sediment (except for that of the rock salt and anhydrite of the Röt Formation). For the geological layers below the hydrogeological base and above the anhydrite this has resulted in a very conservative estimate of the actual hydraulic conductivity that is to be expected for these geological layers. Upward migration of leaked gas oil is therefore very likely highly overestimated by the STOMP model calculations.

- Mechanical properties of the subsurface: particle density for each defined rock/soil type. The values for particle density were obtained from the website www.simetric.co.uk/si_materials.htm. Based on these values and the values for porosity the specific storativity, compressibility, and a tortuosity function for each defined rock/soil type are calculated by the STOMP model.
- Saturation properties of the subsurface according to the saturation-capillary pressure function for each defined rock/soil type. For this function, the water retention curve by Van Genuchten is used (van Genuchten, 1980). The Van Genuchten function was chosen because it assumes that the wetting fluid drains from a porous medium whenever the capillary pressure is greater than zero.

In Table 6.1 the values that were used for the input parameters of subsurface characteristics are listed. Information required of the water and gas oil phases consists of:

- The aqueous relative permeability for each defined rock/soil type; For this purpose the Mualem function is chosen since the aqueous relative permeability is dependent on the saturation function (van Genuchten) and the Mualem function is strictly applicable to the Van Genuchten function (Mualem, 1976).
- The NAPL relative permeability for each defined rock/soil type; for this purpose the Mualem function is used as well, because of its dependency on the Van Genuchten function.
- The physical properties of the gas oil: the gas oil that will be injected in the Twente area has a density of 820 to 860 kg/m³ (average of 840 kg/m³) and a viscosity of 1.64×10⁻³ Pa.s to 3.87×10⁻³ Pa.s (average of 2.76×10⁻³ Pa.s). These values were obtained from Appendix 2 of the gas oil 10ppm product specifications from Argos.

Table 6.1 Input parameter values of the properties of each rock/soil type in the STOMP model.

Geological Formation	Lithology	depth top layer (m + surf.)	layer thickness (m)	properties host rock				properties permeable faults		
				particle density (kg/m ³)	total porosity (fraction)	geological permeability (mD)	hydraulic conductivity (m/d)	total porosity (fraction)	geological permeability (mD)	hydraulic conductivity (m/d)
North Sea Supergroup above hydrogeol. base	sand	0	28	2082	0,41	1,00E+05	1,00E+00	--	--	--
	clay	-28	10	1746	0,1	1,00E-02	1,00E-08	--	--	--
	consolidated sand	-38	10	2200	0,3	5,00E+02	5,00E-04	--	--	--
North Sea Supergroup below hydrogeol. base	claystone	-48	10	1746	0,1	1,00E-02	1,00E-08	--	--	--
	consolidated sand	-58	10	2200	0,29	5,00E+02	5,00E-04	--	--	--
	claystone	-68	10	1746	0,1	1,00E-02	1,00E-08	--	--	--
Altena Group / Niedersachsen Group	claystone	-78	40	1746	0,07	1,00E-02	1,00E-08	0,17	1,00E-01	1,00E-07
	dolomitic marl	-118	20	2243	0,27	1,00E+00	1,00E-06	0,37	1,00E+02	1,00E-04
Muschelkalk	clayey marl	-138	20	2243	0,29	1,00E-02	1,00E-08	0,39	5,00E-01	5,00E-07
	dolomitic marl	-158	30	2243	0,27	1,00E+00	1,00E-06	0,37	1,00E+02	1,00E-04
	clayey limestone	-188	20	2243	0,14	1,00E+01	1,00E-05	0,24	1,00E+03	1,00E-03
	marl, anhydrites	-208	20	2610	0,24	1,00E-01	1,00E-07	0,34	1,00E+01	1,00E-05
	claystone	-228	170	1860	0,07	1,00E-02	1,00E-08	0,17	1,00E-01	1,00E-07
Upper Röt Evaporite	anhydrite	-398	15	2320	0,01	1,00E-05	1,00E-10	0,11	1,00E-04	1,00E-09
Main Röt Evaporite	rock salt, claystone	-413	60	2150	0,005	1,00E-05	1,00E-10	0,005	1,00E-05	1,00E-10

Apart from these input parameters, the boundary and initial conditions are required as input. Application of boundary and initial conditions requires an appropriate conceptualization of the physical problem and translation of that conceptualization into boundary and initial condition

form. The initial conditions are defined for time step $T=0$ and consist of a hydrostatic pressure at the bottom row of the model and a gradient in the vertical direction until the upper row of the model. The pressure at the top is identical to the atmospheric pressure of 101325 Pa so that an unsaturated zone is created in the phreatic model layer. The pressure at the bottom is calculated from the depth and the water density ($5,2 \times 10^6$ Pa). Another initial condition is the NAPL pressure. Only in the bottom model layer, a NAPL pressure is defined to obtain a layer that is completely saturated with NAPL ($5,2 \times 10^6$ Pa). For the rest of the model, the NAPL pressure is defined zero. The boundary conditions are defined and fixed for the whole simulation period, and only at the surface (the top row of the model cells) the aqueous pressure is defined to be equal to the atmospheric pressure (this is the hydrostatic pressure) and a zero flux for the NAPL.

6.3.4 Model scenarios

STOMP was used to calculate the migration of the LNAPL (gas oil) from the cavern into the surrounding rock salt in case of successful containment, and in case of failure of the Containment Concept. Because 30 years is the maximum period over which gas oil is stored in any particular cavern in the salt caverns of the Twente concession, the period of leakage from a cavern or well is also set at 30 years. However, this is a very conservative assumption that implies no human interference whatsoever (no monitoring, no mitigation). After 30 years the gas oil is removed from the model, where after the further spread of gas oil that has leaked into the subsurface from the cavern or well in the first 30 years is simulated. To obtain a good overview of the effects of gas oil leakage over time, model output is visualized at multiple moments in time after gas oil leakage occurs: 30, 60, 100 and 150 years after leakage. For Scenario 6 (leakage above the hydrogeological base), model output is also visualized at 1, 2, 5, 10 and 15 years after the start of the leakage.

As described in section 6.2, breach of confinement may occur at various locations around the cavern and the well. Therefore, six hazard scenarios have been defined for which the effects of leakage are simulated using STOMP:

1. No breach of confinement (the “expected evolution scenario”);
2. Leakage from the salt cavern (at 450 m below the surface);
3. Leakage from the salt cavern into an ‘open’ normal fault (at 450 m below the surface);
4. Leakage from the well below the hydrogeological base (at 100 m below the surface);
5. Leakage from the well below the hydrogeological base into an ‘open’ normal fault (at 100 m below the surface);
6. Leakage from the well above the hydrogeological base (at 20 m below the surface);
7. Long-term confinement after abandonment (assuming no breach of confinement during operational lifetime of the cavern) to assess the width of the zone of penetration of gas oil into the cavern walls as a result of permeation.

6.3.5 Results

Model results of all scenarios have been visualized in two-dimensional plots of the gas oil saturation in the subsurface after multiple time steps (Figure 6.2 to Figure 6.7). In Appendix A all figures are shown in a large format. For Scenario 6, effects on shorter time steps are presented because of the relatively large effect in terms of oil saturation (time horizons of 1, 2, 5, 10 and 15 year after the start of leakage). In Table 6.2 the results for the model output of all scenarios at 30, 60, 100, and 150 years after gas oil storage is summarized: dimension of

gas oil LNAPL (depth range and spread), maximum gas oil saturation in the LNAPL and maximum gas oil saturation in the phreatic groundwater are listed.

It should be noted that the values for the hydraulic conductivity of the geological layers below the hydrogeological base and above the anhydrite of the Röt Formation that were used during the modeling study are a very conservative estimate. The upward migration of gas oil is therefore very likely highly overestimated by the STOMP model calculations for scenarios 2, 3, 4 and 5.

Table 6.2: Model results of all scenarios at multiple time steps: dimension of gas oil LNAPL (depth range and spread), maximum gas oil saturation in the LNAPL and maximum gas oil saturation in the phreatic groundwater.

depth gas oil leakage (m below surface)	Dimension of gas oil LNAPL										gas oil saturation (%)									
	depth range (m below surface)					spread (diameter in m)					maximum in NAPL (%)				maximum in phreatic groundwater (%)					
	30 yr	60 yr	100 yr	150 yr	10,000 yr	30 yr	60 yr	100 yr	150 yr	10,000 yr	30 yr	60 yr	100 yr	150 yr	10,000 yr	30 yr	60 yr	100 yr	150 yr	
1.	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	
2.	450	370-450	340-450	340-450	340-450	--	70	90	90	100	--	50	40	35	30	--	--	--	--	
3.	450	340-450	340-450	340-450	320-450	--	60	80	80	90	--	45	40	35	30	--	--	--	--	
4.	100	30-130	30-130	30-130	30-130	--	>1000	>1000	>1000	>1000	--	40	30	28	25	--	--	--	--	
5.	100	0-150	0-150	0-150	0-150	--	500-1000	>1000	>1000	>1000	--	40	30	28	25	--	5	5	5	5
6.	15	0-15	0-15	0-15	0-15	--	>1000	>1000	>1000	>1000	--	90	90	90	90	--	90	90	90	90
7.	--	--	--	--	472-475	--	--	--	--	--	--	--	--	--	50	--	--	--	--	

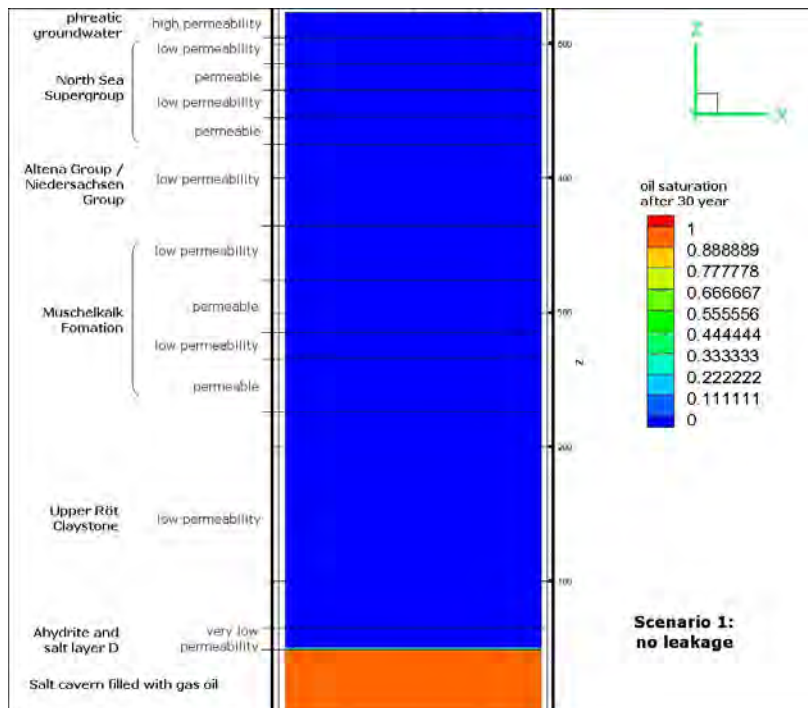


Figure 6.2: Results from the model calculations for scenario 1 (No breach of confinement): gas oil saturation in the pores of the overburden after 30 years of gas oil storage in a salt cavern.

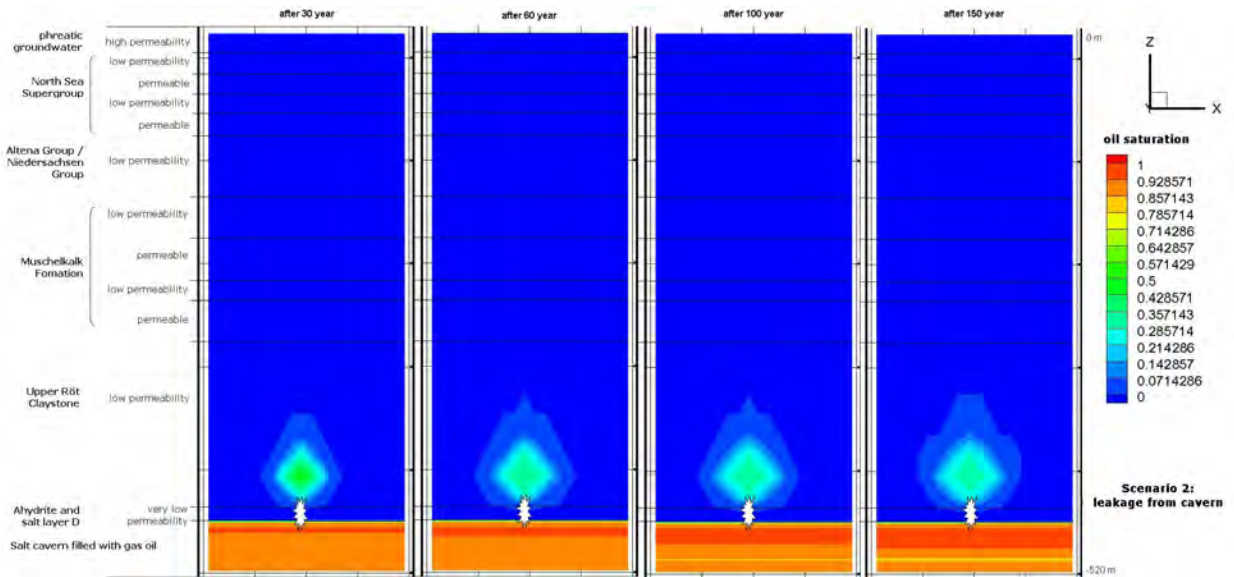


Figure 6.3: Results from the model calculations for scenario 2 (Leakage from the salt cavern at 450 m below the surface): gas oil saturation in the pores of the overburden in case of gas oil leakage from a salt cavern after 30 years (most left), 60 years, 100 years, and 150 years (most right).

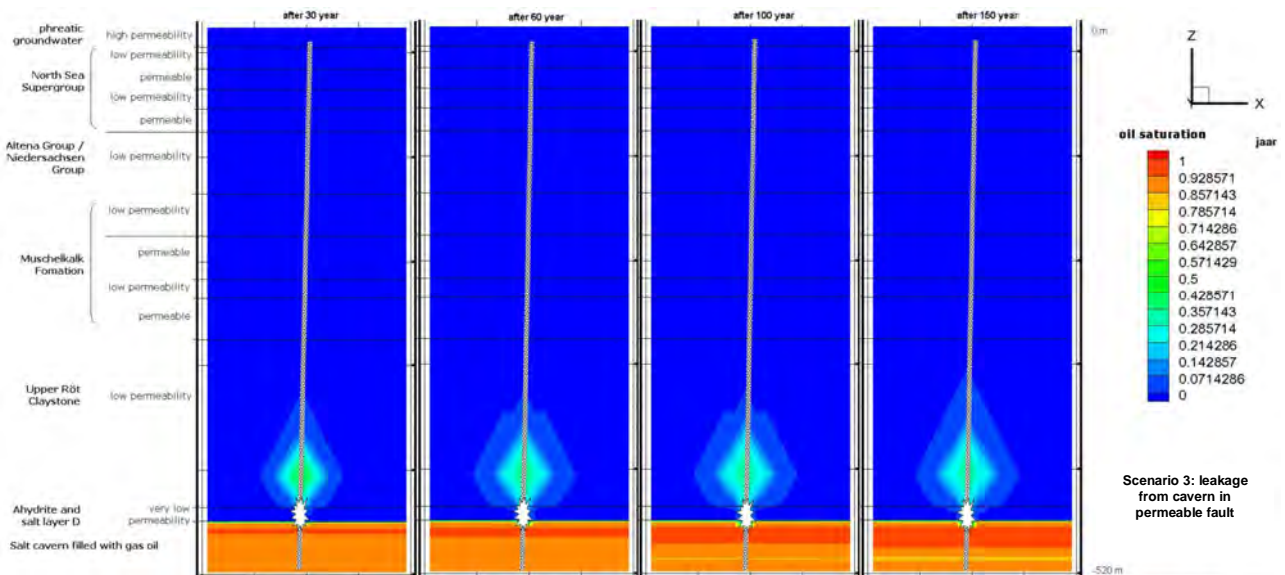


Figure 6.4: Results from the model calculations for scenario 3 (Leakage from the salt cavern into a permeable fault at 450 m below the surface): gas oil saturation in the pores of the overburden in case of gas oil leakage from a salt cavern after 30 years (most left), 60 years, 100 years, and 150 years (most right).

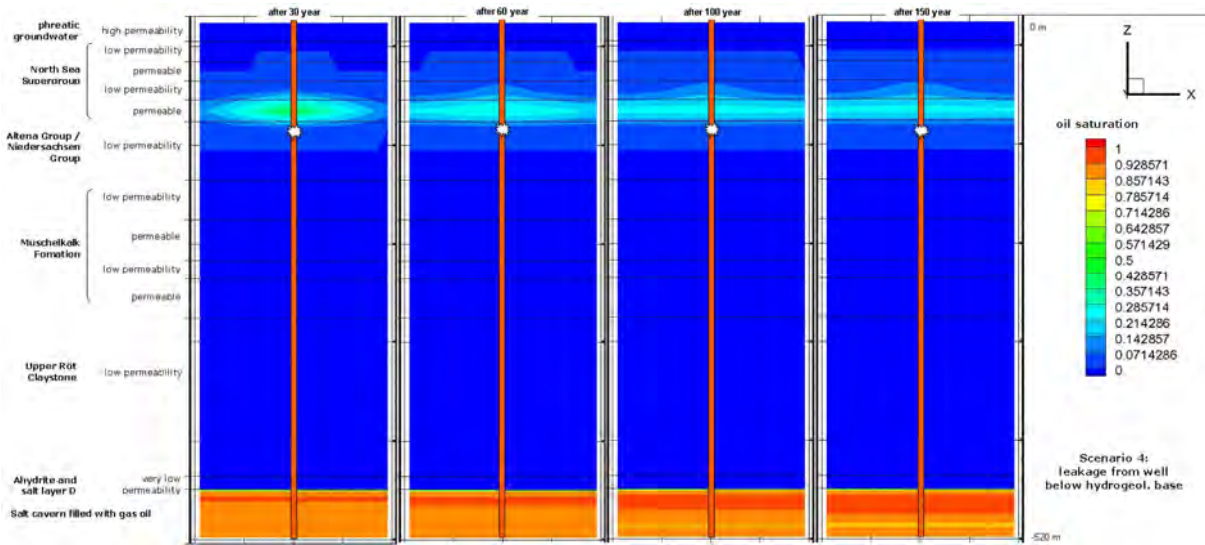


Figure 6.5 Results from the model calculations for scenario 4 (Leakage from the well below the hydrogeological base at 100 m below the surface): gas oil saturation in the pores of the overburden in case of gas oil leakage from a salt cavern after 30 years (most left), 60 years, 100 years, and 150 years (most right).

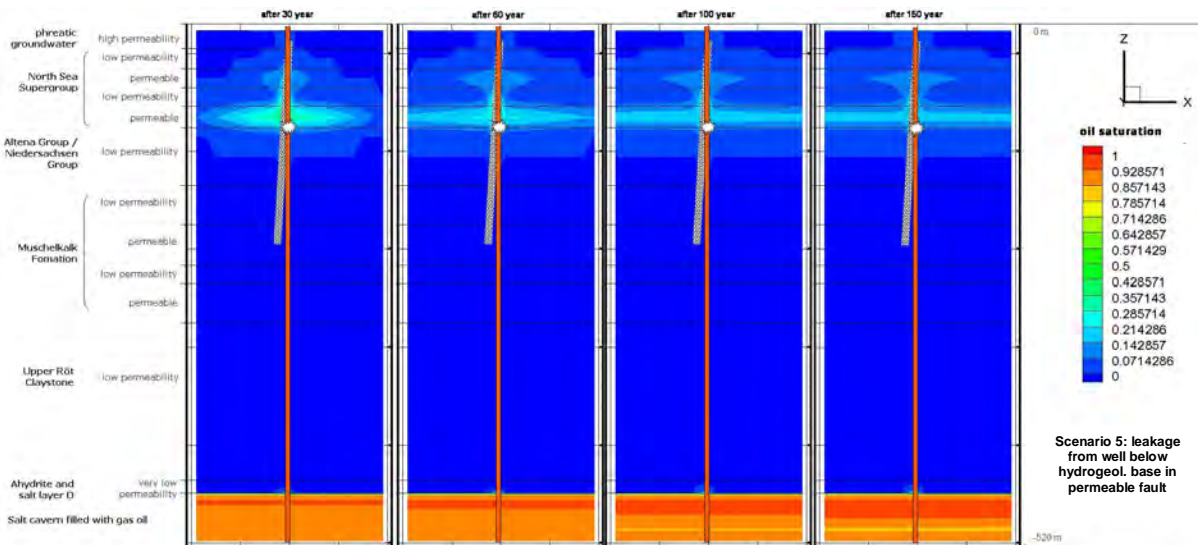


Figure 6.6: Results from the model calculations for scenario 5 (Leakage from the well below the hydrogeological base into a permeable fault at 100 m below the surface): gas oil saturation in the pores of the overburden in case of gas oil leakage from a salt cavern after 30 years (most left), 60 years, 100 years, and 150 years (most right).

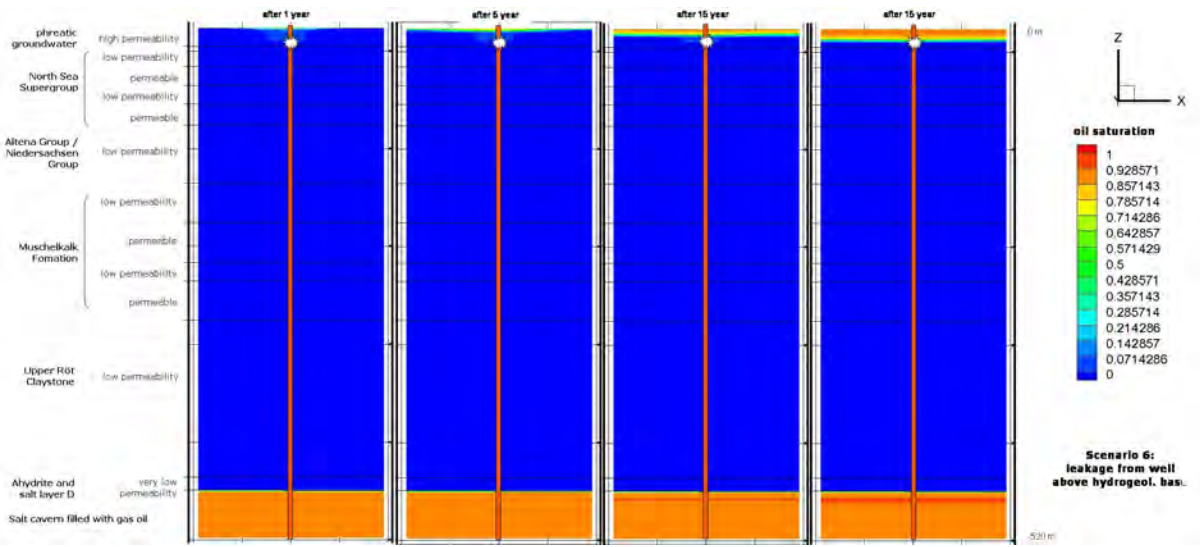


Figure 6.7: Results from the model calculations for scenario 6 (Leakage from the well above the hydrogeological base at 20 m below the surface): gas oil saturation in the pores of the overburden in case of gas oil leakage from a salt cavern after 30 years (most left), 60 years, 100 years, and 150 years (most right).

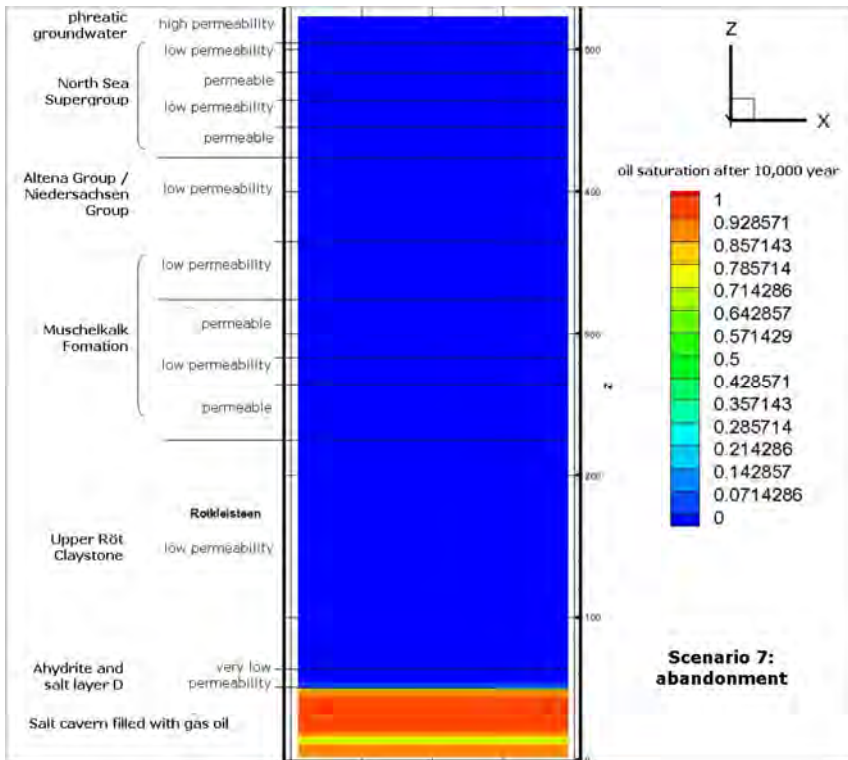


Figure 6.8 Results from the model calculations for scenario 7 (Situation after abandonment, i.e., no breach of confinement): gas oil saturation in the pores of the overburden in case of gas oil leakage from a salt cavern after 10.000 years.

6.4 Processes after leakage of gas oil LNAPL

Figure 6.9 schematically illustrates the processes that occur when gas oil leaks into the phreatic groundwater. The LNAPL moves upward towards the groundwater table and the unsaturated zone as a result of the density difference with water (multiphase flow). During this movement of the pure gas oil phase, small amounts of the LNAPL become trapped in pores in the sediment, mainly as a result of capillary forces (see section 6.2 and 6.3). If the gas oil does not become trapped, dissolution in the groundwater and soil moisture occurs as well as diffusion to the air in the soil pores of the unsaturated soil and atmosphere. After dissolution, sorption or biodegradation of the dissolved components can occur (Figure 6.9).

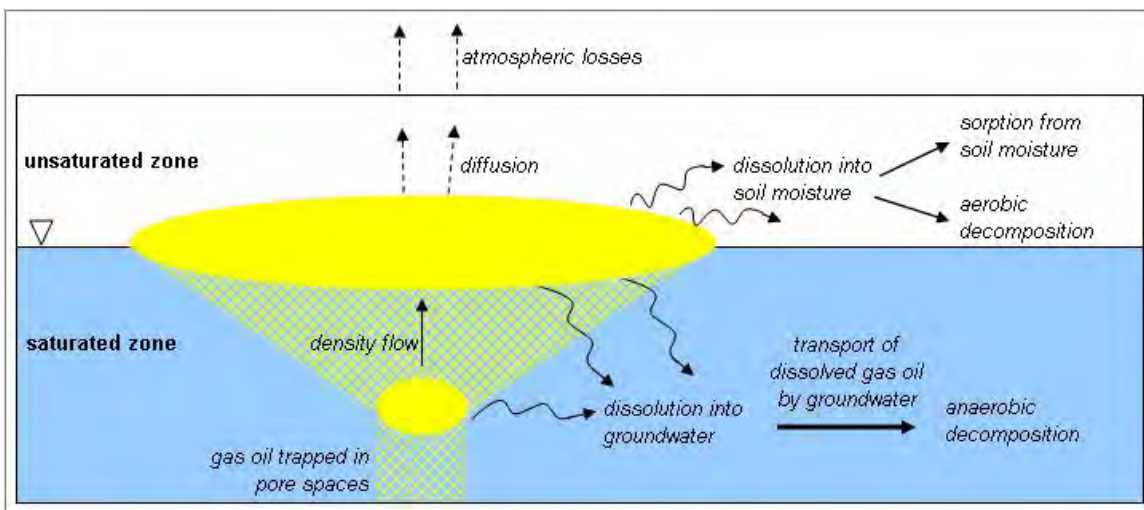


Figure 6.9: Overview of the processes that occur when gas oil leaks into the phreatic groundwater.

6.4.1 Dissolution of gas oil

The dissolution of gas oil in the phreatic groundwater is an important process, because after dissolution components of the gas oil can be transported with the groundwater and thus spread over larger areas. The effective solubility for a given component can be approximated by multiplying the mole fraction of the chemical by its pure phase aqueous solubility (Raoult's Law):

$$S_i^e = X_i S_i \quad (\text{xx})$$

where S_i^e is the theoretical upper-limit dissolved phase-concentration of a constituent in equilibrium with groundwater, X_i is the mole fraction of a component i in a NAPLE mix, and S_i is the pure phase solubility of component i (Domenico and Schwartz, 1998). S_i^e depends for a large part on the initial difference between the concentration in the NAPL and the concentration in the groundwater. Constant refreshing of the groundwater (e.g. high groundwater flow rates) around the NAPL therefore increases the effective solubility of the pure gas oil phase. The NAPL mix of gas oil is composed of about 75% saturated hydrocarbons (primarily paraffins), and 25% aromatic hydrocarbons, also called BTEX components (Table 6.3). The chemical formula for common gas oil is $C_{12}H_{23}$, but the gas oil family ranges approximately from $C_{10}H_{20}$ to $C_{15}H_{28}$. The BTEX components are both

extremely soluble in water (high S_i^e -values) (ATSDR, 1995; Domenico and Schwartz, 1998). Because of the high S_i^e -values of BTEX components, in time the composition of the gas oil LNAPL will become depleted of BTEX, thereby altering the X_i value of the various components and the effective solubility.

Table 6.3 Typical sample composition of gas oil. Composition can vary slightly for different samples.

	Formule	Range (n)	Gemiddelde (n)	%
Paraffins normal & iso (straight & branched chaines)	C_nH_{2n+2}	10-20	13	41%
Monocycloparaffins (cycled chaines)	C_nH_{2n}	10-20	13	22%
Bicycloparaffins (cycled chaines)	C_nH_{2n}	10-20	13	10%
Tricycloparaffins (cycled chaines)	C_nH_{2n}	10-20	13	2%
Total saturated hydrocarbons				75%
Alkylbenzenes	C_6H_5			6%
Indans/tetralins	$C_{10}H_{12}$			4%
Dinaphthenobenzenes/indenes	C_9H_8			2%
Naphthalenes	$C_{10}H_8$			8%
Biphenyls/acenaphthenes	$C_{12}H_{10}$			3%
Fluorenes/acenaphthylenes	$C_{13}H_{10}$			1%
Phenanthrenes	$C_{14}H_{10}$			1%
Total aromatic hydrocarbons				25%

6.4.2 Sorption and biodegradation

After dissolution of the pure gas oil phase in groundwater or soil moisture, the dissolved gas oil components are called xenobiotic micro-organic compounds (MOCs). There are important health effects related to drinking water contaminated by such organic compounds. Organic contamination may cause cancer in humans and animals, as well as a host of other problems including liver damage, impairment of cardiovascular function, depression of the nervous system, brain disorders, and various kinds of lesions (Domenico and Schwartz, 1998). More detailed information can be obtained from Craun (1984). Strict drinking water standards are enforced in many countries, with acceptable concentrations often as low as 0.1 $\mu\text{g/l}$ for individual MOCs (Gerritse et al., 2005).

Sorption, biodegradation and groundwater flow are the key processes governing the environmental behavior of MOCs in the subsurface (Figure 6.9). Sorption influences transport, in particular in porous media but also across compartment interfaces, bioavailability and, consequently biotransformation of organic compounds. The phase transfer to a solid can involve adsorption occurring on surfaces, and solution into bulk phase appropriately called absorption. Typically, adsorption dominates at low aqueous concentrations, and absorption becomes more important at higher concentrations. For further information about the details of these two processes and its effects on soil and groundwater, the reader is referred to Gerritse et al. (2005) and Schmidt et al. (2005).

Biodegradation is the most important process for the complete removal of MOCs from groundwater systems. Biodegradation refers to the microbial mineralization processes in which microbes obtain their energy and elements for life and reproduction by decomposition of MOCs (as they do with biotic organic compounds in the soil). In case MOCs are fully decomposed, the toxicity disappears. However, in case the decomposition is incomplete, additional toxic components can be formed. Degradation of MOCs in an environment

depends on two different types of factors. First, the presence of microorganisms with proper capabilities (enzymes) for decomposition of a specific MOC. Second, the environmental conditions must be suited for microbial activity. Environmental factors with respect to decomposition include pH, temperature, presence of water, and the availability of electron receptors. Many organic compounds are best degraded in an aerobic environment. Benzene is usually the primary risk-determining contaminant, since degradation of benzene in anaerobic groundwater systems appears to occur at very low or even undetectable rates. For further about the details of biodegradation of benzene and other MOCs, the reader is referred to Gerritse et al. (2005).

6.4.3 Transport by groundwater

Once gas oil is dissolved in water, the principles of multiphase flow no longer apply. Unlike gas oil in its pure phase, dissolved gas oil is transported with the water in which it is dissolved in the direction of the groundwater flow. Knowledge of the regional and local groundwater flow patterns is therefore of importance to be able to understand and predict the spread of dissolved gas oil components. An overview of the hydrogeology was given in section 3.4.2. Important for the spread of dissolved gas oil components is the regional groundwater flow in the area of the salt concessions, which is from east to west. In case of leakage, dissolved gas oil components will therefore generally be found west of the leakage location or the gas oil LNAPL. In addition, the shallow groundwater system in the region is dominated by more local groundwater flow patterns (Figure 6.9). In infiltration areas (topographically high areas), the dissolved gas oil components will be transported towards to the deeper groundwater. In seepage areas (topographically low areas, stream and channel valleys) the dissolved gas oil components will move upward with the groundwater. In the streams, channels and drainage systems groundwater exfiltrates to form stream runoff (surface water). In case dissolved gas oil components are present in this exfiltrating groundwater, the possibility exists that the contamination spreads through the net of surface water bodies.

In the vicinity of the salt concessions several groundwater abstraction points are located. Furthermore, groundwater is used for spray irrigation in agricultural areas. According to the model results, the spread of the gas oil after leakage in the upper groundwater body can be several kilometers. Leakage of gas oil into the groundwater above the hydrogeological base thus probably causes contamination of water abstraction points located in the vicinity of the point of leakage with pure gas oil or dissolved gas oil.

6.5 Monitoring and Remediation

6.5.1 Groundwater Monitoring

In two scenarios a high risk might occur of contamination of the upper groundwater bodies that are used for drinking water abstracted, spray irrigation and that are in contact with the soil and surface water bodies. In these cases, groundwater monitoring should be carried out. First, when leakage occurs from the well above the hydrogeological base the groundwater quality of the upper groundwater bodies in the vicinity of the well should be monitored to be able to detect occurrence and movement of gas oil. Secondly, when high-permeable faults are present in the immediate vicinity of the cavern or well that run from the Main Röt Evaporite Member into the deposits of the North Sea Supergroup above the hydrogeological base, there is a high risk of contamination when gas oil leaks from the cavern or well into such a high-permeable fault. In such cases, the quality of the groundwater in the zone around the fault should be monitored. However, it must be noted that a cavern (or well) that has a

high permeable fault in its immediate vicinity will in all likelihood not be selected for gas oil storage.

Groundwater monitoring can be performed by installing a groundwater monitoring well for periodical groundwater sampling at multiple depths. Next, the water samples are to be analyzed in the laboratory for the chemical composition of the groundwater. Both the occurrence of gas oil components in the groundwater (Table 6.3) as well as the concentrations of xenobiotic micro-organic compounds (MOCs) that are formed during the dissolution of gas oil in the groundwater (see section 6.4) should be measured during the analysis.

To aid the design of the monitoring set-up, a multiphase modeling simulation with a detailed schematization of the shallow subsurface and groundwater of the specific storage location can be done to obtain an accurate estimate of the location and movement of the gas oil LNAPL over time (White et al., 1995; Lenhard et al., 1995). The monitoring set-up for detection of an increase of MOCs after leakage should be based both on the estimates of the location and movement of the gas oil LNAPL as well as on existing knowledge on the local groundwater flow situation. To estimate the spread of MOCs by groundwater flow, the existing groundwater model of the area could be used to estimate the spread of the MOCs over the area (Minnema en Snepvangers, 2004).

MOCs also occur naturally in groundwater bodies, but typically constitute less than a few percent of the total dissolved carbon in groundwater (Gerritse, 2009). To be able to detect an abnormal increase in MOC concentrations due to the gas oil storage in a salt cavern, the baseline MOC concentrations should be well known. Additionally, the natural variability (spatial, in depth, and over time) of MOC concentrations needs to be known and understood as well as the geochemical processes that take place in the groundwater that influence the MOC concentrations. Also, other sources of gas oil leakage may exist in the area like industrial installations, storage tanks at the surface, and petrol stations. An overview of potential sources other than the gas oil storage system should be made to be able to distinguish an increase in gas oil saturation due to leakage of a cavern or well from other sources.

In Twente many groundwater-monitoring locations have already been installed by the drinking water company (Vitens), municipalities, and waterboards. Additionally, a provincial groundwater quality monitoring network and a national groundwater quality monitoring network exist (Figure 6.10), which consist of groundwater wells and sampling and analyses techniques of high accuracy (Meinardi et al., 2003). The depths of the filters of these monitoring networks is however limited (up to 25 m below the surface). Data from all of the above-mentioned monitoring networks form the baseline groundwater quality dataset available for gas oil storage in Twente. However, an inventory should be made of information applicable to the monitoring location. Are measurements of water quality parameters available or are only pressure heads measured? And if quality data are available, are these relevant for the detection of gas oil, dissolved gas oil or MOCs? For the specifications of all the monitoring wells as well as information about the owner of the wells the *Dinodatabase* can be consulted through the *Dinoloket* (www.dinoloket.nl).

6.5.2 Groundwater Remediation

During the past decennia, many cases of contamination of the subsurface and groundwater have occurred that were caused by leakage from superficial sources such as industrial installations, storage tanks at the surface, and petrol stations. Since the 1980's several

techniques have been developed to clean up these types of contamination. Such techniques can also be used when pollution occurs from leakage of a cavern or well.

Techniques that have been developed so far consist of biological treatments based on the process of biodegradation, chemical treatments, and physical treatments. For an overview of all existing techniques and the degree of effectiveness, the cost, the lasting effect, and the technological development and research needs, the reader is referred to Hamby (1996) and Domenico and Schwartz (1998). Often, in-situ techniques are preferred, i.e., there is no need to excavate the soil to clean it up. Currently, many in-situ techniques are available (Marsman, 2002). Examples of in-situ techniques are pump-and-treat, air sparging, and steam injection. With the pump-and-treat technique, contaminated water is pumped out of the soil, cleaned and possibly returned into the soil. With air sparging, air is injected into the saturated zone, which may both enhance microbial degradation and remove volatile contaminants in the flowing gas phase. With the steam injection technique, steam decreases the viscosity of oil contamination and therefore increases the mobility so that pump and treat will be more efficient. Furthermore, steam injection decreases the interfacial tension and increases oil volatilization, which will enhance the efficiency of sparging.



Figure 6.10 Locations of groundwater wells of the national groundwater quality monitoring network (LMG) and the provincial groundwater quality monitoring network (PMG). The Twente area is located in the dashed rectangle.

7 Semi-Quantitative Risk Assessment based on Hazard Scenarios

In this chapter, which was compiled by TNO, the risk is assessed in a semi-quantitative way. First the historical risk is addressed using Evans et al. (2008), followed by a risk assessment using a logic tree approach. In risk analysis, risk is calculated using the definition

$$\text{Risk} = \text{Probability of Failure} * \text{Impact}$$

In this equation, the probability of failure is defined as the probability of gas oil leakage and the impact is defined as the harmful effects on health, safety and environment. The probability of gas oil leakage is calculated using a logic tree approach. The impact is assessed by numerical models simulating the flow of leaked gas oil (horizontal and vertical pathways) into the groundwater (harmful effect).

7.1 Historical risk assessment

A historical risk assessment on incidents that have occurred at storage sites is given in Evans (2008, see Table 2.2). Evans (2008) may have missed incidents, particularly in Eastern Europe; hence the numbers mentioned should be considered a minimum. Out of a total of 91 reported incidents, 36 incidents occurred during subsurface storage in salt caverns. At first glance, this corresponds to almost 40% of the reported incidents at storage sites. However, storage in abandoned salt caverns is a widely used technique with 396 caverns in operation worldwide. Equating the percentage of caverns where an incident occurred (36) to the total number of salt caverns in operation (396) amounts to 9%. The incidents are divided into operational problems (2.7%), well problems (2.3%), design failure (3.0%) and surface problems (0.007%). The historically largest probability of failure is in the combination of “well/casing/plug problems/failure, including blowout” (occurring in 2.1% of the salt caverns used for storage). Human error and poor safety controls and checks caused the overwhelming majority of the incidents (34 out of 36 incidents, 94.4 %), which indicates that a good monitoring and mitigation program is an essential prerequisite for storage in salt caverns.

Operational problems are subdivided into “overpressure/overfilling of the reservoir/operational procedures” (0.9%), “low pressure, salt creep” (0.8%) and “leaching, cavern communication, roof collapse” (1%). For the caverns considered in the general Twente area, the salt creep is negligible due to the shallow depths (300-500m) of the caverns. Leaching, cavern communication and roof collapse are part of the geomechanical stability of the caverns. The caverns considered are stable and studies by BGR (1998, 2004a, 2004b) and ifG (Schreiner, 2010) provide safety margins for the thickness of the salt pillar and roof which should prevent the occurrence of instability of the caverns.

Well problems are subdivided into “well/casing/plug problems/failure, including blowout” (2.1%) and “loss of wellhead pressure/failed pressure test” (0.2%). Problems with the quality of the well (casing/plug/cementation) can be monitored by (Mechanical Integrity Tests (MIT) and pressure can be monitored inside the well and cavern which reduces this risk.

Design failure is subdivided into “site characterization, caprock performance, leaching” (1.1%), “caverns/void problems-fractures, creep, high insolubles, collapse, filling with water” (1.6%), “caprock – not gas tight/salt thick enough” (0.2%) and “sinkholes” (0.1%). The issues “not gas tight/salt thick enough” and “sinkholes” depend on the stability of the cavern and are studied in detail by BGR (1998, 2004a, 2004b) and Van Sambeek (2004). Problems occurring above ground are not discussed in this report.

For the Containment Concept, the historical largest probability of failure is “well/casing/plug problems/failure, including blowout” (occurring in 2.1% of the storage caverns). In general, human error and poor safety controls and checks caused an overwhelming majority of the incidents (34 out of 36 incidents, 94.4%).

7.2 Probability of failure

From here on we will focus on the risk assessment for our specific storage case, i.e., storage in a stable salt cavern. Even when confronted with a system that is designed to operate in a safe manner, we nonetheless have to take into account and investigate the possibility that it malfunctions. We have based our investigation on a period of 30 years, which is the operational life time of a cavern as mentioned in the storage plan.

First, we will define the “base state” from which the other “malfunction” states may originate. The base state is a properly functioning storage cavern, i.e., the expected evolution scenario. (see Chapter 4). Any deviations from this base case, such as the presence of leaky faults, permeable layers, a too thin salt roof or a too thin salt pillar, results in a different (alternative) evolution scenario for the analysis. Next, we must identify the different states (or combinations of states) that may occur and assess which ones are truly undesirable (Figure 7.1).

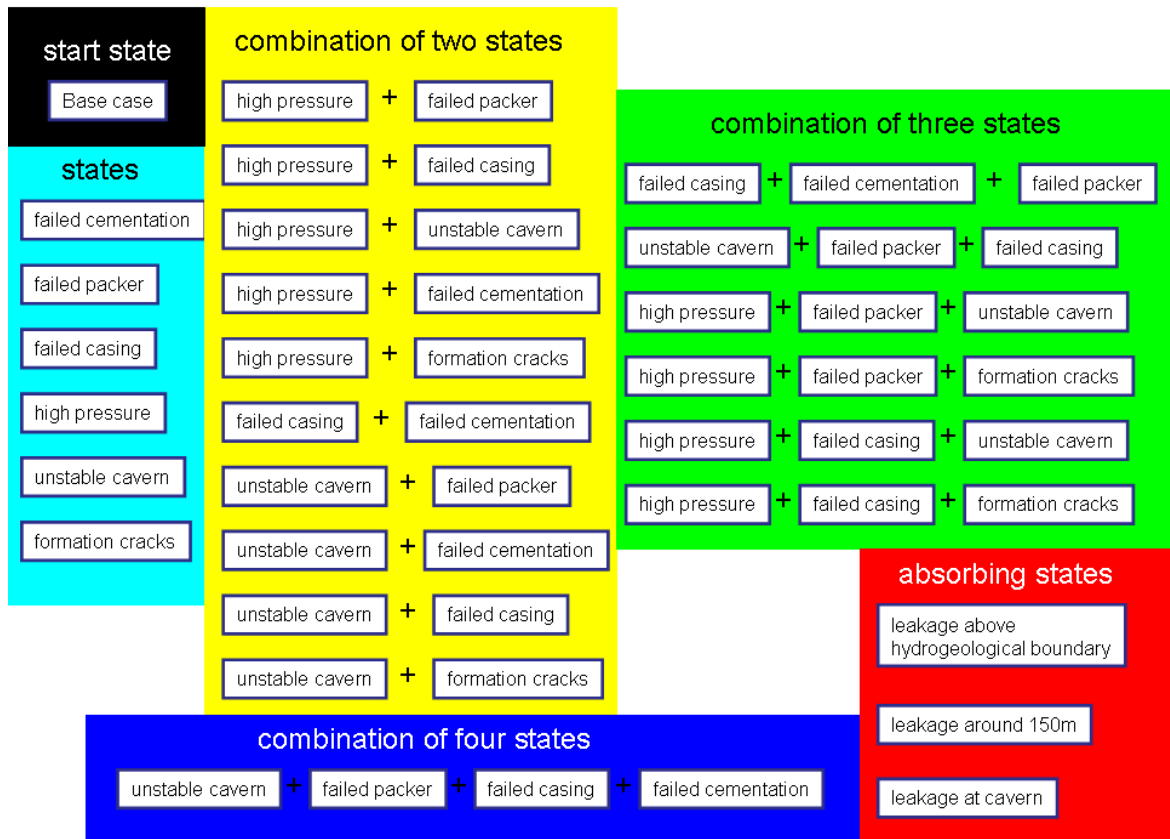


Figure 7.1: Definition of states for the quantitative risk analysis

In the storage system, the well offers some adverse possibilities such as failed cementation, casing or packer. A worst-case scenario for the cavern is that it is unstable and collapses. Internally, the cavern may become over-pressurized, although the effects may be limited since overpressure is easily countered by the release of brine from the cavern. Cracks may develop that form pathways for the gas oil to escape. In theory all kinds of combinations of these situations may develop and some of these combinations may eventually lead to leakage of the gas oil. The underlying physical processes are described in Chapter 5. The so-called “absorbing states” are leakage scenarios. We separate three different leakage scenarios; leakage above the hydrogeological base, leakage around the well below the hydrogeological base, and leakage at cavern depth. The scenarios are chosen for the different impact of the leakage positions. Leakage above the hydrogeological base may lead to groundwater contamination, while leakage at the well below the hydrogeological base or at cavern depth will not immediately lead to contamination. The effects of these leakage scenarios were described in Chapter 6.

High pressure causing a cavern to become unstable can be prevented by pressure monitoring (or other suitable measurement employed by AkzoNobel), which indicates an anomaly that is to be followed-up by an investigation, during which the pressure in the gas oil system is maintained by brine injection to prevent destabilization of the cavern.

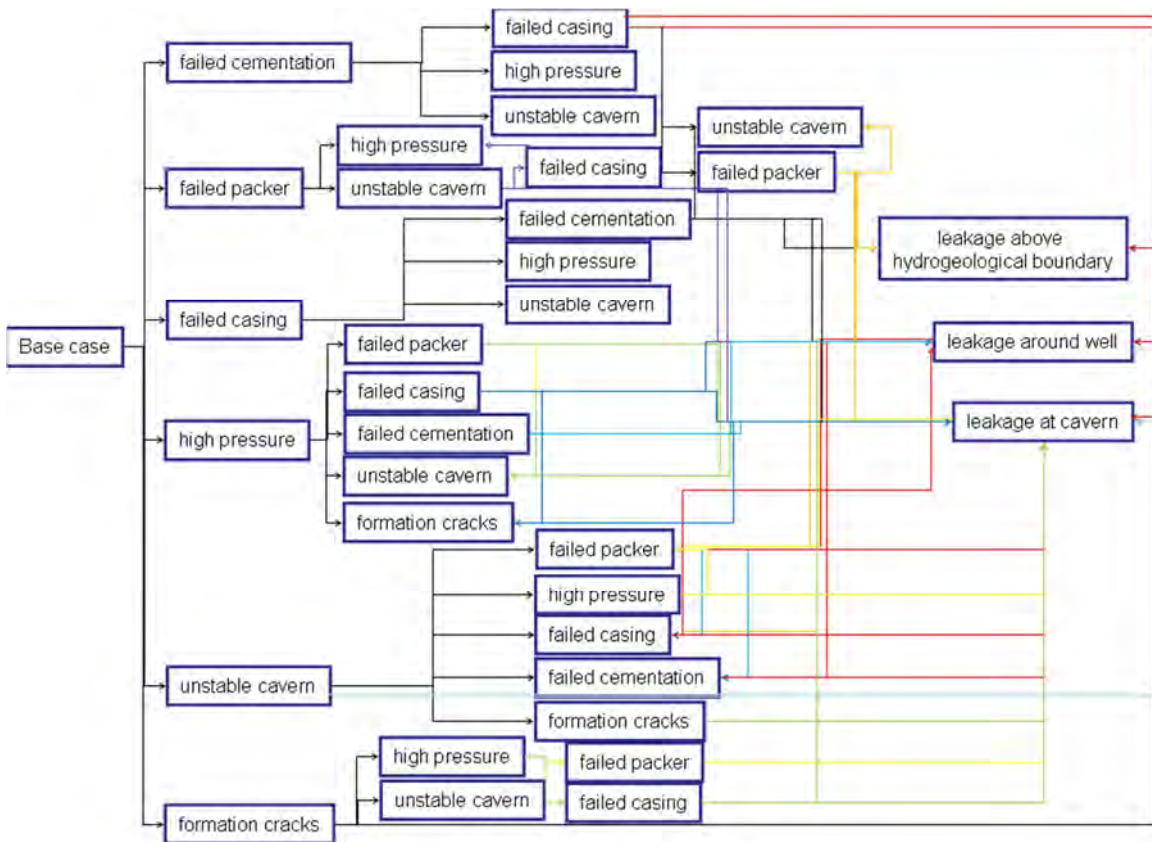


Figure 7.2: Logic tree for quantitative risk analysis

Having made an inventory of the different states and combinations of states, we then use expert knowledge (derived from literature, the interviews, workshop and in-house expertise) to define the transition from certain states to other states, which may eventually lead to leakage (Figure 7.2). Following the transition of states into other states, we should try to formalize the connections so established. Given the fact that we simply cannot know (the precise developments of) all circumstances in a well, cavern and the subsurface with utter precision, we are led to invoke *probability theory* for our formalization. As phrased above, each (combination of) adverse situations can be considered a “state”, and some states can progress to particular other states with a certain degree of likelihood. Having realized this, we see that there is an important part of probability theory that offers the tools we need. We shall formalize our scientific thoughts with help of the theory of (*absorbing*) *Markov Chains*. In order to use this theory we must define the transition probabilities $p(i,j)$ from state “i” to state “j” for all states “i” and “j”. Having defined these transition probabilities, we can then compute how likely a certain state is at any time after the start date. In fact, we can follow the evolution of the system all along.

In our case at hand, a definition of the transition probabilities is based on expert knowledge (in-house, literature, interviews or workshop). The experts were questioned about the likelihood of a transition from one state to another. They were asked to estimate this likelihood as the probability of the transition occurring (in either percentages or qualitative statements as negligible, low, medium and high which were then translated into percentages, Table 7.1) within a certain timeframe, expressed in years. These answers were converted to a likelihood expressed as percentage per year. Both the expert knowledge as well as the

translation is qualitative. Hence, we must investigate how the system evolves under a range of acceptable values for these transition probabilities. The results given in this report are general for the considered area and give insight into what one might expect. Surely, all the transitions are expected to develop sufficiently slowly, as we assume that the handling of the well is careful, used materials and operational methods state-of-the-art. For each specific storage case, a case specific quantitative risk analysis is advised.

Table 7.1 Description of the different states

# state	State description	# state	State description
1	Base case	15	High pressure+ formation cracks
2	Failed cementation	16	Unstable cavern + failed cementation
3	Failed packer	17	Unstable cavern + failed casing
4	Failed casing	18	Unstable cavern + formation cracks
5	High pressure	19	Unstable cavern + failed packer + failed casing
6	Unstable cavern	20	Unstable cavern + failed cementation + failed casing + failed packer
7	Formation cracks	21	High pressure + failed packer + unstable cavern
8	Failed casing+cementation	22	High pressure + failed packer + formation cracks
9	Failed casing+cementation+packer	23	High pressure + failed casing + unstable cavern
10	High pressure+failed packer	24	High pressure + failed casing + formation cracks
11	High pressure+failed casing	25	Leakage above hydrogeological boundary
12	Unstable cavern + failed packer	26	Leakage around well
13	High pressure+failed cementation	27	Leakage around cavern
14	High pressure + unstable cavern		

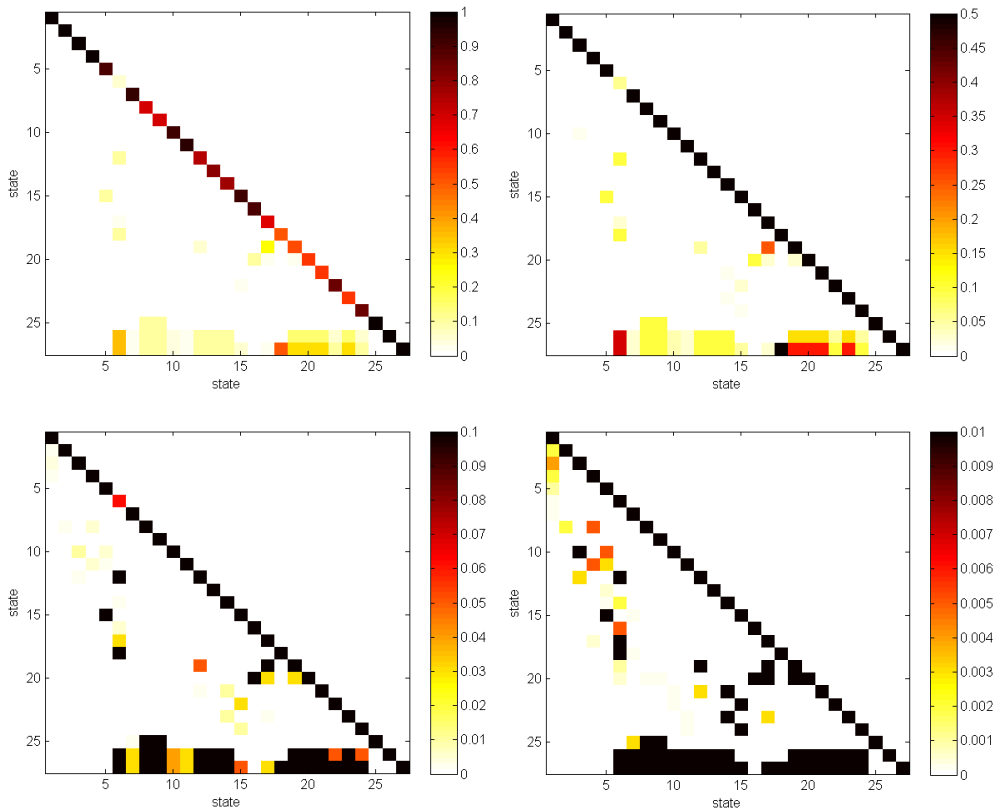


Figure 7.3: Transition probabilities for the base case: from state i (x-axis) to state j (y-axis) (definition of states in table 7.1) for the period of one year. The four figures are the same except for the scale of the color bar. The largest transition probabilities are given for the probability of state i onto itself (top left figure): The probability of going from the base case (=nothing happening) to the base case (=nothing happening) is very large. In the bottom left figure, the transition probabilities to the leakage states (25-27) clearly show. The transition probability from state 5(=unstable cavern) to leakage at the well (state 26) and the cavern (state 27) is relatively high (0.3 means 30% probability in one year).

Figure 7.3 shows the values for the transition probabilities of the base case with different color scales to illustrate the range of values used. The number of states are linked to the states (or combination of states) using Table 7.1. The highest transition probabilities are from the individual state to itself (close to one). Relatively high transition probabilities (<0,35) are defined for the transition from “unstable cavern” to leakage or for “unstable cavern+failed casing+failed cementation+failed packer” to leakage. Very small transition probabilities (<0,005) are defined, for example, from “failed packer” to “high pressure+failed packer”.

Table 7.2 Retention time per state for the base case

# state	Retention time (years)	# state	Retention time (years)
1	104.17	13	5.00
2	454.55	14	4.35
3	76.92	15	11.11
4	95.24	16	10.00
5	9.19	17	3.19
6	1.07	18	2.00
7	15.72	19	2.08
8	3.33	20	2.22

9	3.33	21	2.22
10	12.41	22	6.67
11	16.50	23	2.22
12	3.95	24	6.67

Appendix B lists the input transition probabilities for the base case and other cases as well as the output of the absorbing Markov Chain. One output of the absorbing Markov Chain is the retention time per state. The retention time is defined as the expected time spent in a certain state without developing into another state. Table 7.2 gives the retention time in years for the states (see Table 7.1) of the base case. The retention time for state 1 (base case) is relatively high (100 years), due to the relative low transition probabilities from state 1 (nothing is wrong) to another state (something is happening). The retention time for state 2 (failed cementation) is also relatively large (500 years) since transitions to other (combined) states are not that likely; failed cementation only will not pose a problem, if failed cementation is combined with failed casing the probability of leakage is a lot higher which automatically ensures a short retention time (state 8 has a retention time of 3,33 years).

The results of the Markov Chain analysis can be presented as probabilities of leakage for the three absorbing states: leakage at the hydrogeological base, leakage around the well and leakage at cavern depth. For the base case, the probability of leakage is lowest for the hydrogeological level, higher around the well and higher still for the cavern itself. This can be explained by the definition of states (Table 7.1). The cavern is the location for many different states to occur. Only a few states (for example, states 8 and 9) lead to leakage above the hydrogeological boundary. This is partly due to the fact that our base case describes a working Containment Concept without any permeable faults/layers which could transport the gas oil above the hydrogeological level. This means that there is no other pathway for leakage to occur above the hydrogeological boundary except for the well.

The existence of a permeable layer would increase the probability of leakage at cavern depth. The existence of a permeable fault that intersects the cavern increases the probabilities of leakage at cavern depth and around the well significantly over a period of 30 years. The existence of too thin a salt roof or too thin a salt pillar will lead to instability of the cavern and increased probabilities of leakage at cavern depth and around the well (mainly due to migration of the cavern upwards).

So far, we have assumed transition probabilities without including human interference. This is, however, not realistic. In reality, there are monitoring or mitigation tools (section 5.10) which can and will be used to prevent leakage or act upon observed leakage. If the effects of human interference are taken into account, the probabilities of leakage are reduced considerably. *In other words, mitigation and monitoring is essential in the prevention of leakage.* This fits in with the historical cases discussed in section 7.1: human error accounted for 94.4% of the problems which occurred. In our case we see that human vigilance will be instrumental in warding off leakage to a large extent.

For a full sensitivity analysis, all 24 input states would have to be investigated. However, since some states (or combination of states) are much more important than other states, the sensitivity analysis may be simplified. Important transition probabilities are 1) the transitions concerning the well (cementation, casing and packer) and 2) the probability of an unstable cavern which give a high probability of leakage. The transition probabilities for these variations are described in Appendix B. We have also investigated some worst-case scenarios (Appendix B), which gave higher leakage probabilities.

The Markov Chain analysis gives insight into the effects of different states upon each other and the effects of human interference and faulty site characterization (presence of unknown faults, permeable layers etc.). However, this analysis is based on the literature, the interviews, workshop and in-house expertise. For a broadly carried risk assessment the same experts as in the interviews were asked to give their assessment on the risk concerning eight scenarios described in the next section. The results of the Markov Chain analysis were used to define the scenarios and in-house expertise was used as one of the expert opinions.

7.3 Semi-quantitative risk analysis based on scenarios

7.3.1 Method

Several scenarios are identified as most likely based on the absorbing Markov Chain analysis described in section 7.2. The scenarios consist of a logic combination of states leading to leakage of gas oil from the cavern or the well into the surrounding rock. The starting point of all scenarios is the base case. The base case assumes a working containment concept, i.e. gas oil is situated in the cavern and containment is guaranteed around the cavern and well. The scenarios are defined with the following assumptions. There are no permeable faults and no permeable layers directly connected to the cavern. Furthermore, the cavern has a sufficiently thick roof and pillar with respect to the neighboring caverns to ensure stability. Also, the cementation, casing and packer are of good quality. Gas oil storage is operated for a total of 30 years.

The base case state can transfer to one of the defined states (section 7.2). The transition from one state to another can be characterized by a probability for the transition to occur. These probabilities are used to find the more likely combinations of states (or order of state changes) that eventually lead to leakage. Well failure, unstable cavern and high pressure are the states that are considered to be the first transition from the base case. From these states to the absorbing states (leakage), several paths are possible. The paths are chosen such that the more likely transition probabilities from one state to another form the different scenarios. The scenarios are defined from the base case following the more likely paths to (one of the) leakage states. We have defined a total of eight scenarios to be investigated in more detail. The scenarios consider leakage at two different levels; at cavern level and above the hydrogeological base. The latter case involves possible contamination of potable aquifers, which is to be avoided at all cost. In these scenarios the hydrogeological base is assumed to be at a depth between 10 and 60 meter, while the caverns are situated at a depth between 300 and 500m.

In the semi-quantitative risk assessment we assume that risk = probability x consequence. The impact of a leak on human health, safety and environment can be investigated by relevant experts. Here we first concentrate on probability of occurrence and the magnitude of breach of confinement. Experts from a variety of fields were consulted to determine the probability of occurrence and the magnitude of the breach of confinement per scenario for no human interference and human interference in the form of control measures where leakage is measured and measures are taken to ensure repair of the leak within a three month period. The probabilities and magnitudes determined by the experts are used to build a risk matrix that orders the scenarios from low to high chance and impact and therefore risk.

7.3.2 Scenarios

We have defined eight scenarios: one expected evolution scenario (base case) and seven alternative evolution scenarios (hazard scenarios):

1. Base case, working containment concept;
2. Well failure resulting in leakage below the hydrogeological base;
3. Well failure resulting in leakage above the hydrogeological base;
4. Unstable cavern resulting in cavern leakage;
5. Unstable cavern resulting in well leakage;
6. High pressure resulting in leakage at cavern level;
7. High pressure resulting in well failure and leakage below the hydrogeological base;
8. High pressure resulting in well failure and leakage above the hydrogeological base.

These eight scenarios are described in more detail below:

1. Base case, working containment concept

Scenario characterization: The containment concept implies guaranteed containment of the gas oil within the cavern and the well. No permeable layers and/or permeable faults are present that intersect the cavern. Furthermore, the roof of the cavern and the pillars of salt between the caverns are sufficiently thick to ensure cavern stability, and the wells are of good quality with good cementation, casing and packer.

2. Well failure resulting in leakage below the hydrogeological base

Scenario characterization: Well failure leading to leakage below the hydrogeological basis caused by degradation of the cementation and casing or by degradation of the packer which forms the dividing barrier between the cavern and well.

Control measures: For the detection of leakage from the well, annulus pressure monitoring is used to detect leakage of the casing and packer. If required, the leaking well will be subjected to a work-over.

3. Well failure resulting in leakage above the hydrogeological base

Scenario characterization: Well failure leading to leakage above the hydrogeological base involves failure of cementation, casing, and tubing at shallow depth.

Control measures: For the detection of leakage from the well, annulus pressure monitoring is used to detect leakage of the casing and packer. If required, the leaking well will be subjected to a work-over.

4. Unstable cavern resulting in cavern leakage

Scenario characterization: In this scenario, the cavern has become slightly unstable (no formation of a sinkhole). The causes of the instability might be a thinner pillar in between the salt caverns or thinner salt roof above the cavern. A slightly unstable cavern can cause leakage due to the formation of cracks around the cavern and damage to the well (packer; see Scenario 5).

Control measures: Regular sonar measurements are proposed to monitor changes to the shape of the cavern, at least every 5 years and in the beginning with higher frequency (yearly). If needed detailed assessment of the deformation and its consequences will be performed possibly leading to ceasing the storage activities in the most extreme case. is monitored. Furthermore, safe-guards are installed to prevent high pressure inside the cavern.

5. Unstable cavern resulting in well leakage

Scenario characterization: Instability of the cavern results in leakage around the well by inducing failure of the well. Failure of the well involves both failure of the cementation and the casing (and possibly the packer).

Control measures: Regular sonar images are proposed to monitor the changes to the shape of the cavern, at least every 5 years and in the beginning with higher frequency (yearly). If required the well will be subjected to a work-over. Pressure in the well and well annulus is monitored. Furthermore, safe-guards are installed to prevent high pressure inside the cavern.

6. High pressure resulting in leakage at cavern level

Scenario characterization: In this scenario, an increase in pressure develops inside the cavern such that cracks are formed which lead to leakage at cavern level. The cavern is normally operated under a lower pressure than the lithostatic pressure. For an increase in pressure to occur, such that the pressure is higher than the lithostatic pressure and cracks may be formed, a cascade of human errors is necessary. For example, the outflow of brine in the brine well is not allowed causing an immediate increase in pressure in the cavern.

Control measures: Pressure in the well and well annulus is monitored. Furthermore, safe-guards are installed to prevent high pressure inside the cavern.

7. High pressure resulting in well failure and leakage below the hydrogeological base

Scenario characterization: In this scenario, an increase in pressure in the cavern leads to failure of the packer and/or failure of the cementation and casing leading to leakage of the well below the hydrogeological base.

Control measures: Pressure in the well and well annulus is monitored. Safeguards are installed to prevent high pressure inside the cavern.

8. High pressure resulting in well failure and leakage above the hydrogeological base

Scenario characterization: In this scenario, an increase in pressure in the cavern leads to failure of the casing and cementation at shallow levels which causes leakage above the hydrogeological base

Control measures: Pressure in the well and well annulus is monitored. Safeguards are installed to prevent high pressure inside the cavern.

7.3.3 Risk matrix

The risk matrix shown in Figure 7.4 is used for the scenario analysis by the experts. In this matrix the sub-classes are defined as negligible, low, medium and high with associated probabilities and consequences of the leakage. The consequences of leakage (breach of confinement) are ranked according to the relative area and timescale of the leakage before the leakage is repaired. Since *risk* is defined as *probability x consequence*, the higher risks are associated with higher probability and larger areas and timescales of the leak.


Breach of confinement	High >1m ² , 3 month				
	Medium >1m ² , <1 month				
	Low <1m ² , 3 month				
	Negligible <1m ² , <1 month				
		Negligible <0.001	Low 0.001-0.01	Medium 0.01-0.1	High >0.1
 Probability					

Figure 7.4 Risk matrix for the scenario method. The color scale indicates the level of risk from negligible (blue) to low (green) to medium (orange) and high (red).

The following questions were asked to the experts based on the risk matrix:

- What is the probability for the scenario to occur when control measures have not been implemented? And what will be the magnitude of the consequences?

What is the probability for the scenario to occur when control measures are implemented? And how high will be the magnitude of the consequences?

- Is the list of selected scenarios complete for the purpose of risk analysis for the use of salt caverns for gas oil storage? If not, please describe the scenario(s) that you consider missing.

Are the scenarios adequately characterized? If not, please give your proposed additions or changes to the scenario(s).

The following questions address the probability that the site characterization could be faulty which implies that some of the assumptions made for the containment concept are invalid.

- In case a permeable layer is in contact with the cavern, how high do you consider the probability of leakage? Elaborate the effect for each relevant scenario.
- In case a permeable fault is present in the direct vicinity of the cavern, how high do you consider the probability of leakage? Elaborate the effect for each relevant scenario.
- In case the cavern has a thin roof (i.e. not thick enough to ensure stability), how high do you consider the probability of leakage? Elaborate the effect for each relevant scenario.

- In case a thin pillar exists between two caverns (i.e. not thick enough to ensure stability), how high do you consider the probability of leakage? Elaborate the effect for each relevant scenario

7.3.4 Summary of the expert opinion

The probability of occurrence and the magnitude of the breach of confinement have been assessed by the experts for the eight scenarios described in the previous section. The results are presented in the risk matrix (Table 7.3).

Table 7.3: Risk matrix for the eight scenarios. The background colors indicate from negligible (blue) to low (green) to medium (orange) to high (red) risk. The numbers indicate the scenarios with the arrow the change in risk from no human interference to control measures that are implemented. The colors of the symbols are used for different experts/expert groups: orange: experts who has described the risk with human interference only; blue and purple for two experts/expert groups.

Breach of confinement	High >1m ² , 3 month	5		6	
	Medium >1m ² , <1 month	5	6	4	4
	Low <1m ² , 3 month	6	8	4	6
	Negligible <1m ² , <1 month	1	8	3	2
		1	7	2	3
	Negligible <0.001	Low 0.001-0.01	Medium 0.01-0.1	High >0.1	
					Probability

The risk matrix shows the risk assessed by experts for the eight scenarios without and with human interference (i.e. control measures). The experts (in total eight) vary in background from geology to geomechanics to well integrity. They were asked to fill the risk matrix according to their expertise or leave the matrix empty if their expertise was not sufficient. As shown in the risk matrix, three different experts/expert groups (one is the accumulation of in-house expertise) assessed the risk. Considering human interference, scenarios 1, 2, 3, (5), 7 and 8 all show a low risk of leakage. For scenarios 4, (5) and 6 the breach of confinement will be larger and hence also the risk. Without human interference, scenarios 4, 5 and 6 also yield

the highest risk of leakage. Overall, both the breach of confinement and the probability of occurrence are assessed as higher in case of no human interference, except for the base case where the risk is considered negligible in both cases. There appears to be fewer consensus on the risks in case of no human interference, indicating that risk assessment by experts for no human interference is more difficult. One of the experts indicated that 'no human interference' was unrealistic and hence risk assessment unnecessary.

The experts generally consider the list of scenarios as complete. They indicate possible other scenarios as leakage at the well head, demolition of the well head (resulting in loss of pressure), and technical failure of the surface equipment. Leakage at the well head is similar to leakage at hydrogeological level since the gas oil will be directly into contact with the groundwater. As such, this risk is adequately modeled in chapter 6. As for demolition of the well head and technical failure of the surface equipments, these risks have to be avoided by control measures as periodic checks of equipment listed in the surface risk assessment (Schreiner, 2010).

Extra control measures mentioned by the experts considering scenarios 2 and 3 are:

- Wellbore inspections and pressure tests before use of well.
- Using a double- walled liner during storage operations
- Casing inspection measurements on regular base (e.g. every 5 – 10 years).
- Monitoring leakage into the control annulus (oil can be released if necessary).
- Continuously monitoring the second cemented annulus between casing and outer liner string.

Extra control measures mentioned by the experts concerning scenarios 4 and 5 are:

- Assessment of surface subsidence by the means of precision leveling.
- Determination of site specific cavity changes by repeated ultrasonic measures.
- Permanent observation of the stability by means of a stationary seismic survey.

Concerning a faulty site characterization (unexpected presence of a permeable layer, permeable fault, thin roof and thin pillar), the experts commented per situation as described below.

Permeable layer

If a permeable layer is in contact with the cavern there is a high probability of leakage. However, at the proposed location for gasoline storage the probability of leakage is negligible because the overlying rock layers (anhydrites and anhydritic claystones) and underlying rock layers (claystones) are of (very) low permeability and no permeable layers exist within the salt.

Permeable fault

If a permeable fault (zone) is in direct contact with the cavern there is a large probability of leakage and the degree of breach of confinement dependent of the fault characteristics. However, faults within the salt are not permeable and hence the probability of leakage negligible. Faults in contact with the well are sealed by casing and cementation and hence the probability of leakage above cavern level is also negligible if relevant control measures are taken.

Thin cavern roof

In case the cavern has thin pillars or a thin roof there will be a high probability of leakage and a high amount of gasoline loss. However, the probability of the occurrence of a thin roof and thin pillars at the proposed location of storage is negligible considering the geologic setting of the cavern with a thick impermeable rock layer above and below the salt layer containing the cavern.

Thin pillar

In case the salt pillar between caverns is thin, the pillar may show dilatancy and therefore increased permeability possibly resulting in leakage through the pillar. The magnitude of loss will be high. In addition, leakage may cause subsidence which induces well failure and possibly leakage. However, monitoring and thorough cavern selection will reduce the probability to negligible.

7.3.5 Long term risk after abandonment of storage

In good salt mining practices a small layer of blanket oil (approximately 100 to 200 m³) is used to prevent unwanted early upward cavern development. Due to the lower density of gas oil, the gas oil will float on top of the brine. As a consequence the cavern will develop laterally. Blanket oil is partly removed at abandonment of a cavern, however some gas oil will remain trapped in pockets in the roof of the caverns. AkzoNobel conducted a study on the remaining volume of gas oil after operations and found that it can be substantial. An important issue to address is the long term risk of this trapped gas oil. In chapter 6, the extent to which gas oil penetrates into the salt after abandonment was calculated. The results of the STOMP model calculations show that during a period of 10.000 years after abandonment the gas oil penetrates approximately 3 m into the rock salt and does not reach the overlying geological layers (Table 6.2 and Figure 6.8). Abandonment of the gas oil caverns, therefore, does not pose an additional risk regarding gas oil leakage into overlying groundwater bodies provided we assume that the cavern remains stable. However, this is not a valid assumption for a 10.000 year period. Furthermore, leaving behind a substantial amount of gas oil is a violation of the storage permit and hence will not be allowed by the regulator. Therefore, AkzoNobel investigated in more detail this abandonment scenario for the selected caverns, and developed a bow-tie for the top event "gas oil cannot be retrieved from the salt cavern at abandonment", and found a way to minimize the risk of residual oil being trapped in the cavern at abandonment.

Other long term risks of cavern abandonment are dealt with in the standard salt cavern abandonment procedures.

7.3.6 Comparison to other studies

Veil et al. (1998) consider the risks of storage of NORM contaminated oil field wastes in salt caverns. They consider (Tomasko et al. 1997) inadvertent intrusion by unintentionally drilling a well into a closed cavern; failure of the cavern seal due to increased pressure from salt creep and geothermal heating; release of contaminated fluid through cracks, leaky interbeds, or non-homogeneous zones composed of higher permeability material and partial cavern roof fall. They based the probability of cavern failure on "best-estimate" and "worst-case" estimates provided by a panel of experts. Averaged best estimates for the different scenarios ranged from 0.006 (0.6%) for partial roof fall plus cavern seal failure and fluid release at shallow depth, to 0.1 (10%) for partial roof fall plus fluid release at depth. Averaged worst-case estimates ranged from 0.04 (4%) for seal failure with fluid release at shallow depth, to 0.29 (29%) for partial roof fall plus fluid release at depth (Tomasko et al. 1997). Even though

this study focuses on the risk of cancer due to NORM contaminated waste fluid release, the identified risks on the probability of fluid release in the subsurface are similar to the gas oil storage risks identified.

In our study, we find a range of probabilities for fluid release at shallow depths of 0.04% to 0.3%, and a range of probabilities for fluid release at cavern depth of 0.07% to 2.5% after 30 years. The worst-case scenarios give a 2.6% probability of fluid release at shallow depths and 8.6% probability of fluid release at cavern depth. The probability of fluid release at shallow depths is quite similar to the NORM study. The probability of fluid release at cavern depth is 3-5 times lower. Keeping in mind that the NORM study is based on a specific storage site, contrary to our study, which is general for the Twente area, the found probabilities of fluid release are actually quite similar. Since both studies are based on expert knowledge, this provides a measure of confidence in our translation of the expert knowledge into probabilities.

7.4 Suitability Checklist for Strategic Storage of Gas Oil in a Salt Cavern

In this section the generic risk assessment and risk quantification is used to formulate a checklist of requirements that a selected cavern must comply with to be suitable for storage of gas oil. Our risk assessment is based on a working containment concept and deviations thereof (section 0). *Initial conditions and assumptions* underlying the theory of the working containment concept are translated into requirements that are included in the checklist. Requirements are subdivided into three categories: unconditional requirements, conditional requirements, and monitoring requirements:

- *Unconditional requirements* must be met. Failure to comply with an unconditional requirement excludes the investigated cavern from gas oil storage (see Unconditional questions below).
- *Conditional requirements* do not irrevocably exclude a cavern but rather indicate that action must be taken to minimize a potential risk by putting in place barriers. An example is the integrity of the cementation, which requires further investigation in the form of a USIT to provide clarity as to whether or not the cavern (and wells) is suitable for gas oil storage or not (see Conditional Requirements below).
- *Monitoring requirements* that must be implemented to minimize risk and work towards ALARP (see Monitoring requirements below).

Initial conditions and assumptions underlying the containment concept that the cavern must comply with to be suitable for storage

1. The cavern will be used for storage of gas oil.
2. Gas oil will be stored for a maximum period of 30 years.
3. Gas oil is injected and extracted to the cavern via a well which includes a casing secured by cement and a packer close to the cavern.
4. Brine is extracted (as gas oil is injected) and injected (as gas oil is extracted) to the cavern by a well.
5. The cavern is surrounded by Röt A salt at the sides and above.

6. The bottom of the cavern is covered by brine as a control measure. This ensures that the gas oil will not reach the bottom of the cavern.
7. The whole cycle of injection, storage and extraction is an isolated process with no contamination to the surroundings layers.
8. The maximum hydraulic conductivity of the salt is 1.6×10^{-5} m/d.
9. A cavern for which the storage activity is completed is refilled with brine and adheres to the conditions set by the good salt mining practice.

Unconditional requirements that the cavern must comply with to be suitable for storage

1. There are no known indicators for unfavorable containment conditions for the specific cavern, such as:
 - Cavern instability
 - Low pressure
 - Leakage
 - Roof collapse
 - Loss of wellhead pressure/failed pressure test
 - Degraded caprock integrity
 - Fractures
 - Presence of unfavorable insoluble layers
 - Filling with aqueous fluids from surrounding rock (capable of leaching salt)
 - Overpressure/overflowing of the cavern/operational procedure
 - Well/casing/plug problems/failure, including blowout.
2. The cavern is solely situated within the Main Röt Evaporite A rock salt layer.
3. There is no permeable layer within the Main Röt Evaporite salt layers.
4. The cavern is at least overlain by 5 m of Röt C.
5. The roof of the cavern is favorable for gas oil extraction at the end of the storage period.
6. The geometry of the cavern does not favor stress concentration.
7. The distance between different salt caverns within a row of caverns is at least 25 m.
8. Parallel rows of caverns are separated by a pillar that is at least 70 m thick, or a report exists which proves that the cavern under investigation is stable.
9. The pressure in the cavern is equal to or above the hydrostatic pressure.
10. The pressure in the cavern does not exceed the minimum in-situ (lithostatic) stress.
11. The maximum temperature change due to brine/gas oil injection is 20°C inside the cavern.

12. Brine and gas oil is not injected with a temperature below 5 °C.
13. There is no vertical casing displacement.
14. There is no methane release from the cavern-bearing salt formation.

Conditional requirements that must be met for the cavern to be suitable for storage

1. An MIT (Mechanical Integrity Test) is performed prior to storage to assess the integrity of the wells
2. The cementation, casing and packer are of good quality.
3. The cement in the cement annulus is not degraded and was properly bonded to the casing and the surrounding rock during cementation in the section of the well that penetrates the Main Röt Evaporite (roof of the cavern).
4. In case of failure of the casing and/or packer, replacement is installed and checked.
5. In case of serious failure of the cement in the section of the well that penetrates the Main Röt Evaporite (roof of the cavern), replacement is installed and checked.
6. Faults present in underlying and/or overlying strata that are possibly in contact with the cavern have a throw that does not exceed the minimum thickness of the Main Röt Evaporite A rock salt layer. Faults that do have a throw that exceeds the minimum thickness of the Main Röt Evaporite A rock salt layer that are possibly in contact with the cavern must be further investigated with the aim to assess their potential to form a leakage path for gas oil from the cavern to shallow depths above the hydrogeological base.

Monitoring requirements that must be implemented to minimize risk and work towards ALARP

1. The oil and brine pressure is monitored.
2. Pressure is monitored in the well annulus.
3. Composition of annular fluid is monitored for the presence of gas oil components.
4. The gas oil level is periodically monitored.
5. The brine inflow/outflow is monitored (temperature, flow rate, pressure).
6. The gas oil inflow/outflow is monitored (temperature, flow rate, composition, pressure).
7. The shape and extent of the cavern is monitored using sonar before initial gas oil injection, during storage at intervals of 5 years, and after gas oil extraction.

8. Casing and cement bond evaluation is performed at regular basis (e.g. every 10 – 20 years).

8 References

Agency for Toxic Substances and Disease Registry (ATSDR). 1995. Toxicological profile for fuel oils. Atlanta, GA: U.S. Department of Health and Human Services, Public Health Service.

AkzoNobel (2010) Voornemen gasopslag in zoutcavernes in regio Twente. Den Haag, juni 2010.

Anderson, E. I. and Bakker, M. (2008) Groundwater flow through anisotropic fault zones in multiaquifer systems *Water Resources Research*, vol. 44, W11433, doi:10.1029/2008WR006925.

Arts, R., Eiken, O., Chadwick, R.A., Zweigel, P., Van Der Meer, L. and Kirby, G.A. 2004. Seismic monitoring at the Sleipner underground CO₂ storage site (North Sea). In: Baines, S., Gale, J. and Worden, R.J. (eds) *Geological Storage for CO₂ emissions reduction*. Special Publication of the Geological Society, London, 233, 181 - 191.

Axel, G., 2007. Natural gas storage in salt caverns –Present status, developments and future trends in Europe, SMRI 2007 Spring meeting, April 29-May 2, Basel, Switzerland

Bear, J. (1972) *Dynamics of Fluids in Porous Media*, Dover. — ISBN 0-486-65675-6

Bense, V. F. and M. A. Person, 2006. Faults as conduit-barrier systems to fluid flow in siliciclastic sedimentary aquifers. *Water Resources Research*, 42, W05421, doi:10.1029/2005WR004480, 2006.

Bérest, P. and B. Brouard, 1998. A Tentative Classification of Salts According to their Creep Properties. SMRI 1998 Spring meeting, April 19-22, New Orleans, Louisiana, USA

Bérest, P. and B. Brouard, 2003. Safety of salt caverns used for underground gas storage. *Oil & Gas Science and Technology*, 58, 361-384

Bérest, P., Brouard, B. and Durup, J.G., 2001. Tightness tests in salt cavern wells. *Oil & Gas Science and Technology*, 56, 451-469

BGR (1998), *Rock-Mechanical Expertise Concerning the Stability of the Existing Caverns and for Dimensioning of New Caverns in the Hengelo Field*, report (English Translation) prepared by Bundesanstalt Fur Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hanover, Germany, for Akzo Nobel Salt, Hengelo, The Netherlands, 1998.

BGR (2004a), *Rock-mechanical calculations for the stability and integrity of inline pillars within parallel cavern rows*. Report prepared by Bundesanstalt Fur Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover, Duitsland for Akzo Nobel Salt B.V., Hengelo, The Netherlands, November 2004

BGR (2004b), *Investigation in the bearing load of pillars in the Hengelo terrain of Akzo Nobel*. Report prepared by Bundesanstalt Fur Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover, Duitsland for Akzo Nobel Salt B.V., Hengelo, The Netherlands, March 2004

Biringer, K.L., 1984, "Strategic Petroleum Reserve Cavern, Geotechnical Data Base," SAND84-1500, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico.

Birkholzer et al. Brine flow up a well caused by pressure perturbation from geologic carbon sequestration: Static and dynamic evaluations. *International Journal of Greenhouse Gas Control* (submitted)

Boukhelifa L. Boukhelifa, N. Moroni, S.G. James, S. Le Roy-Delage, M.J. Thiercelin and G. Lemaire, 2004. Evaluation of cement systems for oil and gas well zonal isolation in a full-scale annular geometry, SPE Paper 87195, IADC/SPE Drilling Conference Dallas, TX, U.S.A., March 2–4, 2004 (2004)

Bouw, L. and G.H.P. Oude Essink (2003) Fluid flow in the northern Broad Fourteens Basin during Late Cretaceous inversion. *Netherlands Journal of Geosciences / Geologie en Mijnbouw* 82 (1): 55-69.

Cotogino, F. and Gomm, H., 1984. Requirements on the long-term tightness of gas cavern wells improvement and possibilities of repair in the case of leakages, SMRI meeting paper, September 1984

Craun, G.F. 1984. Health aspects of groundwater pollution. In G. Bitton and C.P. Gerba (eds.), *Groundwater Pollution Microbiology*. John Wiley & Sons, New York, p.135-179.

Doe., T.W. and Osnes, J.D. (2006) In situ Stress and Permeability Tests in the Hutchinson Salt and the Overlying Shale, Kansas. Technical Conference paper, Fall 2006 Conference, Rapid City, South Dakota, USA.

Domenico A.D. and F.W. Schwartz (1998) *Physical and Chemical Hydrology*. John Wiley and Sons, Inc. ISBN 0-471-59762-7.

Dufour, F.C. (1998) *Grondwater in Nederland, Onzichtbaar water waarop wij lopen*. NITG-TNO, ISBN 90-6743-536-8.

De Louw (2006): *Wateratlas Twente, De grond en oppervlaktewatersystemen van Regge en Dinkel*. Waterschap Regge en Dinkel / TNO Bouw en Ondergrond.

Eyermann, T.J., 1994. Status of the strategic petroleum reserves. SMRI 1994 Spring meeting, Technical conference, 25-26 April 1994, Houston, Texas.

Evans, D. J. Accidents at UFS sites and risk relative to other areas of the energy supply chain, with particular reference to salt cavern storage, SMRI Fall 2008 Technical Conference, 13-14 October 2008 Galveston, Texas, USA.

Folch, A. and Mas-pla, J. (2008) Hydrogeological interactions between fault zones and alluvial aquifers in regional flow systems. *Hydrogeological Processes* 22, 3476-3487. DOI: 10.1002/hyp.6956.

Gasda, S.E., S. Bachu, and M.A. Celia, 2004. The Potential for CO₂ Leakage from Storage Sites in Geological Media: Analysis of Well Distribution in Mature Sedimentary Basins. *Environ. Geol.*, 46 (6-7), 707-720

Geowulf (2008). Geological framework TWR area compilation report, vol 1. prepared for Akzo Nobel Industrial Chemicals B.V., 2008. report no: GL08.502

GeoWulf (2010) Geological analysis of the Marssteden area, Twente Region for AkzoNobel Industrial Chemicals. GL10.121.

Gerritse, J., Van der Grift, B., Langenhoff, A. (2009) Contaminant Behaviour of Micro-Organisms in Groundwater. Quevauviller, P., Fouillac, A.M., Grath, J., Ward, R. (eds.) Groundwater Monitoring. John Wiley & Sons, Ltd. ISBN 978-0470-77809-8.

Hamby, D.M. (1996) Site remediation techniques supporting environmental restoration activities- a review. *The Science of the Total Environment* 191 (1996) 203-224.

Haertel, V. and Wilzloski, M. 2009. Basic engineering for transformation of brine production cavern to oil storage. Study for AkzoNobel Industrial Chemicals B.V.

Hickerson, R., 1995, "Oilfield Waste Disposal in a Salt Cavern," in Proceedings of the Annual Underground Injection Control and Ground Water Protection Forum, Kansas City, Missouri, October.

Kaluvarachchi, J.J. and Parker, J.C. (1992) Multiphase flow with a simplified model for oil entrapment. *Transport in Porous Media* 7, 1-14.

Kunstman, A and Urbańczyk, K., 2008. Designing of the storage caverns for liquid products, anticipating its size and shape changes during withdrawal operations with use of unsaturated brine, SMRI 2008 Spring meeting, Technical Conference, 28-29 April 2008, Porto, Portugal.

Kutchko, B.G., Strazisar, B.R., Dzombak, D.A., Lowry, G.V., Thaulow, N., 2007. Degradation of well cement by CO₂ under geological sequestration conditions. *Environ. Sci. Technol.* 2007, 41, 4787-4792.

Lehua Pan, Curtis M. Oldenburg, Yu-Shu Wu, and Karsten Pruess, 2009. Wellbore flow model for carbon dioxide and brine. *Energy Procedia* 1 (2009) 71-78

Lenhard, R.J. and Parker, J.C. (1987) Measurement and prediction of saturation-pressure relationships in three-phase porous media. *J. Contam. Hydrol.* 1, 407-424.

Lenhard, R.J., Oostrom, M., White, M.D. (1995) Modeling fluid flow and transport in variably saturated porous media with the STOMP simulator. 2. Verification and validation exercises. *Adv. Water Resources* 18(6), 365-373.

Magri, F., Akar, T. Gemici, U. Pekdeger, A. (2010) Deep geothermal groundwater flow in the Seferihisar–Balçova area, Turkey: results from transient numerical simulations of coupled fluid flow and heat transport processes. *Geofluids* 10, 388–405 doi: 10.1111/j.1468-8123.2009.00267.x

Marsman, A. (2002) The influence of water pollution on the flow of light non aqueous phase liquids in soil. Phd Thesis Wageningen University, ISBN 90-5808-734-4.

Meinardi, C.R., M.S.M. Groot, H.F Prins (2003) Basiswaarden voor spoorelementen in het zoete grondwater van Nederland; gegevens uit de landelijke en provinciale meetnetten (LMG, PMG, LMB, sprengen Veluwe), RIVM rapport 714801028.

Minnema en Snepvangers (2004) Waterschap Regge en Dinkel Grondwatermodel en IR-database ter ondersteuning van waterbeheer in Twente. TNO-rapport, NITG 04-020-B.

Mualem, Y. (1976) A new model for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated porous media. *Water Resources Research* 12: 513–522. doi:10.1029/WR012i003p00513.

MWH B.V., 2010. Salt mining possibilities in areas adjacent to the Hengelo brine field, prepared for Akzo Nobel Industrial Chemicals B.V., Feb 2010

Nichols, W.E., N.J. Aimo, M. Oostrom, M.D. White (1997) *Subsurface Transport Over Multiphases application Guide*. Prepared for the U.S. Department of Energy under contract DE-AC06-76RLO1830. Pacific Northwest National Laboratory.

Nieland, J. D. and Ratigan, J. L., 2006. Geomechanical evaluation of two gulf coast natural as storage caverns. SMRI 2006 Spring meeting, 30 April – 3 May, 2006, Brussels, Belgium

NITG-TNO (1998) *Geologische atlas van de diepe ondergrond van Nederland, kaartblad X: Almelo – Winterswijk*.

Parker, J.C. and Lenhard, R.J. (1987) A model for hysteretic constitutive relations governing multiphase flow. 1. Saturation pressure relations. *Water Resour. Res.* 23, 2187-2196.

Pietsch, K. and Ślusarczyk, R., 1997. Surface seismics as a method of monitoring underground gas storage in salt domes. Presented at the spring 1997 meeting, Cracow, Poland, May 11-14, 1997

Pöppelreiter, M., R. Borkhataria, T. Aigner, K. Pipping (2005) Production from Muschelkalk carbonates (Triassic, NE Netherlands): unique play or overlooked opportunity? *Geological Society, London, Petroleum Geology Conference series 2005*, v. 6, p. 299-315. doi: 10.1144/0060299

Querio, C.W., 1980, Design and Construction of Solution-Mined Caverns for LPG Storage, presented at the Fall Meeting of the Solution Mining Research Institute, Minneapolis, Minnesota, October.

Quevauviller, P., A.M. Fouillac, J. Grath, R. Ward (2009) *Groundwater Monitoring; Water quality measurement series*. John Wiley and Sons, Ltd. ISBN 978-0470-77809-8.

Ratigan, J.L., 2008. Brine String Integrity and Model Evaluation. SMRI Fall 2008 Technical Conference, 13–14 October 2008, Galveston, Texas, USA

Saalbach, B. et al., 2003. Recompletion of a gas storage cavern under atmospheric pressure. SMRI Fall 2003 Conference, 5 – 8 October, Chester, United Kingdom

Saar, M.O. (2010) Review: Geothermal heat as a tracer of large-scale groundwater flow and as a means to determine permeability fields. *Hydrogeology Journal* (2011) 19: 31–52 DOI 10.1007/s10040-010-0657-2.

Schlöder, Z. and Urai, J. (2005) Microstructural evolution of deformation-modified primary halite from the Middle Triassic Röt Formation at Hengelo, The Netherlands.

Schmidt, T.C., Grathwohl, P., Gocht, T., Bi, E., Werth, C.J., 2005. Sorption of organic compounds in the subsurface: experimental approaches, data evaluation and predictive methods. Proc. Consoil 2009, 9 Int. Conference on Contaminated Soil, Bordeaux, France.

Schneider et al., 2002. Leak Detection and Determination of the Fluid Level in the Annulus in the Kiel Underground Gas Storage Facility (Germany) using Fibre Optic Temperature Measurements. SMRI Fall 2002 Meeting, 6 – 9 October 2002, Bad Ischl, Austria

Schreiner, W. 2010. Gebirgsmechanische Bewertung zur Möglichkeit einer Umwidmung von stillgelegten NaCl-Soleproduktionskavernen des Solfeldes Hengelo für die Unterspeicherung von Dieselkraftstoff. IfG-Institut für Gebirgsmechanik GmbH, Leipzig, October 2010.

Schreiner, W., 2010. Rock mechanical appraisal concerning the feasibility of converting abandoned NaCl brine production caverns within the Hengelo cavern field into underground caverns for diesel oil storage-Executive Summary. IfG-Institut für Gebirgsmechanik GmbH, Leipzig, October 2010.

Seni, S.J. and Johnson, D. O., 2005. Regulatory Response to recent events effecting three gas storage facilities in Texas. AGA Annual Meeting, 2005. World Wide Web Address: <http://www.aga.org/NR/rdonlyres/D5AF8AFC-9C14-4C67-939C-42D06D5B8121/0/0504SSENI.pdf>

Thoms, R.L. & Gehle, R.M., 2000. A brief history of salt cavern use (keynote paper). Geertman, R.M. (ed), Proceedings of 8th World Salt Symposium, part 1, Elsevier B.V., 207-214.

Tomasko, D., Elcock, D., Veil, J. and Caudle, D., 1997. Risk analysis for disposing nonhazardous oil field wastes in salt caverns. Prepared for US Department of Energy, Office of Fossil Energy, Argonne National Laboratory, Argonne, IL, December.

Triolo, M.T., Anderson, L.F., Smith, M.V., 2002. Resolving the Completion Engineer's Dilemma: Permanent or Retrievable Packer? SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting, 20-22 May 2002, Anchorage, Alaska

Veil, J., Smith, K., Tomasko, D. Elcock, D. Williams, G. and Blunt, D., 1998. Disposal of NORM-Contaminated Oil field wastes in salt caverns – Legal, economic and risk issues, SMRI 1998 Spring meeting, Technical conference, 19-22 April 1998, New Orleans, Louisiana, USA.

Verweij, J.M., H.J. Simmelink (2002) Geodynamic and hydrodynamic evolution of the Broad Fourteens Basin (The Netherlands) in relation to its petroleum systems. Marine and Petroleum Geology 19 (2002) 339±359

Van de Berg M.W. en C. den Otter (1993) Toelichting bij de geologische kaart van Nederland 1:50.000, Blad Almelo Oost/Denekamp (280/29). Rijksgeologische Dienst, Haarlem.

Van Dijke, M.I.J. and Van der Zee, S.E.A.T.M. (1997) A similarity solution for oil lens redistribution including capillary forces and oil entrapment. *Transport in Porous Media* 29, 99-125.

Van Dijke, M.I.J. (1997) Multi-Phase flow modeling of soil contamination and remediation. Phd Thesis Wageningen University, ISBN 90-5485-802-8.

Van Duijne, H., D. Hendriks, K. van Thiene-Visser, T. Wildenberg (2011) Report of interviews and workshop 2U-CC project (confidential). Deltares Memo 1203390-000-BGS-0016

Van Duijne, H., D. Hendriks, A. Marsman (2012) Cavern-specific risk assessment of gas oil storage in the Marssteden concession based on the Second Use Containment Concept (2U-CC). Report number 1203390-000.

Van Genuchten, M.T. (1980) A closed form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils. *Soil. Sci. Soc. Am. J.* 44, 892-898.

Van Sambeek L.L., 1990. A simple method for modeling the pressure buildup or flow of an abandoned solution well.

Van Sambeek, L. L., 1993, "Evaluating Cavern Tests and Subsurface Subsidence Using Simple Numerical Models," presented at the 7th Symposium on Salt, Vol. I.

Van Sambeek, L.L., 2004. Cluster analysis of active caverns: Akzo Nobel – Hengelo Brinefield. Report prepared by RESPEC, U.S.A. for Akzo Nobel Salt B.V., Hengelo, The Netherlands, April 2004.

Van Sambeek, L.L., Bérest, P. and Brouard, B., 2005. Improvements in mechanical integrity tests for solution-mined caverns used for mineral production or liquid-product storage. prepared for SMRI in cooperation with MIT, May 2005.

Wassing, B.B.T., Van Eck, T., Van Eijs, R.M.H.E. (2004) Seismisch hazard van geïnduceerde aardbevingen. Integratie van deelstudies. TNO-rapport NITG 04-244-B.

Waterbeheerplan 2010-2015, co-productie van Waterschap Groot Salland, Waterschap Reest en Wieden, Waterschap Regge en Dinkel, Waterschap Rijn en IJssel, Waterschap Velt en Vecht.

Watson and Bachu, 2009 T.L. Watson and S. Bachu, Evaluation of the potential for gas and CO₂ leakage along wellbores. SPE Paper 106817, SPE Drilling & Completion 24 (1) (2009), pp. 115–126.

White, M.D., Oostrom, M., Lenhard, R. J. (1995) Modeling fluid flow and transport in variably saturated porous media with the STOMP simulator. 1. Non-volatile three-phase model description. *Adv. Water Resources* 18, 53-77.

Whiting, G.H., 1981, "Strategic Petroleum Reserve (SPR) Geologic Site Characterization Report, West Hackberry Salt Dome," SAND80-7131, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, January.

Yielding, G., 2002, Shale Gouge Ratio – calibration by geohistory, in *Hydrocarbon Seal Quantification* edited by A. G. Koestler and R. Hunsdale, pp. 1-15.

Zhang M. and Bachu S., 2010. Review of integrity of existing wells in relation to CO₂ geological storage: What do we know? *International Journal of Greenhouse Gas Control* (corrected proof)

Appendix A STOMP results generic scenarios

The following figures are shown in this appendix:

No breach of confinement;
Scenario 1; effect after 30 years

Leakage from the salt cavern (at 450 m below the surface)
Scenario 2; effect after 30 years
Scenario 2; effect after 60 years
Scenario 2; effect after 100 years
Scenario 2; effect after 150 years

Leakage from the salt cavern into an 'open' normal fault (at 450 m below the surface)
Scenario 3; effect after 30 years
Scenario 3; effect after 60 years
Scenario 3; effect after 100 years
Scenario 3; effect after 150 years

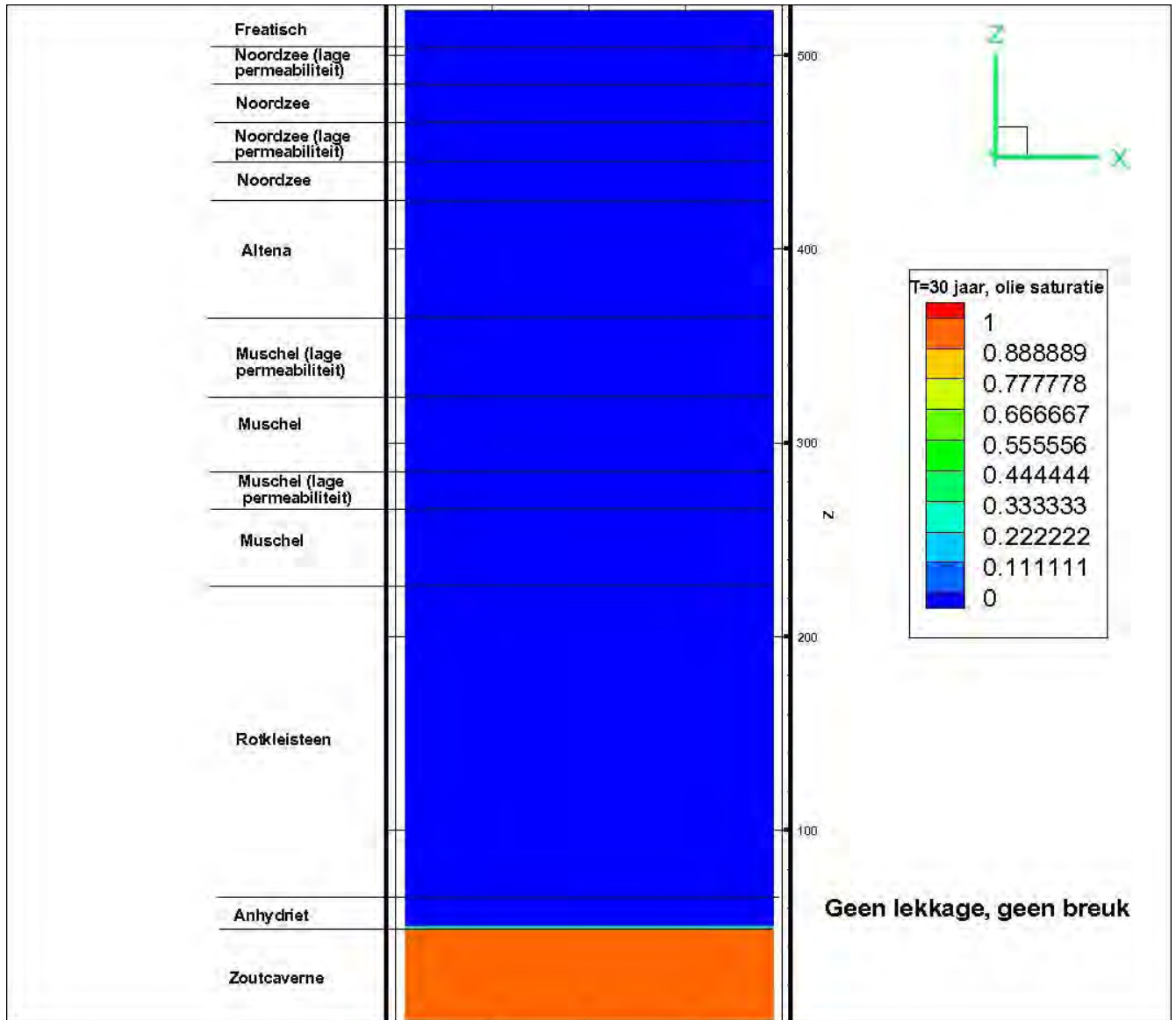
Leakage from the well below the hydrogeological base (at 100 m below the surface)
Scenario 4; effect after 30 years
Scenario 4; effect after 60 years
Scenario 4; effect after 100 years
Scenario 4; effect after 150 years

Leakage from the well below the hydrogeological base into an 'open' normal fault (at 100 m below the surface)
Scenario 5; effect after 30 years
Scenario 5; effect after 60 years
Scenario 5; effect after 100 years
Scenario 5; effect after 150 years

Leakage from the well above the hydrogeological base (at 20 m below the surface)
Scenario 6; effect after 1 years
Scenario 6; effect after 2 years
Scenario 6; effect after 5 years
Scenario 6; effect after 10 years
Scenario 6; effect after 15 years

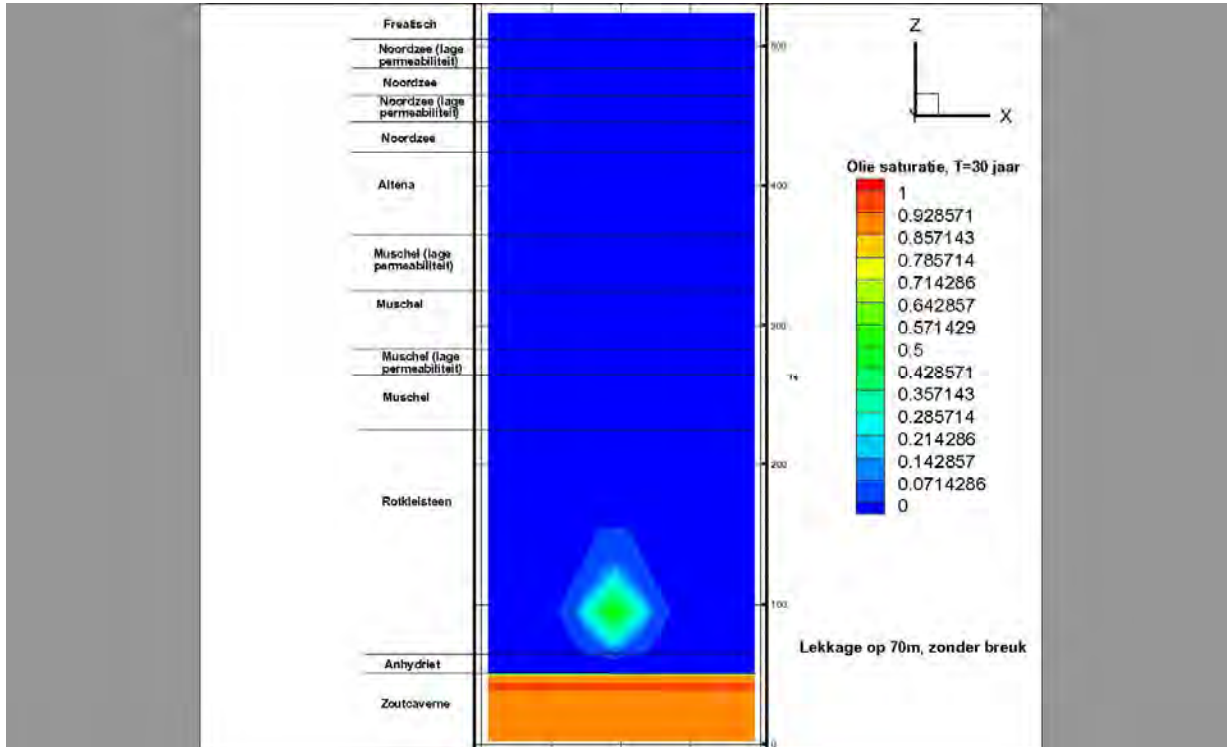
Situation after abandonment (no breach of confinement)
Scenario 7; effect after 10.000 years

Scenario 1; effect after 30 years*



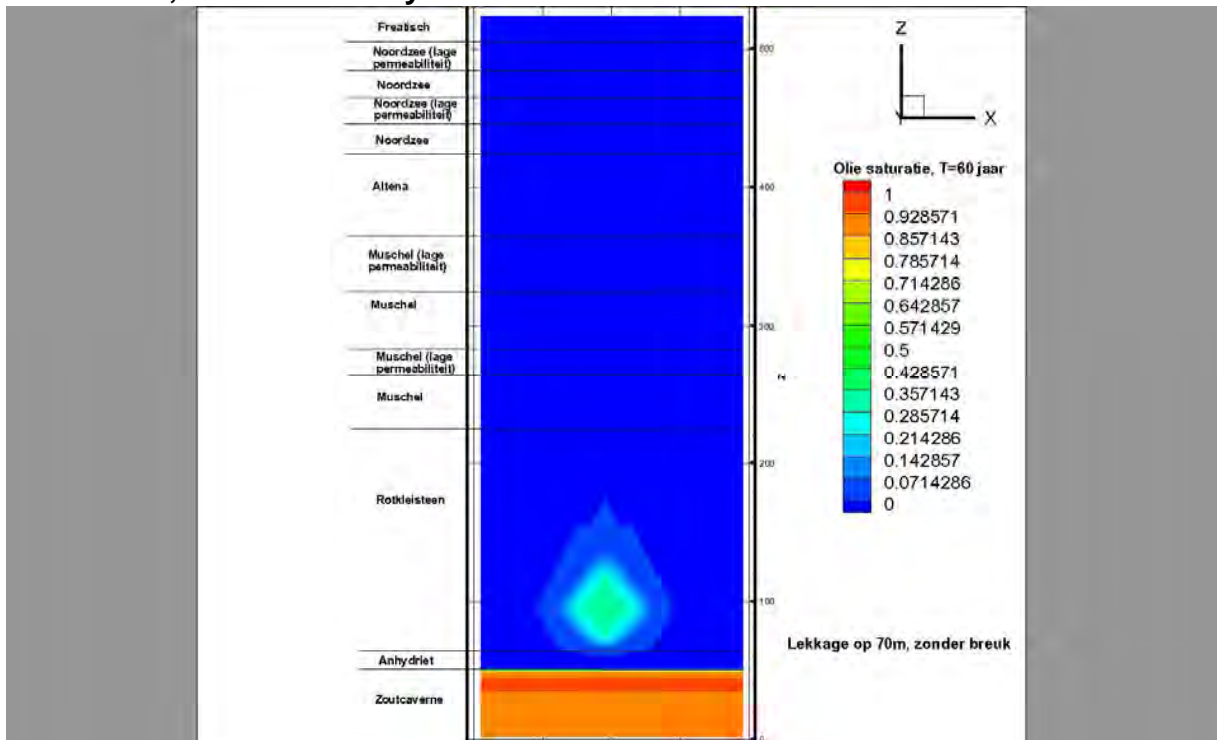
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 2; effect after 30 years*



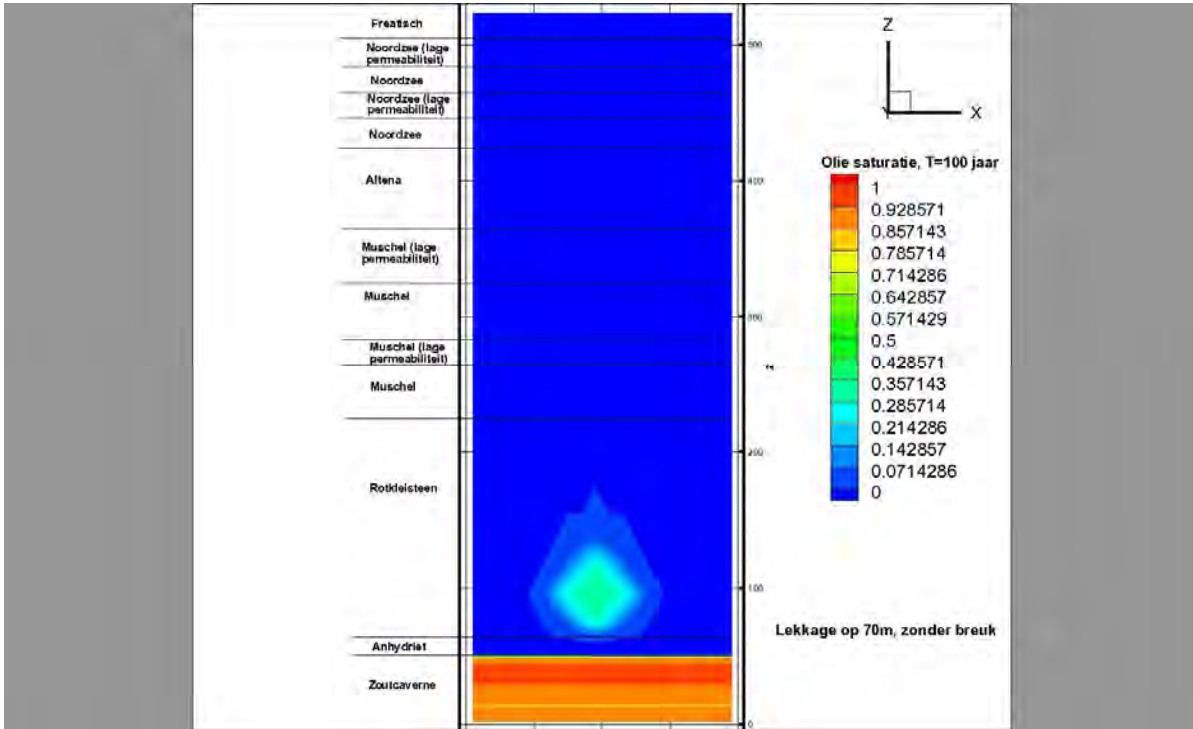
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 2; effect after 60 years*



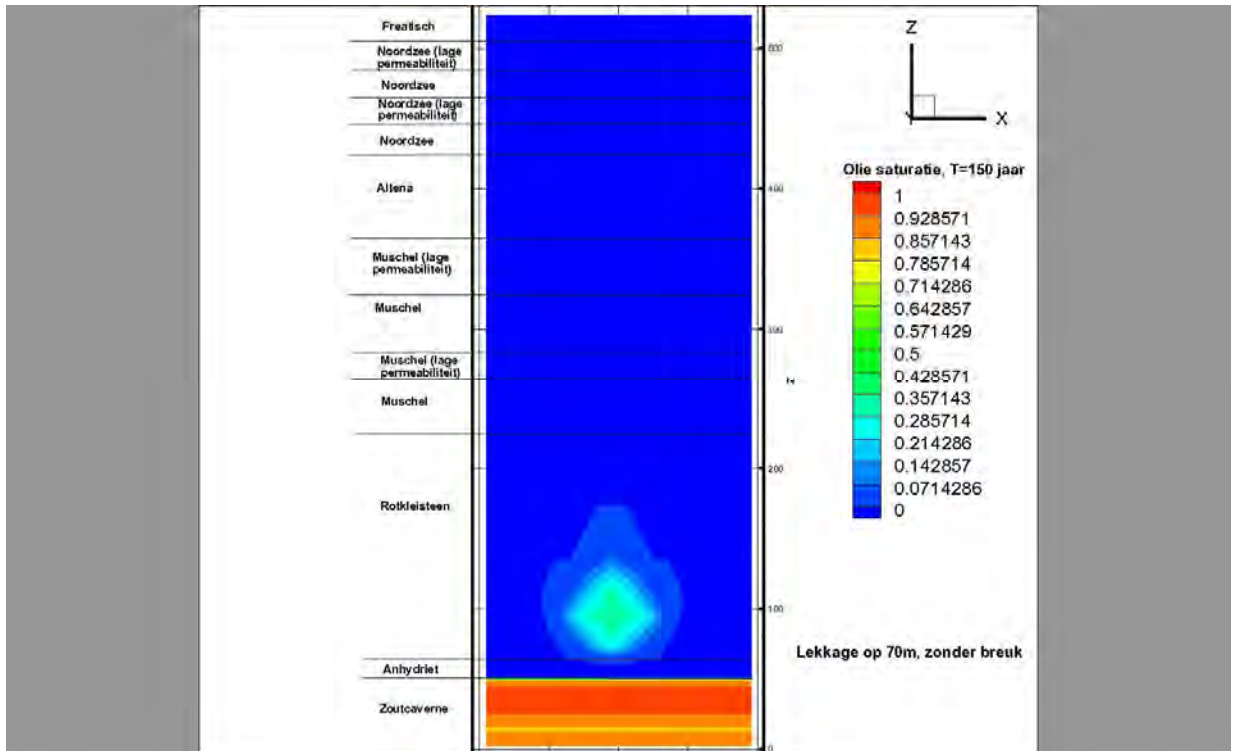
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 2; effect after 100 years*



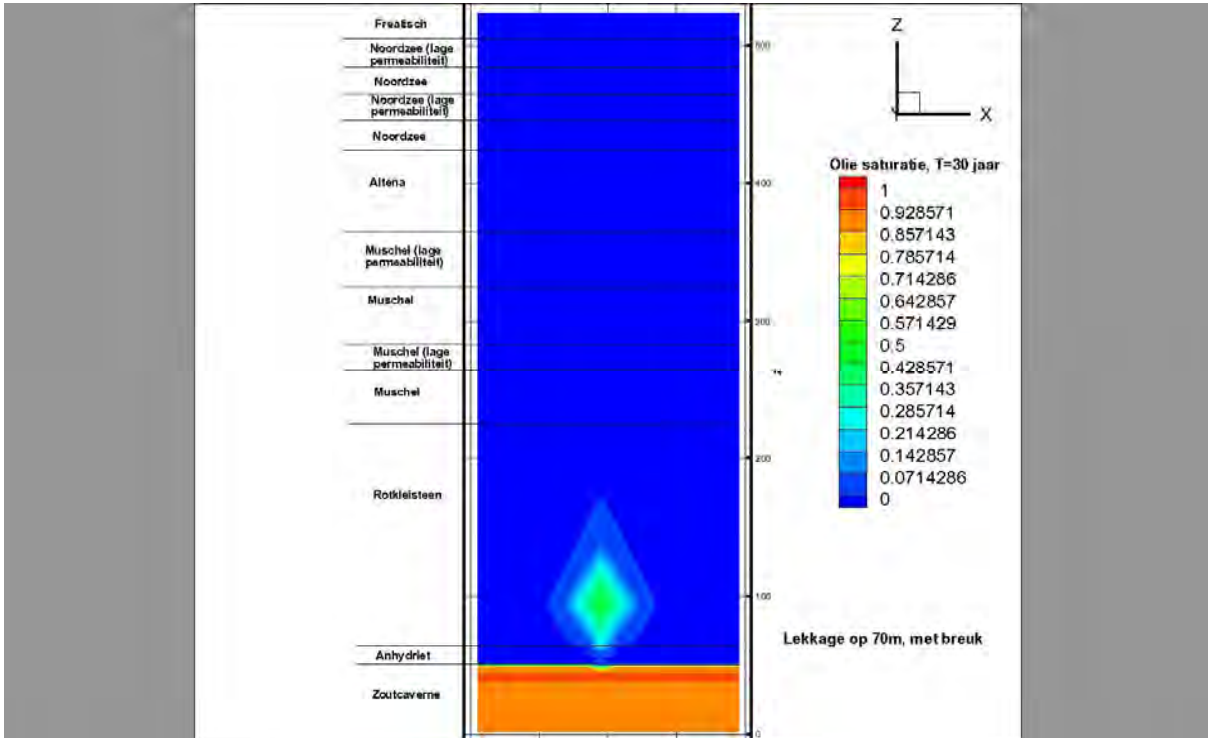
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 2; effect after 150 years*



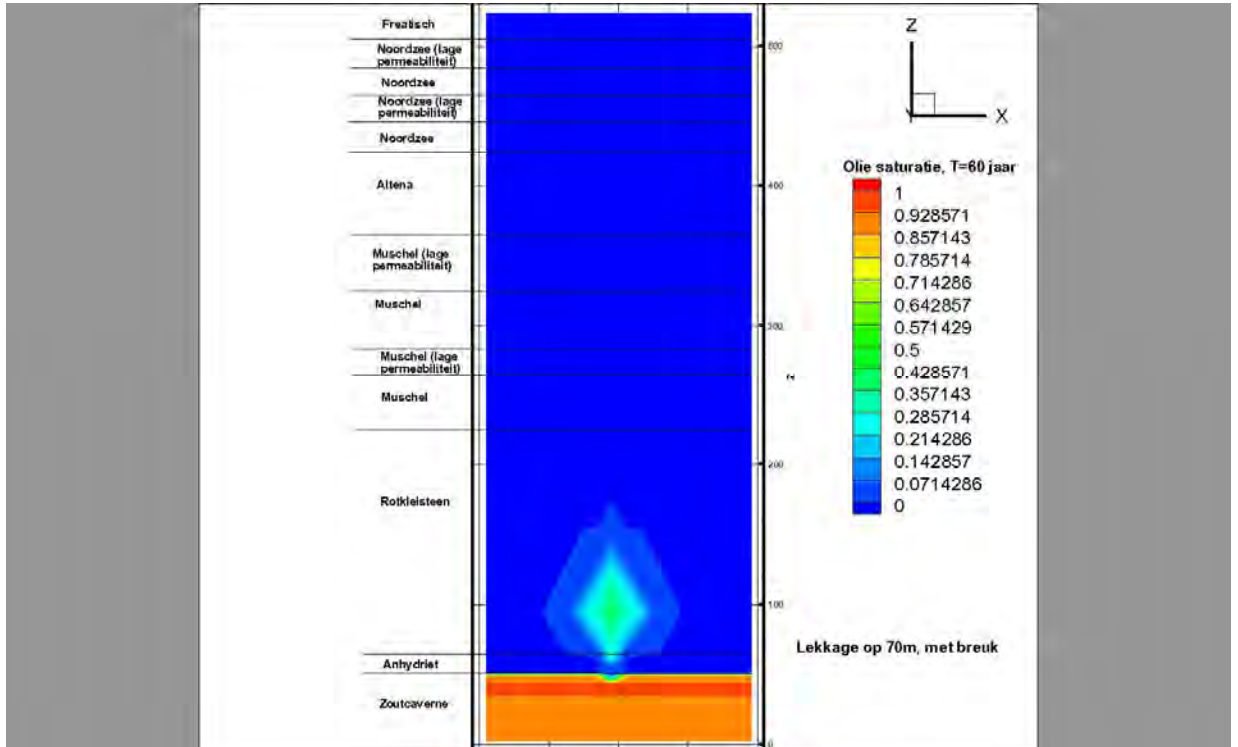
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 3; effect after 30 years*



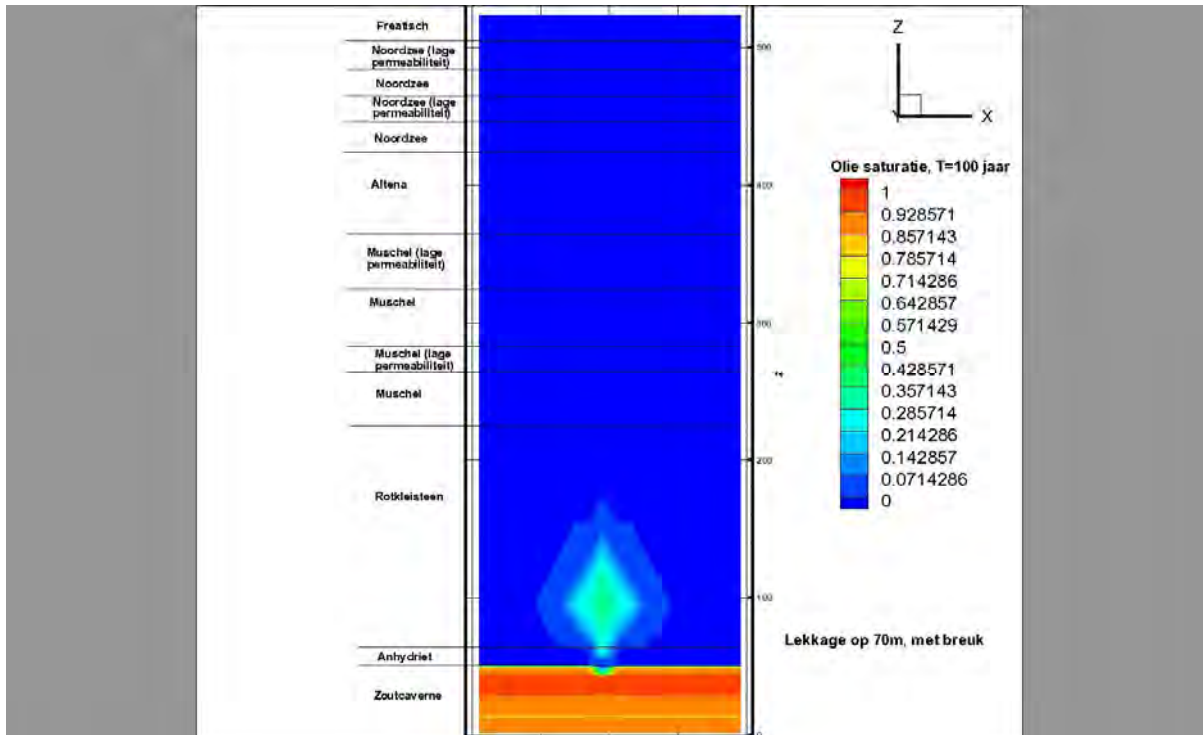
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 3; effect after 60 years*



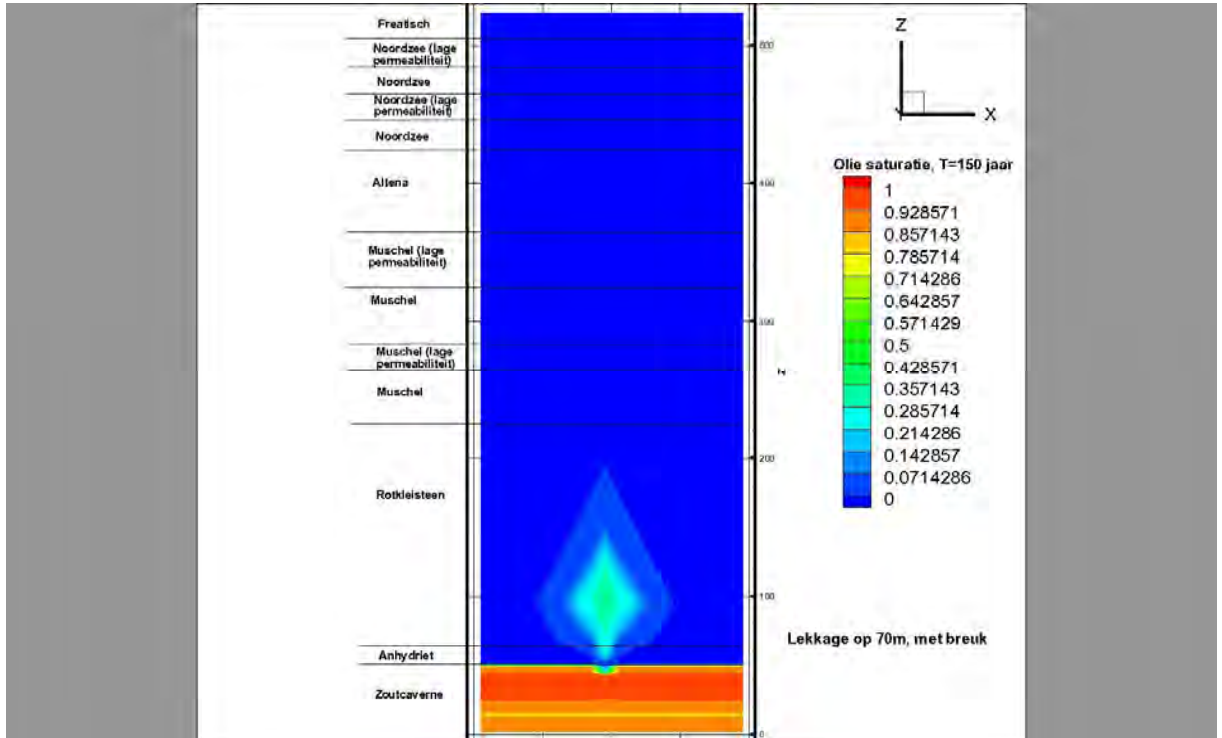
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 3; effect after 100 years*



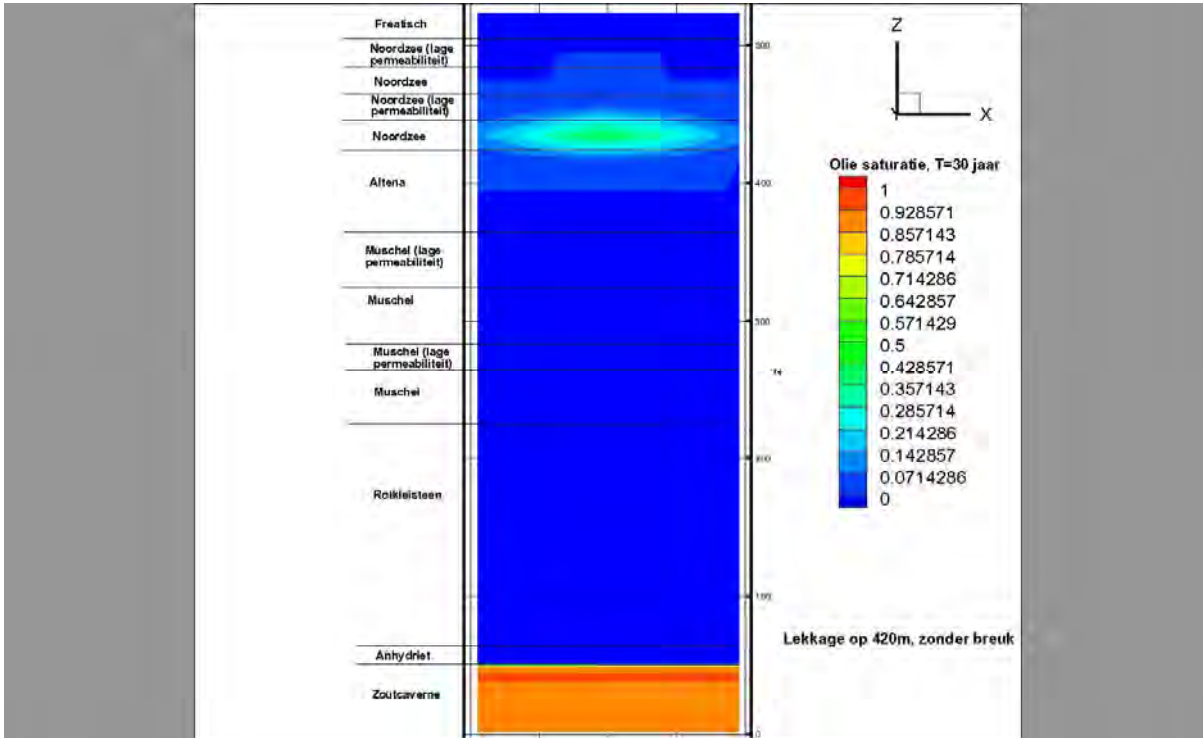
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 3; effect after 150 years*



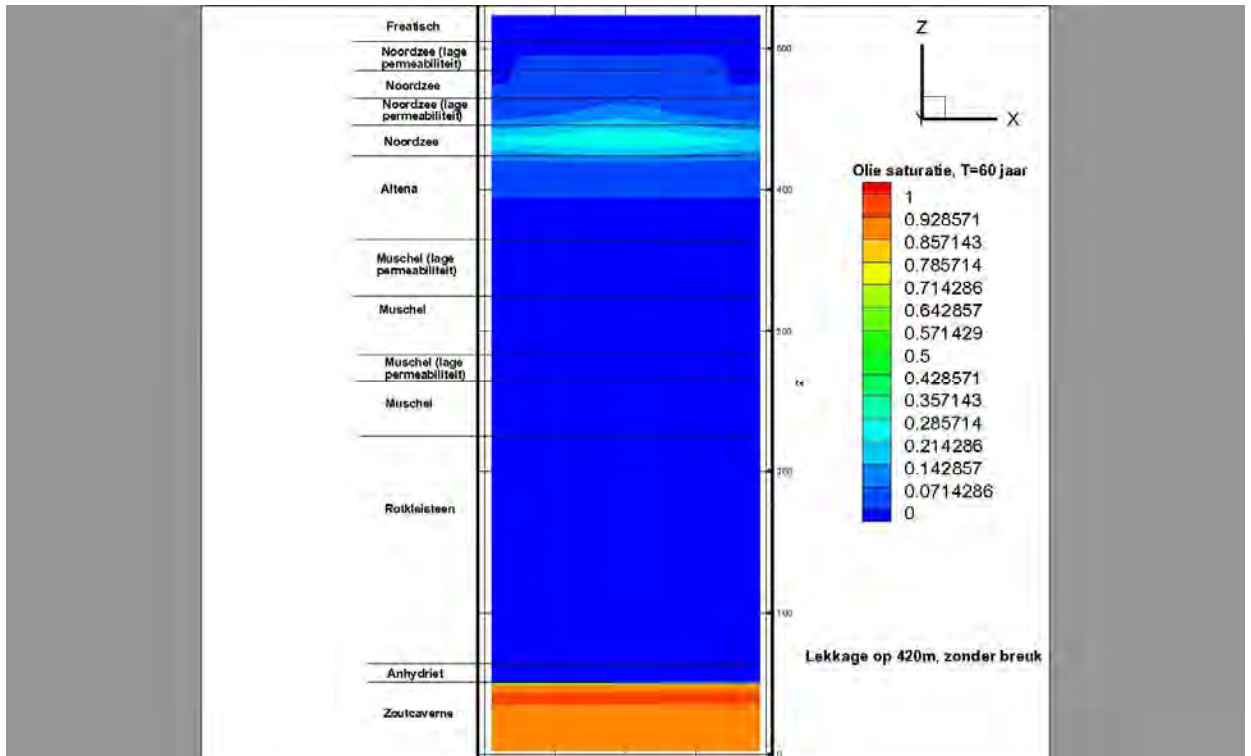
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 4; effect after 30 years*



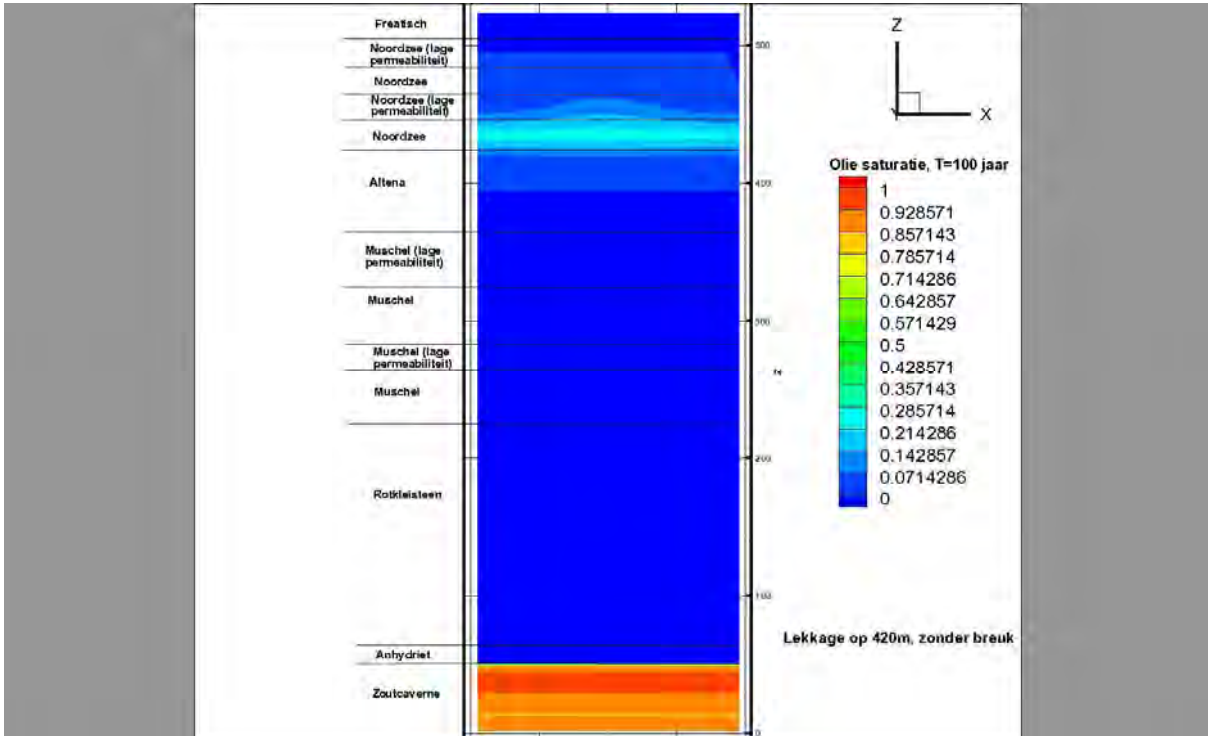
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 4; effect after 60 years*



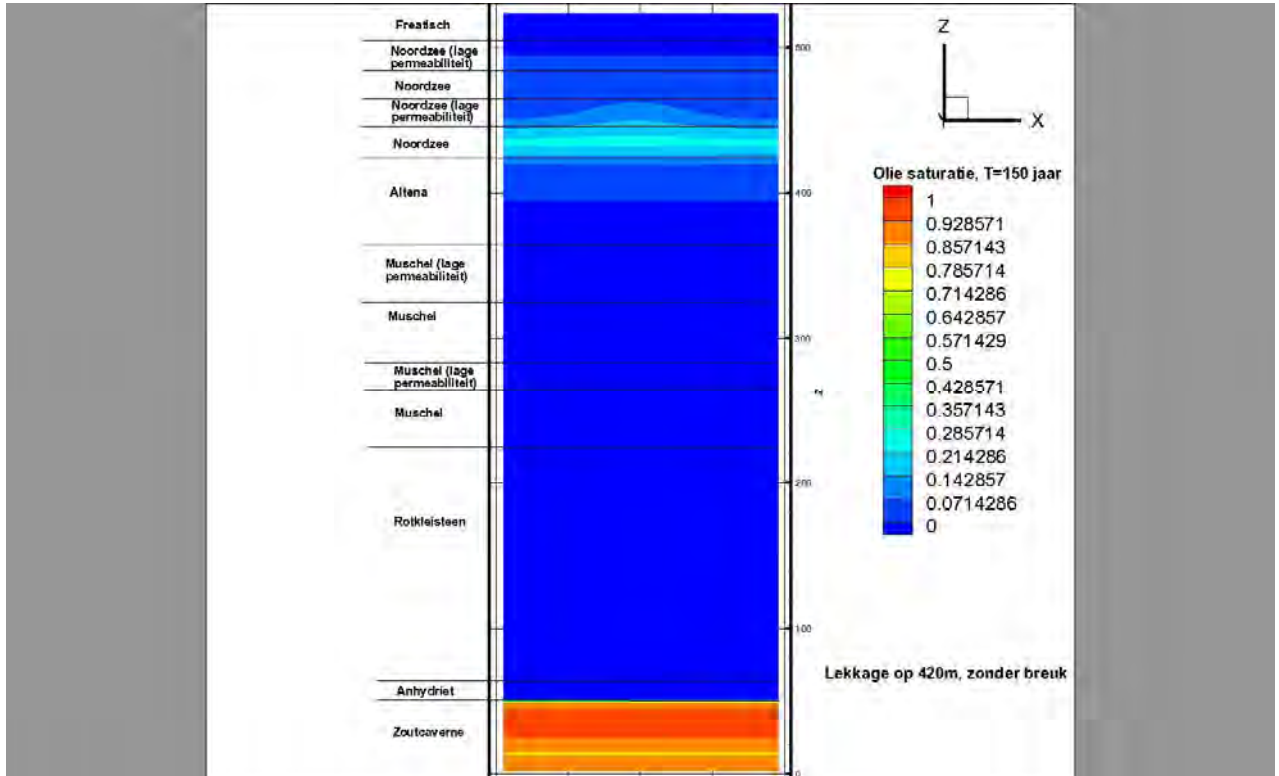
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 4; effect after 100 years*



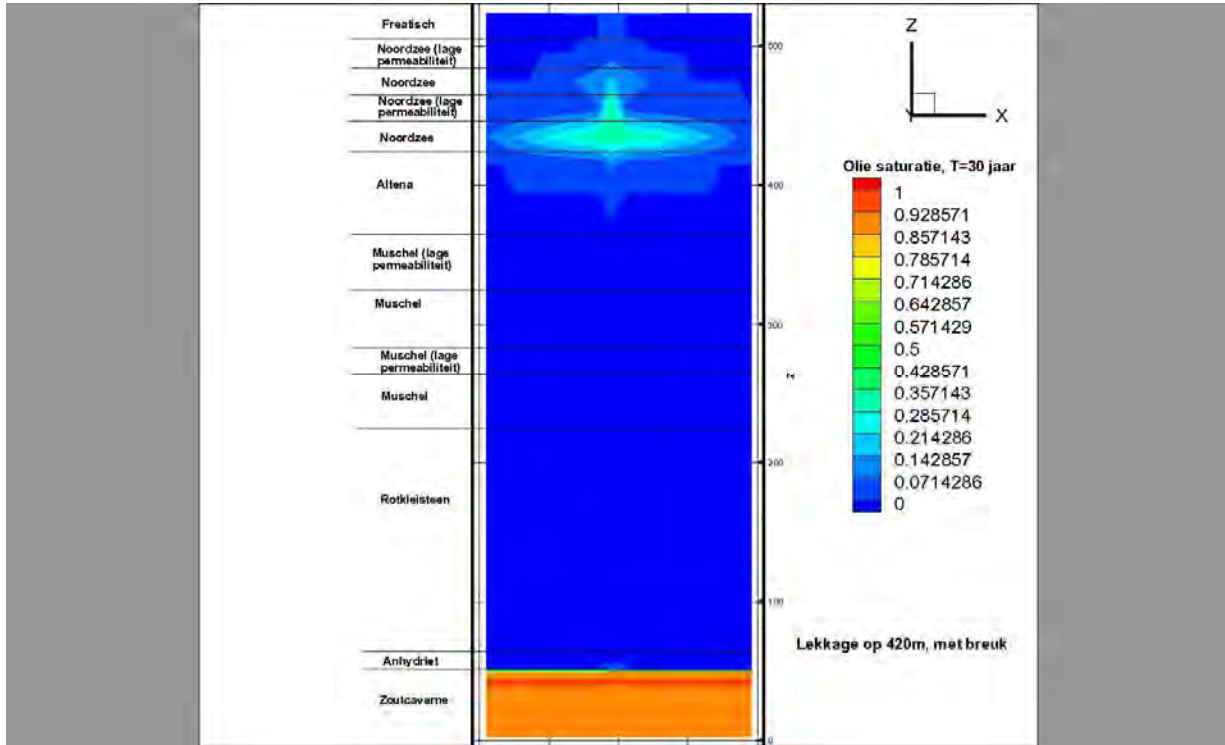
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 4; effect after 150 years*



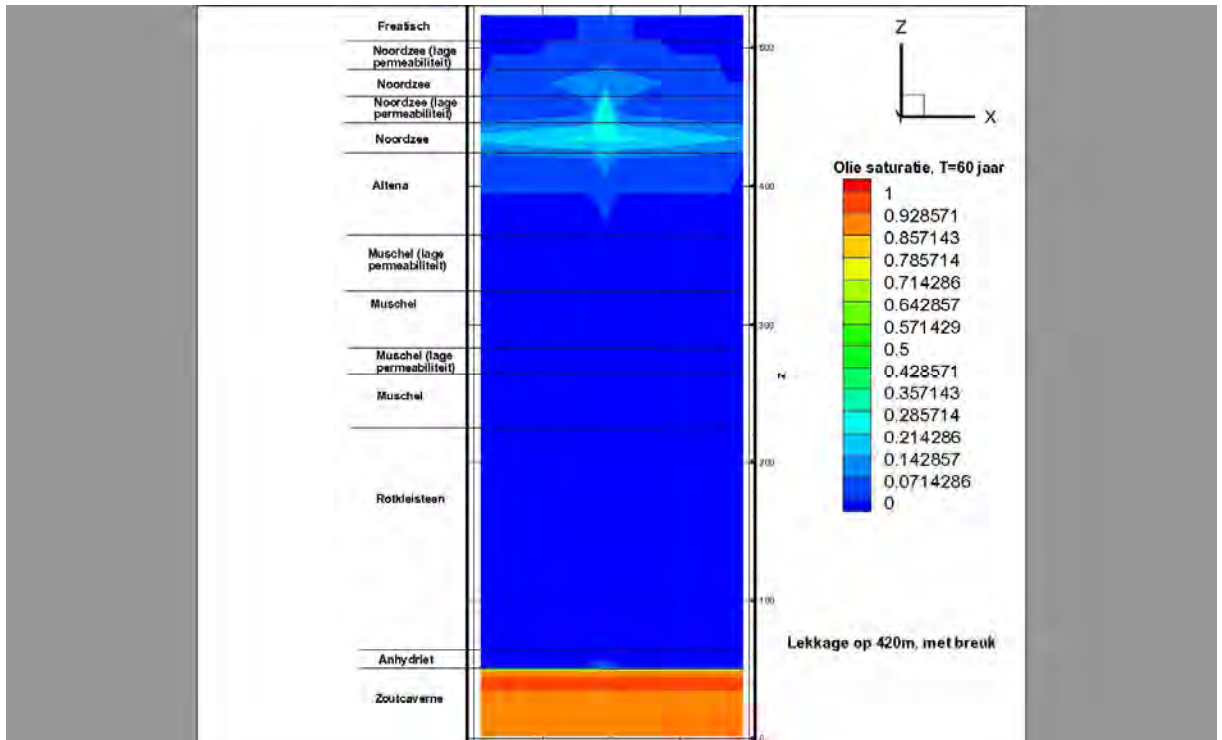
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 5; effect after 30 years*



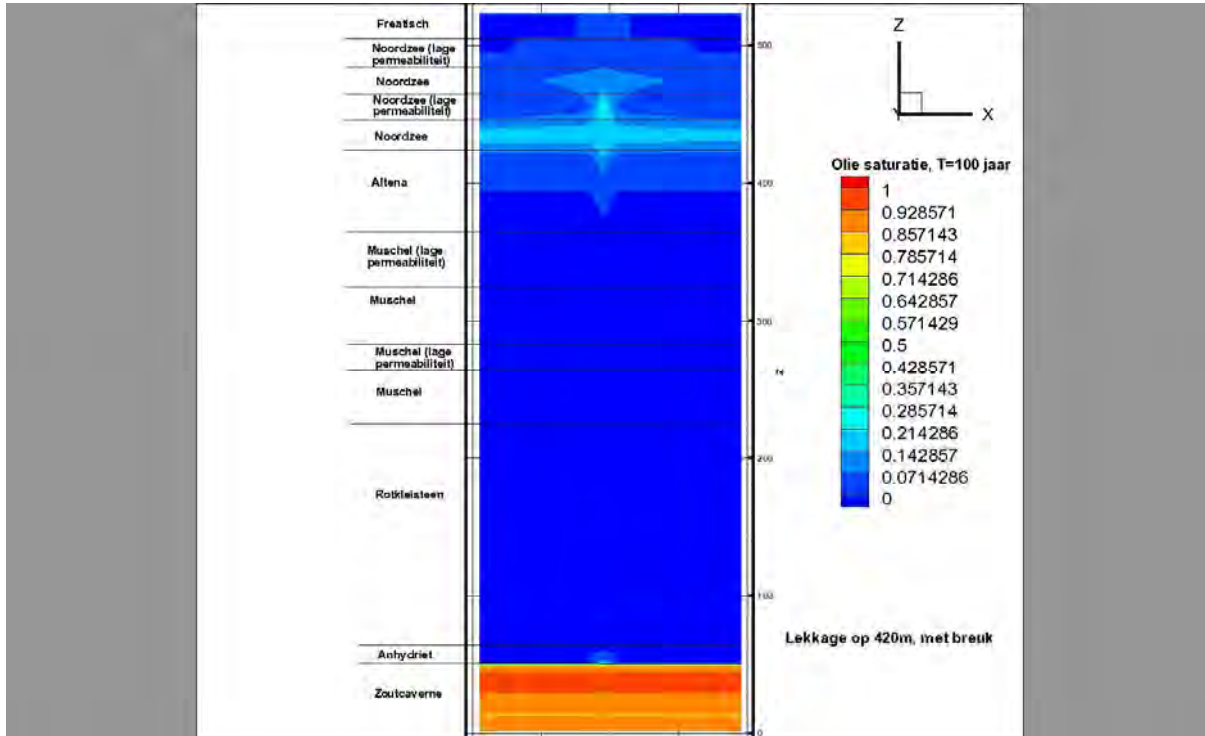
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 5; effect after 60 years*



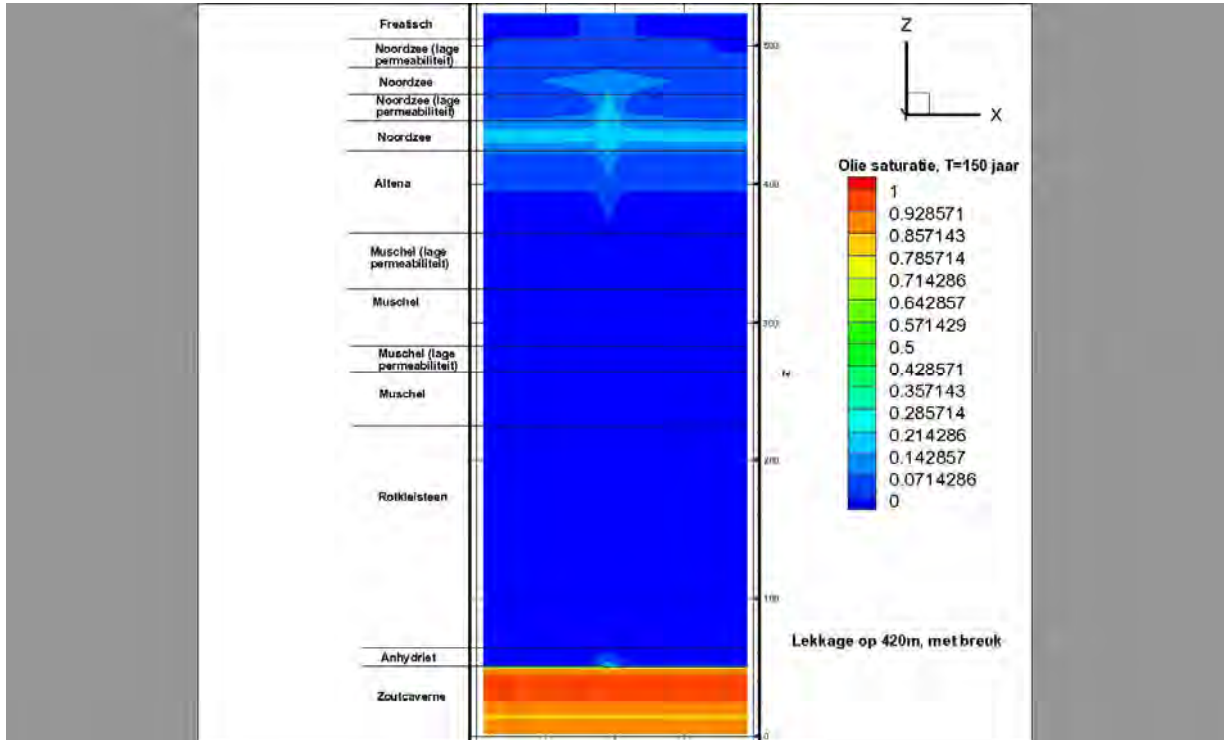
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 5; effect after 100 years*



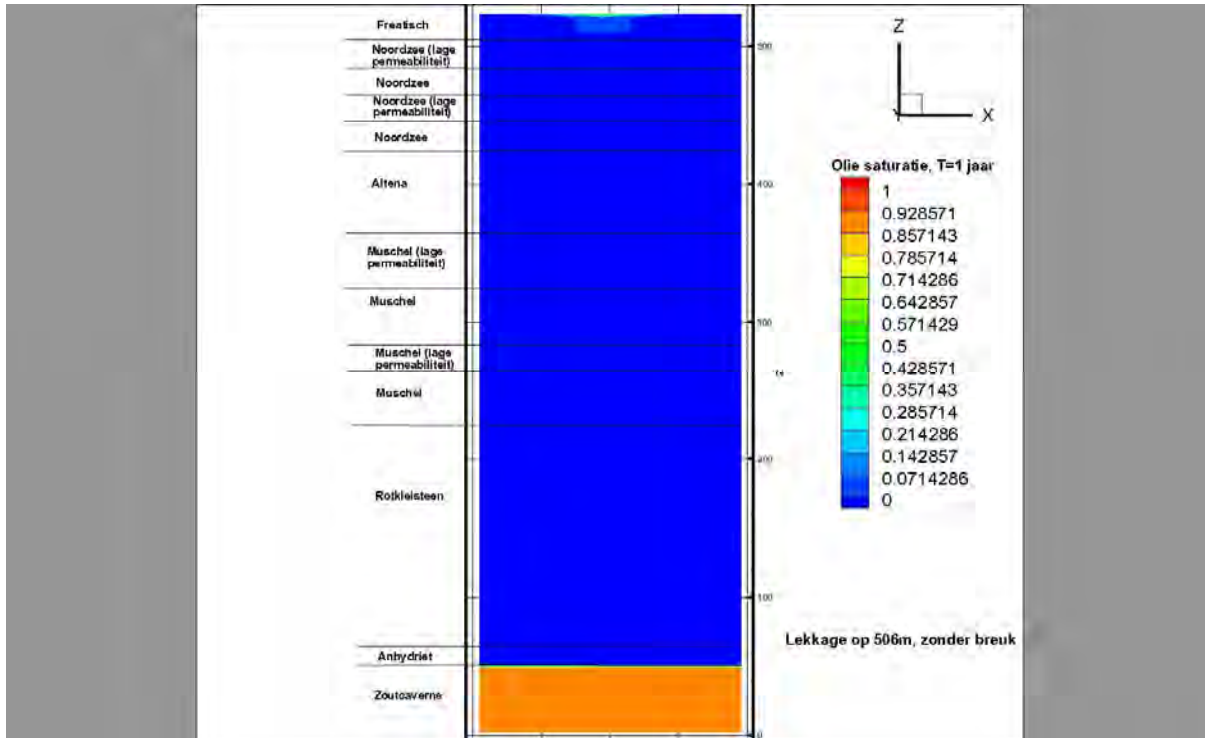
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 5; effect after 150 years*



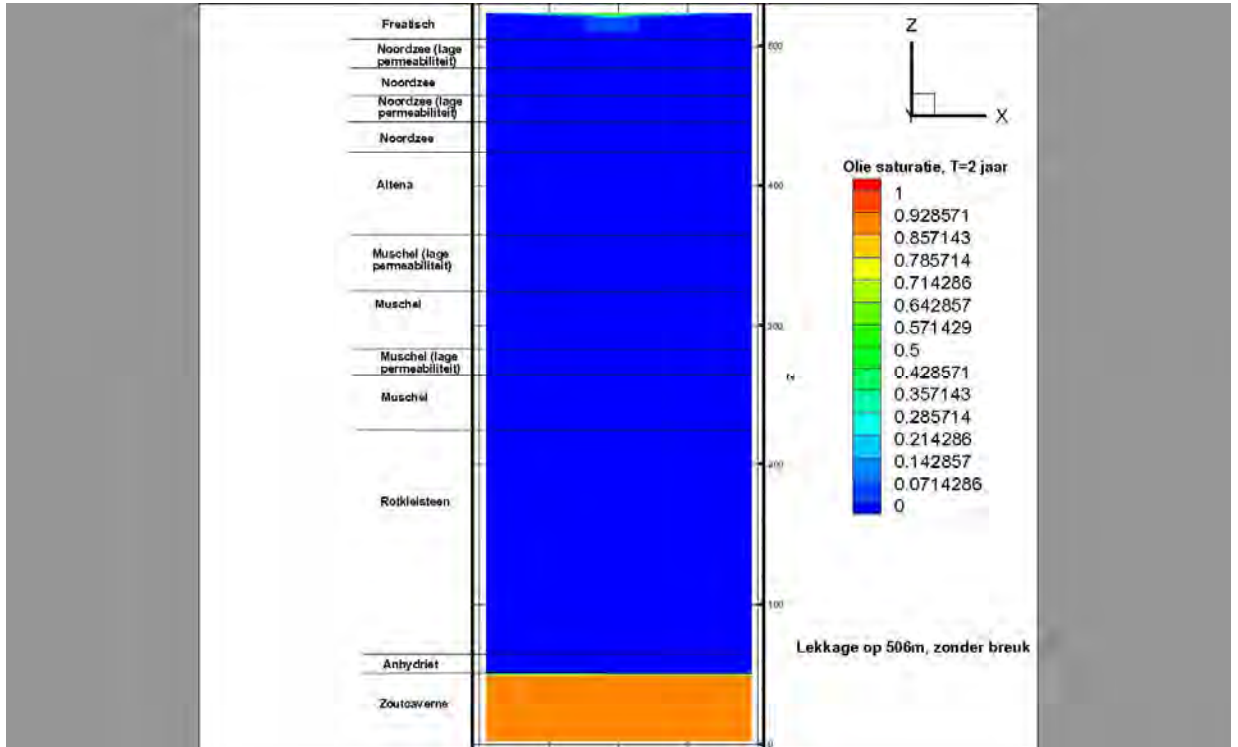
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 6; effect after 1 years*



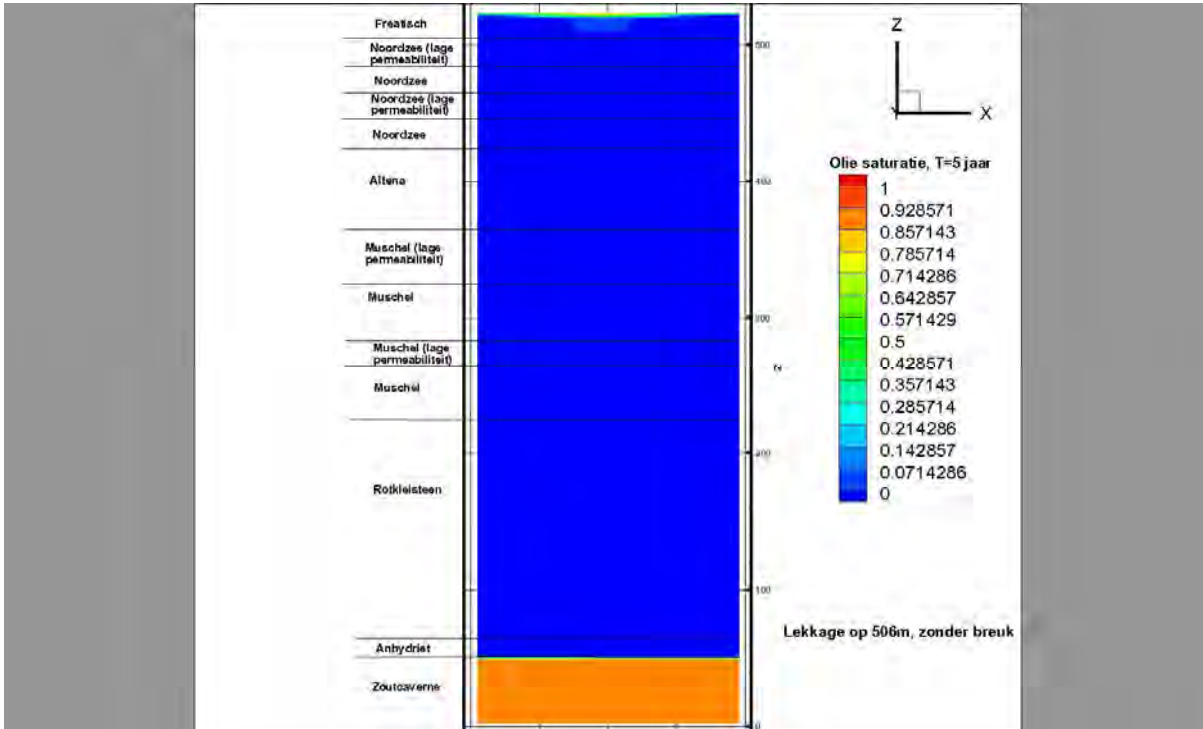
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 6; effect after 2 years*



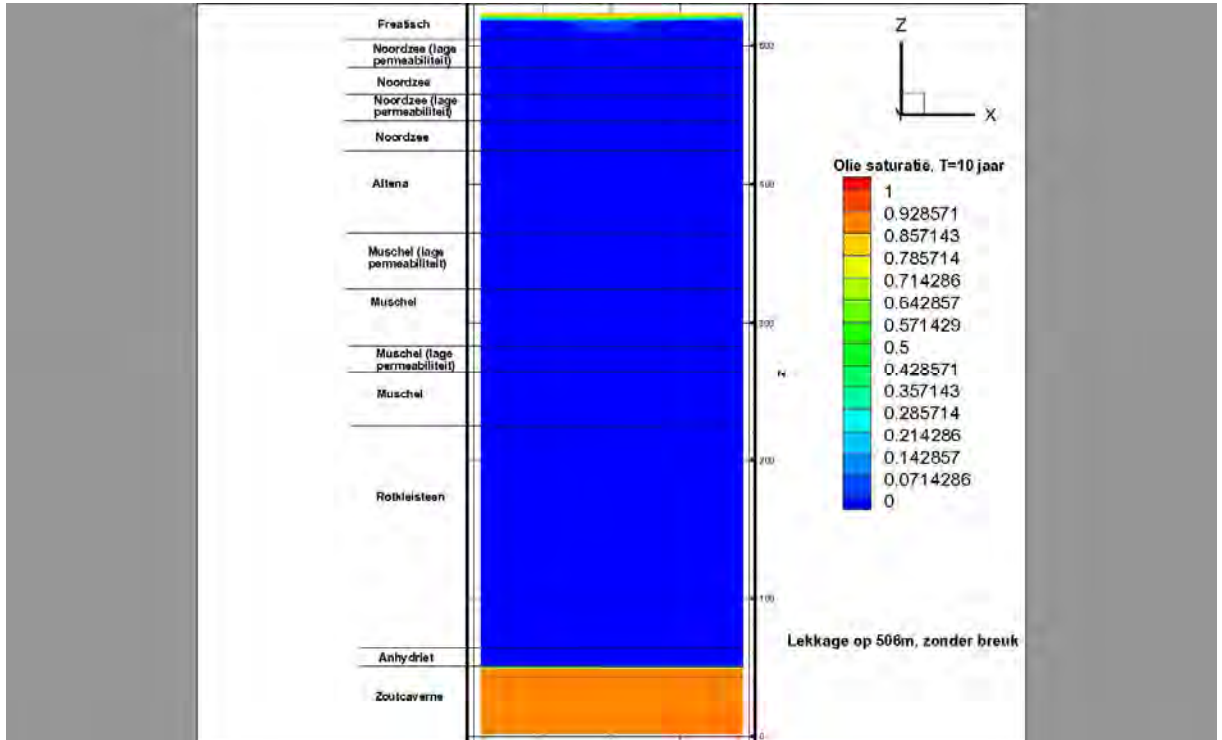
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 6; effect after 5 years*



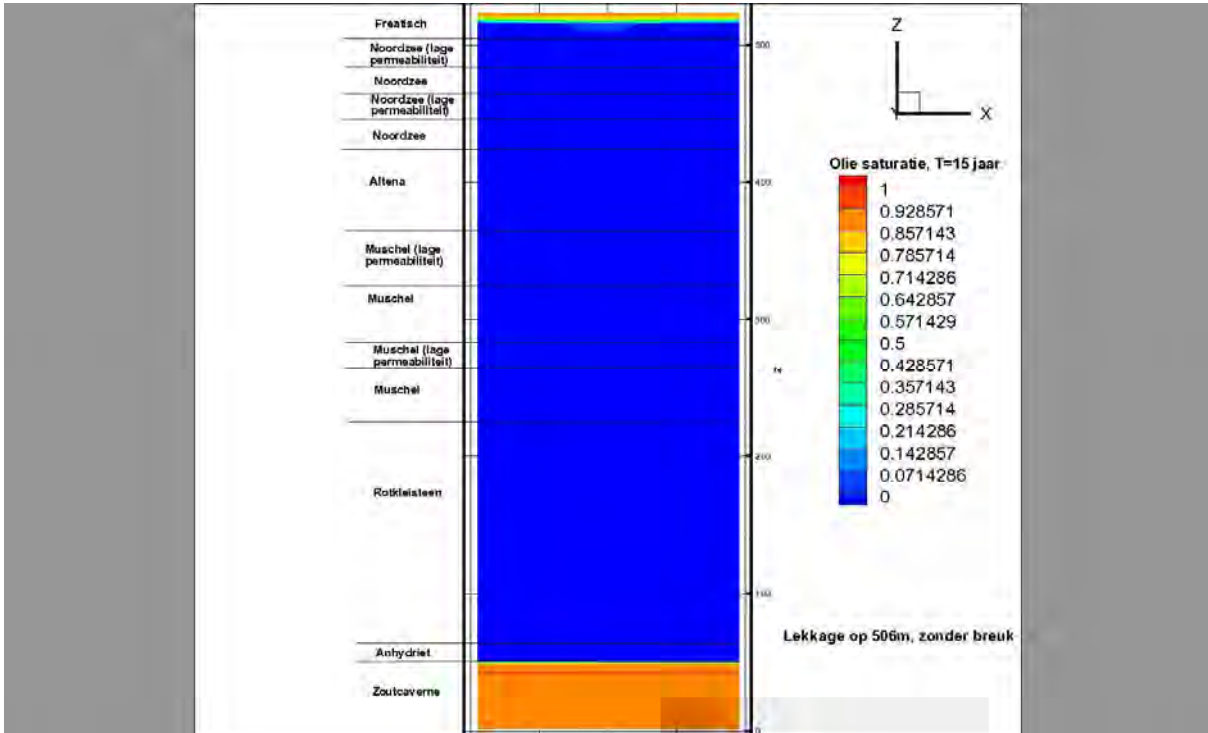
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 6; effect after 10 years*



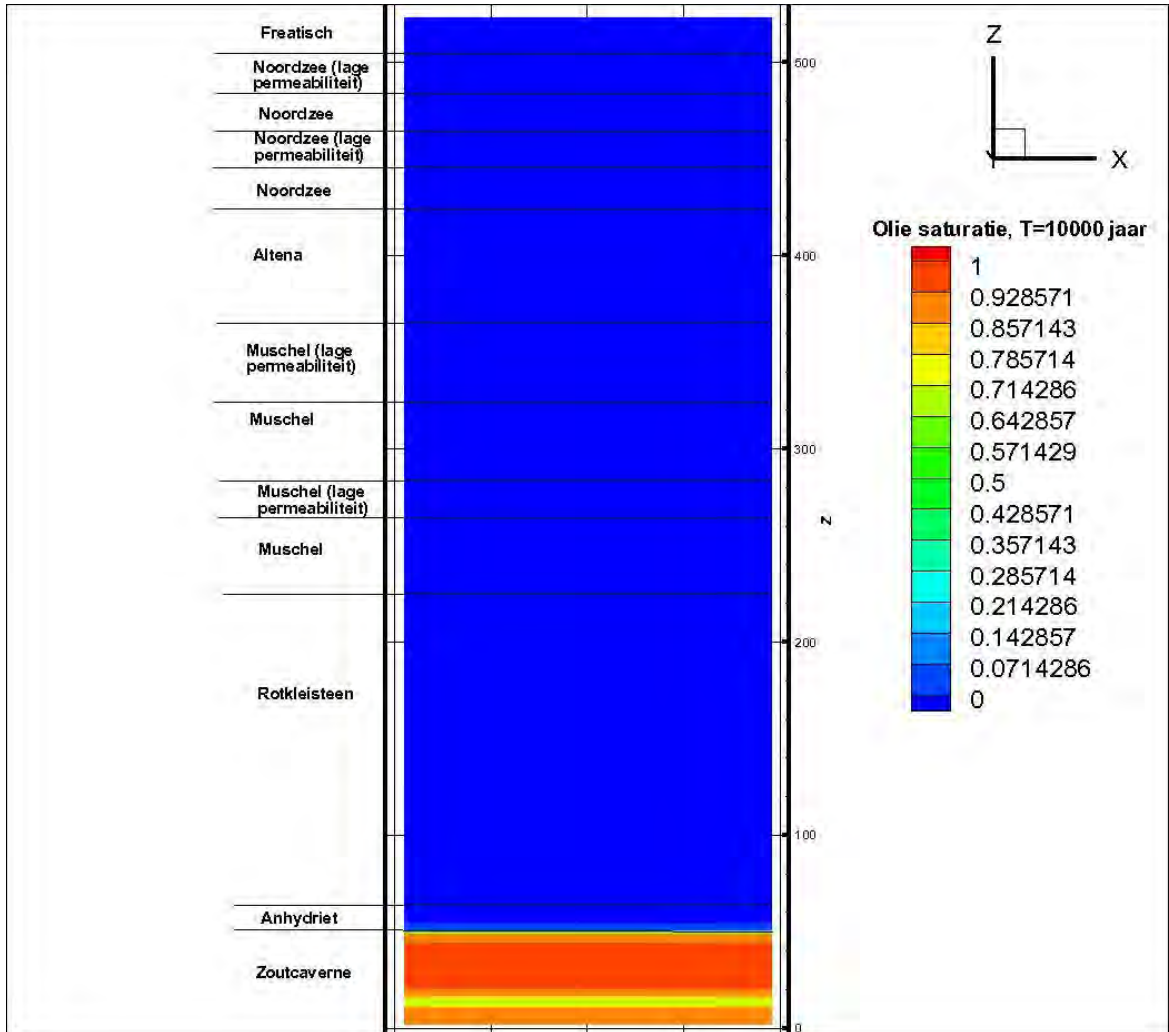
*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 6; effect after 15 years*



*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 7; effect after 10.000 years*



*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Appendix B Input and output of absorbing Markov Chain analysis

Table B0.1, Table B0.4, Table B0.7, and Table B10 show some values for the transition probabilities of different scenarios. Table B0.2, Table B0.5, Table B0.8, and Table B0.11 show the probabilities of arriving in a certain state for different scenarios. The probabilities of arriving in an absorbing state are the probabilities of leakage. Table B 0.3, Table B0.6, Table B0.9, and Table B0.12 show the retention time of the states for the different scenarios.

Table B0.1 Transition probabilities for the base case and four variants of the base case

From #state	To #state	Base case	Var1	Var2	Var3	Var4
1	2	0.00200	0.00200	0.00200	0.00200	0.00200
1	3	0.00400	0.00400	0.00400	0.00400	0.00400
1	4	0.00200	0.00200	0.00200	0.00200	0.00200
1	5	0.00100	0.00100	0.00100	0.00100	0.00100
1	6	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030
1	7	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030
2	8	0.00200	0.00200	0.00200	0.00200	0.00200
2	13	0.00010	0.00010	0.00010	0.00010	0.00010
2	16	0.00010	0.00010	0.00010	0.00010	0.00010
3	10	0.01000	0.00300	0.00300	0.00300	0.01000
3	12	0.00300	0.00030	0.00030	0.00030	0.00300
4	8	0.00500	0.00300	0.00300	0.00300	0.00500
4	11	0.00500	0.00300	0.00300	0.00300	0.00500
4	17	0.00050	0.00030	0.00030	0.00030	0.00050
5	10	0.00500	0.00500	0.00500	0.00500	0.00500
5	11	0.00300	0.00300	0.00300	0.00300	0.00300
5	13	0.00050	0.00050	0.00050	0.00050	0.00050
5	14	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030
5	15	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
6	12	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.02000
6	14	0.00200	0.00200	0.00200	0.00200	0.00200
6	16	0.00500	0.00500	0.00500	0.00500	0.00500
6	17	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000	0.02000
6	18	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.02000
6	19	0.00100	0.00100	0.00100	0.00100	0.00100
6	20	0.00050	0.00050	0.00050	0.00050	0.00050
6	26	0.35000	0.35000	0.35000	0.35000	0.10000
6	27	0.35000	0.35000	0.35000	0.35000	0.10000
7	15	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030
7	18	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030
7	25	0.00300	0.00300	0.00300	0.00300	0.00300
7	26	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000
7	27	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000
8	20	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030
8	25	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
8	26	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000

8	27	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
9	20	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030
9	25	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
9	26	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
9	27	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
10	21	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030
10	22	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030
10	26	0.04000	0.03000	0.03000	0.03000	0.04000
10	27	0.04000	0.03000	0.03000	0.03000	0.04000
11	23	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030
11	24	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030
11	26	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000
11	27	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000
12	19	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000
12	21	0.00300	0.00300	0.00300	0.00300	0.00300
12	26	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
12	27	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
13	26	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
13	27	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
14	21	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000
14	23	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000
14	26	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
14	27	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
15	22	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000
15	24	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000	0.01000
15	27	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000
16	20	0.10139	0.00300	0.03000	0.10000	0.10000
17	19	0.25000	0.50000	0.50000	0.50000	0.25000
17	20	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000
17	23	0.00300	0.00300	0.00300	0.00300	0.00300
17	27	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000
18	27	0.50000	0.50000	0.50000	0.50000	0.50000
19	20	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000	0.03000
19	26	0.15000	0.15000	0.15000	0.15000	0.15000
19	27	0.30000	0.30000	0.30000	0.30000	0.30000
20	26	0.15000	0.15000	0.15000	0.15000	0.15000
20	27	0.30000	0.30000	0.30000	0.30000	0.30000
21	26	0.15000	0.15000	0.15000	0.15000	0.15000
21	27	0.30000	0.30000	0.30000	0.30000	0.30000
22	26	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000
22	27	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000
23	26	0.15000	0.15000	0.15000	0.15000	0.15000
23	27	0.30000	0.30000	0.30000	0.30000	0.30000
24	26	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000	0.05000
24	27	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000	0.10000

Table B0.2. Probability of arriving in a certain state. The probabilities of the absorbing states give the probability of leakage.

base case	var1	var2	var3	var4
0.74870	0.74870	0.74870	0.74870	0.74870
0.05060	0.05060	0.05060	0.05060	0.05060

0.08630	0.09960	0.09960	0.09960	0.08630
0.04480	0.04760	0.04760	0.04760	0.04480
0.00720	0.00720	0.00720	0.00720	0.00720
0.00020	0.00020	0.00020	0.00020	0.00090
0.00340	0.00340	0.00340	0.00340	0.00340
0.00100	0.00070	0.00070	0.00070	0.00100
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
0.00760	0.00320	0.00320	0.00320	0.00760
0.00240	0.00160	0.00160	0.00160	0.00240
0.00100	0.00020	0.00020	0.00020	0.00100
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
0.00720	0.00720	0.00720	0.00720	0.00720
0.00000	0.00010	0.00010	0.00000	0.00010
0.00010	0.00000	0.00000	0.00000	0.00010
0.00010	0.00010	0.00010	0.00010	0.00000
0.00010	0.00010	0.00010	0.00010	0.00020
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
0.00120	0.00120	0.00120	0.00120	0.00120
0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
0.00040	0.00040	0.00040	0.00040	0.00040
absorbing states:	absorbing states:	absorbing states:	absorbing states:	absorbing states:
0.00160	0.00120	0.00120	0.00120	0.00160
0.01390	0.00940	0.00940	0.00940	0.01370
0.02190	0.01700	0.01710	0.01710	0.02140

Table B 0.3. Retention time (years) for the states

# state	Base case	Var 1	Var 2	Var 3	Var 4
1	104.17	104.17	104.17	104.17	104.17
2	454.55	454.55	454.55	454.55	454.55
3	76.92	303.03	303.03	303.03	76.92
4	95.24	158.73	158.73	158.73	95.24
5	9.19	9.19	9.19	9.19	9.19
6	1.07	1.07	1.07	1.07	3.72
7	15.72	15.72	15.72	15.72	15.72
8	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33
9	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33
10	12.41	16.5	16.5	16.5	12.41
11	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
12	3.95	3.95	3.95	3.95	3.95
13	5	5	5	5	5
14	4.55	4.55	4.55	4.55	4.55
15	11.11	11.11	11.11	11.11	11.11
16	10	333.33	33.33	10	10
17	3.19	1.78	1.78	1.78	3.19
18	2	2	2	2	2
19	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08
20	2.22	2.22	2.22	2.22	2.22
21	2.22	2.22	2.22	2.22	2.22

22	6.67	6.67	6.67	6.67	6.67
23	2.22	2.22	2.22	2.22	2.22
24	6.67	6.67	6.67	6.67	6.67

Table B0.4. Transition probabilities for some 'worst' case scenarios

From #state	To #state	Worst-case 1	Worst-case 2	Worst-case 3	Worst-case 4
1	2	0.004	0.004	0.004	0.004
1	3	0.006	0.006	0.006	0.006
1	4	0.004	0.004	0.004	0.004
1	5	0.002	0.002	0.002	0.002
1	6	0.0003	0.003	0.00003	0.00003
1	7	0.003	0.0003	0.00003	0.00003
2	8	0.04	0.04	0.04	0.004
2	13	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001
2	16	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001
3	10	0.01	0.01	0.01	0.01
3	12	0.003	0.003	0.003	0.003
4	8	0.05	0.05	0.05	0.005
4	11	0.005	0.005	0.005	0.005
4	17	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005
5	10	0.005	0.005	0.005	0.005
5	11	0.003	0.003	0.003	0.003
5	13	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005
5	14	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
5	15	0.1	0.1	0.1	0.1
6	12	0.1	0.1	0.1	0.1
6	14	0.002	0.002	0.002	0.002
6	16	0.005	0.005	0.005	0.005
6	17	0.03	0.03	0.03	0.03
6	18	0.1	0.1	0.1	0.1
6	19	0.001	0.001	0.001	0.001
6	20	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005
6	26	0.35	0.35	0.35	0.35
6	27	0.35	0.35	0.35	0.35
7	15	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
7	18	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
7	25	0.003	0.003	0.003	0.003
7	26	0.03	0.03	0.03	0.03
7	27	0.03	0.03	0.03	0.03
8	20	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
8	25	0.1	0.1	0.1	0.1
8	26	0.1	0.1	0.1	0.1
8	27	0.1	0.1	0.1	0.1
9	20	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
9	25	0.1	0.1	0.1	0.1
9	26	0.1	0.1	0.1	0.1
9	27	0.1	0.1	0.1	0.1

10	21	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
10	22	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
10	26	0.04	0.04	0.04	0.04
10	27	0.04	0.04	0.04	0.04
11	23	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
11	24	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
11	26	0.03	0.03	0.03	0.03
11	27	0.03	0.03	0.03	0.03
12	19	0.05	0.05	0.05	0.05
12	21	0.003	0.003	0.003	0.003
12	26	0.1	0.1	0.1	0.1
12	27	0.1	0.1	0.1	0.1
13	26	0.1	0.1	0.1	0.1
13	27	0.1	0.1	0.1	0.1
14	21	0.01	0.01	0.01	0.01
14	23	0.01	0.01	0.01	0.01
14	26	0.1	0.1	0.1	0.1
14	27	0.1	0.1	0.1	0.1
15	22	0.03	0.03	0.03	0.03
15	24	0.01	0.01	0.01	0.01
15	27	0.05	0.05	0.05	0.05
16	20	0.1	0.1	0.1	0.1
17	19	0.25	0.25	0.25	0.25
17	20	0.03	0.03	0.03	0.03
17	23	0.003	0.003	0.003	0.003
17	27	0.03	0.03	0.03	0.03
18	27	0.5	0.5	0.5	0.5
19	20	0.03	0.03	0.03	0.03
19	26	0.15	0.15	0.15	0.15
19	27	0.3	0.3	0.3	0.3
20	26	0.15	0.15	0.15	0.15
20	27	0.3	0.3	0.3	0.3
21	26	0.15	0.15	0.15	0.15
21	27	0.3	0.3	0.3	0.3
22	26	0.05	0.05	0.05	0.05
22	27	0.1	0.1	0.1	0.1
23	26	0.15	0.15	0.15	0.15
23	27	0.3	0.3	0.3	0.3
24	26	0.05	0.05	0.05	0.05
24	27	0.1	0.1	0.1	0.1

Table B0.5. Probability of arriving in a certain state. The probabilities of the absorbing states give the probability of leakage.

worst-case 1	worst-case 2	worst-case 3	worst-case 4
0.5573	0.5573	0.6153	0.6153
0.0508	0.0508	0.0536	0.0898
0.1124	0.1124	0.1178	0.1178
0.0417	0.0417	0.0441	0.0815
0.0117	0.0117	0.0126	0.0126
0.0002	0.0018	0	0
0.0283	0.0028	0.0003	0.0003

0.0135	0.0135	0.0141	0.0024
0	0	0	0
0.0104	0.0104	0.0108	0.0108
0.003	0.003	0.0031	0.0045
0.0013	0.002	0.0013	0.0013
0.0001	0.0001	0.0001	0.0001
0	0	0	0
0.0126	0.0125	0.0131	0.0131
0.0001	0.0001	0	0.0001
0.0001	0.0003	0.0001	0.0001
0.0001	0.0004	0	0
0.0002	0.0003	0.0002	0.0002
0	0.0001	0	0
0	0	0	0
0.0022	0.0022	0.0023	0.0023
0	0	0	0
0.0007	0.0007	0.0008	0.0008
absorbing states:	absorbing states:	absorbing states:	absorbing states:
0.026	0.0243	0.0248	0.0034
0.0568	0.0654	0.0363	0.0153
0.0706	0.0862	0.0495	0.0285

Table B0.6. Retention time (years) for the states

# state	worst-case 1	worst-case 2	worst-case 3	worst-case 4
1	51.81	51.81	62.27	62.27
2	24.88	24.88	24.88	238.1
3	76.92	76.92	76.92	76.92
4	18.02	18.02	18.02	95.24
5	9.19	9.19	9.19	9.19
6	1.07	1.07	1.07	1.07
7	15.72	15.72	15.72	15.72
8	3.33	3.33	3.33	3.33
9	3.33	3.33	3.33	3.33
10	12.41	12.41	12.41	12.41
11	16.5	16.5	16.5	16.5
12	3.95	3.95	3.95	3.95
13	5	5	5	5
14	4.55	4.55	4.55	4.55
15	11.11	11.11	11.11	11.11
16	10	10	10	10
17	3.19	3.19	3.19	3.19
18	2	2	2	2
19	2.08	2.08	2.08	2.08
20	2.22	2.22	2.22	2.22
21	2.22	2.22	2.22	2.22
22	6.67	6.67	6.67	6.67
23	2.22	2.22	2.22	2.22
24	6.67	6.67	6.67	6.67

Table B0.7. Transition probabilities for the permeable fault, layer, thin salt pillar and thin salt roof case

From #state	To #state	Permeable fault	Permeable layer	Thin pillar	Thin roof
1	2	0.002	0.002	0.002	0.002
1	3	0.004	0.004	0.004	0.004
1	4	0.002	0.002	0.002	0.002
1	5	0.001	0.001	0.001	0.001
1	6	0.0003	0.0003	0.5	0.5
1	7	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
2	8	0.002	0.002	0.002	0.002
2	13	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001
2	16	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001
3	10	0.01	0.01	0.01	0.01
3	12	0.003	0.003	0.003	0.003
4	8	0.005	0.005	0.005	0.005
4	11	0.005	0.005	0.005	0.005
4	17	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005
5	10	0.005	0.005	0.005	0.005
5	11	0.003	0.003	0.003	0.003
5	13	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005
5	14	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
5	15	0.1	0.1	0.1	0.1
6	12	0.1	0.1	0.1	0.1
6	14	0.002	0.002	0.002	0.002
6	16	0.005	0.005	0.005	0.005
6	17	0.03	0.03	0.03	0.03
6	18	0.1	0.1	0.1	0.1
6	19	0.001	0.001	0.001	0.001
6	20	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005
6	26	0.1	0.2	0.35	0.35
6	27	0.1	0.4	0.35	0.35
7	15	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
7	18	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
7	25	0.03	0.003	0.003	0.003
7	26	0.03	0.03	0.03	0.03
7	27	0.03	0.3	0.03	0.03
8	20	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
8	25	0.1	0.1	0.1	0.1
8	26	0.1	0.1	0.1	0.1
8	27	0.1	0.1	0.1	0.1
9	20	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
9	25	0.1	0.1	0.1	0.1
9	26	0.1	0.1	0.1	0.1
9	27	0.1	0.1	0.1	0.1
10	21	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
10	22	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
10	26	0.04	0.04	0.04	0.04
10	27	0.04	0.04	0.04	0.04
11	23	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
11	24	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003

11	26	0.03	0.03	0.03	0.03
11	27	0.03	0.03	0.03	0.03
12	19	0.05	0.05	0.05	0.05
12	21	0.003	0.003	0.003	0.003
12	26	0.1	0.1	0.1	0.1
12	27	0.1	0.3	0.1	0.1
13	26	0.1	0.1	0.1	0.1
13	27	0.1	0.3	0.1	0.1
14	21	0.01	0.01	0.01	0.01
14	23	0.01	0.01	0.01	0.01
14	26	0.1	0.1	0.1	0.1
14	27	0.1	0.3	0.1	0.1
15	22	0.03	0.03	0.03	0.03
15	24	0.01	0.01	0.01	0.01
15	27	0.05	0.3	0.05	0.05
16	20	0.10139	0.10139	0.10139	0.10139
17	19	0.25	0.25	0.25	0.25
17	20	0.03	0.03	0.03	0.03
17	23	0.003	0.003	0.003	0.003
17	27	0.03	0.3	0.03	0.03
18	27	0.1	0.3	0.5	0.5
19	20	0.03	0.03	0.03	0.03
19	26	0.2	0.15	0.15	0.15
19	27	0.2	0.3	0.3	0.3
20	26	0.2	0.15	0.15	0.15
20	27	0.2	0.3	0.3	0.3
21	26	0.2	0.15	0.15	0.15
21	27	0.2	0.3	0.3	0.3
22	26	0.1	0.05	0.05	0.05
22	27	0.1	0.3	0.1	0.1
23	26	0.2	0.15	0.15	0.15
23	27	0.2	0.3	0.3	0.3
24	26	0.1	0.05	0.05	0.05
24	27	0.1	0.3	0.1	0.1
1	25	0.01	0.000001	0.000001	0.000001
1	26	0.05	0.000001	0.000001	0.000001
1	27	0.1	0.1	0.1	0.000001
6	25	0.1	0.000001	0.000001	0.000001
10	25	0.04	0.000001	0.000001	0.000001
11	25	0.03	0.000001	0.000001	0.000001
12	25	0.1	0.000001	0.000001	0.000001
13	25	0.1	0.000001	0.000001	0.000001
14	25	0.1	0.000001	0.000001	0.000001
15	25	0.05	0.000001	0.000001	0.000001
15	26	0.05	0.000001	0.000001	0.000001
17	25	0.03	0.000001	0.000001	0.000001
17	26	0.03	0.000001	0.000001	0.000001
18	25	0.1	0.000001	0.000001	0.000001
18	26	0.1	0.000001	0.000001	0.000001
19	25	0.2	0.000001	0.000001	0.000001
20	25	0.2	0.000001	0.000001	0.000001

21	25	0.2	0.000001	0.000001	0.000001
22	25	0.1	0.000001	0.000001	0.000001
23	25	0.2	0.000001	0.000001	0.000001
24	25	0.1	0.000001	0.000001	0.000001

Table B0.8. Probability of arriving in a certain state. The probabilities of the absorbing states give the probability of leakage.

Permeable fault	Permeable layer	Thin pillar	Thin roof
0.0038	0.0307	0	0
0.0111	0.0169	0.0031	0.0037
0.0172	0.0267	0.0045	0.0054
0.0091	0.0141	0.0024	0.0029
0.0005	0.001	0.0001	0.0001
0	0	0	0
0.0002	0	0.0001	0.0001
0.0002	0.0003	0.0001	0.0001
0	0	0	0
0.0015	0.0031	0.0006	0.0007
0.0005	0.001	0.0002	0.0002
0.0002	0.0002	0.0001	0.0001
0	0	0	0
0	0	0	0
0.0004	0.0004	0.0003	0.0003
0	0	0.0002	0.0003
0	0	0	0
0	0	0	0
0	0	0	0
0	0	0.0001	0.0001
0	0	0	0
0.0001	0	0.0001	0.0001
0	0	0	0
0	0	0	0
absorbing states:	absorbing states:	absorbing states:	absorbing states:
0.0638	0.0007	0.0002	0.0002
0.2988	0.0047	0.3586	0.429
0.5925	0.8999	0.6294	0.5565

Table B0.9. Retention time (years) for the states

# state	Permeable fault	Permeable layer	Thin pillar	Thin roof
1	5.9	9.12	1.64	1.96
2	454.55	454.55	454.55	454.55
3	76.92	76.92	76.92	76.92
4	95.24	95.24	95.24	95.24
5	9.19	9.19	9.19	9.19
6	1.86	1.19	1.07	1.07
7	11.04	3	15.72	15.72
8	3.33	3.33	3.33	3.33
9	3.33	3.33	3.33	3.33
10	8.29	12.41	12.41	12.41

11	11.04	16.5	16.5	16.5
12	2.83	2.21	3.95	3.95
13	3.33	2.5	5	5
14	3.12	2.38	4.55	4.55
15	5.26	2.94	11.11	11.11
16	9.86	9.86	9.86	9.86
17	2.68	1.72	3.19	3.19
18	3.33	3.33	2	2
19	1.59	2.08	2.08	2.08
20	1.67	2.22	2.22	2.22
21	1.67	2.22	2.22	2.22
22	3.33	2.86	6.67	6.67
23	1.67	2.22	2.22	2.22
24	3.33	2.86	6.67	6.67

Table B 0.10. Transition probabilities for the human intervention scenarios

From #state	To #state	Monitor Pressure	Monitor both	Safe scenario		
				Monitor well	Human half active	
1	2	0.002	0.002	0.002	0.0002	0.003
1	3	0.004	0.004	0.004	0.0004	0.007
1	4	0.002	0.002	0.002	0.0002	0.003
1	5	0.001	0.001	0.001	0.0001	0.002
1	6	0.0003	0.0003	0.0003	0.00003	0.0003
1	7	0.0003	0.0003	0.0003	0.00003	0.0003
2	1	0.000001	0.2	0.2	0.2	0.05
2	8	0.002	0.002	0.2	0.2	0.05
2	13	0.0001	0.0001	0.2	0.2	0.05
2	16	0.0001	0.0001	0.2	0.2	0.000001
3	1	0.000001	0.2	0.2	0.2	0.000001
3	10	0.003	0.003	0.2	0.2	0.000001
3	12	0.0003	0.0003	0.2	0.2	0.000001
4	1	0.000001	0.2	0.2	0.2	0.000001
4	8	0.003	0.003	0.2	0.2	0.000001
4	11	0.003	0.003	0.2	0.2	0.000001
4	17	0.0003	0.0003	0.002	0.002	0.002
5	10	0.000001	0.000001	0.0001	0.0001	0.0001
5	11	0.000001	0.000001	0.0001	0.0001	0.0001
5	13	0.000001	0.000001	0.003	0.003	0.003
5	14	0.000001	0.000001	0.0003	0.0003	0.0003
5	15	0.000001	0.000001	0.003	0.003	0.003
6	12	0.1	0.1	0.003	0.003	0.003
6	14	0.002	0.002	0.0003	0.0003	0.0003
6	16	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005
6	17	0.03	0.03	0.003	0.003	0.003
6	18	0.1	0.1	0.0005	0.0005	0.0005
6	19	0.001	0.001	0.0003	0.0003	0.0003
6	20	0.0005	0.0005	0.1	0.1	0.1
6	26	0.35	0.35	0.1	0.1	0.1
6	27	0.35	0.35	0.002	0.002	0.002
7	15	0.0003	0.0003	0.005	0.005	0.005
7	18	0.0003	0.0003	0.03	0.03	0.03

7	25	0.003	0.003	0.1	0.1	0.1
7	26	0.03	0.03	0.001	0.001	0.001
7	27	0.03	0.03	0.0005	0.0005	0.0005
8	1	0.000001	0.2	0.35	0.35	0.35
8	20	0.0003	0.0003	0.35	0.35	0.35
8	25	0.1	0.1	0.0003	0.0003	0.0003
8	26	0.1	0.1	0.0003	0.0003	0.0003
8	27	0.1	0.1	0.003	0.003	0.003
9	1	0.000001	0.2	0.03	0.03	0.03
9	20	0.0003	0.0003	0.03	0.03	0.03
9	25	0.1	0.1	0.0003	0.0003	0.0003
9	26	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
9	27	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
10	21	0.000001	0.000001	0.1	0.1	0.1
10	22	0.000001	0.000001	0.0003	0.0003	0.0003
10	26	0.000001	0.000001	0.1	0.1	0.1
10	27	0.000001	0.000001	0.1	0.1	0.1
11	23	0.000001	0.000001	0.1	0.1	0.1
11	24	0.000001	0.000001	0.0003	0.0003	0.0003
11	26	0.000001	0.000001	0.0003	0.0003	0.0003
11	27	0.000001	0.000001	0.03	0.03	0.03
12	6	0.000001	0.2	0.03	0.03	0.03
12	19	0.05	0.05	0.0003	0.0003	0.0003
12	21	0.003	0.003	0.0003	0.0003	0.0003
12	26	0.1	0.1	0.03	0.03	0.03
12	27	0.1	0.1	0.03	0.03	0.03
13	26	0.000001	0.000001	0.05	0.05	0.05
13	27	0.000001	0.000001	0.003	0.003	0.003
14	21	0.000001	0.000001	0.1	0.1	0.1
14	23	0.000001	0.000001	0.1	0.1	0.1
14	26	0.000001	0.000001	0.1	0.1	0.1
14	27	0.000001	0.000001	0.1	0.1	0.1
15	22	0.000001	0.000001	0.01	0.01	0.01
15	24	0.000001	0.000001	0.01	0.01	0.01
15	27	0.000001	0.000001	0.1	0.1	0.1
16	6	0.000001	0.2	0.1	0.1	0.1
16	20	0.003	0.003	0.03	0.03	0.03
17	6	0.000001	0.2	0.01	0.01	0.01
17	19	0.5	0.5	0.05	0.05	0.05
17	20	0.03	0.03	0.003	0.003	0.003
17	23	0.003	0.003	0.5	0.5	0.5
17	27	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
18	27	0.5	0.5	0.003	0.003	0.003
19	6	0.000001	0.2	0.03	0.03	0.03
19	20	0.03	0.03	0.5	0.5	0.5
19	26	0.15	0.15	0.03	0.03	0.03
19	27	0.3	0.3	0.15	0.15	0.15
20	6	0.000001	0.2	0.3	0.3	0.3
20	26	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
20	27	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
21	26	0.000001	0.000001	0.15	0.15	0.15

21	27	0.000001	0.000001	0.3	0.3	0.3
22	26	0.000001	0.000001	0.05	0.05	0.05
22	27	0.000001	0.000001	0.1	0.1	0.1
23	26	0.000001	0.000001	0.15	0.15	0.15
23	27	0.000001	0.000001	0.3	0.3	0.3
24	26	0.000001	0.000001	0.05	0.05	0.05
24	27	0.000001	0.000001	0.1	0.1	0.1

Table B0.11. Probability of arriving in a certain state. The probabilities of the absorbing states give the probability of leakage.

Monitor Pressure	Monitor both	Monitor well	Safe scenario	Human half active
0.7487	0.9153	0.9153	0.991	0.7597
0.0506	0.0091	0.0091	0.001	0.038
0.0996	0.0181	0.0181	0.0019	0.0875
0.0476	0.0089	0.0089	0.001	0.0362
0.0262	0.0284	0.0083	0.0009	0.0143
0.0002	0.0003	0.0003	0	0.0002
0.0034	0.0038	0.0038	0.0004	0.0033
0.0007	0.0001	0.0001	0	0.0006
0	0	0	0	0
0.0046	0.0014	0.0012	0.0001	0.0038
0.0023	0.0007	0.0007	0.0001	0.0018
0.0002	0.0001	0.0001	0	0.0002
0.0001	0	0	0	0.0001
0	0	0	0	0
0	0	0.0078	0.0008	0.014
0.0001	0	0	0	0.0001
0	0	0	0	0
0.0001	0.0001	0.0001	0	0.0001
0.0001	0	0	0	0.0001
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0.0013	0.0001	0.0024
0	0	0	0	0
0	0	0.0004	0	0.0008
absorbing states:	absorbing states:	absorbing states:	absorbing states:	absorbing states:
0.0012	0.0004	0.0004	0	0.0012
0.0066	0.006	0.008	0.0008	0.0108
0.0076	0.007	0.0159	0.0017	0.0248

Table B0.12. Retention time (years) for the states

# state	Monitor Pressure	Monitor both	Monitor well	Safe scenario	Human half active
1	104.17	104.17	104.17	1041.67	64.1
2	454.55	4.95	4.95	4.95	19.16
3	303.03	4.92	4.92	4.92	18.76
4	158.73	4.85	4.85	4.85	17.76
5	Inf	Inf	9.19	9.19	9.19
6	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07

7		15.72	15.72	15.72	15.72	15.72
8		3.33	2	2	2	3.33
9		3.33	2	2	2	3.33
10	Inf		Inf	16.5	16.5	16.5
11	Inf		Inf	16.5	16.5	16.5
12		3.95	2.21	2.21	2.21	3.95
13	Inf		Inf	5	5	5
14	Inf		Inf	4.55	4.55	4.55
15	Inf		Inf	11.11	11.11	11.11
16		333.33	4.93	4.93	4.93	333.33
17		1.78	1.31	1.31	1.31	1.78
18		2	2	2	2	2
19		2.08	1.47	1.47	1.47	2.08
20		2.22	1.54	1.54	1.54	2.22
21	Inf		Inf	2.22	2.22	2.22
22	Inf		Inf	6.67	6.67	6.67
23	Inf		Inf	2.22	2.22	2.22
24	Inf		Inf	6.67	6.67	6.67

Appendix C List of experts (interviews and/or workshop)

AkzoNobel and Deltares/TNO held a workshop on 24 November 2010 a workshop with technical specialists. AkzoNobel elaborated the following list of experts who were interviewed before the workshop was held. These specialists are well known for their knowledge in this field.

Experts that regularly work for AkzoNobel

Name	Organisation	Expertise
Prof. Chris Spiers	University Utrecht	Characteristics of salt
Roland Bekendam (lokale kennis)	GeoControl	Rockmechanics
Dirk Zander (conceptueel)	KBB	Rockmechanics
Tjeerd Koopmans	MWH	(Structural) geology of Twente
Tom Bakker	WE-P	Well completion and cementation (design and test)
René Schneider	DEEP	Well completion and cementation (design and test) Subsurface storage of hydrocarbons

List of experts without any connection to AkzoNobel

Name	Organisation	Expertise
Mark Geluk, Principal Regional Geologist	Shell, Rijswijk, NL	Characteristics of salt
Jos Mol	Gemeente Enschede	Senior policy advisor Strategy & Policy Environment

List of experts within AkzoNobel (besides Marinus Hartogh, Marc Pijnenborg en Tobias Pinkse)

Name	Organisation	Expertise
Wim Paar	AkzoNobel	Senior Consultant MTD
Henk Leusink	AkzoNobel	Mining Specialist MTD

List of experts proposed by TNO (besides Ton Wildenberg and Karin van Thienen-Visser)

Naam	Organisatie	Werkveld
Ingrid Kroon	TNO	Experience with salt caverns
Peter Fokker	TNO	Surface subsidence related to salt production.
Jens Wollenweber of Tjirk Benedictus	TNO	Risk assessment around wells
Geoloog	TNO	Geology of Twente

List of experts proposed by Deltares (besides Hans van Duijne, Dimmie Hendriks en Wiebe Borren)

Name	Organisation	Expertise
Bas van der Grift	Deltares	groundwaterchemistry
Johan Valstar	Deltares	Groundwaterchemistry and Multi phase flow
Perry de Louw	Deltares	Hydro(geo)logy of Twente

Bijlage

25

**B12 Opslagplan
Cavern Specific Risk Assessment Deltares 20130108**

Cavern-specific risk assessment of gas oil storage in the Marssteden concession based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)



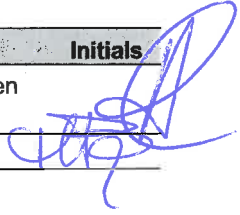
Hans van Duijne
Dimmie Hendriks
Annemieke Marsman

1203390-000

Title

Cavern-specific risk assessment of gas oil storage in the Marssteden concession based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)

Client	Project	Reference	Pages
Akzo Nobel	1203390-000	1203390-000-BGS-0017	152

Version	Date	Author	Initials	Review	Initials	Approval	Initials
	December 2012	Hans van Duijne		Wiebe Borren		Toon Segeren	
		Dimmie Hendriks					
		Annemieke Marsman					

State
final

Contents

Executive Summary	3
1 Introduction	11
2 Marssteden concession	13
2.1 Location	13
2.2 Geology and hydrogeology	13
3 Preliminary cavern selection	19
4 Leakage scenarios	21
4.1 Leakage scenarios	21
4.2 Timing of mitigation measures	21
4.3 Numerical modeling of multiphase flow: STOMP	22
5 Cavern 367	25
5.1 Status	25
5.2 Geology	25
5.3 Volumetrics	26
5.4 Suitability for storage	26
5.5 Risks	30
5.6 Conclusions	32
6 Cavern 372	35
6.1 Status	35
6.2 Geology	35
6.3 Volume	36
6.4 Suitability for storage	36
6.5 Risks	40
6.6 Conclusions	41
7 Cavern 469	45
7.1 Status	45
7.2 Geology	45
7.3 Volume	46
7.4 Suitability for storage	46
7.5 Risks	50
7.6 Conclusions	51
8 Cavern 472	55
8.1 Status	55
8.2 Geology	55
8.3 Volume	56
8.4 Suitability for storage	56
8.5 Risks	60
8.6 Conclusions	61

9 Conclusions of the cavern-specific risk assessment	65
10References	66
Appendix A: Local geology of the Marssteden concession	68
Appendix B: Geometry and volumes of selected caverns	69
Appendix C: STOMP model results for cavern 367	70
Appendix C: STOMP model results for cavern 372	86
Appendix D: STOMP model results for cavern 469	102
Appendix E: STOMP model results for cavern 472	118

Executive Summary

AkzoNobel has been producing salt by solution mining in the Twente region since 1933. Solution mining is a technique whereby salt is produced from the subsurface by dissolving it in water that is pumped down into a salt layer, thereby creating holes called “caverns”. Many caverns in this region have reached their end of productive life or will do so in the near future. AkzoNobel aims to use some of these caverns for the storage of gas oil. Prior to the selection of specific caverns, the suitability for storage was assessed at site level, which resulted in a preselection of eleven caverns that were considered potentially suitable for gas oil storage (see “*Voorname gasolieopslag in zoutcavernes in regio Twente*”; AkzoNobel, 2010). Important issues to be addressed in more detail for these preselected caverns relate to the technical suitability of a salt cavern for storage, and the risks associated with it. For this purpose, a generic technical risk assessment was done for gas oil storage in salt caverns in Twente (Van Duijne et al., 2012). This risk assessment was done by applying the bow-tie methodology, and is based on the subsurface containment concept and its underlying assumptions, which encompasses the whole suite of barriers and monitoring measures that ensure that gasoil does not disperse outside the boundaries of the storage system. It resulted in a checklist with requirements for a cavern to adhere to for it to be labeled suitable for storage of gas oil. This checklist is used in this cavern-specific risk assessment, in which the suitability for storage of gas oil is assessed for four selected caverns within the Marssteden concession by looking in detail at the local geology around the caverns, their geometry, their well configuration, their volumes, and in which the effects of seven hazard scenarios associated with the top event “breach of confinement” are quantified.

In this report, for each selected cavern, additional information is given on the current status, the geometry, and the local geological conditions around the cavern. Next, for each cavern the suitability checklist (see section 7.4 in Van Duijne et al., 2012) is filled in and reviewed to show that the selected cavern fulfills the requirements to be used for gasoil storage. A suitable cavern in this context means that it adheres to the conditions that are required to ensure that the gasoil remains confined to the storage system. Having verified the suitability of the four selected caverns, then for each cavern, and for each potential leakage scenario connected to the top event “breach of confinement”, the effects of leakage (magnitude, extent of contamination) are quantified using multiphase flow modeling (STOMP).

Characteristics, geology and hydrogeology of the location

The Marssteden storage concession is located between in the municipality of Enschede, at the west side of Enschede in the catchment area of the Twentekanaal. AkzoNobel has selected four caverns to be used for gasoil storage: caverns 367, 372, 469 and 472 (see Figure ES1). Relief in the area is subtle and no moraines or clay lenses are present. Phreatic groundwater levels lie between 0 and 2 m below the surface and fluctuate approximately 1 m throughout the year (De Louw, 2006). Several surface water streams can be found in the vicinity of the area of which some have EU Water Framework Directive objective (“Azelerbeek” and “Bornsebeek”). North of the Marssteden concession, an area of the Ecological Main Structure of the Netherlands (EHS) is present. Several groundwater abstraction wells for drinking water and two groundwater protection areas are located at close proximity to the selected caverns (< 5 km) as well as several swimming water locations.

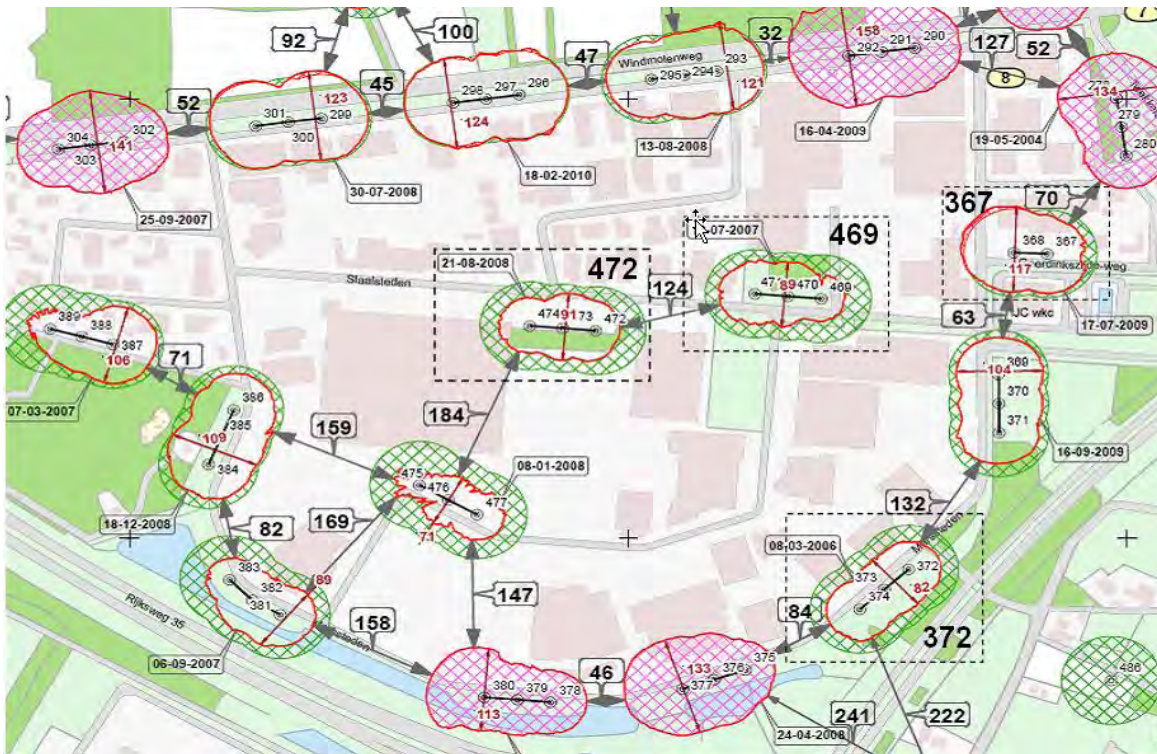


Figure ES1: Overview of the area of the Marssteden concession of AkzoNobel with the position of the salt caverns. Caverns in dashed rectangles are selected for gas oil storage.

The geology of the Twente area is a key factor in the natural containment of gasoil in salt caverns, with emphasis on the hydrogeological properties of the geological layers, the tectono-stratigraphic history of the region and the characteristics of faults present in the area. The subsurface of the Marssteden area consists of an alternation of aquifers (high permeability) and aquitards (low permeability). The shallowest aquifer (first 10 to 60 m below the surface) is unconsolidated and sandy, and has a high permeability. At the base of this aquifer a 50-100 meters thick layer of marine clays is found with a very low permeability. These marine clays constitute the hydrogeological base of the groundwater system. At larger depth the only aquifer present is the Muschelkalk formation, at a depth of approximately 250 meters. Furthermore, the subsurface above the Rot salt layers consists of Rot claystone with a thickness of approximately 150 meters.

Although tectonic activity has affected the Twente area during geologic history, leading to the development of both large scale faults (like the Gronau fault zone north of Hengelo and the Boekelo fault zone, southwest of Enschede) and small scale faults, the Marssteden concession area itself has been hardly affected. Only the southwestern part of the area, closest to the Boekelo fault zone, seems to be affected and faults are present her with an offset between 4 and 20 meters. However, these faults do not offset the entire stratigraphy. From literature and detailed studies it can be concluded that the salt caverns themselves are unlikely to have been directly affected by faults. If faults are present in the salt itself, the permeability across faults is known not to change significantly due to the viscoplastic nature of salt, which tends to heal such high-permeable zones. Nevertheless, there may be faults present in the overburden that may form a fluid migration pathway between aquifers at different depths that are otherwise separated by aquitards.

Preliminary cavern selection

Prior to this detailed risk assessment, a cavern selection process was performed, excluding high risk caverns from the selection. Excluding criteria encompassed:

- a history of some form of subsidence;
- a too thin salt roof above the cavern
- a too small distance between adjacent caverns (i.e. too thin salt pillar);
- an irregular cavern shape or too small cavern volume;
- development of the cavern into units of the Main Röt Evaporite salt layer younger than unit A;
- presence of major faults with possible leakage risks.

Possible leakage scenarios and leakage modeling

Seven leakage scenarios have been identified (see Table ES1), covering all possible causes for leakage and their consequences. Each scenario has a different depth and period of leakage, as the time span until the discovery of a leak and until full mitigation has been achieved differs, depending on the location of the leak (well or cavern). Scenario 1, "no breach of confinement", is the base case (expected evolution scenario).

Scenario's	leakage depth	period of leakage
1 no breach of confinement (<i>base case</i>)	435 m -surf.	3 months
2 leakage from cavern into Röt Claystone	395 m -surf.	3 months
3 scenario 2 with old permeable well in vicinity	395 m -surf.	3 months
4 leakage from well into Muschelkalk Formation (below hydrogeological base)	156 m -surf.	1 month
5 scenario 4 with old permeable well in vicinity	156 m -surf.	1 month
6 leakage from well into North Sea Supergroup (below hydrogeological base)	60 m -surf.	1 month
7 scenario 6 with old permeable well in vicinity	60 m -surf.	1 month
8 leakage from well above hydrogeological base directly into groundwater	20 m -surf.	1 month

Table ES1: Hazard scenarios associated with the top event "breach of confinement for the cavern-specific risk analysis.

A computer model called STOMP (Subsurface Transport Over Multiple Phases) was used to calculate the vertical migration of gasoil from the leakage location, following a limited period of leakage of 1 month for a leak in the well, and 3 months for a leak at cavern level. Model input parameters are shown in Table ES2.

Results of the cavern-specific risk assessment

Cavern 367

Cavern 367 (wells 367 and 368) is located in the eastern part of the Marssteden concession area (see Figure ES1). Characteristics of this cavern, based on the two basic sources of subsurface data that are available (i.e. sonar survey data and gamma-ray log data) are shown in Table ES3.

description host rock				properties host rock				properties permeable faults		
Geological Formation	Lithology	depth top layer (m - surf.)	layer thickness (m)	particle density (kg/m ³)	total porosity (fraction)	geological permeability (mD)	hydraulic conductivity (m/d)	total porosity (fraction)	geological permeability (mD)	hydraulic conductivity (m/d)
North Sea Supergroup above hydrogeol. base	sand	0	28	2082	0,41	1,00E+05	1,00E+00	--	--	--
	clay	28	10	1746	0,1	1,00E-02	1,00E-08	--	--	--
North Sea Supergroup below hydrogeol. base	consolidated sand	38	10	2200	0,3	5,00E+02	5,00E-04	--	--	--
	claystone	48	10	1746	0,1	1,00E-02	1,00E-08	--	--	--
	consolidated sand claystone	58 68	10 10	2200 1746	0,29 0,1	5,00E+02 1,00E-02	5,00E-04 1,00E-08	--	--	--
Altena Group / Niedersachsen Group	claystone	78	40	1746	0,07	1,00E-02	1,00E-08	0,17	1,00E-01	1,00E-07
	dolomitic marl	118	20	2243	0,27	1,00E+00	1,00E-06	0,37	1,00E+02	1,00E-04
Muschelkalk	clayey marl	138	20	2243	0,29	1,00E-02	1,00E-08	0,39	5,00E-01	5,00E-07
	dolomitic marl	158	30	2243	0,27	1,00E+00	1,00E-06	0,37	1,00E+02	1,00E-04
	clayey limestone marl, anhydrites	188 208	20 20	2243 2610	0,14 0,24	1,00E+01 1,00E-01	1,00E-05 1,00E-07	0,24 0,34	1,00E+03 1,00E+01	1,00E-03 1,00E-05
Upper Röt Claystone	claystone	228	170	1860	0,07	1,00E-02	1,00E-08	0,17	1,00E-01	1,00E-07
Upper Röt Evaporite	anhydrite	case spec.		2320	0,01	1,00E-05	1,00E-10	0,11	1,00E-04	1,00E-09
Main Röt Evaporite	rock salt, claystone	case spec.		2150	0,005	1,00E-05	1,00E-10	0,005	1,00E-05	1,00E-10

Table ES2: Input parameter values for properties of each rock/soil type in the STOMP model.

Characteristics for cavern 367

top Upper Röt Evaporite (average)	398m below surface
thickness Upper Röt Evaporite (average)	12m
top Main Röt Evaporite (average)	410m below surface
thickness Main Röt Evaporite (average)	71m
cavern length	130m
cavern width	110m
cavern height (average)	37m
location gas oil well	93m from west rim cavern
fault F2: distance from gas oil well	65m west of well
fault F2: depth range of offset	78 to 228m below surface
old well: distance from gas oil well	36m west of well

Table ES3: Overview of the characteristics of cavern 367.

The cavern is fully situated in the Röt Salt A Member (lowermost salt layer), except for a small upward protrusion at the location of well 367, which appears to just penetrate the base of Salt B. Salt D is overlain by 12 m of impermeable anhydrite. Above that another ±165 m of impermeable claystone separates the cavern from the Muschelkalk Formation. A fault, located 65 m to the west of the gasoil injection well and above the cavern, runs through the impermeable Upper Röt Claystone Member, the (locally) permeable Muschelkalk and the low permeable Altena/Niedersachsen groups (Geowulf, 2010). Since it runs through a considerable interval of claystones, it is likely that large sections of it are impermeable due to clay-smear. Moreover, the fault is not in direct contact with the cavern. The current volume of the cavern is approx. 200,000 m³, based on results from sonar surveys. These also indicate that the roof of the cavern is undulating, which results in so-called "pockets" in the roof in which gasoil may get trapped when the oil is being withdrawn from the cavern. A total pocket volume of 13,000 m³ is estimated from sonar. AkzoNobel aims to leach the roof before filling the cavern with gasoil entirely, to create a flat roof with as little pockets as possible. Caverns 278 and 369 (of which the latter is still producing brine) are located in close proximity to this cavern (60 and 70 m respectively). After termination of production, the width of the salt pillar between cavern 367 and cavern 369 will still be over 50 m (i.e. twice the width as required for mechanical stability).

Cavern 372

Cavern 372 (wells 372, 373 and 374) is located near the southeastern edge of the Marssteden concession (see Figure ES1). Characteristics of this cavern, based on the two

basic sources of subsurface data that are available (i.e. sonar survey data and gamma-ray log data) are shown in Table ES4. The cavern is fully situated in the Röt Salt A Member and Röt D is overlain by 13 m of impermeable anhydrite (Röt E). Above that another ± 160 m of impermeable claystone separates the cavern from the more permeable Muschelkalk Formation.

Characteristics for cavern 372

top Upper Röt Evaporite (average)	398m below surface
thickness Upper Röt Evaporite (average)	12m
top Main Röt Evaporite (average)	407m below surface
thickness Main Röt Evaporite (average)	68m
cavern length	180m
cavern width	100m
cavern height (average)	38m
location gas oil well	centre of cavern
fault Fboekelo: distance from gas oil well	135m west of well
fault Fboekelo: depth range of offset	78 to >480m below surface
old well: distance from gas oil well	40m west of well

Table ES4: Overview of the characteristics of cavern 372.

The nearest fault to this cavern is part of the Boekelo fault zone and is located 135 m to the southwest of the gasoil injection well, ± 60 m from the edge of the cavern. It runs through the impermeable Upper Röt Claystone Member, the (locally) permeable Muschelkalk and the low permeable Altena/Niedersachsen groups (Geowulf, 2010). Its throw is estimated by Geowulf (2010) to be between 4 and ± 15 m. Since the fault runs through a considerable interval of claystones, it is likely that large sections of it are impermeable due to clay-smear. Moreover, the fault is not in direct contact with the cavern.

The current volume of the cavern is approx. $149,000 \text{ m}^3$, based on results from sonar surveys. These also indicate that the roof of the cavern is undulating, which results in so-called "pockets" in the roof in which gasoil may get trapped when the oil is being withdrawn from the cavern. A total pocket volume of $2,000 \text{ m}^3$ is estimated from sonar. AkzoNobel aims at leaching the roof following the last withdrawal of gasoil, which implies a longer period necessary to deliver the last quantity of oil (approximately 250 days). Caverns 369 and 375, of which cavern 369 is still producing brine, are located in close proximity to this cavern (125 and 85 m respectively). At the end of production of cavern 375, the width of the salt pillars between cavern 372 and the neighboring caverns will still be at least 85 m, which is more than three times the width as required for mechanical stability.

Cavern 469

Cavern 469 (wells 469, 470 and 471) is located in the center part of the Marssteden concession (see Figure ES1). Characteristics of this cavern, based on the two basic sources of subsurface data that are available (i.e. sonar survey data and gamma-ray log data) are shown in Table ES5. The cavern is fully situated in the Röt Salt A Member and Röt D is overlain by 11 m of impermeable anhydrite (Rot E). Above that another ± 164 m of impermeable claystone separates the cavern from the more permeable Muschelkalk Formation.

Two faults are located near this cavern. One is located 80 m south of well 470 (the gasoil injection well) and it actually crosses the cavern (Gewowulf, 2010). Its throw is estimated to be between 2 and ± 6 m. A second fault is located 35 m west of well 470, and above the cavern. Its throw is estimated to be less than 8 m. Since both faults run through a considerable interval of claystones, it is likely that large sections of it are impermeable due to clay-smear. Furthermore, although the first fault might be in direct contact with the cavern, the estimated throw is much less than the thickness of the salt layers (Salt A-D), and therefore it is unlikely that containment has been compromised by this fault.

Characteristics for cavern 469

top Upper Röt Evaporite (average)	398m below surface
thickness Upper Röt Evaporite (average)	11m
top Main Röt Evaporite (average)	409m below surface
thickness Main Röt Evaporite (average)	65m
cavern length	160m
cavern width	110m
cavern height (average)	35m
location gas oil well	centre of cavern
fault F1: distance from gas oil well	40m west of well
fault F1: depth range of offset	78 to 474m below surface
fault F2: distance from gas oil well	35m west of well
fault F2: depth range of offset	78 to 228m below surface
old well: distance from gas oil well	40m west of well

Table ES5: Overview of the characteristics of cavern 469.

The current volume of the cavern is 105.000 m³, based on results from sonar surveys. These also indicate that the roof of the cavern is undulating, which results in so-called "pockets" in the roof in which gasoil may get trapped when the oil is being withdrawn from the cavern. A total pocket volume of 2,000 m³ is estimated from sonar. AkzoNobel aims at leaching the roof before filling the cavern with gasoil entirely, to create a flat roof with as little pockets as possible. Oil storage cavern 472 is located in close proximity to this cavern, at a distance of 124 m, which is still four times more than the width (25m) as required for mechanical stability.

Cavern 472

Cavern 472 (wells 472, 473 and 474) is located in the central part of the Marssteden concession (see Figure ES1). Characteristics of this cavern, based on the two basic sources of subsurface data that are available (i.e. sonar survey data and gamma-ray log data) are shown in Table ES6. The cavern is fully situated in the Röt Salt A Member and Röt D is overlain by 13 m of impermeable anhydrite (Röt E). Above that another ± 163 m of impermeable claystone separates the cavern from the more permeable Muschelkalk Formation.

The nearest fault to this cavern runs just east of this cavern, is identified in well 474 and actually crosses the cavern (geowulf, 2010). Its throw is estimated to be between 2 and 6 meters. As it runs through a considerable interval of claystones, it is likely that large sections of it are impermeable due to clay-smear. Because the estimated throw is much less than the thickness of the salt layer (salt A-D), the containment is unlikely to be compromised by this fault.

The current volume of the cavern is approx. 143,000 m³, based on results from sonar surveys. These also indicate that the roof of the cavern is undulating, which results in so-called "pockets" in the roof in which gasoil may get trapped when the oil is being withdrawn from the cavern. A total pocket volume of 2,400 m³ is estimated from sonar. AkzoNobel aims at leaching the roof following the last withdrawal of gasoil, which implies a longer period necessary to deliver the last quantity of oil (approximately 150 days).

Characteristics for cavern 472

top Upper Röt Evaporite (average)	397m below surface
thickness Upper Röt Evaporite (average)	13m
top Main Röt Evaporite (average)	410m below surface
thickness Main Röt Evaporite (average)	62m
cavern length	170m
cavern width	80m
cavern height (average)	17m
location gas oil well	centre of cavern
fault F1: distance from gas oil well	70m west of well
fault F1: depth range of offset	78 to >480m below surface
old wells: distance from gas oil well	40m west and east of well

Table ES6: Overview of the characteristics of cavern 472

Oil storage cavern 469 is located in close proximity to this cavern, at a distance of 124 m, which is still five times more than the width (25m) as required for mechanical stability. Furthermore, brine production cavern 475 is located at a distance of 184 m. After termination of brine production in 2017 this cavern and cavern 472 will still be more than 150 m away from each other, which is five times more than the width (25 m) as required for mechanical stability.

Compliance with conditions and requirements

All four caverns have been found to comply with the initial conditions and assumptions underlying the containment concept. Furthermore, both the unconditional and the conditional requirements that must be complied with are fulfilled and the reference material relevant to the checklist is presented. Consequently, the risk associated with storage of gasoil in these caverns, defined as the probability of occurrence of a breach of confinement (the top event) times the effect, is very low to negligible. Information on the probability of occurrence of a breach of confinement can be found in Chapter 7 of Van Duijne et al. (2012).

Once breach of confinement occurs, gasoil leaks from the storage system into the surrounding rock. STOMP modeling results indicate that the residual risk associated with leakage of gasoil from any point below the hydrogeological base does not pose a risk with respect to contamination of the upper, phreatic groundwater bodies near the Marssteden area. Due to the low porosity and permeability of the geological layers below this base, upward migration due to multiphase flow is largely prohibited and the gasoil does not reach the nearby structures with a higher porosity and permeability (fault and/or 'old' well). Leakage from the gasoil well above the hydrogeological base does cause a direct risk of contamination of the upper groundwater bodies. However, STOMP modeling results indicate that the spread of the gasoil in and on top of the phreatic groundwater will be limited to an area well within the Marssteden

Conclusion

Deltares concludes that all four caverns are suitable for cyclic (i.e., non-permanent) gasoil storage.

1 Introduction

In this report, which was compiled by Deltares (no contribution from TNO), a cavern-specific risk assessment is made for four caverns on the Marssteden concession that have been selected for gas oil storage. The risk assessment is made by applying the methodology explained in the report titled “*Generic Risk Assessment of Gas Oil Storage in Salt Caverns in the Twente region based on the Second Use Containment Concept (2UC)*” by Van Duijne et al. (2012), and is based on the subsurface containment concept and its underlying assumptions as explained in Chapter 4 of that report. In the underlying report, the technical suitability of the four caverns selected for gas oil storage is addressed, and the risks associated with it are assessed. Prior to the assessment for the individual caverns, the characteristics of the location, the geology and the hydrogeology of the Marssteden concession are briefly reviewed. Also, the selection procedure, which resulted in the four caverns under consideration, is briefly explained.

As part of the cavern-specific risk assessment, first the hazard scenarios associated with the top event “breach of confinement” are investigated for the four caverns, and their probabilities are quantified using the generic risk quantification method for gas oil storage in salt caverns as explained in Chapter 7 of the report by Van Duijne et al. (2012). Next, for each selected cavern, additional information is given on the history, current status, geometry, volumetrics, and the local geological conditions around the cavern. Next, for each cavern the cavern suitability checklist (see section 7.4 in Van Duijne et al., 2012) is filled in and reviewed to show that the selected cavern fulfills the requirements to be used for gas oil storage. A suitable cavern in this context means that it adheres to the conditions that are required to ensure that the gas oil remains confined to the storage system. Having verified the suitability of the four selected caverns, then for each cavern, and for each hazard scenario connected to the top event “breach of confinement”, the effects of leakage (magnitude, extent of contamination) are quantified using multiphase flow modeling (STOMP).

2 Marssteden concession

2.1 Location

The Marssteden concession is located between the cities of Hengelo and Enschede (in the municipality of Enschede) in the catchment of the Twentekanaal. AkzoNobel has selected four caverns to be used for gas oil storage (see Figure 2.1 for location; AkzoNobel, 2010): cavern 367 with two wells (wells 367, 368), cavern 372 with three wells (wells 372, 373, 374), cavern 469 with three wells (wells 469, 470, 471), and cavern 472 with three wells (472, 473, 474). Relief in the area is subtle (no large differences in elevation), and no moraines or clay lenses are present in this area. Phreatic groundwater levels lie between 0 and 2 m below the surface and fluctuate approximately 1 m throughout the year (De Louw, 2006). Several surface water streams can be found in the vicinity of the concessions of which some have EU Water Framework Directive objective (“Azelerbeek” and “Bornsebeek”). North of the Marssteden concession, an area of the Ecological Main Structure of the Netherlands (EHS) is present. Several groundwater abstraction wells for drinking water and two groundwater protection areas are located at close proximity to the selected caverns (< 5 km). Several swimming water locations can be found in the vicinity of the Marssteden concession (Figure 2.2).

2.2 Geology and hydrogeology

Basically the stratigraphic units as described in section 3.2.1 of the report of Van Duijne et al. (2012) on the general geology of the Twente area are also present in the Marssteden concession, and in a horizontal to sub-horizontal position. Information on their depth of occurrence, their thickness and their hydrogeological characteristics (bulk porosity, permeability) is provided in Table 3.1 of that report (Van Duijne et al., 2012). For further information on the general geology and hydrogeology of the Twente region the reader is referred to Chapter 3 of that report. Here, the focus is on the geology and hydrogeology of the Marssteden concession.

The Marssteden concession can be subdivided in a southern and a northern part based on the presence of tectonic elements. Detailed studies by Geowulf (2010, 2012) on the presence of discontinuities in the otherwise gently dipping strata resulted in a map of the Twente-Rijn concession with tectonic areas and fault zones, and in depth and subcrop maps of stratigraphic formation boundaries, in which the offset of individual faults is displayed at that particular stratigraphic level. Furthermore, one cross-section was constructed that runs from SW to NE through the Marssteden area. All maps and the cross-section can be found in Appendix A. In these maps, which are primarily based on well data, the Marssteden storage concession is labeled “Area 3B Marssteden”, and the boundary is indicated by a black line in the SE corner of the map. The main tectonic element in this area is the Boekelo Fault zone (labeled “Fboekelo”), which runs NW-SE through the southern part of the Marssteden concession (see Van Duijne et al., 2012, Chapter 4, Figure 4.3). In depth, it runs from below the stratigraphic level of the caverns up and into the deposits of the North Sea Supergroup, and has a maximum throw in the range of 5-20m within the Marssteden area. Furthermore, in the northern part, where the caverns selected for gas oil storage are located, two smaller normal faults (labeled “F1”, “F2” on the maps) are identified, also with a maximum displacement in the range of 5-20m. However, these faults do not offset the entire

stratigraphy. Fault F1 has an offset at cavern level of 4-6 meters, whereas fault F2 has no offset at cavern level. Geowulf (2010) concluded that the containment of the gas oil is not likely to be directly affected by these faults due to the self-healing nature of salt. A more detailed analysis of these faults, i.e., their geographical and stratigraphic location in relation to the caverns, and their throw, will be reviewed later in this report for each selected cavern individually.

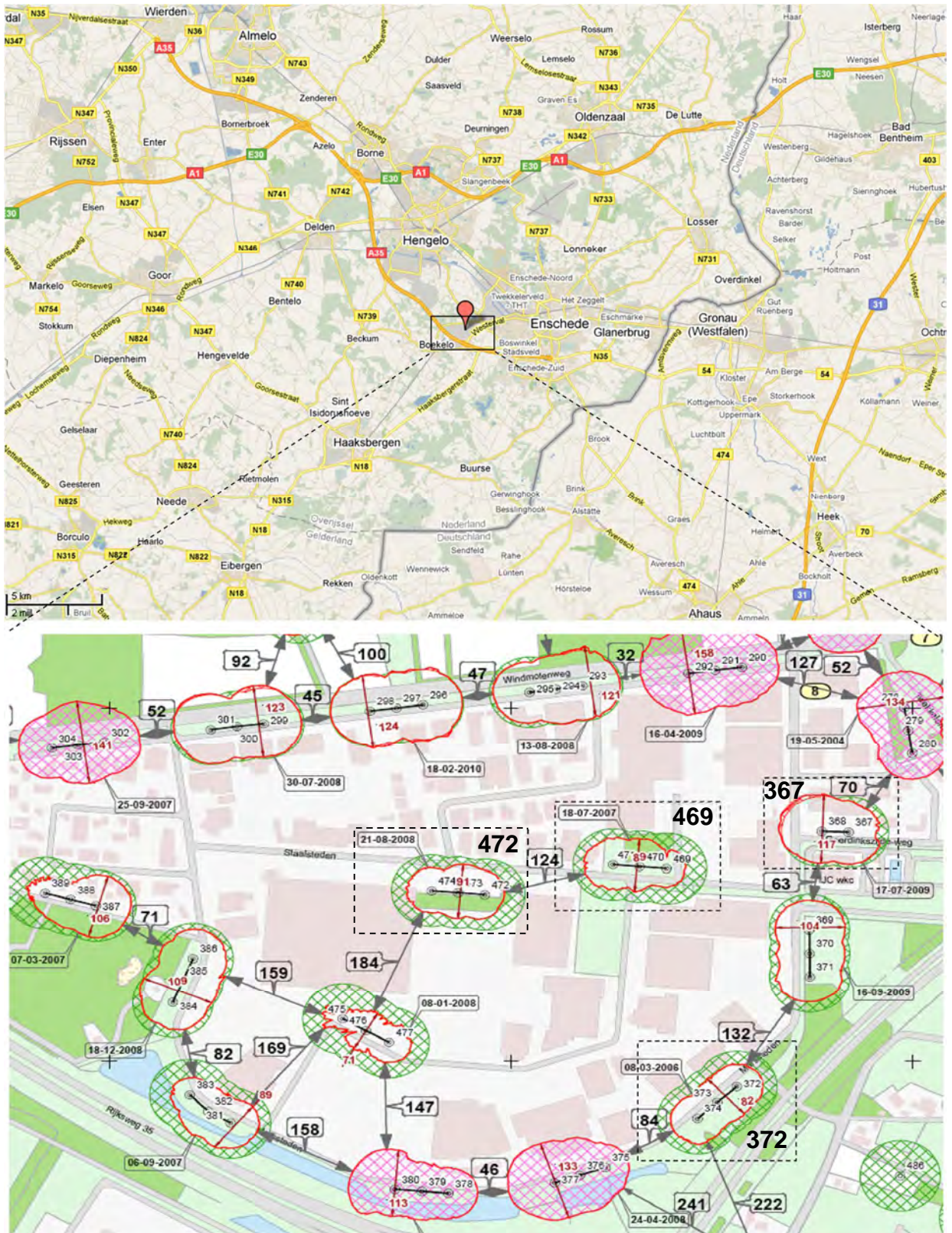


Figure 2.1: Overview of the area of the Marssteden concession of AkzoNobel with the position of the salt caverns. Caverns in dashed rectangles are selected for gas oil storage.

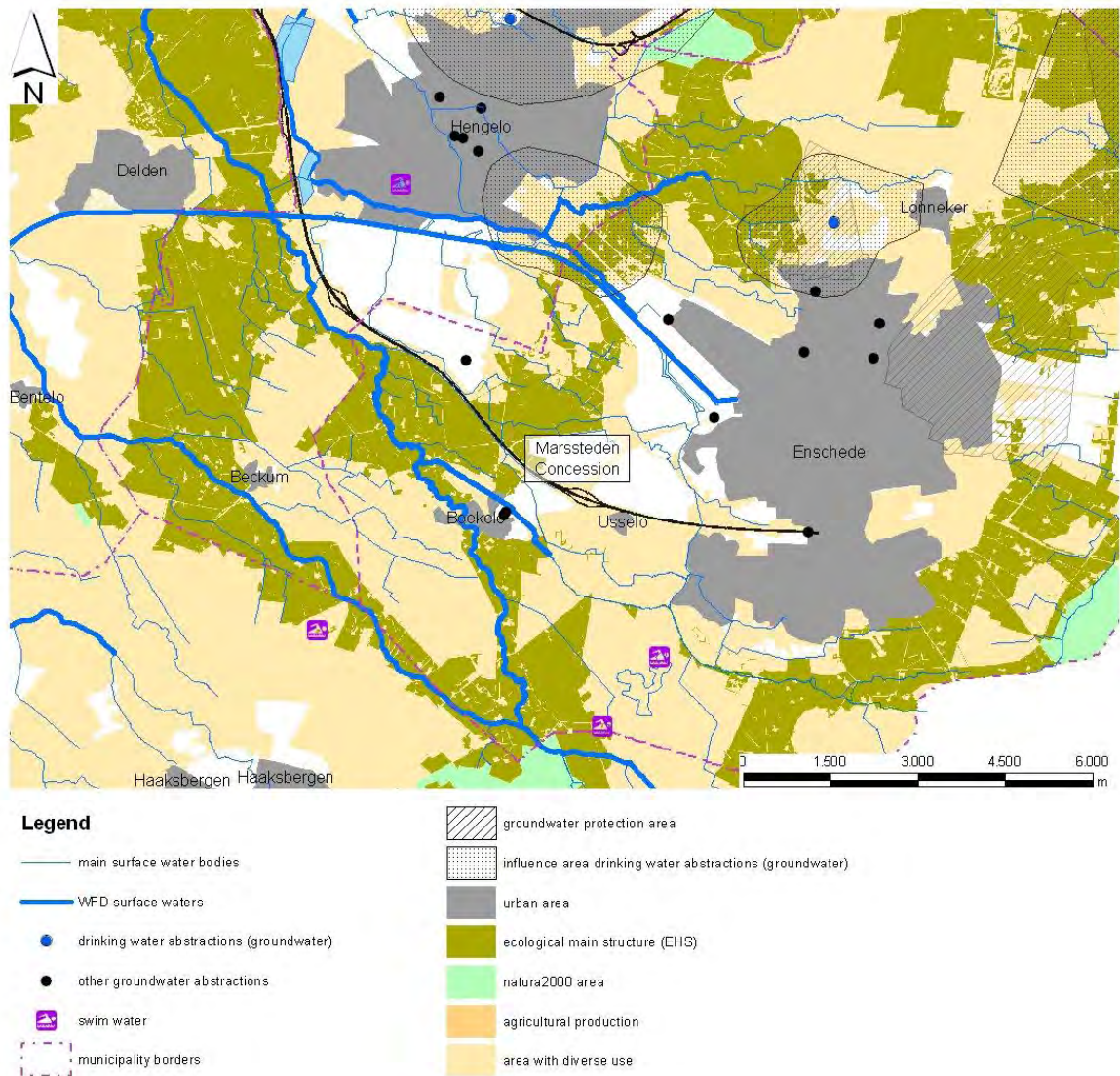


Figure 2.2: Overview of the land and water functions of the area surrounding the Marssteden Concession (source: Waterbeheerplan 2010-2015).

3 Preliminary cavern selection

As part of the permitting procedure for storage of gas oil, a cavern selection process was performed (AkzoNobel, 2010). In this preliminary selection process, the caverns in the Marssteden concession were checked for compliance with a number of technical requirements set by AkzoNobel. A detailed risk analysis was not yet performed at this stage. Technical requirements that caverns must comply with according to AkzoNobel included:

- no history of subsidence;
- fulfilling geomechanical stability criteria (e.g. minimum thickness of salt roof above the cavern, minimum distance between caverns);
- suitable cavern geometry (shape, volume);
- cavern fully contained within unit A of the Main Röt Evaporite;
- minimal presence of faults;
- good accessibility

Afterwards, the 11 pre-selected caverns that fulfilled the technical requirements were ranked based on operational footprint (impact on the environment, proximity to nature, etc.) and compatibility with spatial planning. Primary conclusion from this preliminary cavern selection process was that four salt caverns in the Marssteden concession are most suitable for gas oil storage: cavern 367 with two wells (wells 367, 368), cavern 372 with three wells (wells 372, 373, 374), cavern 469 with three wells (wells 469, 470, 471), and cavern 472 with three wells (472, 473, 474). For further details on the cavern selection process the reader is referred to the "Startnotitie MER", published under the title "*Voornemen gasolieopslag in zoutcavernes in regio Twente*" by the Ministry of Economic Affairs, Agriculture and Innovation (AkzoNobel, 2010).

4 Leakage scenarios

4.1 Leakage scenarios

Seven leakage scenarios (see Table 4.1) have been identified for the selected caverns, all of which result in a deviation from the base case, which is that of a closed storage system (cavern and wells) that ensures containment of the gas oil. Together these scenarios cover all the possible causes of leakage and their consequences. Scenarios include amongst others leakage at different depths from the well or the cavern, i.e., below and above the hydrogeological base, the presence of degraded permeable cementation in a neighboring well of the same cavern or older caverns in the Marssteden concession, and the presence of permeable faults in the immediate vicinity of the cavern or the well that may serve as a vertical migration path to shallower stratigraphic levels. STOMP was used to calculate the migration of the LNAPL (gas oil) from the cavern for these leakage scenarios, and for the base case of enduring containment. For each scenario, a maximum period of leakage is defined after which mitigation measures stop the leakage. This is further discussed in the next section.

Scenario's	leakage depth	period of leakage
1 no breach of confinement (<i>base case</i>)	435 m -surf.	3 months
2 leakage from cavern into Röt Claystone	395 m -surf.	3 months
3 scenario 2 with old permeable well in vicinity	395 m -surf.	3 months
4 leakage from well into Muschelkalk Formation (below hydrogeological base)	156 m -surf.	1 month
5 scenario 4 with old permeable well in vicinity	156 m -surf.	1 month
6 leakage from well into North Sea Supergroup (below hydrogeological base)	60 m -surf.	1 month
7 scenario 6 with old permeable well in vicinity	60 m -surf.	1 month
8 leakage from well above hydrogeological base directly into groundwater	20 m -surf.	1 month

Table 4.1 Hazard scenarios associated with the top event "breach of confinement for the cavern-specific risk analysis.

4.2 Timing of mitigation measures

For the generic assessment of the effects (Chapter 6 of Van Duijne et al., 2012) of gas oil leakage, conservative calculations were made using STOMP in which the period of gas oil leakage was set to 30 years. However, in reality a breach of confinement of the gas oil system will be noticed and mitigating measures (technical, human-error-proof, see sections 5.10 and 5.11 of Van Duijne et al., 2012) will be taken as soon as the leak is detected, i.e., much sooner than after 30 years. Below, the steps that must be taken to stop a leakage from the storage system are described, together with a conservative estimate of the timing of each of the steps, which, when added together, gives the time that elapses before full mitigation is achieved:

- a. A pressure measurement (or any other suitable measurement employed by AkzoNobel) indicates an anomaly, and is followed by an investigation (week 1), during which the pressure in the gas oil system is maintained, e.g. by brine injection, to prevent destabilization of the cavern;
- b. If investigation points out that the breach of confinement (leakage) is in one of the wells, a workover installation is mobilized (week 2);
- c. The well is temporarily repaired using a packer and pressure is monitored to assess whether or not the leakage of gas oil has stopped (week 3). At this stage, the exact location of the leakage is found if the leak is in the well.
- d. The leak in the well is permanently repaired and after testing the gas oil storage activities can be continued (week 4). At this point in time one month has passed.
- e. When during step b no leak is found in the wells, then in a worst-case scenario the gas oil must be removed from the cavern. Duration of this process depends on the amount of gas oil stored. In the case of the caverns being completely filled with oil up to the maximum allowable amount, this process takes about three months.

Considering the above, it is safe to assume that leakage from a cavern will continue for a period of three months, whereas leakage from a well will continue for one month. These maximum periods of leakage have been used in the STOMP model calculations for quantification of the effects of gas oil leakage (next section).

4.3 Numerical modeling of multiphase flow: STOMP

White et al. (1995) and Lenhard et al. (1995) developed a computer model called STOMP (Subsurface Transport Over Multiple Phases) to predict the effectiveness of environmental restoration studies involving multiple phases. It is a three-dimensional, three-phase, compositional engineering simulator for modeling contaminant migration and remediation technologies for the cleanup of subsurface sites contaminated with organic compounds. The STOMP model code is based on the Richards equation (see Section 6.3.1 in Van Duijne et al., 2011) and on the constitutive relations developed by Lenhard and Parker (1987) and Kaluarachchi and Parker (1992). Flow and transport are solved numerically using an integrated-volume finite-difference scheme to discretize the governing equations. For further details on the theory of multiphase flow and the STOMP model the reader is referred to Chapter 6 of Van Duijne et al., 2012.

For the purpose of the cavern-specific STOMP calculations of the four selected caverns, the local subsurface of the Twente area was digitized in a cross-sectional (2D) model domain based on the conceptual model as presented in Chapter 3 of Van Duijne et al. (2012). In the horizontal direction, the resolution of the model domain is 10 m. Vertically, the resolution of the model domain varies depending on the level of detail that is required in the result (high for the interval in the subsurface containing the caverns and the interval above the hydrogeological base, lower in-between) and the amount of knowledge that exists of the geological layers. The layers that represent the Upper Röt Claystone, the Muschelkalk Formation, the Altena Group, the Niedersachsen Group, and the North Sea Supergroup below the hydrogeological base have a resolution of 10 m. The Main Röt Evaporite Member, the Middle Röt Claystone Member and the Upper Röt Evaporite Member have a much higher resolution, as does the layer above the hydrogeological base (2 m). The schematization of

the cavern-specific situation is described for each cavern separately: the cavern dimensions, the local depth and thickness of the Main Röt Evaporite Member, the local depth and thickness of the Upper Röt Evaporite Member, and the local characteristics of the North Sea Supergroup above the hydrogeological base (sections 5.1, 6.1, 7.1, and 8.1).

The location and the properties of potentially permeable faults and “old” wells with reduced integrity in the vicinity of the cavern need to be schematized separately. The location of the faults in the area with respect to the caverns as well as the depth over which the faults occur are specified for each cavern separately in sections 5.2, 6.2, 7.2, and 8.2. Furthermore, despite various studies that have been reported in literature (e.g. Bense and Person, 2006; Folch and Mas-Pla, 2007; Anderson and Bakker, 2008; Magri et al., 2009; Saar, 2010), no assumptions can be made on porosity and permeability values of faults. Generally, for faults that are permeable, the permeability can be considered several orders of magnitude higher than that of the surrounding host rock, and depends primarily on the amount of fault throw and the clay-content of the lithologies flanking the fault zone. Therefore, the porosity and permeability of a permeable fault in this study was estimated based on the porosity and permeability of the host rock, the clay content of the host rock and the throw of the fault (see Chapter 3 of Van Duijne et al., 2012). Because the subsurface in the Marssteden area consists of an alternation of clay-rich and sandy formations, the permeability of faults varies strongly with depth (see Table 4.2 for values). Furthermore, for “old” wells in the vicinity of the cavern that may have a reduced integrity, the schematization of the permeable casing/cement is similar for all wells: the porosity of the cement around the well is 0.8 and the permeability is 1.00×10^6 mD (hydraulic conductivity of 10 m/d), and the zone of increased permeability runs from 30 m above the roof of the cavern to the surface (worst-case scenario). The location of the nearest “old” well is determined for each cavern individually.

Simulation of multiphase flow behavior with the STOMP model requires input data on the properties of the subsurface, the formation water, the brine and the gas oil (see Table 4.2). Subsurface data required include:

- Hydraulic properties of the subsurface: porosity and intrinsic permeability of each defined rock/soil type. Intrinsic permeability was either directly declared or calculated through the hydraulic conductivity at reference conditions (atmospheric pressure and 20°C). The values for the porosity and permeability were obtained as described in Section 3.3.2 of Van Duijne et al. (2012). (Verweij and Simmelink, 2002; Bouw and Oude Essink, 2003; Pöppelreiter et al., 2005; Doe and Osnes, 2006; Bear, 1972; Domenico and Schwartz, 1998; Dufour, 1998; De Louw, 2006).
- Mechanical properties of the subsurface: particle density for each defined rock/soil type. The values for particle density were obtained from the website simetric.co.uk/si_materials.htm. Based on these values and the values for porosity the specific storativity, compressibility, and a tortuosity function for each defined rock/soil type are calculated by the STOMP model.
- Saturation properties of the subsurface according to the saturation-capillary pressure function for each defined rock/soil type. For this function, the water retention curve by Van Genuchten is used (van Genuchten, 1980). The Van Genuchten function was chosen because it assumes that the wetting fluid drains from a porous medium whenever the capillary pressure is greater than zero.

In Table 4.2 the values that were used for these input parameters of subsurface characteristics are listed. Data required of the water and gas oil phases include:

- The aqueous relative permeability for each defined rock/soil type; For this purpose the Mualem function is chosen since the aqueous relative permeability is dependent on the saturation function (van Genuchten) and the Mualem function is strictly applicable to the Van Genuchten function (Mualem, 1976).
- The NAPL relative permeability for each defined rock/soil type; for this purpose the Mualem function is used as well, because of its dependency on the Van Genuchten function.
- The physical properties of the gas oil: the gas oil that will be injected has a density of 820 to 860 kg/m³ (average of 840 kg/m³) and a viscosity of 1.64×10⁻³ Pa.s to 3.87×10⁻³ Pa.s (average of 2.76×10⁻³ Pa.s). These values were obtained from Appendix 2 of the gas oil 10ppm product specifications provided by the North Sea Group.

Table 4.2 Input parameter values of the properties of each rock/soil type in the STOMP model.

description host rock				properties host rock				properties permeable faults		
Geological Formation	Lithology	depth top layer (m - surf.)	layer thickness (m)	particle density (kg/m ³)	total porosity (fraction)	geological permeability (mD)	hydraulic conductivity (m/d)	total porosity (fraction)	geological permeability (mD)	hydraulic conductivity (m/d)
North Sea Supergroup above hydrogeol. base	sand	0	28	2082	0,41	1,00E+05	1,00E+00	--	--	--
	clay	28	10	1746	0,1	1,00E-02	1,00E-08	--	--	--
North Sea Supergroup below hydrogeol. base	consolidated sand	38	10	2200	0,3	5,00E+02	5,00E-04	--	--	--
	claystone	48	10	1746	0,1	1,00E-02	1,00E-08	--	--	--
	consolidated sand	58	10	2200	0,29	5,00E+02	5,00E-04	--	--	--
Altena Group / Niedersachsen Group	claystone	68	10	1746	0,1	1,00E-02	1,00E-08	--	--	--
	claystone	78	40	1746	0,07	1,00E-02	1,00E-08	0,17	1,00E-01	1,00E-07
Muschelkalk	dolomitic marl	118	20	2243	0,27	1,00E+00	1,00E-06	0,37	1,00E+02	1,00E-04
	clayey marl	138	20	2243	0,29	1,00E-02	1,00E-08	0,39	5,00E-01	5,00E-07
	dolomitic marl	158	30	2243	0,27	1,00E+00	1,00E-06	0,37	1,00E+02	1,00E-04
Upper Röt Claystone	clayey limestone	188	20	2243	0,14	1,00E+01	1,00E-05	0,24	1,00E+03	1,00E-03
	marl, anhydrites	208	20	2610	0,24	1,00E-01	1,00E-07	0,34	1,00E+01	1,00E-05
Upper Röt Evaporite	claystone	228	170	1860	0,07	1,00E-02	1,00E-08	0,17	1,00E-01	1,00E-07
Upper Röt Evaporite	anhydrite	case spec.		2320	0,01	1,00E-05	1,00E-10	0,11	1,00E-04	1,00E-09
Main Röt Evaporite	rock salt, claystone	case spec.		2150	0,005	1,00E-05	1,00E-10	0,005	1,00E-05	1,00E-10

Besides these input parameters, boundary and initial conditions are required. Application of boundary and initial conditions requires an appropriate conceptualization of the physical problem and translation of that conceptualization into boundary and initial condition form. The initial conditions are defined for time step T=0 and consist of a hydrostatic pressure at the lower boundary of the model domain and a pressure gradient in the vertical direction towards the upper boundary of the model domain. The pressure in the lowermost layer is calculated from the depth and the water density (5.2×10⁶ Pa). At the upper boundary the pressure is identical to atmospheric pressure (1.01325×10⁶ Pa) so that an unsaturated zone is created in the phreatic model layer. Another initial condition is the NAPL pressure. In the lowermost model layer, a NAPL pressure is defined to obtain a layer that is completely saturated with NAPL (5.2×10⁶ Pa). In the rest of the model, the NAPL pressure is defined as zero. The boundary conditions are constant for the whole simulation period, and only at the upper boundary (the uppermost layer) the aqueous pressure is defined to be equal to the atmospheric pressure (this is the hydrostatic pressure) together with a zero flux for the NAPL.

Model results are visualized at time t=150 years after the initial breach of confinement for all scenarios. For the scenario that is found to pose the highest risk (most severe in terms of magnitude of leakage and leakage flow rate), model output is visualized at multiple moments in time after gas oil leakage occurs: 1 day, 1 week, 1 month, 3 months, 1 year, 5 year, 30 year, 60 year, 100 year and 150 year after leakage.

5 Cavern 367

5.1 Status

Cavern 367 contains two wells (367, 368), and is located in the eastern part of the Marssteden concession (see Figure 2.1). Both wells were drilled in the last quarter of 1991, and are in good condition, as indicated in section B4 of the Storage Plan. Brine production started in April 1992, and stopped in 2010. Currently, the span of the cavern is ± 130 m in E-W direction (along the line of the cross-section used in the STOMP risk modeling; see section 5.5), and ± 110 m in the direction perpendicular to that. Because the final decision on which well will be used for gas oil injection has not been made yet, well 368 is assumed to be the gas oil injection well. Wells 367 and 368 are 36 m apart along the line of the cross-section used in the STOMP modeling, and the distance from either of the wells to the edge of the cavern is 57 m. A detailed overview of the cavern and the wells, and its position in relation to the stratigraphy, is included in Appendix B. It is based on the two basic sources of subsurface data that are available: sonar survey data and gamma-ray log data.

Caverns 278 and 369 are located in close proximity to this cavern, at distances of 60 and 70 m respectively. Cavern 278 went out of production in November 2006. However, cavern 369 is still producing brine and will continue to do so until the end of 2013. A recent sonar measurement indicates that the thickness of the salt pillar between this cavern and cavern 367 is about 70m. At the end of production, when this cavern has reached its final geometry, the width of the salt pillars between cavern 367 and the neighboring caverns will still be 50 m or more, which is twice the width (25m) as required for mechanical stability.

5.2 Geology

The Main Röt Evaporite A-D members have a total thickness of ± 70 m at the location of this cavern, with the base located at a depth of 477 m and the top located at 407 m below the surface (see Appendix B). Members A and C have significant thicknesses (respectively 30-40 m and 15-20 m), while layers B and D are relatively thin (respectively ± 5 m and ± 2 m). The cavern has a height of max. 20m and is fully situated in the Main Röt A Member (lowermost salt layer), except for a small upward protrusion at the location of well 367, which appears to just penetrate the base of the Main Röt B Member. Main Röt Evaporite A-D members are overlain by 12 m of Main Röt Evaporite E Member, which consists entirely of impermeable anhydrite. Above that another ± 165 m of impermeable claystone (Intermediate Röt Claystone and Upper Röt Claystone members) separates the cavern from the more permeable Muschelkalk Formation.

Properties of the subsurface (porosity, permeability) in the immediate vicinity of this cavern are essentially similar to those stated in Table 4.2. The nearest fault to this cavern is fault "F2" (see map with tectonic areas and fault zones in Appendix A), which is located 65 m to the west of the gas oil injection well, and above the cavern. It runs from >480 m depth (below the cavern) to 80 m depth through the impermeable Main Röt Evaporite, the impermeable Upper Röt Claystone Member, the (locally) permeable Muschelkalk and the low permeable Altena/Niedersachsen groups (Geowulf, 2010). Its throw is estimated by Geowulf (2010) to be zero at the base of the Muschelkalk and deeper and 8 meters at the top of the Muschelkalk. Geowulf base their estimate on interpolated well tops, i.e., no direct observation has been

done e.g. from seismic, probably because the fault throw is too small to be seen on seismic (sub-seismic scale). Since the fault runs through a considerable interval of claystones, it is likely that large sections of it are impermeable due to clay-smear. Moreover, the fault is not in direct contact with the cavern.

5.3 Volumetrics

The current volume of the cavern is approx. 200,000 m³. It is calculated based on results from sonar (sound navigation and ranging) surveys, which produce a three-dimensional image of the cavern by emitting a sound pulse and recording the time lapse before the pulse, which is reflected by the cavern wall, is received again by the receiver. A layer of brine is left at the bottom of the cavern during storage to shield the gas oil from the permeable sump material and formations below the cavern into which it may potentially migrate. Close inspection of the sonar data reveals that a maximum depth of the oil-brine interface of 465m is allowable without exposing the sump to gas oil, i.e., the cavern can be filled with gas oil up to a level where the oil-brine interface is at 465m depth below surface. At this maximum depth, the volume of gas oil that can be stored is ca. 163,000 m³. Furthermore, the sonar measurements indicate that the roof of the cavern is undulating, which results in so-called “pockets” in the roof in which gas oil gets trapped. A total pocket volume of 13,000 m³ is estimated from sonar (see Appendix B). Mitigation measures to ensure that all the oil that is stored in the cavern is retrieved at the end of the storage period are discussed in section D of the Storage Plan on residual oil after abandonment.

5.4 Suitability for storage

This checklist is based on see section 7.4 in Van Duijne et al., 2012.

Initial conditions and assumptions underlying the containment concept that the cavern must comply with to be suitable for storage

1. The cavern will be used for storage of gas oil.
Valid, see “Voornemen gasolieopslag in zoutcavernes in regio Twente” (AkzoNobel, 2010).
2. Gas oil will be stored for a maximum period of 30 years.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1
3. Gas oil is injected and extracted to the cavern via a well which includes a casing secured by cement and a packer close to the cavern.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B4
4. Brine is extracted (as gas oil is injected) and injected (as gas oil is extracted) to the cavern by a well.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1
5. The cavern is surrounded by Röt A salt at the sides and above.
Valid, see Section 5.1.
6. The bottom of the cavern is covered by brine as a control measure. This ensures that the gas oil will not reach the bottom of the cavern.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1

7. The whole cycle of injection, storage and extraction is an isolated process with no contamination to the surroundings layers.
Valid, see Environmental Impact Assessment (AkzoNobel, in preparation).
8. The maximum hydraulic conductivity of the salt is 1.6×10^{-5} m/d.
Valid, see Table 3.1 in "Generic Risk Assessment of gas oil storage in salt caverns in the Twente region based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)" (Van Duijne et al., 2012).
9. A cavern for which the storage activity is completed is refilled with brine and adheres to the conditions set by the good salt mining practice.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), sections D2, D5

Unconditional requirements that the cavern must comply with to be suitable for storage

1. There are no known indicators for unfavorable containment conditions for the specific cavern, such as:
 - Cavern instability
 - Low pressure
 - Leakage
 - Roof collapse
 - Loss of wellhead pressure/failed pressure test
 - Degraded caprock integrity
 - Fractures
 - Presence of unfavorable insoluble layers
 - Filling with aqueous fluids from surrounding rock (capable of leaching salt)
 - Overpressure/overflowing of the cavern/operational procedure
 - Well/casing/plug problems/failure, including blowout.

True, these known indicators for unfavorable containment conditions have not occurred for cavern 367.
2. The cavern is solely situated within the Main Röt Evaporite A rock salt layer.
True, see Section 5.1 of this report.
3. There is no permeable layer within the Main Röt Evaporite salt layers.
True, see Section 3.2.1 on stratigraphy in "Generic Risk Assessment of gas oil storage in salt caverns in the Twente region based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)" (Van Duijne et al., 2012).
4. The cavern is at least overlain by 5 m of Röt C.
True, see Section 5.1 of this report.
5. The roof of the cavern is favorable for gas oil extraction at the end of the storage period.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section D4.
6. The geometry of the cavern does not favor stress concentration.

True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.1

7. The distance between different salt caverns within a row of caverns is at least 25 m.
True, see Section 5.1 of this report.
8. Parallel rows of caverns are separated by a pillar that is at least 70 m thick, or a report exists which proves that the cavern under investigation is stable.
True, see Section 5.1, and Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.1.
9. The pressure in the cavern is equal to or above the hydrostatic pressure.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1. The pressure in the cavern is close to halmostatic at all times during normal operation.
10. The pressure in the cavern does not exceed the minimum in-situ (lithostatic) stress.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1. The pressure in the cavern is close to halmostatic at all times during normal operation.
11. The maximum temperature change due to brine/gas oil injection is 20°C inside the cavern.
True, see "Generic Risk Assessment of gas oil storage in salt caverns in the Twente region based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)" (Van Duijne et al., 2012).
12. Brine and gas oil is not injected with a temperature below 5 °C.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1.
13. There is no vertical casing displacement.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B4.
14. There is no methane release from the cavern-bearing salt formation.
True, no methane release from the cavern-bearing salt formation has been observed during regular brine production.

Conditional requirements that must be met for the cavern to be suitable for storage

1. An MIT (Mechanical Integrity Test) is performed prior to storage to assess the integrity of the wells
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation)
2. The cementation, casing and packer are of good quality.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B4.
3. The cement in the cement annulus is not degraded and was properly bonded to the casing and the surrounding rock during cementation in the section of the well that penetrates the Main Röt Evaporite (roof of the cavern).
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B4.
4. In case of failure of the casing and/or packer, replacement is installed and checked.

Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).

5. In case of serious failure of the cement in the section of the well that penetrates the Main Röt Evaporite (roof of the cavern), replacement is installed and checked.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
6. Faults present in underlying and/or overlying strata that are possibly in contact with the cavern have a throw that does not exceed the minimum thickness of the Main Röt Evaporite A rock salt layer. Faults that do have a throw that exceeds the minimum thickness of the Main Röt Evaporite A rock salt layer that are possibly in contact with the cavern must be further investigated with the aim to assess their potential to form a leakage path for gas oil from the cavern to shallow depths above the hydrogeological base.
No faults are present that are potentially in contact with the cavern (see section 5.2 of this report).

Monitoring requirements that must be implemented to minimize risk and work towards ALARP

1. The oil and brine pressure is monitored.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
2. Pressure is monitored in the well annulus.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
3. Composition of annular fluid is monitored for the presence of gas oil components.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
4. The gas oil level is periodically monitored.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
5. The brine inflow/outflow is monitored (temperature, flow rate, pressure).
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
6. The gas oil inflow/outflow is monitored (temperature, flow rate, composition, pressure).
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
7. The shape and extent of the cavern is monitored using sonar before initial gas oil injection, during storage at intervals of 5 years, and after gas oil extraction.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).

8. Casing and cement bond evaluation is performed at regular basis (e.g. every 10 – 20 years).
Yes, see *Storage Plan (AkzoNobel, in preparation)*, Section 5.2.2., and *Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation)*.

5.5 Risks

Model setup

For the model schematization of the case of cavern 367, the scenario's, boundary conditions, and input parameters of the properties of the subsurface and the water and gas oil are for the largest part taken from the general schematization for the Marssteden area (see Van Duijne et al., 2012, Chapter 4, Table 4.2). Case specific input properties are required for the cavern dimensions, the depth and thickness of the Main Röt Evaporite, the depth and thickness of the Upper Röt Evaporite, the position of faults with respect to the cavern, and the occurrence of "old" permeable wells and their position with respect to the cavern. These specifications for cavern 367 are summarized in Table 5.1 (see also section 5.1 and 5.2). Only the closest well and closest fault are included in the simulation, thus representing the worst case for this cavern.

Results

The results of the STOMP modeling for cavern 367 are visualized as a series of two-dimensional cross sections in Appendix B. In the base case scenario, the gas oil does not cause a breach of the containment of the cavern; the gas oil remains within the salt cavern for the modeled time span of 150 years.

Table 5.1: Overview of the characteristics of cavern 367 used as input for the cavern-specific STOMP model.

Characteristics for cavern 367	
top Upper Röt Evaporite (average)	398m below surface
thickness Upper Röt Evaporite (average)	12m
top Main Röt Evaporite (average)	410m below surface
thickness Main Röt Evaporite (average)	71m
cavern length	130m
cavern width	110m
cavern height (average)	37m
location gas oil well	93m from west rim cavern
Fault F2: distance from gas oil well	65m west of well
Fault F2: depth range of offset	78 to 228m below surface
old well: distance from gas oil well	36m west of well

In scenario's 2 to 7 the gas oil does not penetrate more than 5 to 10m into the surrounding rock away from the point of leakage. In none of these scenarios the gas oil LNAPL reaches the fault or the 'old' permeable well. However, in the figure of scenario 7 it can be seen that there is a small effect of the 'old' permeable well that lies at a distance of 36 m from the gas oil well: due to the pressure reduction that occurs locally, the gas oil LNAPL shows some preferential flow in the direction of the 'old' permeable well.

In case of leakage above the hydrogeological base (scenario 8), there is a direct risk of contamination of the phreatic groundwater. The characteristics of the gas oil LNAPL are summarized in Table 5.2. The following observations can be made for this scenario:

- After 1 year the gas oil LNAPL reaches the phreatic groundwater level.
- After 1 month the maximum saturation of gas oil in the pores of the sediments is reached. Afterwards, the saturation of gas oil in the pores is reduced due the continued spreading of the LNAPL away from the point of leakage, which causes the gas oil to dilute as it becomes partially trapped in the pores.
- After the gas oil LNAPL has reached the phreatic groundwater, it spreads out on top of the groundwater surface (up to 90 m after 150 years). However, due to the relatively small scale of the phenomenon in comparison to the large scale of the figure, this spread of the LNAPL is not visible in the figures of the STOMP results in the Appendix. Therefore, in *Figure 5.1* a close-up of the contaminated zone is displayed that shows how the gas oil LNAPL spreads out on top of the phreatic groundwater level in more detail. *Figure 5.2* the lateral spread of the gas oil LNAPL after 1 week, 1 month and 5 years is visualized in plan view over the topography of the Marssteden Concession area.

Table 5.2 Results for scenario 8 of the cavern-specific STOMP modeling of cavern 367.

Characteristics of gas oil LNAPL	scenario 8; time horizons								
	1 day	1 week	1 month	3 months	1 year	5 year	30 year	60 year	150 year
top LNAPL (m - surf.)	20,00	18,00	14,00	8,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
bottom LNAPL (m - surf)	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	20,00	18,50	14,00
spread LNAPL (m)	10,00	10,00	30,00	30,00	30,00	50,00	70,00	75,00	90,00
max. gas oil saturation in LNAPL (%)	0,01	0,01	0,08	0,04	0,04	0,11	0,05	0,05	0,03
max. saturation phreatic grw (%)	0,01	0,06	0,08	0,04	0,04	0,11	0,05	0,05	0,03
Total oil volume (m ³)	0,10	0,62	1,49	1,49	1,48	1,47	1,47	1,46	1,46

5.6 Conclusions

Cavern 367 adheres to the initial conditions and assumptions underlying the containment concept as defined by Deltares/TNO in Van Duijne et al. (2012). Furthermore, both the unconditional and the conditional requirements that must be complied with according to Deltares/TNO (see checklist) are met and the reference material relevant to the checklist was presented. Consequently, the risk associated with storage of gasoil in this cavern, defined as the probability of occurrence of a breach of confinement (the top event) times the effect, is very low to negligible. Information on the probability of occurrence of a breach of confinement can be found in Chapter 7 of Van Duijne et al. (2011). Information on the effects after breach of confinement for this cavern was presented in the previous paragraph and is briefly summarized below.

Once breach of confinement occurs, gas oil leaks from the storage system into the surrounding rock. STOMP modeling results indicate that leakage of gas oil from any point below the hydrogeological base (ie. That means all the aquifers below the hydrological base) does not pose a risk with respect to contamination of the upper, phreatic groundwater bodies near the Marssteden area. Due to the low porosity and permeability of the geological layers below this base, upward migration due to multiphase flow is largely prohibited and the gas oil does not reach the nearby structures with a higher porosity and permeability (fault and/or 'old' well). Leakage from the gas oil well above the hydrogeological base does cause a direct risk of contamination of the upper groundwater bodies. However, the spread of the gas oil in and on top of the phreatic groundwater will be limited to an area well within the Marssteden concession. The gas oil contamination does not come near any surface water body, ecologically valuable area or drinking water abstraction point.

In order to further minimize the risk and work towards ALARP, AkzoNobel is working on a risk management plan that includes effective monitoring and mitigation measures. As part of this plan, AkzoNobel aims to perform the monitoring of the storage system conform the requirements set by Deltares/TNO in their monitoring checklist.

In view of the above, Deltares concludes that cavern 367 is suitable for cyclic (i.e. non-permanent) gas oil storage.

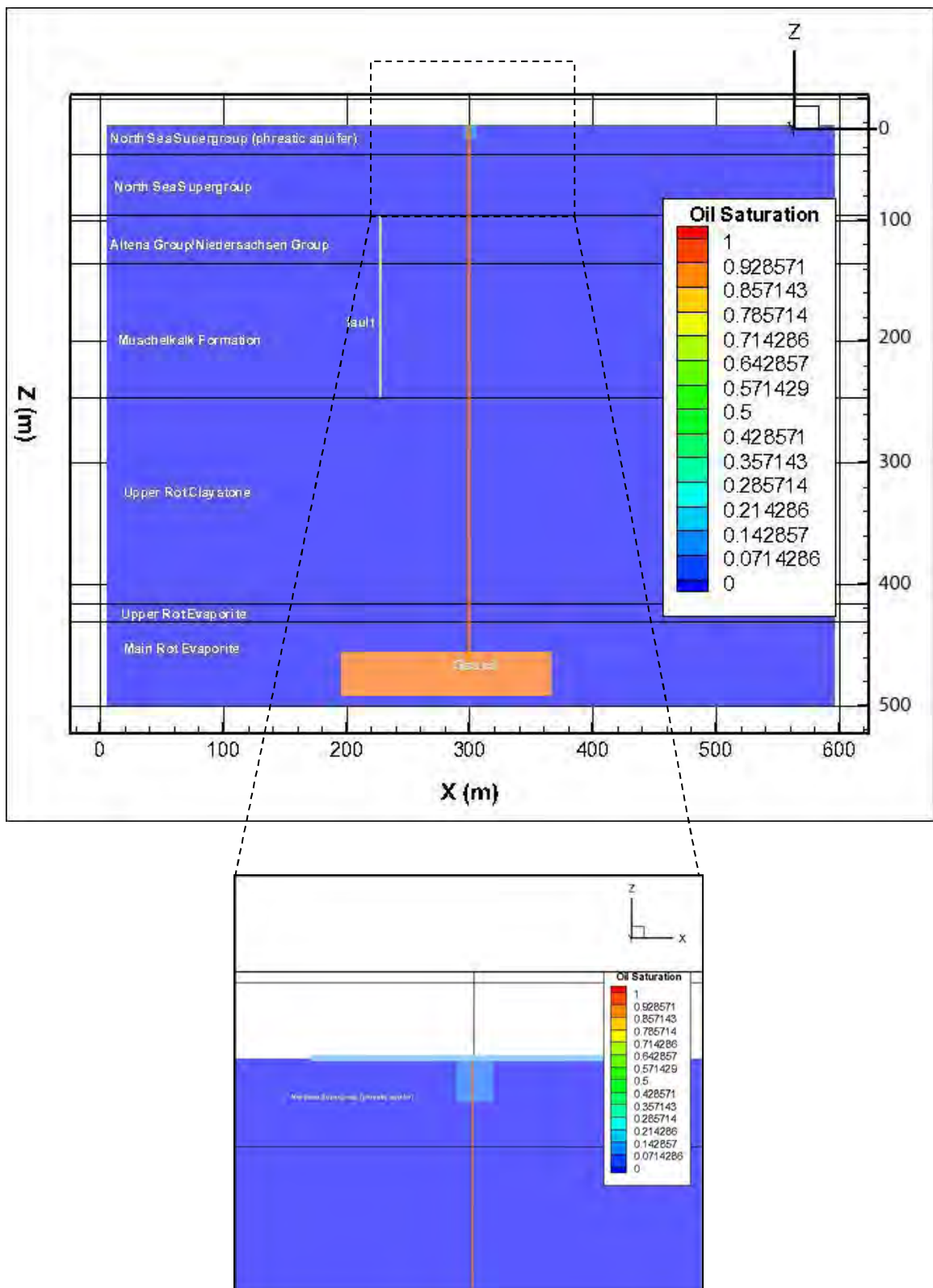


Figure 5.1: Cavern 367, Scenario 8: leakage from the well above the hydrogeological base. Effects of leakage after 150 years. Lower figure is a close-up of the rectangle in the upper figure, and shows the spread of the gas oil LNAPL on top of the phreatic groundwater level in higher detail. The horizontal width of the lower figure is 170 m.

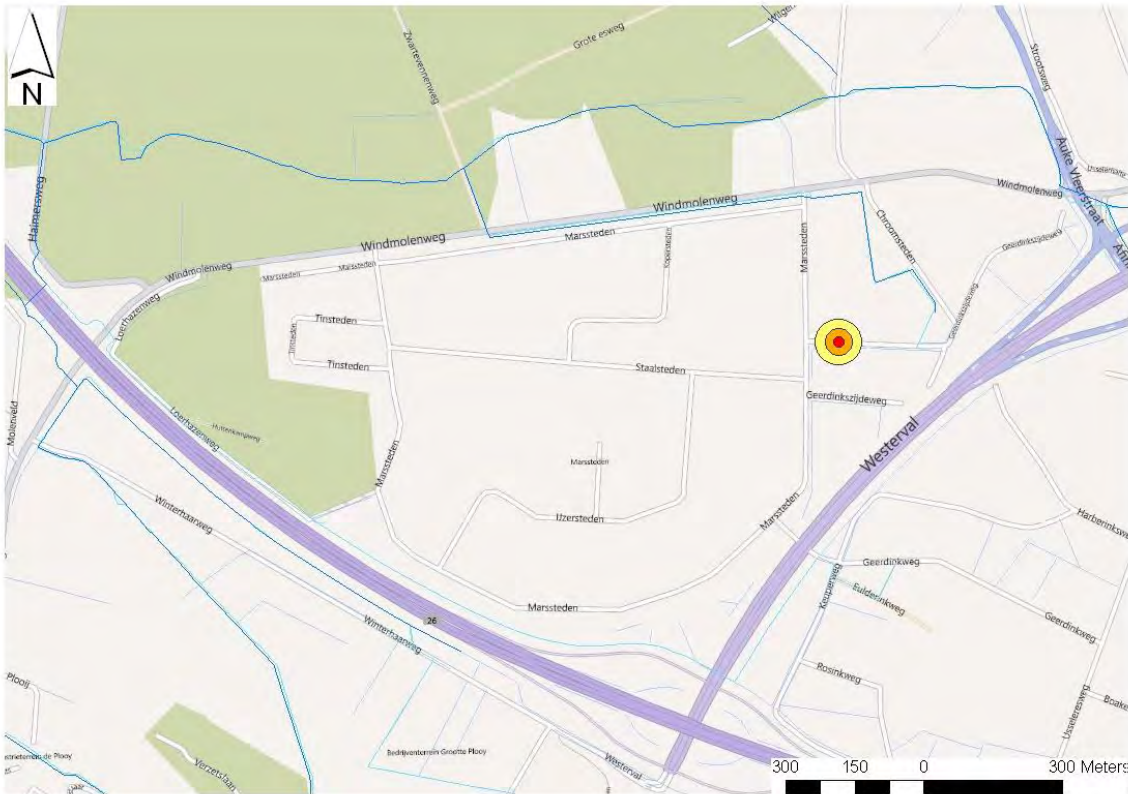


Figure 5.2: Map of the Marssteden Concession area displaying the area over which gas oil will spread in the phreatic groundwater in case of leakage scenario 8 for cavern 367: spread after 1 week (red), 1 month (orange) and 5 years (yellow).

6 Cavern 372

6.1 Status

Cavern 372 contains three wells (372, 373, 374), and is located near the southeastern edge of the Marssteden concession (see Figure 2.1). All three wells were drilled in the first half of 1993, and are in good condition, as indicated in Section B4 of the Storage Plan (AkzoNobel, in preparation). Brine production started in June 1993, and stopped in 2012. Span of the cavern is ± 180 m in NE-SW direction (along the line of the cross-section used in the STOMP risk modeling; see section 6.5), and ± 100 m in the direction perpendicular to that. Because the final decision on which well will be used for gas oil injection has not been made yet, well 373 is assumed to be the gas oil injection well. It is located at the center of the cavern. Distance from well 373 to wells 372 and 374 is 40 m along the line of the cross-section used in the STOMP risk modeling. Distance from the injection well to the edge of the cavern is 100 m. A detailed overview of the cavern and the wells, and its position in relation to the stratigraphy, is included in Appendix B. It is based on the two basic sources of subsurface data that are available: sonar survey data and gamma-ray log data.

Caverns 369 and 375 are located in close proximity to this cavern, at distances of 125 and 85 m respectively. Cavern 375 went out of production in March 2008. However, cavern 369 is still producing brine, and will continue to do so until the end of 2013. A recent sonar measurement indicates that the thickness of the salt pillar between this cavern and cavern 367 is about 125m. At the end of production, when all caverns have reached their final geometry, the width of the salt pillars between cavern 372 and the neighboring caverns will still be at least 85 m, which is more than three times the width (25m) as required for mechanical stability.

6.2 Geology

The Main Röt Evaporite A-D members have a total thickness of ± 70 m at the location of this cavern, with the base located at a depth of 477 m and the top located at 407 m below the surface. Members A and C have significant thicknesses (respectively 30-35 m and 20-25 m), while members B and D are relatively thin (respectively ± 5 m and ± 3 m). The cavern has a height of max. 17 m and is fully situated in the Main Röt Evaporite A Member (lowermost salt layer).. Main Röt Evaporite A-D members are overlain by 13 m of Main Röt Evaporite E Member, which consists entirely of impermeable anhydrite. Above that another ± 160 m of impermeable claystone (Intermediate Röt Claystone and Upper Röt Claystone members) separates the cavern from the more permeable Muschelkalk Formation.

Properties of the subsurface (porosity, permeability) in the immediate vicinity of this cavern are essentially similar to those stated in Table 4.2. The nearest fault to this cavern is the "Fboekelo" fault (see map with tectonic areas and fault zones in Appendix A), which is located 135 m to the southwest of the gas oil injection well, ± 60 m from the edge of the cavern. It runs from >480 m depth (below the cavern) to 80 m depth through the impermeable Main Röt Evaporite, the impermeable Upper Röt Claystone Member, the (locally) permeable Muschelkalk and the low permeable Altena/Niedersachsen groups (see cross-section in Appendix A; Geowulf, 2010). Its throw is estimated by Geowulf (2010) to be ± 15 m at the base of the Main Röt Evaporite member, 12 m at the top of the Main Röt Evaporite member,

and 4 meters at the top of the Muschelkalk. Geowulf base their estimate on interpolated well tops, i.e., no direct observation has been done e.g. from seismic, probably because the fault throw is too small to be seen on seismic (sub-seismic scale). Since the fault runs through a considerable interval of claystones, it is likely that large sections of it are impermeable due to clay-smear. Moreover, the fault is not in direct contact with the cavern.

6.3 Volume

The current volume of the cavern is 149,000 m³. It is calculated based on results from sonar (sound navigation and ranging) surveys, which produce a three-dimensional image of the cavern by emitting a sound pulse and recording the time lapse before the pulse, which is reflected by the cavern wall, is received again by the receiver. A layer of brine is left at the bottom of the cavern during storage to shield the gas oil from the permeable sump material and formations below the cavern into which it may potentially migrate. Close inspection of the sonar data reveals that a maximum depth of the oil-brine interface of 468m is allowable without exposing the sump to gas oil, i.e., the cavern can be filled with gas oil up to a level where the oil-brine interface is at 468m depth below surface. At this maximum depth, the volume of gas oil that can be stored is ca. 127,000 m³. Furthermore, the sonar measurements indicate that the roof of the cavern is undulating, which results in so-called “pockets” in the roof in which gas oil gets trapped. A total pocket volume of 2,000 m³ is estimated from sonar (see Appendix B). Mitigation measures to ensure that all the oil that is stored in the cavern is retrieved at the end of the storage period are discussed in section D of the Storage Plan.

6.4 Suitability for storage

This checklist is based on see section 7.4 in Van Duijne et al., 2012.

Initial conditions and assumptions underlying the containment concept that the cavern must comply with to be suitable for storage

1. The cavern will be used for storage of gas oil.
Valid, see “Voornemen gasolieopslag in zoutcavernes in regio Twente” (AkzoNobel, 2010).
2. Gas oil will be stored for a maximum period of 30 years.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1
3. Gas oil is injected and extracted to the cavern via a well which includes a casing secured by cement and a packer close to the cavern.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B4
4. Brine is extracted (as gas oil is injected) and injected (as gas oil is extracted) to the cavern by a well.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1
5. The cavern is surrounded by Röt A salt at the sides and above.
Valid, see Section 5.1 of this report.
6. The bottom of the cavern is covered by brine as a control measure. This ensures that the gas oil will not reach the bottom of the cavern.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1

7. The whole cycle of injection, storage and extraction is an isolated process with no contamination to the surroundings layers.
Valid, see Environmental Impact Assessment (AkzoNobel, in preparation).
8. The maximum hydraulic conductivity of the salt is 1.6×10^{-5} m/d.
Valid, see Table 3.1 in "Generic Risk Assessment of gas oil storage in salt caverns in the Twente region based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)" (Van Duijne et al., 2012).
9. A cavern for which the storage activity is completed is refilled with brine and adheres to the conditions set by the good salt mining practice.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), sections D2, D5

Unconditional requirements that the cavern must comply with to be suitable for storage

1. There are no known indicators for unfavorable containment conditions for the specific cavern, such as:
 - Cavern instability
 - Low pressure
 - Leakage
 - Roof collapse
 - Loss of wellhead pressure/failed pressure test
 - Degraded caprock integrity
 - Fractures
 - Presence of unfavorable insoluble layers
 - Filling with aqueous fluids from surrounding rock (capable of leaching salt)
 - Overpressure/overfilling of the cavern/operational procedure
 - Well/casing/plug problems/failure, including blowout.

True, these known indicators for unfavorable containment conditions have not occurred for cavern 372.
2. The cavern is solely situated within the Main Röt Evaporite A rock salt layer.
True, see Section 6.1 of this report.
3. There is no permeable layer within the Main Röt Evaporite salt layers.
True, see Section 3.2.1 on stratigraphy in "Generic Risk Assessment of gas oil storage in salt caverns in the Twente region based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)" (Van Duijne et al., 2012).
4. The cavern is at least overlain by 5 m of Röt C.
True, see Section 6.1 of this report.
5. The roof of the cavern is favorable for gas oil extraction at the end of the storage period.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section D4.
6. The geometry of the cavern does not favor stress concentration.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.1

7. The distance between different salt caverns within a row of caverns is at least 25 m.
True, see Section 6.1 of this report.
8. Parallel rows of caverns are separated by a pillar that is at least 70 m thick, or a report exists which proves that the cavern under investigation is stable.
True, see Section 6.1 of this report, and Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.1.
9. The pressure in the cavern is equal to or above the hydrostatic pressure.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1. The pressure in the cavern is close to halmostatic at all times during normal operation.
10. The pressure in the cavern does not exceed the minimum in-situ (lithostatic) stress.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1. The pressure in the cavern is close to halmostatic at all times during normal operation.
11. The maximum temperature change due to brine/gas oil injection is 20°C inside the cavern.
True, see "Generic Risk Assessment of gas oil storage in salt caverns in the Twente region based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)" (Van Duijne et al., 2012).
12. Brine and gas oil is not injected with a temperature below 5 °C.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1.
13. There is no vertical casing displacement.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B4.
14. There is no methane release from the cavern-bearing salt formation.
True, no methane release from the cavern-bearing salt formation has been observed during regular brine production.

Conditional requirements that must be met for the cavern to be suitable for storage

1. An MIT (Mechanical Integrity Test) is performed prior to storage to assess the integrity of the wells
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation)
2. The cementation, casing and packer are of good quality.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B4.
3. The cement in the cement annulus is not degraded and was properly bonded to the casing and the surrounding rock during cementation in the section of the well that penetrates the Main Rôt Evaporite (roof of the cavern).
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B4.
4. In case of failure of the casing and/or packer, replacement is installed and checked.

Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).

5. In case of serious failure of the cement in the section of the well that penetrates the Main Röt Evaporite (roof of the cavern), replacement is installed and checked.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
6. Faults present in underlying and/or overlying strata that are possibly in contact with the cavern have a throw that does not exceed the minimum thickness of the Main Röt Evaporite A rock salt layer. Faults that do have a throw that exceeds the minimum thickness of the Main Röt Evaporite A rock salt layer that are possibly in contact with the cavern must be further investigated with the aim to assess their potential to form a leakage path for gas oil from the cavern to shallow depths above the hydrogeological base.
No faults are present that are potentially in contact with the cavern (see section 6.2 of this report).

Monitoring requirements that must be implemented to minimize risk and work towards ALARP

1. The oil and brine pressure is monitored.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
2. Pressure is monitored in the well annulus.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
3. Composition of annular fluid is monitored for the presence of gas oil components.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
4. The gas oil level is periodically monitored.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
5. The brine inflow/outflow is monitored (temperature, flow rate, pressure).
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
6. The gas oil inflow/outflow is monitored (temperature, flow rate, composition, pressure).
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
7. The shape and extent of the cavern is monitored using sonar before initial gas oil injection, during storage at intervals of 5 years, and after gas oil extraction.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).

8. Casing and cement bond evaluation is performed at regular basis (e.g. every 10 – 20 years).

Yes, see *Storage Plan (AkzoNobel, in preparation)*, Section 5.2.2., and *Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation)*.

6.5 Risks

Model setup

For the model schematization of the case of cavern 372, the scenario's, boundary conditions, and input parameters of the properties of the subsurface and the water and gas oil are for the largest part taken from the general schematization for the Marssteden area (see Van Duijne et al., 2012,, Chapter 4, Table 4.2). Case specific input properties are required for the cavern dimensions, the local depth and thickness of the Main Röt Evaporite, the local depth and thickness of the Upper Röt Evaporite, the position of faults with respect to the cavern, and the occurrence of "old", permeable wells and their position with respect to the cavern. These specifications for cavern 372 are summarized in Table 6.1 Table 6.1: Overview of the characteristics of cavern 372 used as input for the cavern-specific STOMP model.(see also sections 6.1 and 6.2). Only the closest well and closest fault are included in the simulation, thus representing the worst case for this cavern.

Table 6.1: Overview of the characteristics of cavern 372 used as input for the cavern-specific STOMP model.

Characteristics for cavern 372

top Upper Röt Evaporite (average)	398m below surface
thickness Upper Röt Evaporite (average)	12m
top Main Röt Evaporite (average)	407m below surface
thickness Main Röt Evaporite (average)	68m
cavern length	180m
cavern width	100m
cavern height (average)	38m
location gas oil well	centre of cavern
Fault Fboekelo: distance from gas oil well	135m west of well
Fault Fboekelo: depth range of offset	78 to >480m below surface
old well: distance from gas oil well	40m west of well

Results

The results of the STOMP modeling for cavern 372 are visualized as a series of two dimensional cross sections in appendix C. In the base case scenario, no breach of confinement occurs; the gas oil remains within the salt cavern for the modeled time span of 150 years. In scenario's 2 to 7 the gas oil does not penetrate more than 5 to 10m into the surrounding rock away from the point of leakage. In none of these scenarios the gas oil LNAPL reaches the fault or the 'old' permeable well. However, in the figure of scenario 7 it can be seen that there is a small effect of the 'old' permeable well that lies at a distance of 40 m from the gas oil well: due to the lower permeability in the old well, locally the gas oil LNAPL shows some preferential flow in the direction of the 'old' permeable well.

In case of leakage above the hydrogeological base (scenario 8), there is a direct risk of contamination of the phreatic groundwater. The characteristics of the gas oil LNAPL are summarized in Table 5.2. The following observations can be made for this scenario:

- After 1 year the gas oil LNAPL reaches the phreatic groundwater level.
- After 1 month the maximum saturation of gas oil in the pores of the sediments is reached. Afterwards, the saturation of gas oil in the pores is reduced due the continued spreading of the LNAPL away from the point of leakage, which causes the gas oil to dilute as it becomes partially trapped in the pores.
- After the gas oil LNAPL has reached the phreatic groundwater, it spreads out on top of the groundwater surface (up to 90 m after 150 years). However, due to the relatively small scale of the phenomenon in comparison to the large scale of the figure, this spread of the LNAPL is not visible in the figures of the STOMP results in the appendix. Therefore, in *Figure 5.1* a close-up of the contaminated zone is displayed that shows how the gas oil LNAPL spreads out on top of the phreatic groundwater level in more detail. *Figure 5.2* the lateral spread of the gas oil LNAPL after 1 week, 1 month and 5 years is visualized from the top view over the topography of the Marssteden Concession area.

Table 6.2 Results for scenario 8 of the cavern-specific STOMP modeling for cavern 372

Characteristics of gas oil LNAPL	scenario 8; time horizons								
	1 day	1 week	1 month	3 months	1 year	5 year	30 year	60 year	150 year
top LNAPL (m - surf.)	20,00	18,00	14,00	8,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
bottom LNAPL (m - surf)	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	20,00	18,50	14,00
spread LNAPL (m)	10,00	10,00	30,00	30,00	30,00	50,00	70,00	75,00	90,00
max. gas oil saturation in LNAPL (%)	0,01	0,06	0,08	0,04	0,04	0,11	0,05	0,05	0,03
max. saturation phreatic grw (%)	0,01	0,06	0,08	0,04	0,04	0,11	0,05	0,05	0,03
Total oil volume (m ³)	0,10	0,62	1,49	1,49	1,48	1,47	1,47	1,46	1,46

6.6 Conclusions

Cavern 372 adheres to the initial conditions and assumptions underlying the containment concept as defined by Deltares/TNO in Van Duijne et al. (2012). Furthermore, both the unconditional and the conditional requirements that must be complied with according to Deltares/TNO (see checklist) are met and the reference material relevant to the checklist was presented. Consequently, the risk associated with storage of gasoil in this cavern, defined as the probability of occurrence of a breach of confinement (the top event) times the effect, is very low to negligible. Information on the probability of occurrence of a breach of confinement can be found in Chapter 7 of Van Duijne et al. (2012). Information on the effects after breach of confinement for this cavern was presented in the previous paragraph and is briefly summarized below.

Once breach of confinement occurs, gas oil leaks from the well or the cavern into the surrounding rock. STOMP modeling results indicate that leakage of gas oil from any point below the hydrogeological base (ie. That means all the aquifers below the hydrological base) does not pose a risk with respect to contamination of the upper, phreatic groundwater bodies near the Marssteden area. Due to the low porosity and permeability of the geological layers below this base, upward migration due to multiphase flow is largely prohibited and the gas oil

does not reach the nearby structures with a higher porosity and permeability (fault and/or 'old' well). Leakage from the gas oil well above the hydrogeological base does cause a direct risk of contamination of the upper groundwater bodies. However, the spread of the gas oil in and on top of the phreatic groundwater will be limited to an area well within the Marssteden concession. The gas oil contamination does not come near any surface water body, ecologically valuable area or drinking water abstraction point.

In order to further minimize the risk and work towards ALARP, AkzoNobel is working on a risk management plan that includes effective monitoring and mitigation measures. As part of this plan, AkzoNobel aims to perform the monitoring of the storage system conform the requirements set by Deltares/TNO in their monitoring checklist.

In view of the above, Deltares concludes that cavern 372 is suitable for cyclic (i.e., non-permanent) gas oil storage.

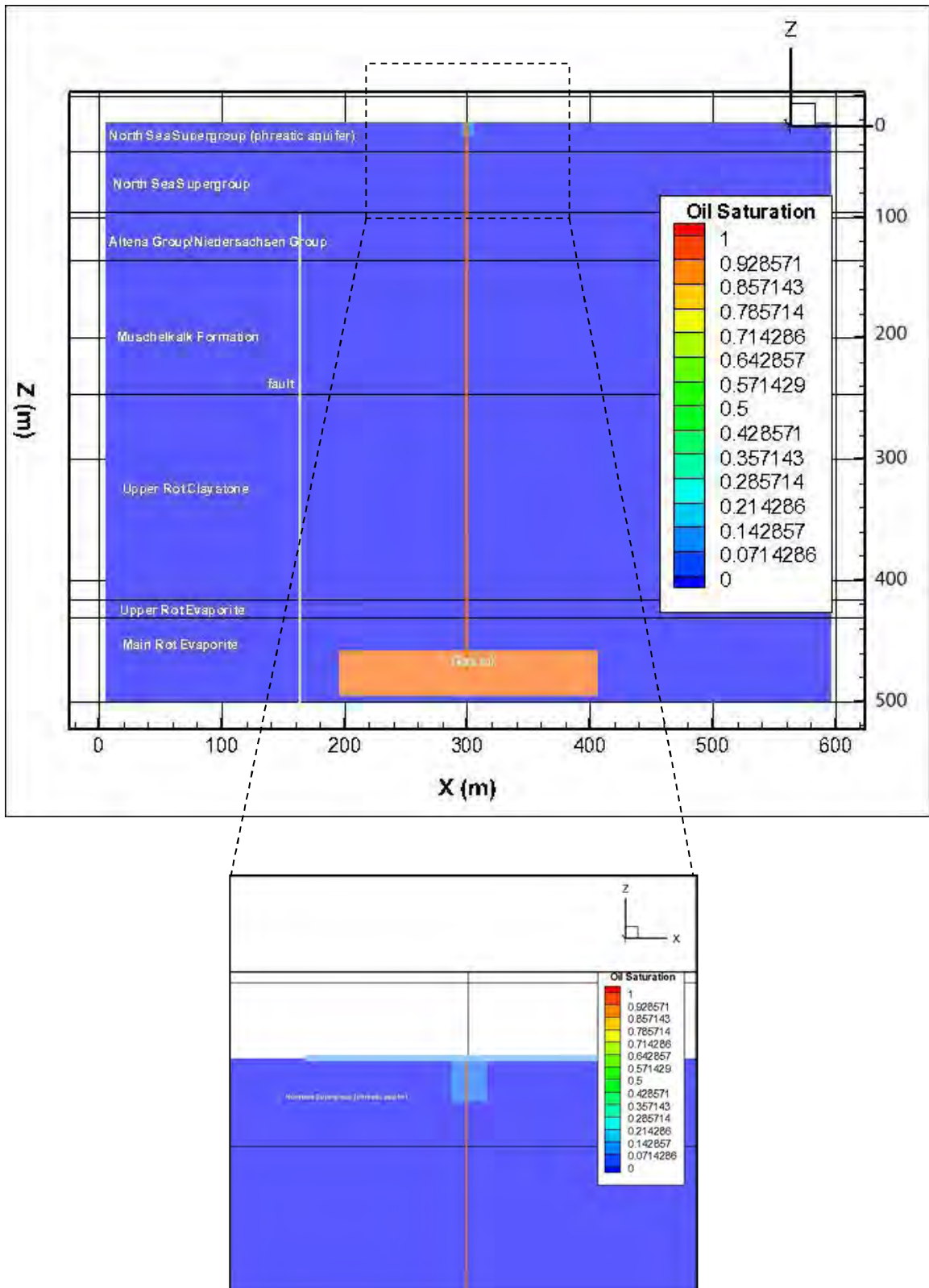


Figure 6.1: Cavern 372, Scenario 8: leakage from the well above the hydrogeological base. Effects of leakage after 150 year. Lower figure is a close-up of the rectangle in the upper figure, and shows the spread of the gas oil LNAPL on top of the phreatic groundwater level in higher detail. Horizontal width of lower figure is 170 m.

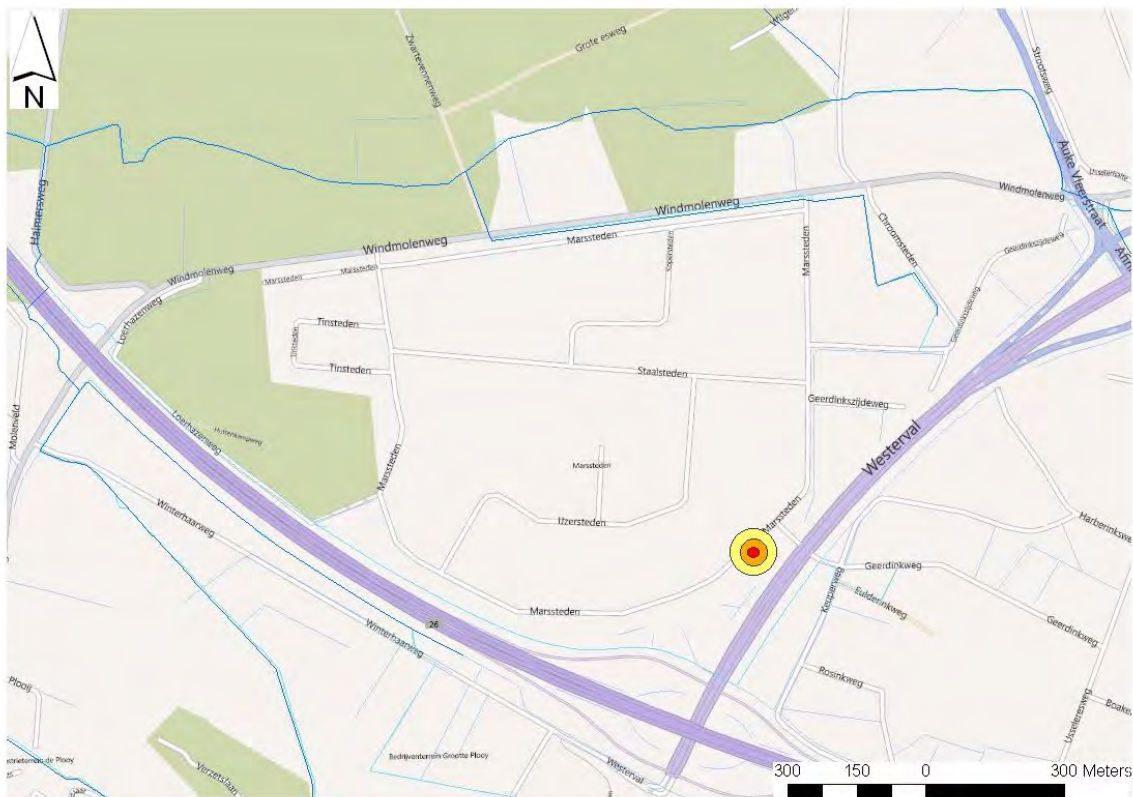


Figure 6.2: Map of the Marssteden Concession area displaying the area over which gas oil will spread in the phreatic groundwater in case of leakage scenario 8 for cavern 372: spread after 1 week (red), 1 month (orange) and 5 years (yellow).

7 Cavern 469

7.1 Status

Cavern 469 contains three wells (469, 470, 471), and is located in the central part of the Marssteden concession (see Figure 2.1). All three wells were drilled in the period between November 1997 and January 1998, and are in good condition, as indicated in Section B4 of the Storage Plan (AkzoNobel, in preparation). Brine production started in July 1998, and stopped in 2011. Span of the cavern is ± 160 m in E-W direction (along the line of the cross-section used in the STOMP risk modeling; see section 7.5), and ± 110 m in the direction perpendicular to that. Since the final decision on which well will be used for gas oil injection has not been taken, well 470 is assumed to be the gas oil injection well. It is located at the center of the cavern. Distances from well 470 to wells 469 and 471 are 40 m along the line of the cross-section used in the STOMP risk modeling. Distance from the injection well to the edge of the cavern is 100 m. A detailed overview of the cavern and the wells, and its position in relation to the stratigraphy, is included in Appendix B. It is based on the two basic sources of subsurface data that are available: sonar survey data and gamma-ray log data.

Oil storage cavern 472 is located in close proximity to this cavern, at a distance of 124 m, which is almost five times more than the width (25m) as required for mechanical stability.

7.2 Geology

The Main Röt Evaporite A-D members have a total thickness of ± 65 m at the location of this cavern, with the base located at a depth of 472 m and the top located at 407 m below the surface. Members A and C have significant thicknesses (respectively 30 m and 20 m), while members B and D are relatively thin (respectively ± 4 m and ± 2 m). The cavern has a height of max. 23 m and is fully situated in the Main Röt A Member (lowermost salt layer). Main Röt Evaporite A-D members are overlain by 11 m of Main Röt Evaporite E Member, which consists entirely of impermeable anhydrite. Above that another ± 164 m of impermeable claystone (Intermediate Röt Claystone and Upper Röt Claystone members) separates the cavern from the more permeable Muschelkalk Formation.

Properties of the subsurface (porosity, permeability) in the immediate vicinity of this cavern are essentially similar to those stated in Table 4.2. Furthermore, two faults are located near this cavern. Fault "F1" is located 80 m south of well 470 (the gas oil injection well). It runs from > 480 m depth (below the cavern) to 80 m depth, and under the assumption that the position of the fault is correctly interpreted by Geowulf (2010) it actually crosses the cavern. Its throw is estimated by Geowulf (2010) to be ± 6 m at the base of the Main Röt Evaporite member, ± 4 m at the top of the Main Röt Evaporite member, and ± 2 meters at the top of the Muschelkalk. Fault "F2" is located 35 m west of well 470, and above the cavern. It runs from > 480 m depth (below the cavern) to 80 m depth through the impermeable Main Röt Evaporite, the impermeable Upper Röt Claystone Member, the (locally) permeable Muschelkalk and the low permeable Altena/Niedersachsen groups (Geowulf, 2010). Its throw is estimated by Geowulf (2010) to be zero at the base of the Muschelkalk and deeper and 8 meters at the top of the Muschelkalk. Geowulf base their estimate on interpolated well tops, i.e., no direct observation has been done e.g. from seismic, probably because the fault throw is too small to be seen on seismic (sub-seismic scale). Since faults F1 and F2 run through a

considerable interval of claystones, it is likely that large sections of it are impermeable due to clay-smear. Furthermore, Fault F2 is not in direct contact with the cavern. For fault F1, the possibility that it is in direct contact with the cavern cannot be excluded. However, because the estimated throw is much less than the thickness of the Main Röt Evaporite A-D members, the containment is unlikely to be compromised by this fault.

7.3 Volume

The current volume of the cavern is ca. 150,000 m³. It is calculated based on results from sonar (sound navigation and ranging) surveys, which produce a three-dimensional image of the cavern by emitting a sound pulse and recording the time lapse before the pulse, which is reflected by the cavern wall, is received again by the receiver. A layer of brine is left at the bottom of the cavern during storage to shield the gas oil from the permeable sump material and formations below the cavern into which it may potentially migrate. Close inspection of the sonar data reveals that a maximum depth of the oil-brine interface of 460m is allowable without exposing the sump to gas oil, i.e., the cavern can be filled with gas oil up to a level where the oil-brine interface is at 460m depth below surface. At this maximum depth, the volume of gas oil that can be stored is ca. 105,000 m³. Furthermore, the sonar measurements indicate that the roof of the cavern is undulating, which results in so-called “pockets” in the roof in which gas oil gets trapped. A total pocket volume of 2,000 m³ is estimated from sonar (see Appendix B). Mitigation measures to ensure that all the oil that is stored in the cavern is retrieved at the end of the storage period are discussed in section D of the Storage Plan.

7.4 Suitability for storage

This checklist is based on see section 7.4 in Van Duijne et al., 2012.

Initial conditions and assumptions underlying the containment concept that the cavern must comply with to be suitable for storage

1. The cavern will be used for storage of gas oil.
Valid, see “Voornemen gasolieopslag in zoutcavernes in regio Twente” (AkzoNobel, 2010).
2. Gas oil will be stored for a maximum period of 30 years.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1
3. Gas oil is injected and extracted to the cavern via a well which includes a casing secured by cement and a packer close to the cavern.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B4
4. Brine is extracted (as gas oil is injected) and injected (as gas oil is extracted) to the cavern by a well.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1
5. The cavern is surrounded by Röt A salt at the sides and above.
Valid, see Section 7.1 of this report
6. The bottom of the cavern is covered by brine as a control measure. This ensures that the gas oil will not reach the bottom of the cavern.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1

7. The whole cycle of injection, storage and extraction is an isolated process with no contamination to the surroundings layers.
Valid, see Environmental Impact Assessment (AkzoNobel, in preparation).
8. The maximum hydraulic conductivity of the salt is 1.6×10^{-5} m/d.
Valid, see Table 3.1 in "Generic Risk Assessment of gas oil storage in salt caverns in the Twente region based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)" (Van Duijne et al., 2012).
9. A cavern for which the storage activity is completed is refilled with brine and adheres to the conditions set by the good salt mining practice.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), sections D2, D5

Unconditional requirements that the cavern must comply with to be suitable for storage

1. There are no known indicators for unfavorable containment conditions for the specific cavern, such as:
 - Cavern instability
 - Low pressure
 - Leakage
 - Roof collapse
 - Loss of wellhead pressure/failed pressure test
 - Degraded caprock integrity
 - Fractures
 - Presence of unfavorable insoluble layers
 - Filling with aqueous fluids from surrounding rock (capable of leaching salt)
 - Overpressure/overflowing of the cavern/operational procedure
 - Well/casing/plug problems/failure, including blowout.

True, these known indicators for unfavorable containment conditions have not occurred for cavern 469.
2. The cavern is solely situated within the Main Röt Evaporite A rock salt layer.
True, see Section 7.1 of this report.
3. There is no permeable layer within the Main Röt Evaporite salt layers.
True, see Section 3.2.1 on stratigraphy in "Generic Risk Assessment of gas oil storage in salt caverns in the Twente region based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)" (Van Duijne et al., 2012).
4. The cavern is at least overlain by 5 m of Röt C.
True, see Section 7.1 of this report.
5. The roof of the cavern is favorable for gas oil extraction at the end of the storage period.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section D4.
6. The geometry of the cavern does not favor stress concentration.

True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.1

7. The distance between different salt caverns within a row of caverns is at least 25 m.
True, see Section 7.1 of this report.
8. Parallel rows of caverns are separated by a pillar that is at least 70 m thick, or a report exists which proves that the cavern under investigation is stable.
True, see Section 7.1 of this report, and Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.1.
9. The pressure in the cavern is equal to or above the hydrostatic pressure.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1. The pressure in the cavern is close to halmostatic at all times during normal operation.
10. The pressure in the cavern does not exceed the minimum in-situ (lithostatic) stress.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1. The pressure in the cavern is close to halmostatic at all times during normal operation.
11. The maximum temperature change due to brine/gas oil injection is 20°C inside the cavern.
True, see "Generic Risk Assessment of gas oil storage in salt caverns in the Twente region based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)" (Van Duijne et al., 2012).
12. Brine and gas oil is not injected with a temperature below 5 °C.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1.
13. There is no vertical casing displacement.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B4.
14. There is no methane release from the cavern-bearing salt formation.
True, no methane release from the cavern-bearing salt formation has been observed during regular brine production.

Conditional requirements that must be met for the cavern to be suitable for storage

1. An MIT (Mechanical Integrity Test) is performed prior to storage to assess the integrity of the wells
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation)
2. The cementation, casing and packer are of good quality.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B4.
3. The cement in the cement annulus is not degraded and was properly bonded to the casing and the surrounding rock during cementation in the section of the well that penetrates the Main Röt Evaporite (roof of the cavern).
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B4.
4. In case of failure of the casing and/or packer, replacement is installed and checked.

Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).

5. In case of serious failure of the cement in the section of the well that penetrates the Main Röt Evaporite (roof of the cavern), replacement is installed and checked.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
6. Faults present in underlying and/or overlying strata that are possibly in contact with the cavern have a throw that does not exceed the minimum thickness of the Main Röt Evaporite A rock salt layer. Faults that do have a throw that exceeds the minimum thickness of the Main Röt Evaporite A rock salt layer that are possibly in contact with the cavern must be further investigated with the aim to assess their potential to form a leakage path for gas oil from the cavern to shallow depths above the hydrogeological base.
Two faults are probably present in the vicinity of the cavern (Geowulf, 2010), one of which is possibly in contact with the cavern. However, its throw does not exceed the minimum thickness of the Main Röt A salt (see section 7.2).

Monitoring requirements that must be implemented to minimize risk and work towards ALARP

1. The oil and brine pressure is monitored.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
2. Pressure is monitored in the well annulus.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
3. Composition of annular fluid is monitored for the presence of gas oil components.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
4. The gas oil level is periodically monitored.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
5. The brine inflow/outflow is monitored (temperature, flow rate, pressure).
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
6. The gas oil inflow/outflow is monitored (temperature, flow rate, composition, pressure).
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
7. The shape and extent of the cavern is monitored using sonar before initial gas oil injection, during storage at intervals of 5 years, and after gas oil extraction.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).

8. Casing and cement bond evaluation is performed at regular basis (e.g. every 10 – 20 years).
Yes, see *Storage Plan (AkzoNobel, in preparation)*, Section 5.2.2., and *Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation)*.

7.5 Risks

Model setup

For the model schematization of the case of cavern 469, the scenario's, boundary conditions, and input parameters of the properties of the subsurface and the water and gas oil are for the largest part taken from the general schematization for the Marssteden area (see Van Duijne et al., 2012, Chapter 4, Table 4.2).

Table 7.1: Overview of the characteristics of cavern 469 used as input for the cavern-specific STOMP model.

Characteristics for cavern 469

top Upper Röt Evaporite (average)	398m below surface
thickness Upper Röt Evaporite (average)	11m
top Main Röt Evaporite (average)	409m below surface
thickness Main Röt Evaporite (average)	65m
cavern length	160m
cavern width	110m
cavern height (average)	35m
location gas oil well	centre of cavern
fault F1: distance from gas oil well	40m west of well
fault F1: depth range of offset	78 to 474m below surface
fault F2: distance from gas oil well	35m west of well
fault F2: depth range of offset	78 to 228m below surface
old well: distance from gas oil well	40m west of well

Case specific input properties are required for the cavern dimensions, the local depth and thickness of Main Röt Evaporite, the local depth and thickness of Upper Röt Evaporite, the position of faults with respect to the cavern, and the occurrence of the "old" permeable wells and their position with respect to the cavern. These specifications for cavern 469 are summarized in Table 7.1 (see also sections 7.1 and 7.2). Only the closest well and closest fault are included in the simulation, thus representing the worst case for this cavern.

Results

The results of the STOMP modeling for cavern 469 are visualized as a series of two dimensional cross sections in Appendix D. In the base case scenario, no breach of confinement occurs; the gas oil remains within the salt cavern for the modeled time span of 150 years. In scenario's 2 to 7 the gas oil does not penetrate more than 5 to 10m into the surrounding rock away from the point of leakage. In none of these scenarios the gas oil LNAPL reaches the fault or the 'old' permeable well. However, in the figure of scenario 7 it can be seen that there is a small effect of the 'old' permeable well that lies at a distance of 36 m from the gas oil well: due to the lower permeability in the old well, the gas oil LNAPL shows some preferential flow in the direction of the 'old' permeable well.

In case of leakage above the hydrogeological base (scenario 8), there is a direct risk of contamination of the phreatic groundwater. The characteristics of the gas oil LNAPL are summarized in Table 5.2. The following observations can be made for this scenario:

- After 1 year the gas oil LNAPL reaches the phreatic groundwater level.
- After 1 month the maximum saturation of gas oil in the pores of the sediments is reached. Afterwards, the saturation of gas oil in the pores is reduced due the continued spreading of the LNAPL away from the point of leakage, which causes the gas oil to dilute as it becomes partially trapped in the pores.
- After the gas oil LNAPL has reached the phreatic groundwater, it spreads out on top of the groundwater surface (up to 90 m after 150 years). However, due to the relatively small scale of the phenomenon in comparison to the large scale of the figure, this spread of the LNAPL is not visible in the figures of the STOMP results in the appendix. Therefore, in *Figure 5.1* a close-up of the contaminated zone is displayed that shows how the gas oil LNAPL spreads out on top of the phreatic groundwater level in more detail. *Figure 5.2* the lateral spread of the gas oil LNAPL after 1 week, 1 month and 5 years is visualized from the top view over the topography of the Marssteden concession.

Table 7.2 Results for scenario 8 of the cavern-specific STOMP modeling for cavern 469.

Characteristics of gas oil LNAPL	scenario 8; time horizons								
	1 day	1 week	1 month	3 months	1 year	5 year	30 year	60 year	150 year
top LNAPL (m - surf.)	20,00	18,00	14,00	8,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
bottom LNAPL (m - surf)	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	20,00	18,50	14,00
spread LNAPL (m)	10,00	10,00	30,00	30,00	30,00	50,00	70,00	75,00	90,00
max. gas oil saturation in LNAPL (%)	0,01	0,06	0,08	0,04	0,04	0,11	0,05	0,05	0,03
max. saturation phreatic grw (%)	0,01	0,06	0,08	0,04	0,04	0,11	0,05	0,05	0,03
Total oil volume (m ³)	0,10	0,62	1,49	1,49	1,48	1,47	1,47	1,46	1,46

7.6 Conclusions

Cavern 469 adheres to the initial conditions and assumptions underlying the containment concept as defined by Deltares/TNO in Van Duijne et al. (2012). Furthermore, both the unconditional and the conditional requirements that must be complied with according to Deltares/TNO (see checklist) are met and the reference material relevant to the checklist was presented. Consequently, the risk associated with storage of gasoil in this cavern, defined as the probability of occurrence of a breach of confinement (the top event) times the effect, is very low to negligible. Information on the probability of occurrence of a breach of confinement can be found in Chapter 7 of Van Duijne et al. (2012). Information on the effects after breach of confinement for this cavern was presented in the previous paragraph and is briefly summarized below.

When a shift from the base case to an unstable situation occurs, gas oil leaks from the well or the cavern into the surrounding rock. STOMP modeling results indicate that leakage of gas oil from any point below the hydrogeological base does not pose a risk with respect to contamination of the upper, phreatic groundwater bodies near the Marssteden area. Due to the low porosity and permeability of the geological layers below this base, upward migration

due to multiphase flow is largely prohibited and the gas oil does not reach the nearby structures with a higher porosity and permeability (fault and/or 'old' well). Leakage from the gas oil well above the hydrogeological base does cause a direct risk of contamination of the upper groundwater bodies. However, the spread of the gas oil in and on top of the phreatic groundwater will be limited to an area well within the Marssteden concession. The gas oil contamination does not come near any surface water body, ecologically valuable area or drinking water abstraction point.

In order to further minimize the risk and work towards ALARP, AkzoNobel is working on a risk management plan that includes effective monitoring and mitigation measures. As part of this plan, AkzoNobel aims to perform the monitoring of the storage system conform the requirements set by Deltares/TNO in their monitoring checklist.

In view of the above, Deltares concludes that cavern 469 is suitable for cyclic (i.e., non-permanent) gas oil storage.

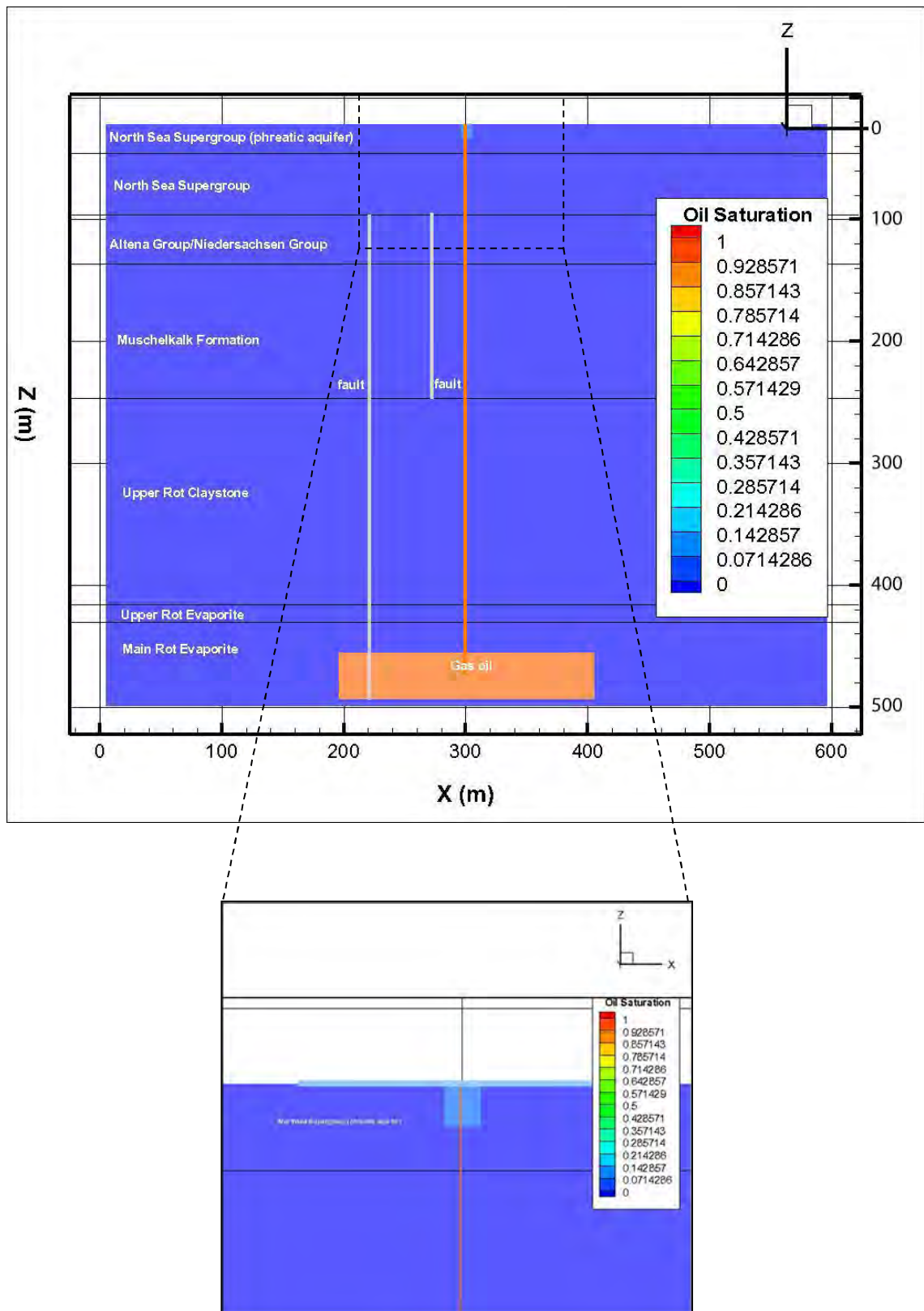


Figure 7.1: Cavern 469, Scenario 8: leakage from the well above the hydrogeological base. Effects of leakage after 150 year. Lower figure is a close-up of the rectangle in the upper figure, and shows the spread of the gas oil LNAPL on top of the phreatic groundwater level in higher detail.

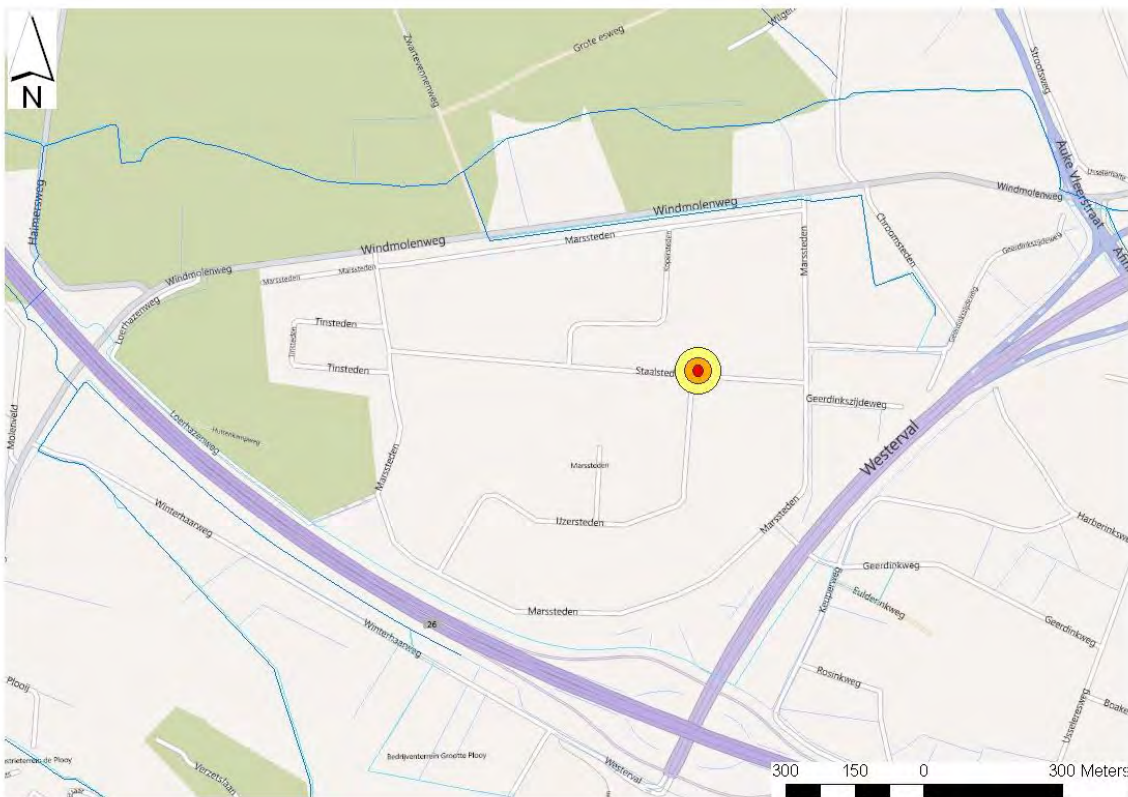


Figure 7.2: Map of the Marssteden Concession area displaying the area over which gas oil will spread in the phreatic groundwater in case of leakage scenario 8 for cavern 469: spread after 1 week (red), 1 month (orange) and 5 years (yellow).

8 Cavern 472

8.1 Status

Cavern 472 contains three wells (472, 473, 474), and is located in the central part of the Marssteden concession (see Figure 2.1), just west of cavern 469. All three wells were drilled in the period between November 1997 and January 1998, and are in good condition, as indicated in Section B4 of the Storage Plan (AkzoNobel, in preparation). Brine production started in July 1998, and stopped in 2011. Span of the cavern is ± 170 m in E-W direction (along the line of the cross-section used in the STOMP risk modeling; see section 8.4), and ± 80 m in the direction perpendicular to that. Since the final decision on which well will be used for gas oil injection has not been taken, well 473 is assumed to be the gas oil injection well. It is located at the center of the cavern. Distance from well 473 to wells 472 and 474 is 40 m along the line of the cross-section used in the STOMP risk modeling. Distance from the injection well to the edge of the cavern is 70 m to the east and about 100 m to the west. A detailed overview of the cavern and the wells, and its position in relation to the stratigraphy, is included in Appendix B. It is based on the two basic sources of subsurface data that are available: sonar survey data and gamma-ray log data.

Oil storage cavern 469 is located in close proximity to this cavern, at a distance of 124 m, which is still five times more than the width (25m) as required for mechanical stability. Furthermore, brine production cavern 475 is located at a distance of 184m, and is planned to continue producing brine until the end of 2017. However, at this point in time the width of the salt pillar between this cavern and cavern 472 will still be more than 150m, which is six times more than the width (25m) as required for mechanical stability.

8.2 Geology

The Main Röt Evaporite A-D members have a total thickness of ± 62 m at the location of this cavern, with the base located at a depth of 472 m and the top located at 410 m below the surface. Members A and C have significant thicknesses (respectively 30 m and 23 m), while members B and D are relatively thin (respectively ± 5 m and ± 4 m). The cavern has a height of max. 17 m and is fully situated in the Main Röt A Member (lowermost salt layer). Main Röt Evaporite A-D members are overlain by 13 m of Main Röt E Member, which consists entirely of impermeable anhydrite. Above that another ± 163 m of impermeable claystone (Intermediate Röt Claystone and Upper Röt Claystone members) separates the cavern from the more permeable Muschelkalk Formation.

Properties of the subsurface (porosity, permeability) in the immediate vicinity of this cavern are essentially similar to those stated in Table 4.2. Furthermore, one fault is located near this cavern. Fault F1 runs just east of this cavern, it is identified in well 474, and there it cuts out a section of 3.3 m of Muschelkalk (normal fault) at a depth of 140 m below surface. It runs from 480 m below surface (below the cavern) to 80 m below surface, and under the assumption that the position of the fault is correctly interpreted by Geowulf (2010) it actually crosses the cavern. Its throw is estimated by Geowulf (2010) to be ± 6 m at the base of the Main Röt Evaporite member, ± 4 m at the top of the Main Röt Evaporite member, and ± 2 meters at the top of the Muschelkalk. Geowulf base their estimate on interpolated well tops, i.e., no direct observation has been done e.g. from seismic, probably because the fault throw is too small to

be seen on seismic (sub-seismic scale). Since fault F1 runs through a considerable interval of claystones, it is likely that large sections of it are impermeable due to clay-smear. As mentioned, the possibility that it is in direct contact with the cavern cannot be excluded. However, because the estimated throw is much less than the thickness of the Main Röt Evaporite A-D members, the containment is unlikely to be compromised by this fault.

8.3 Volume

The current volume of the cavern is ca. 143,000 m³. It is calculated based on results from sonar (sound navigation and ranging) surveys, which produce a three-dimensional image of the cavern by emitting a sound pulse and recording the time lapse before the pulse, which is reflected by the cavern wall, is received again by the receiver. A layer of brine is left at the bottom of the cavern during storage to shield the gas oil from the permeable sump material and formations below the cavern into which it may potentially migrate. Close inspection of the sonar data reveals that a maximum depth of the oil-brine interface of 462m is allowable without exposing the sump to gas oil, i.e., the cavern can be filled with gas oil up to a level where the oil-brine interface is at 462m depth below surface. At this maximum depth, the volume of gas oil that can be stored is ca. 134,000 m³. Furthermore, the sonar measurements indicate that the roof of the cavern is undulating, which results in so-called “pockets” in the roof in which gas oil gets trapped. A total pocket volume of 2,400 m³ is estimated from sonar (see Appendix B). Mitigation measures to ensure that all the oil that is stored in the cavern is retrieved at the end of the storage period are discussed in section D of the Storage Plan (AkzoNobel, in preparation).

8.4 Suitability for storage

This checklist is based on see section 7.4 in Van Duijne et al., 2012.

Initial conditions and assumptions underlying the containment concept that the cavern must comply with to be suitable for storage

1. The cavern will be used for storage of gas oil.
Valid, see “Voornemen gasolieopslag in zoutcavernes in regio Twente” (AkzoNobel, 2010).
2. Gas oil will be stored for a maximum period of 30 years.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1
3. Gas oil is injected and extracted to the cavern via a well which includes a casing secured by cement and a packer close to the cavern.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B4
4. Brine is extracted (as gas oil is injected) and injected (as gas oil is extracted) to the cavern by a well.
Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1
5. The cavern is surrounded by Röt A salt at the sides and above.
Valid, see Section 8.1 of this report
6. The bottom of the cavern is covered by brine as a control measure. This ensures that the gas oil will not reach the bottom of the cavern.

Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1

7. The whole cycle of injection, storage and extraction is an isolated process with no contamination to the surroundings layers.

Valid, see Environmental Impact Assessment (AkzoNobel, in preparation).

8. The maximum hydraulic conductivity of the salt is 1.6×10^{-5} m/d.

Valid, see Table 3.1 in "Generic Risk Assessment of gas oil storage in salt caverns in the Twente region based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)" (Van Duijne et al., 2012).

9. A cavern for which the storage activity is completed is refilled with brine and adheres to the conditions set by the good salt mining practice.

Valid, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), sections D2, D5

Unconditional requirements that the cavern must comply with to be suitable for storage

1. There are no known indicators for unfavorable containment conditions for the specific cavern, such as:

- Cavern instability
- Low pressure
- Leakage
- Roof collapse
- Loss of wellhead pressure/failed pressure test
- Degraded caprock integrity
- Fractures
- Presence of unfavorable insoluble layers
- Filling with aqueous fluids from surrounding rock (capable of leaching salt)
- Overpressure/overflowing of the cavern/operational procedure
- Well/casing/plug problems/failure, including blowout.

True, these known indicators for unfavorable containment conditions have not occurred for cavern 472.

2. The cavern is solely situated within the Main Röt Evaporite A rock salt layer.

True, see Section 8.1 of this report.

3. There is no permeable layer within the Main Röt Evaporite salt layers.

True, see Section 3.2.1 on stratigraphy in "Generic Risk Assessment of gas oil storage in salt caverns in the Twente region based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)" (Van Duijne et al., 2012).

4. The cavern is at least overlain by 5 m of Röt C.

True, see Section 8.1 of this report.

5. The roof of the cavern is favorable for gas oil extraction at the end of the storage period.

True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section D4.

6. The geometry of the cavern does not favor stress concentration.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.1
7. The distance between different salt caverns within a row of caverns is at least 25 m.
True, see Section 8.1 of this report.
8. Parallel rows of caverns are separated by a pillar that is at least 70 m thick, or a report exists which proves that the cavern under investigation is stable.
True, see Section 8.1 of this report, and Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.1.
9. The pressure in the cavern is equal to or above the hydrostatic pressure.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1. The pressure in the cavern is close to halmostatic at all times during normal operation.
10. The pressure in the cavern does not exceed the minimum in-situ (lithostatic) stress.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1. The pressure in the cavern is close to halmostatic at all times during normal operation.
11. The maximum temperature change due to brine/gas oil injection is 20°C inside the cavern.
True, see "Generic Risk Assessment of gas oil storage in salt caverns in the Twente region based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)" (Van Duijne et al., 2012).
12. Brine and gas oil is not injected with a temperature below 5 °C.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B1.
13. There is no vertical casing displacement.
True, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B4.
14. There is no methane release from the cavern-bearing salt formation.
True, no methane release from the cavern-bearing salt formation has been observed during regular brine production.

Conditional requirements that must be met for the cavern to be suitable for storage

1. An MIT (Mechanical Integrity Test) is performed prior to storage to assess the integrity of the wells
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation)
2. The cementation, casing and packer are of good quality.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B4.
3. The cement in the cement annulus is not degraded and was properly bonded to the casing and the surrounding rock during cementation in the section of the well that penetrates the Main Röt Evaporite (roof of the cavern).
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B4.

4. In case of failure of the casing and/or packer, replacement is installed and checked.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
5. In case of serious failure of the cement in the section of the well that penetrates the Main Röt Evaporite (roof of the cavern), replacement is installed and checked.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section B5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
6. Faults present in underlying and/or overlying strata that are possibly in contact with the cavern have a throw that does not exceed the minimum thickness of the Main Röt Evaporite A rock salt layer. Faults that do have a throw that exceeds the minimum thickness of the Main Röt Evaporite A rock salt layer that are possibly in contact with the cavern must be further investigated with the aim to assess their potential to form a leakage path for gas oil from the cavern to shallow depths above the hydrogeological base.
One fault could be present in the vicinity of the cavern (GeoWulf, 2010), and is possibly in contact with the cavern, but its throw does not exceed the minimum thickness of the Main Röt A salt (see section 7.2).

Monitoring requirements that must be implemented to minimize risk and work towards ALARP

1. The oil and brine pressure is monitored.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
2. Pressure is monitored in the well annulus.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
3. Composition of annular fluid is monitored for the presence of gas oil components.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
4. The gas oil level is periodically monitored.
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
5. The brine inflow/outflow is monitored (temperature, flow rate, pressure).
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
6. The gas oil inflow/outflow is monitored (temperature, flow rate, composition, pressure).
Yes, see Storage Plan (AkzoNobel, in preparation), Section 5.2.2., and Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation).
7. The shape and extent of the cavern is monitored using sonar before initial gas oil injection, during storage at intervals of 5 years, and after gas oil extraction.

Yes, see *Storage Plan (AkzoNobel, in preparation)*, Section 5.2.2., and *Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation)*.

8. Casing and cement bond evaluation is performed at regular basis (e.g. every 10 – 20 years).

Yes, see *Storage Plan (AkzoNobel, in preparation)*, Section 5.2.2., and *Risk Management Plan (AkzoNobel, in preparation)*.

8.5 Risks

Model setup

For the model schematization of the case of cavern 472, the scenario's, boundary conditions, and input parameters of the properties of the subsurface and the water and gas oil are for the largest part taken from the general schematization for the Marssteden area (see Van Duijne et al., 2012, Chapter 4, Table 4.2).

Table 8.1: Overview of the characteristics of cavern 472 used as input for the cavern-specific STOMP model.

Characteristics for cavern 472	
top Upper Röt Evaporite (average)	397m below surface
thickness Upper Röt Evaporite (average)	13m
top Main Röt Evaporite (average)	410m below surface
thickness Main Röt Evaporite (average)	62m
cavern length	170m
cavern width	80m
cavern height (average)	17m
location gas oil well	centre of cavern
fault F1: distance from gas oil well	70m west of well
fault F1: depth range of offset	78 to >480m below surface
old wells: distance from gas oil well	40m west and east of well

Case specific input properties are required for the cavern dimensions, the local depth and thickness of Main Röt Evaporite, the local depth and thickness of Upper Röt Evaporite, the position of faults with respect to the cavern, and the occurrence of the "old", permeable wells and their position with respect to the cavern. These specifications for cavern 472 are summarized in Table 8.1 (see also sections 8.1 and 8.2). Only the closest well and closest fault are included in the simulation, thus representing the worst case for this cavern.

Results

The results of the STOMP modeling for cavern 472 are visualized as a series of two dimensional cross sections in appendix E. In the base case scenario, breach of confinement does not occur; the gas oil remains within the salt cavern for the modeled time span of 150 years. In scenario's 2 to 7 the gas oil does not penetrate more than 5 to 10m into the surrounding rock away from the point of leakage. In none of these scenarios the gas oil LNAPL reaches the fault or the 'old' permeable well. However, in the figure of scenario 7 it can be seen that there is a small effect of the 'old' permeable wells that lie at a distance of 40 m from the gas oil well: due to the lower permeability in the old well, the gas oil LNAPL shows some preferential flow in the direction of the 'old' permeable wells.

In case of leakage above the hydrogeological base (scenario 8), there is a direct risk of contamination of the phreatic groundwater. The characteristics of the gas oil LNAPL are summarized in Table 5.2. The following observations can be made for this scenario:

- After 1 year the gas oil LNAPL reaches the phreatic groundwater level.
- After 1 month the maximum saturation of gas oil in the pores of the sediments is reached. Afterwards, the saturation of gas oil in the pores is reduced due the continued spreading of the LNAPL away from the point of leakage, which causes the gas oil to dilute as it becomes partially trapped in the pores.
- After the gas oil LNAPL has reached the phreatic groundwater, it spreads out on top of the groundwater surface (up to 90 m after 60 years). However, due to the relatively small scale of the phenomenon in comparison to the large scale of the figure, this spread of the LNAPL is not visible in the figures of the STOMP results in the appendix. Therefore, in Figure 8.1 a close-up of the contaminated zone is displayed that shows how the gas oil LNAPL spreads out on top of the phreatic groundwater level in more detail. In Figure 8.2 the lateral spread of the gas oil LNAPL after 1 week, 1 month and 5 years is visualized from the top view over the topography of the Marssteden Concession area.

Table 8.2 Results for scenario 8 of the cavern-specific STOMP modeling for cavern 472.

Characteristics of gas oil LNAPL	scenario 8; time horizons								
	1 day	1 week	1 month	3 months	1 year	5 year	30 year	60 year	150 year
top LNAPL (m - surf.)	20,00	18,00	14,00	8,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
bottom LNAPL (m - surf)	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	20,00	18,00	14,00
spread LNAPL (m)	10,00	10,00	30,00	30,00	30,00	50,00	70,00	90,00	90,00
max. gas oil saturation in LNAPL (%)	0,01	0,06	0,08	0,04	0,04	0,11	0,05	0,05	0,03
max. saturation phreatic grw (%)	0,01	0,06	0,08	0,04	0,04	0,11	0,05	0,05	0,03
Total oil volume (m ³)	0,10	0,62	1,49	1,49	1,48	1,47	1,47	1,46	1,46

8.6 Conclusions

Cavern 472 adheres to the initial conditions and assumptions underlying the containment concept as defined by Deltares/TNO in Van Duijne et al. (2012). Furthermore, both the unconditional and the conditional requirements that must be complied with according to Deltares/TNO (see checklist) are met and the reference material relevant to the checklist was presented. Consequently, the risk associated with storage of gasoil in this cavern, defined as the probability of occurrence of a breach of confinement (the top event) times the effect, is very low to negligible. Information on the probability of occurrence of a breach of confinement can be found in Chapter 7 of Van Duijne et al. (2012). Information on the effects after breach of confinement for this cavern was presented in the previous paragraph and is briefly summarized below.

When a shift from the base case to an unstable situation occurs, gas oil leaks from the well or the cavern into the surrounding rock. STOMP modeling results indicate that leakage of gas oil from any point below the hydrogeological base does not pose a risk with respect to contamination of the upper, phreatic groundwater bodies near the Marssteden area. Due to the low porosity and permeability of the geological layers below this base, upward migration

due to multiphase flow is largely prohibited and the gas oil does not reach the nearby structures with a higher porosity and permeability (fault and/or 'old' well). Leakage from the gas oil well above the hydrogeological base does cause a direct risk of contamination of the upper groundwater bodies. However, the spread of the gas oil in and on top of the phreatic groundwater will be limited to an area well within the Marssteden concession. The gas oil contamination does not come near any surface water body, ecologically valuable area or drinking water abstraction point.

In order to further minimize the risk and work towards ALARP, AkzoNobel is working on a risk management plan that includes effective monitoring and mitigation measures. As part of this plan, AkzoNobel aims to perform the monitoring of the storage system conform the requirements set by Deltares/TNO in their monitoring checklist.

In view of the above, Deltares concludes that cavern 472 is suitable for cyclic (i.e., non-permanent) gas oil storage.

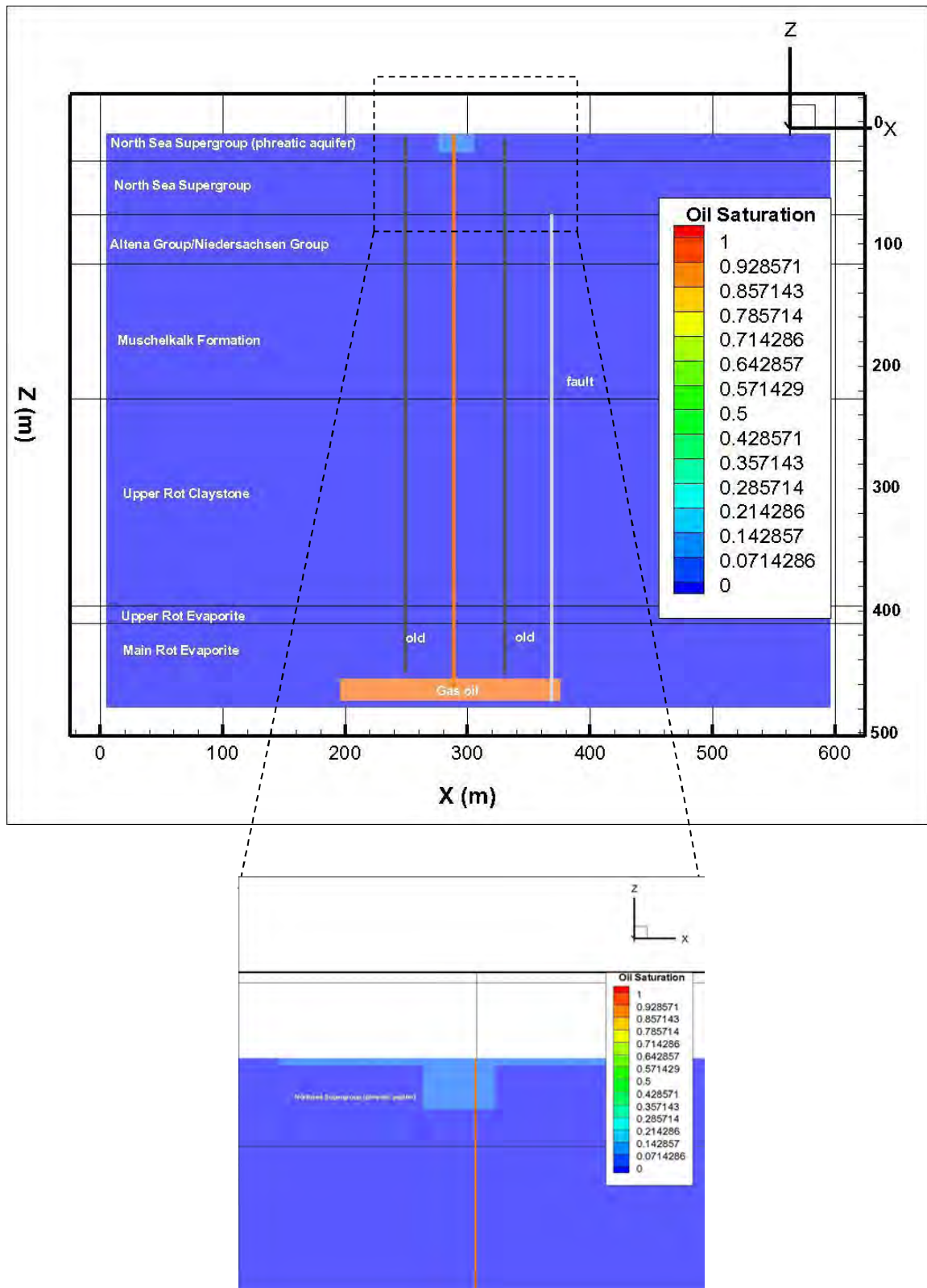


Figure 8.1: Cavern 472, Scenario 8: leakage from the well above the hydrogeological base. Effects of leakage after 150 year. Lower figure is a close-up of the rectangle in the upper figure, and shows the spread of the gas oil LNAPL on top of the phreatic groundwater level in higher detail.

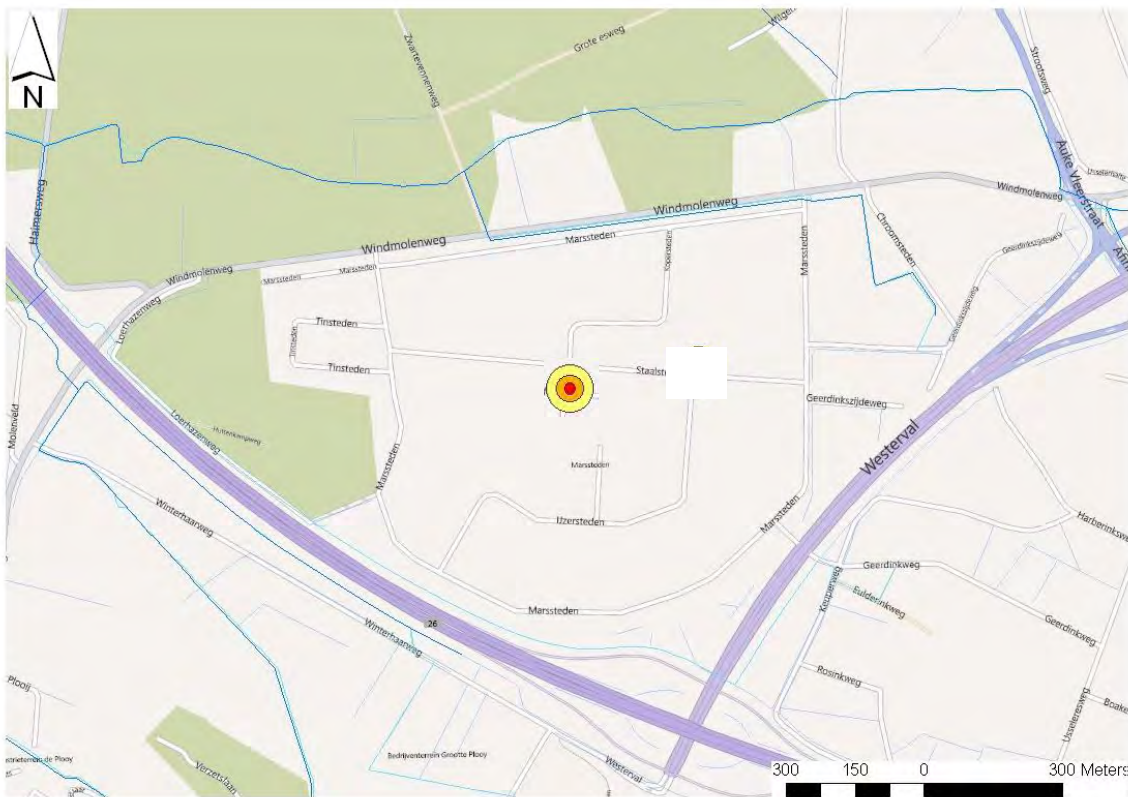


Figure 8.2: Map of the Marssteden Concession area displaying the area over which gas oil will spread in the phreatic groundwater in case of leakage scenario 8 for cavern 469: spread after 1 week (red), 1 month (orange) and 5 years (yellow).

9 Conclusions of the cavern-specific risk assessment

All four selected caverns comply with the initial conditions and assumptions underlying the containment concept as defined by Deltares/TNO. Furthermore, for all four caverns both the unconditional and the conditional requirements that must be complied with according to Deltares/TNO (see checklist) are met and the reference material relevant to the checklist was presented. Consequently, the risk associated with storage of gasoil in this cavern, defined as the probability of occurrence of a breach of confinement (the top event) times the effect, is very low to negligible.

In case of a breach of confinement, gas oil leaks from the well or the cavern into the surrounding rock. From the STOMP modeling results it could be concluded that leakage of gas oil from any point below the hydrogeological base does not pose a risk of contamination of the upper, phreatic groundwater bodies near the Marssteden area. Due to the low porosity and permeability of the geological layers below this base, upward migration due to multiphase flow is largely prohibited and the gas oil does not reach the nearby structures with a higher porosity and permeability (faults and 'old' well). Leakage from the gas oil well above the hydrogeological base does cause a direct risk of contamination of the upper groundwater bodies. However, the spread of the gas oil in and on top of the phreatic groundwater will be limited to an area well within the Marssteden Concession area. The gas oil contamination does not come near any surface water body, ecologically valuable area or drinking water abstraction.

In order to further minimize the risk and work towards ALARP, AkzoNobel is working on a risk management plan that includes effective monitoring and mitigation measures. As part of this plan, AkzoNobel aims to perform the monitoring of the storage system conform the requirements set by Deltares/TNO in their monitoring checklist. Furthermore, although the contamination of gas oil in case of a breach of the containment will probably not spread very fast, Deltares strongly advises to prepare remediation of the groundwater and soil surrounding the contaminated area as soon as possible when leakage of gas oil above the hydrogeological base is detected.

In view of the above, Deltares concludes that all four caverns are suitable for cyclic (i.e., non-permanent) gas oil storage for a period of 30 years.

10 References

- AkzoNobel (2010). Voornemen gasopslag in zoutcavernes in regio Twente. Den Haag, juni 2010.
- AkzoNobel (in preparation). Opslagplan
- Anderson, E.I., and Bakker, M. (2008). Groundwater flow through anisotropic fault zones in multi-aquifer systems, *Water Resources Research*, 44, W11433, doi: 10.1029/2008WR006925.
- Bear, J. (1972) *Dynamics of Fluids in Porous Media*, Dover. — ISBN 0-486-65675-6
- Bense, V.F. and M.A. Person (2006). Faults as conduit-barrier systems to fluid flow in siliciclastic sedimentary aquifers, *Water Resources Research*, 42, W05421, doi:10.1029/2005WR004480
- Bouw, L. and Oude Essink, G.H.P. (2003). Development of a freshwater lens in the inverted Broad Fourteens Basin, Netherlands offshore, *Journal of Geochemical Exploration* 78-79: 321-325.
- Doe., T.W. and Osnes, J.D. (2006) In situ Stress and Permeability Tests in the Hutchinson Salt and the Overlying Shale, Kansas. Technical Conference paper, Fall 2006 Conference, Rapid City, South Dakota, USA.
- De Louw (2006): *Wateratlas Twente, De grond en oppervlaktewatersystemen van Regge en Dinkel*. Waterschap Regge en Dinkel / TNO Bouw en Ondergrond.
- Domenico A.D. and F.W. Schwartz (1998) *Physical and Chemical Hydrology*. John Wiley and Sons, Inc. ISBN 0-471-59762-7.
- Dufour, F.C. (1998) *Grondwater in Nederland, Onzichtbaar water waarop wij lopen*. NITG-TNO, ISBN 90-6743-536-8.
- Folch, A. and Mas-pla, J. (2008) Hydrogeological interactions between fault zones and alluvial aquifers in regional flow systems. *Hydrogeological Processes* 22, 3476-3487. DOI: 10.1002/hyp.6956.
- GeoWulf (2010) *Geological analysis of the Marssteden area, Twente Region for AkzoNobel Industrial Chemicals*. GL10.121.
- Kaluarachchi, J.J. and Parker, J.C. (1992) Multiphase flow with a simplified model for oil entrapment. *Transport in Porous Media* 7, 1-14.
- Lenhard, R.J. and Parker, J.C. (1987) Measurement and prediction of saturation-pressure relationships in three-phase porous media. *J. Contam. Hydrol.* 1, 407-424.

Lenhard, R.J., M. Oostrom and M.D. White (1995). Modeling fluid flow and transport in variably saturated porous media with the STOMP simulator. 2. Verification and validation exercises. *Adv. Water Resour.*, 18: 365-373.

Magri, F., Akar, T. Gemici, U. Pekdeger, A. (2010) Deep geothermal groundwater flow in the Seferihisar–Balçova area, Turkey: results from transient numerical simulations of coupled fluid flow and heat transport processes. *Geofluids* 10, 388–405 doi: 10.1111/j.1468-8123.2009.00267.x

MWH B.V., 2010. Salt mining possibilities in areas adjacent to the Hengelo brine field, prepared for Akzo Nobel Industrial Chemicals B.V., Feb 2010

Mualem, Y. (1976) A new model for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated porous media. *Water Resources Research* 12: 513–522. doi:10.1029/WR012i003p00513.

Pöppelreiter, M. C., Balzarini, M.A., De Sousa, P., ET AL. (2005). Structural control on sweet spot distribution in a carbonate reservoir: Concepts and 3D Models (Cogollo Group, Lower Cretaceous, Venezuela). *AAPG Bulletin*, 89, 1651–1676.

Saar, M.O. (2010) Review: Geothermal heat as a tracer of large-scale groundwater flow and as a means to determine permeability fields. *Hydrogeology Journal* (2011) 19: 31–52 DOI 10.1007/s10040-010-0657-2.

Van Duijne, H., Wildenborg, T., Hendriks, D., Van Thienen-Visser, K., Marsman, A., and Wollenweber, J. (2012). Generic risk assessment of gas oil storage in salt caverns in the Twente region based on the Second Use Containment Concept (2U-CC), Deltares, 1203390-000-BGS-0017

Van Genuchten, M.T. (1980) A closed form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils. *Soil. Sci. Soc. Am. J.* 44, 892-898.

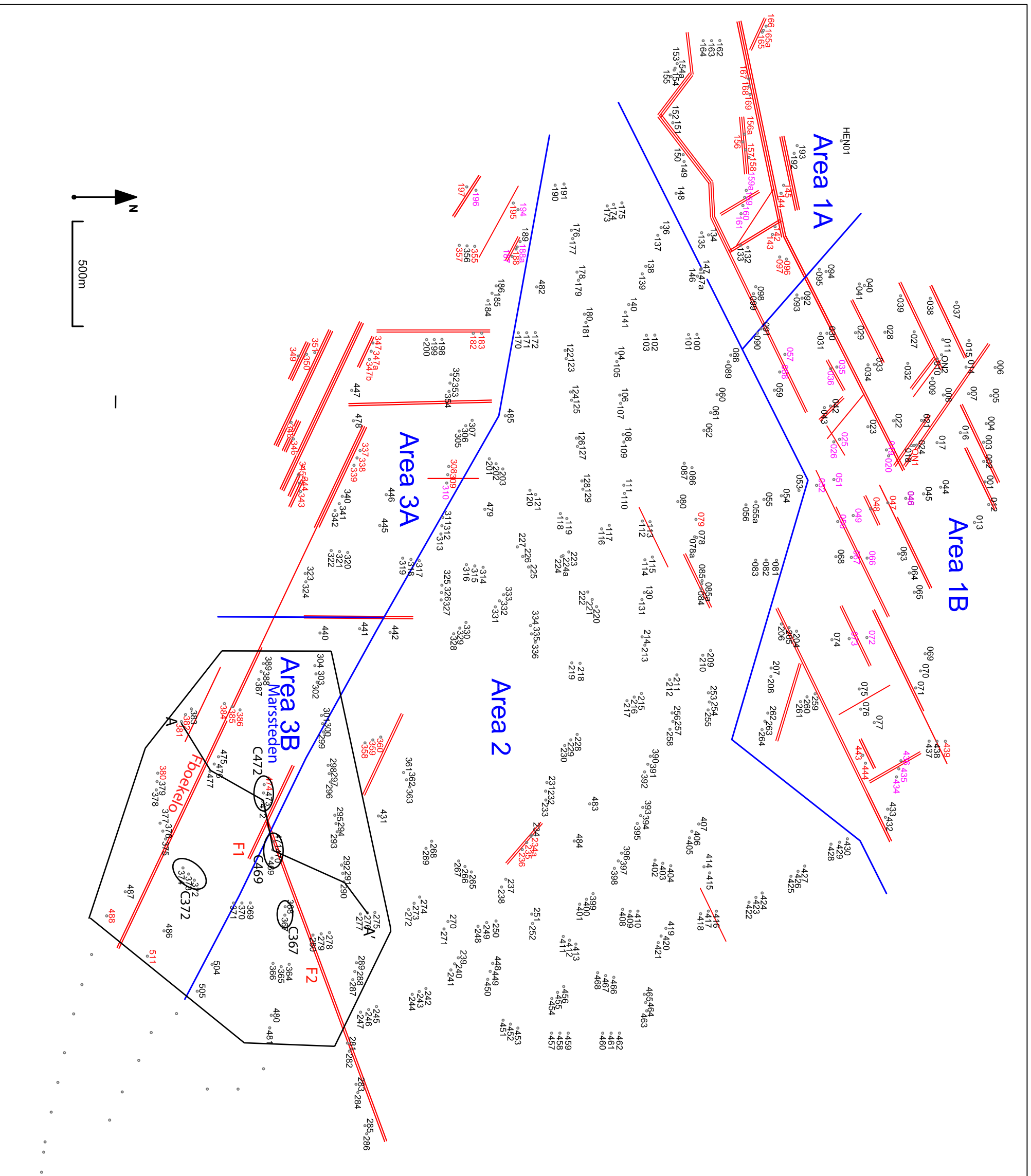
Verweij, J.M. & Simmelink, H.J. (2002). Geodynamic and hydrodynamic evolution of the Broad Fourteens Basin (The Netherlands) in relation to its petroleum systems. *Marine and Petroleum Geology* 19: 339-359.

Waterbeheerplan 2010-2015, co-productie van Waterschap Groot Salland, Waterschap Reest en Wieden, Waterschap Regge en Dinkel, Waterschap Rijn en IJssel, Waterschap Velt en Vecht.

White, M.D., Oostrom, M., Lenhard, R. J. (1995) Modeling fluid flow and transport in variably saturated porous media with the STOMP simulator. 1. Non-volatile three-phase model description. *Adv. Water Resources* 18, 53-77.

Appendix A: Local geology of the Marssteden concession

Map A-2: Tectonic areas and fault zones



Map A-2:
Tectonic areas and fault zones
for detail is referred to the depth
maps (Attachment C).

Legend:

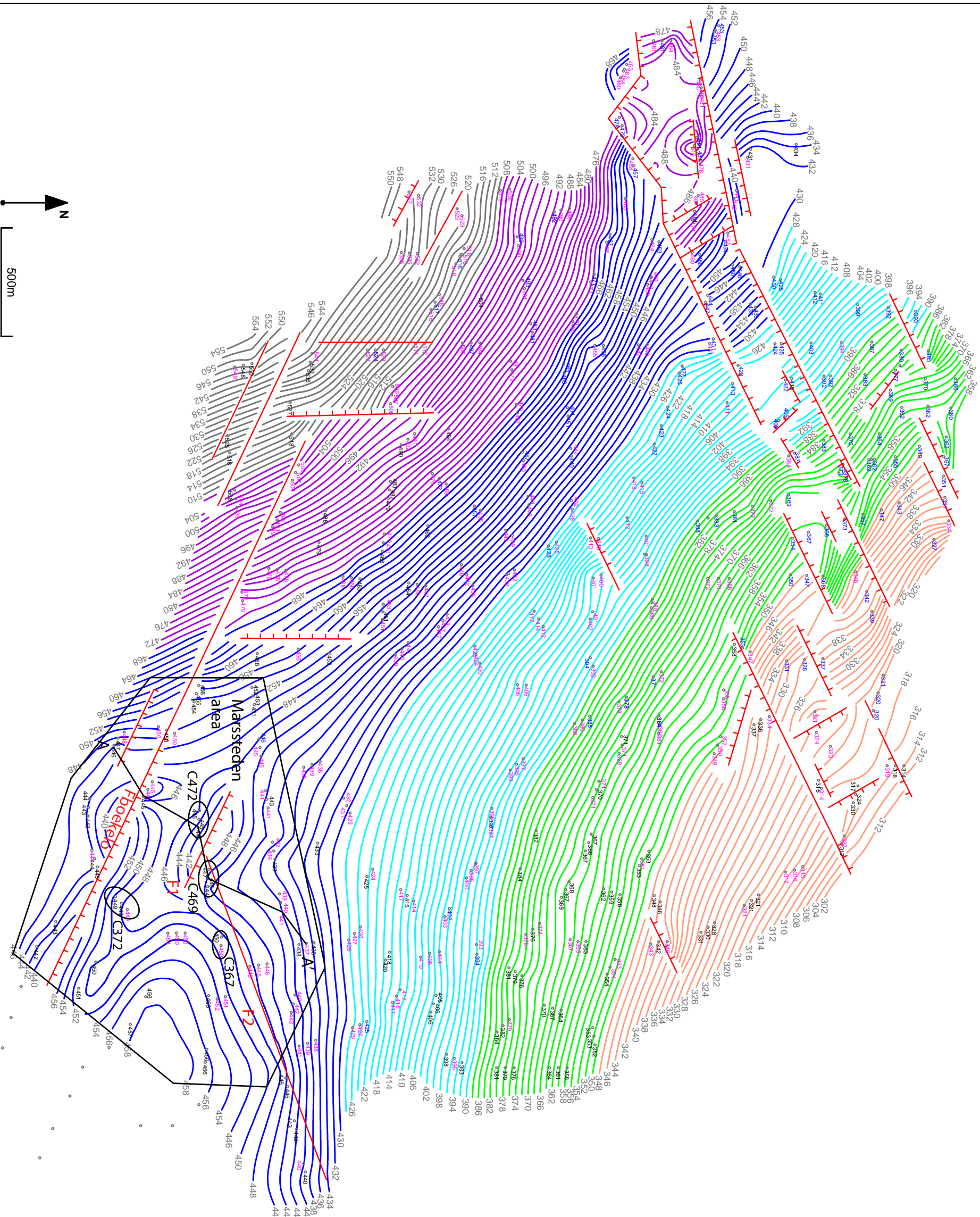
- well location
- well name
- fault identified in well
- fault identified in Series

fault lines with maximum present
day offset

- offset <5m
- offset 5 - 20m
- offset >20m

prepared by:
GEOWULFLaboratories
attachment to report GL11.901

Map C-1: Depth Top Solling Fm.: RNSO



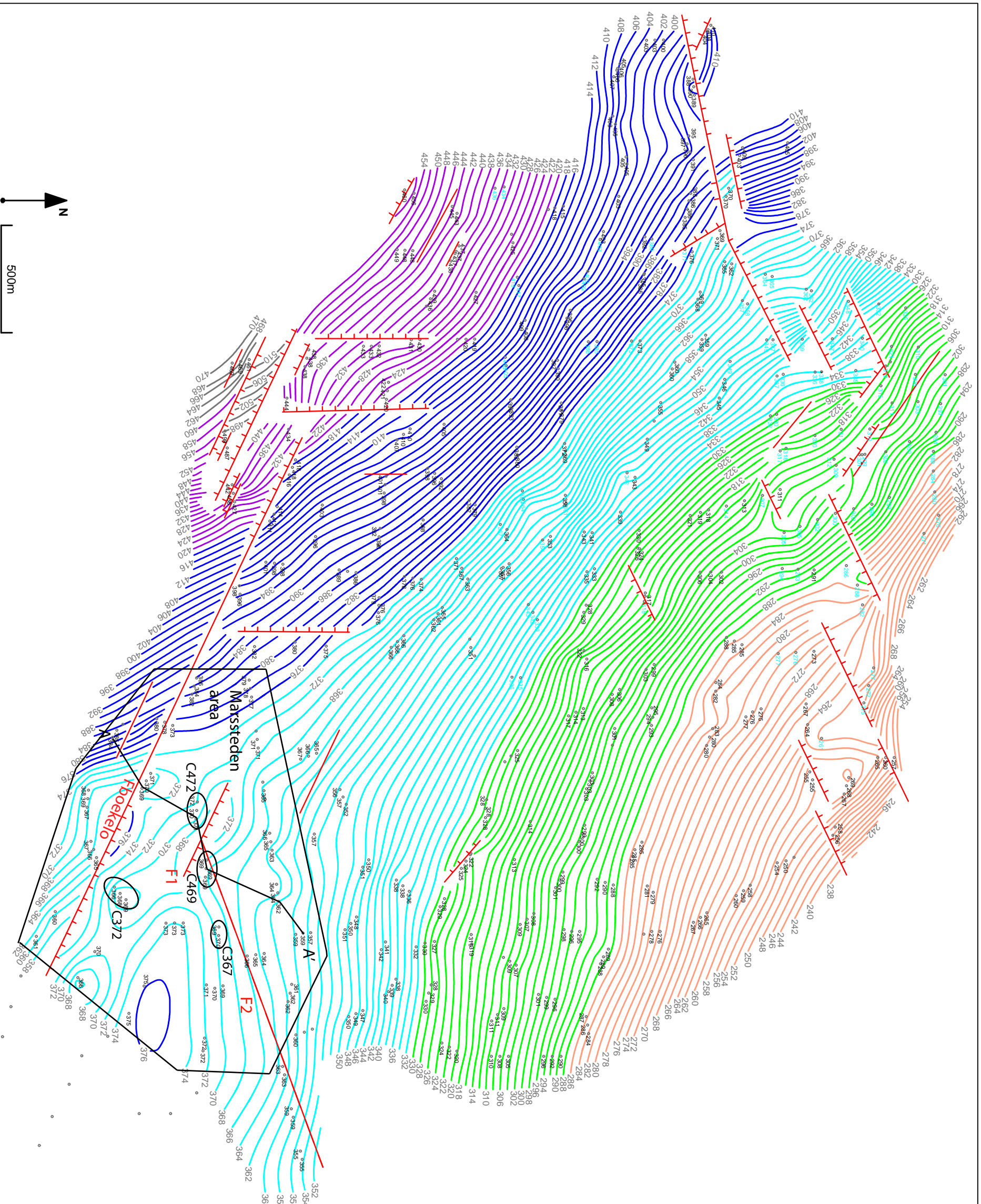
Map C-1: Depth Top RNSO

Legend:

- well location
- depth in meters below NAP
 - 20.4 source GR log
 - 20.4 source 'orig. log' & cored
 - 20.4 source base A2 or 'original log' and not cored
- isolines (2m interval)
 - ≤ 348m
 - 350 - 388m
 - 390 - 428m
 - 430 - 468m
 - 470 - 508m
 - ≥ 510m
- normal fault
 - offset
 - no offset at this level

prepared by:
 GEOWULFLaboratories
 attachment to report GL11.901

Map C-2: Depth Top Main Röt Evaporite Mb.: RNRO1



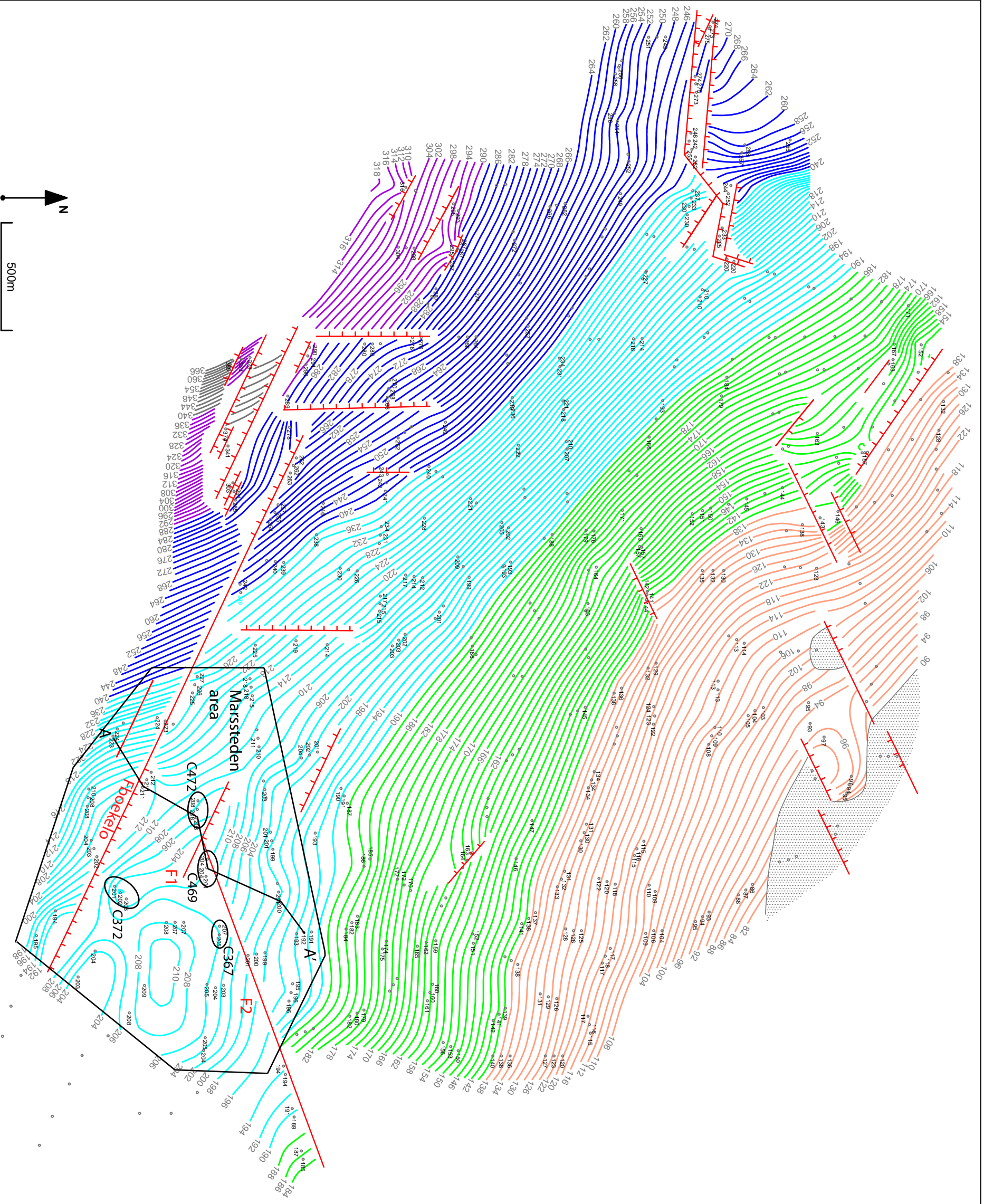
Map C-2: Depth Top RNRO1

- Legend:
- well location
 - depth in meters below NAP
 - 20.4 source GR log
 - 20.4 derived depth

- isolines (2m interval)
- ≤ 286m
 - 288 - 330m
 - 332 - 374m
 - 376 - 418m
 - 420 - 460m
 - ≥ 462m
- normal fault
- offset
 - no offset at this level

prepared by:
 GEOWULFLaboratories
 attachment to report GL11.901

Map C-3: Depth Base Muschelkalk Fm.: RNMU



Map C-3: Depth Base RNMU

Legend:

- well location
- depth in meters below NAP
- 20.4 source GR log
- eroded

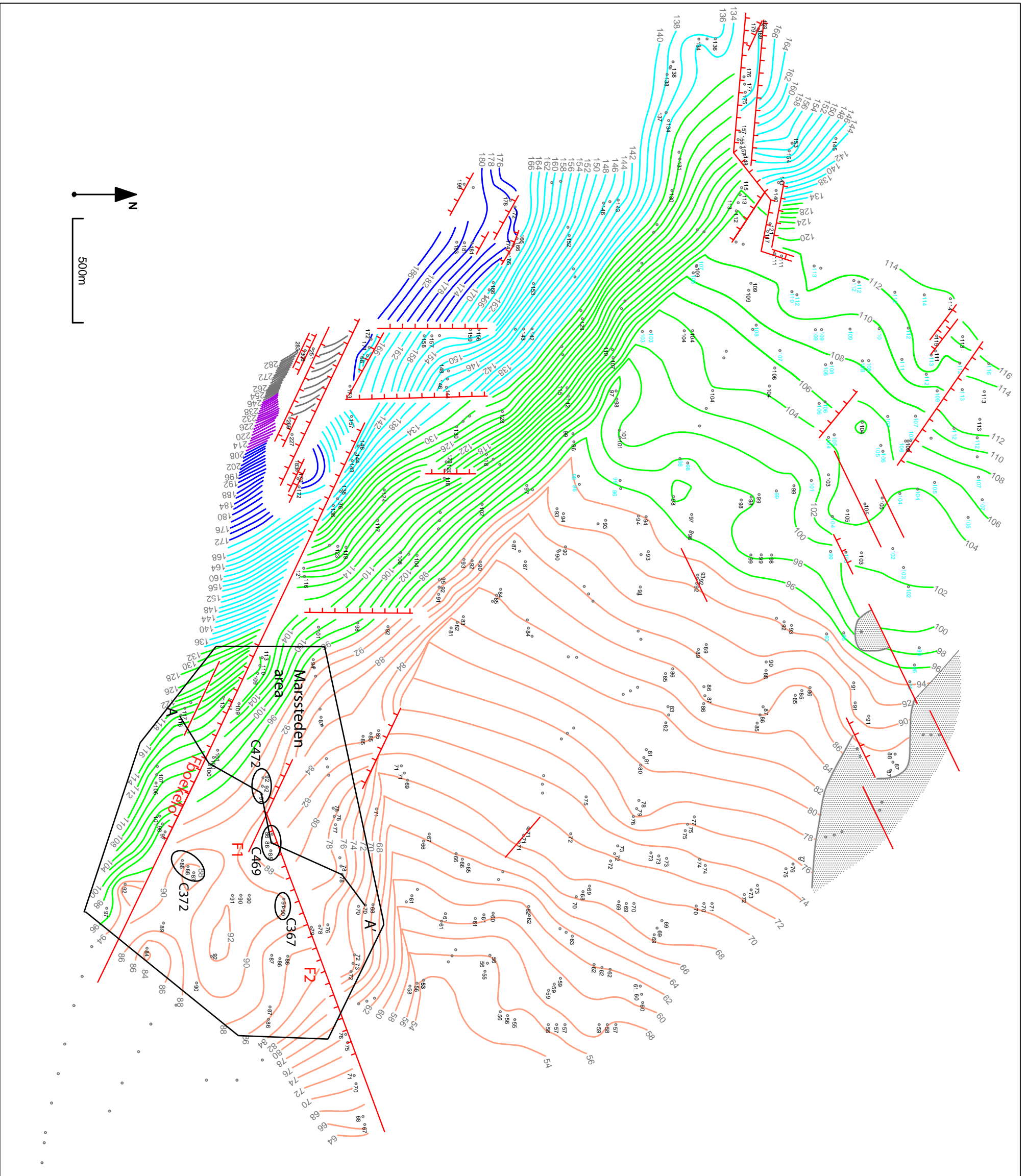
isolines (2m interval)

- ≤ 138m
- 140 - 188m
- 190 - 238m
- 240 - 288m
- 290 - 338m
- ≥ 340m

- normal fault
- offset
- no offset at this level

prepared by:
 GEOWULFLaboratories
 attachment to report GL11.901

Map C-4: Depth Top MMuschelkalk Fm: RNMU



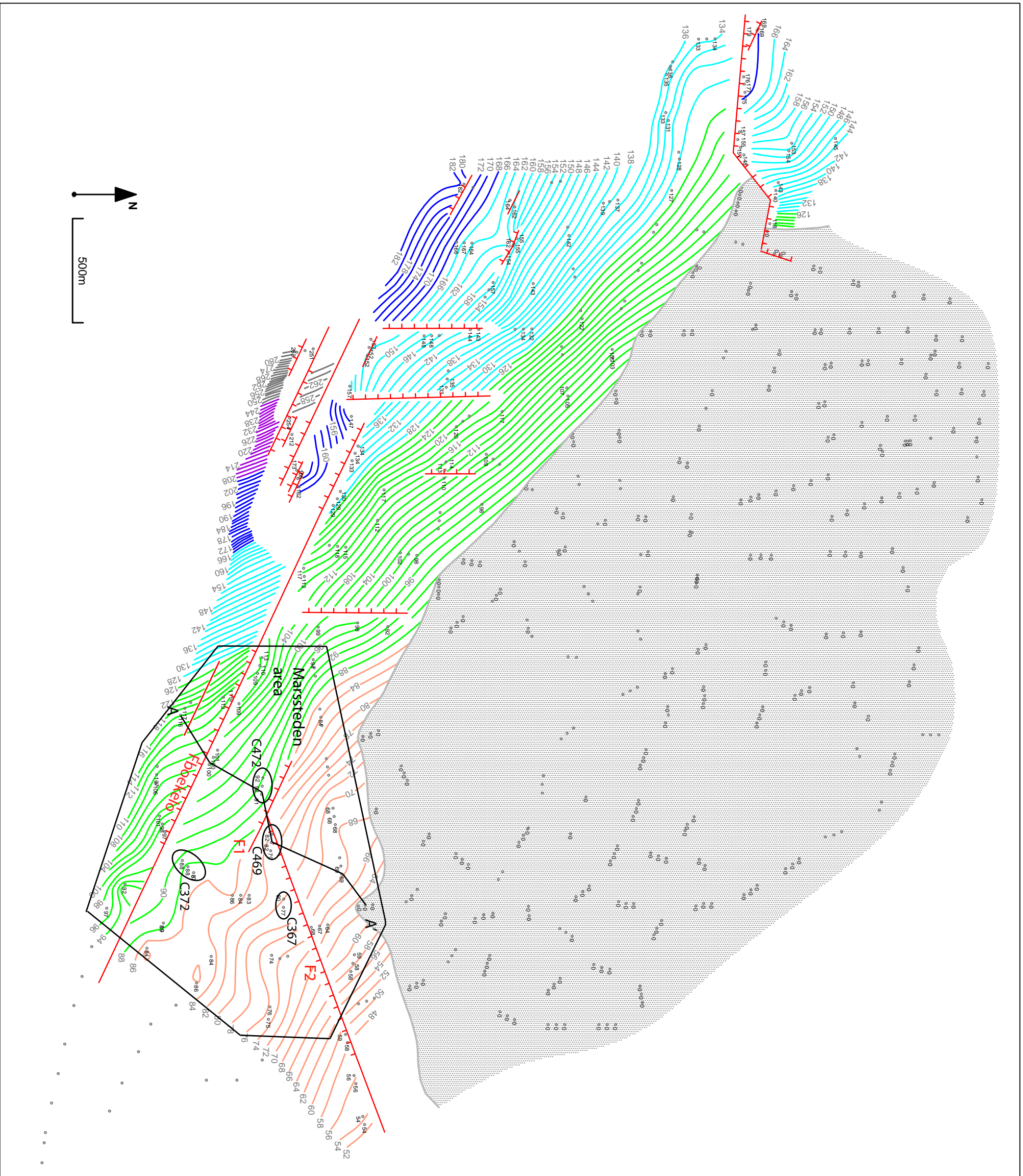
Map C-4: Depth Top RNMU

Legend:

- well location
- depth in meters below NAP
 - 20.4 source GR log
 - 20.4
- isolines (2m interval)
 - ≤ 94m
 - 96 - 132m
 - 134 - 170m
 - 172 - 208m
 - 210 - 246m
 - ≥ 248m
- normal fault
 - offset
 - no offset at this level

prepared by:
 GEOWULFLaboratories
 attachment to report GL11.901

Map C-7: Depth Base Niedersachsen Gp.: SK



Map C-7: Depth Base SK

Legend:

- well location
- depth in meters below NAP
- 20.4 source GR log
- datapoint with no SK
- eroded

isolines (2m interval)

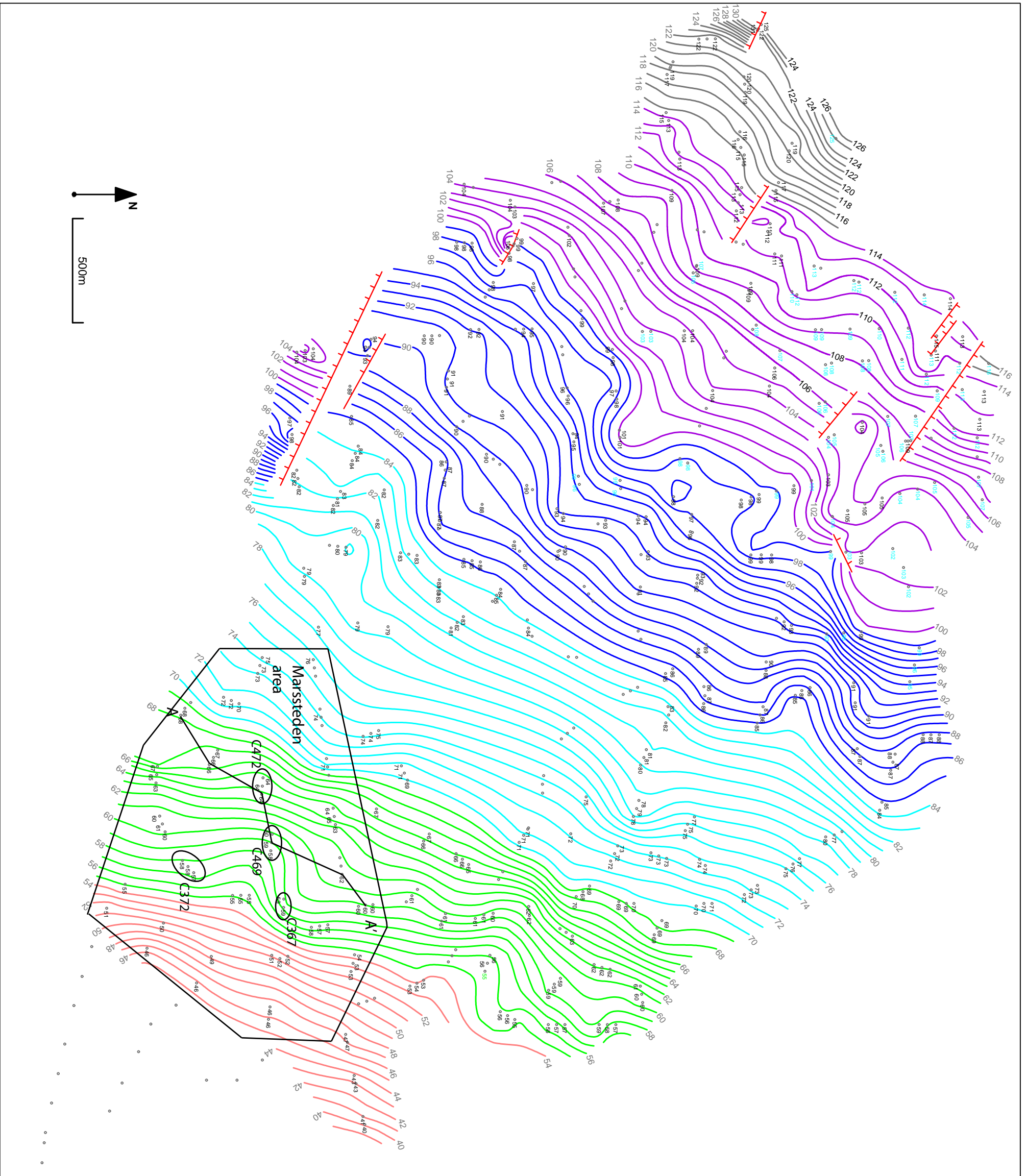
- ≤ 86m
- 88 - 126
- 128 - 166m
- 168 - 206m
- 208 - 246m
- ≥ 248m

normal fault

- offset
- no offset at this level

prepared by:
 GEOWULFLaboratories
 attachment to report GL11.901

Map C-9: Depth Base North Sea Supergp.: N



Map C-9: Depth Base N

Legend:

- well location
- depth in meters below NAP
 - 20.4 source GR log
 - 20.4 source 'boorboek'

isolines (1m interval)

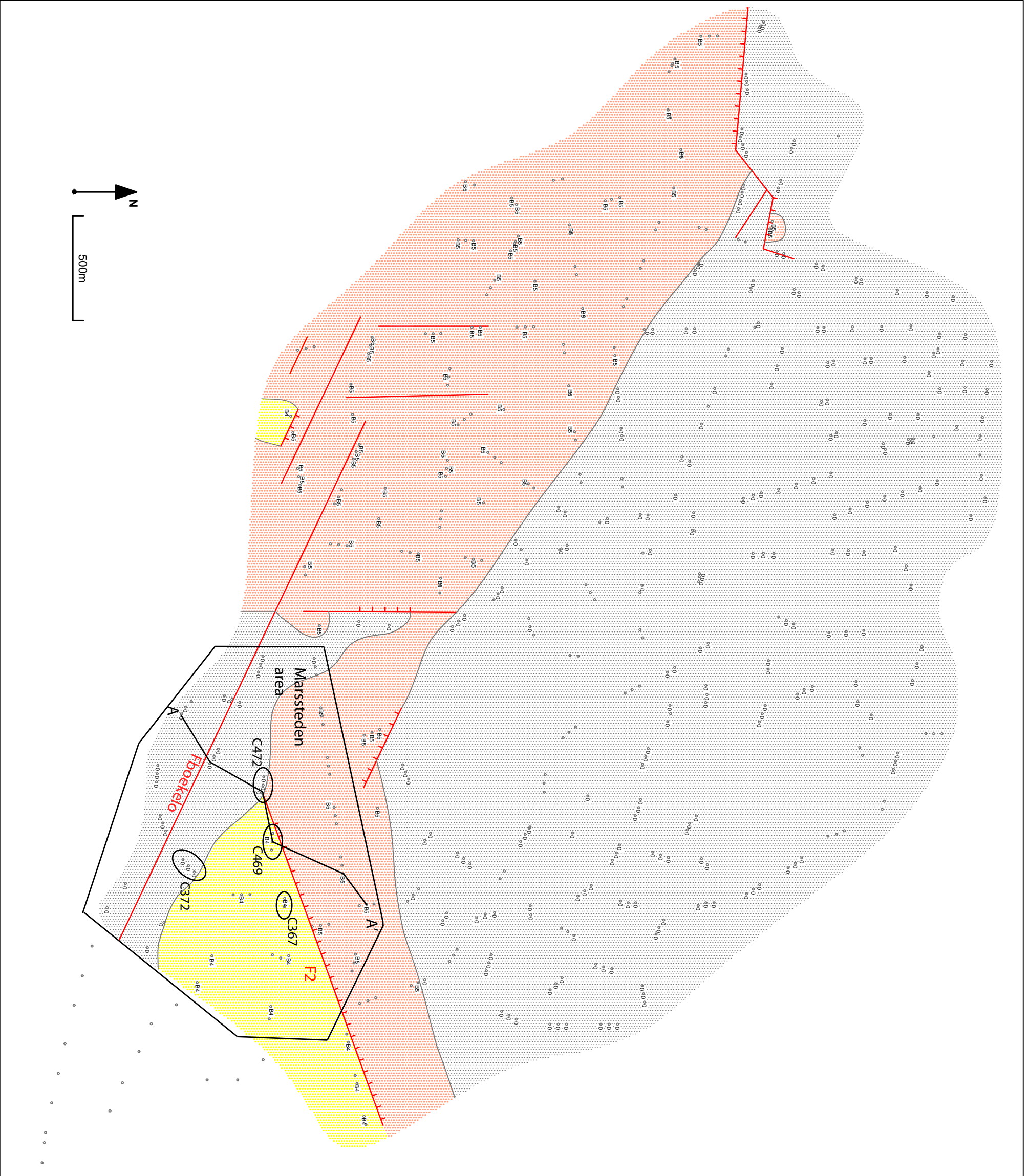
- ≤54m
- 55 - 69m
- 70 - 84m
- 85 - 99m
- 100 - 114m
- ≥ 115m

normal fault

- offset
- no offset at this level

prepared by:
 GEOWULFLaboratories
 attachment to report GL11.901

Map C-5: Subcrop Altena Gp: AT



Map C-5:
Subcrop Base AT Unconformity

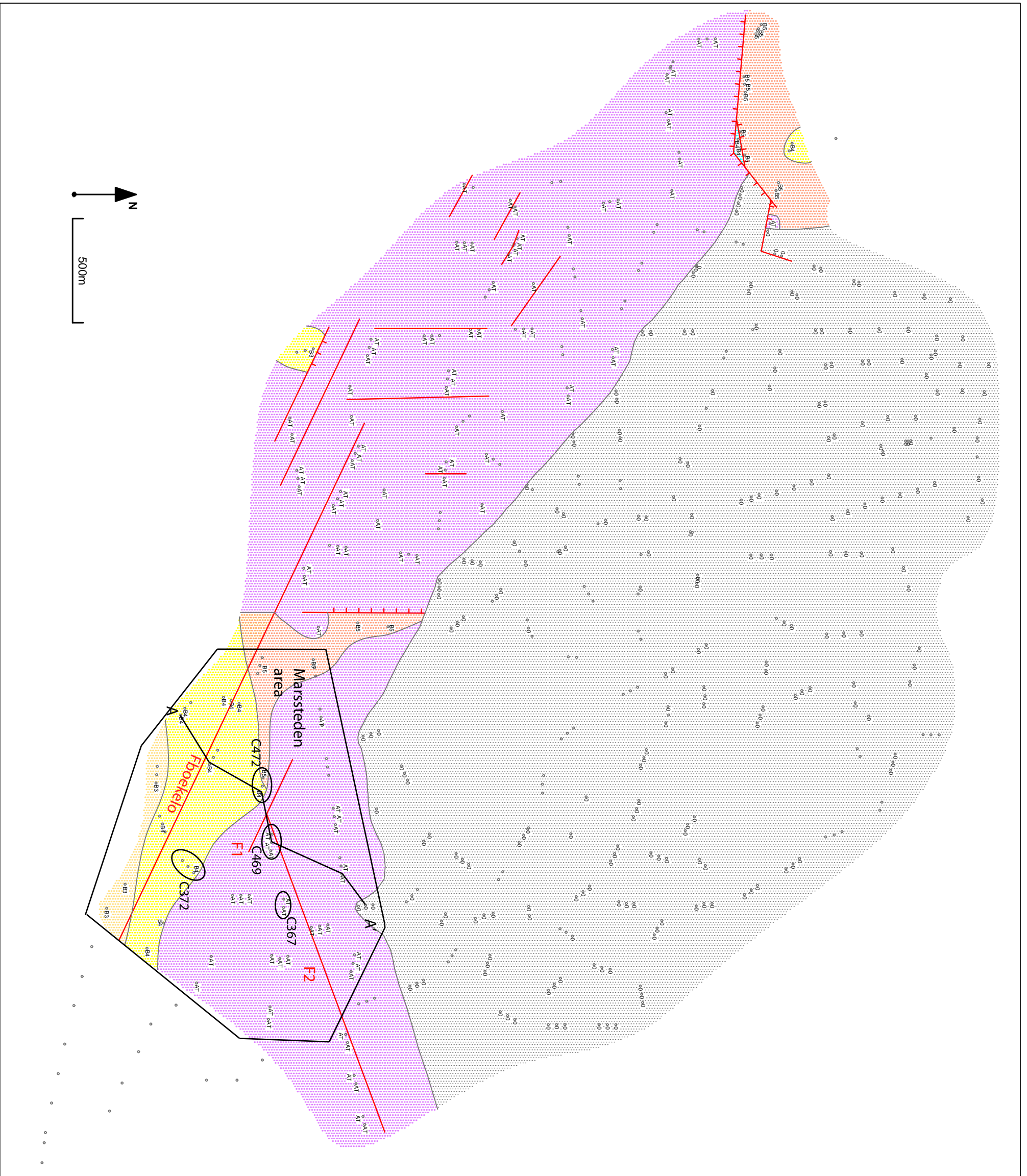
- Legend:
- well location
 - datapoint with AT eroded
 - ▨ AT eroded

- Unit underlying Base AT
- B unit name
 - RNMU-B4
 - RNMU-B5

- normal fault
- offset
 - no offset at this level

prepared by:
GEOWULFLaboratories
attachment to report GL11.901

Map C-6: Subcrop Niedersachsen Gp.: SK



Map C-6:
Subcrop Base SK Unconformity

Legend:

- well location
- datapoint with SK eroded
- ▨ SK eroded

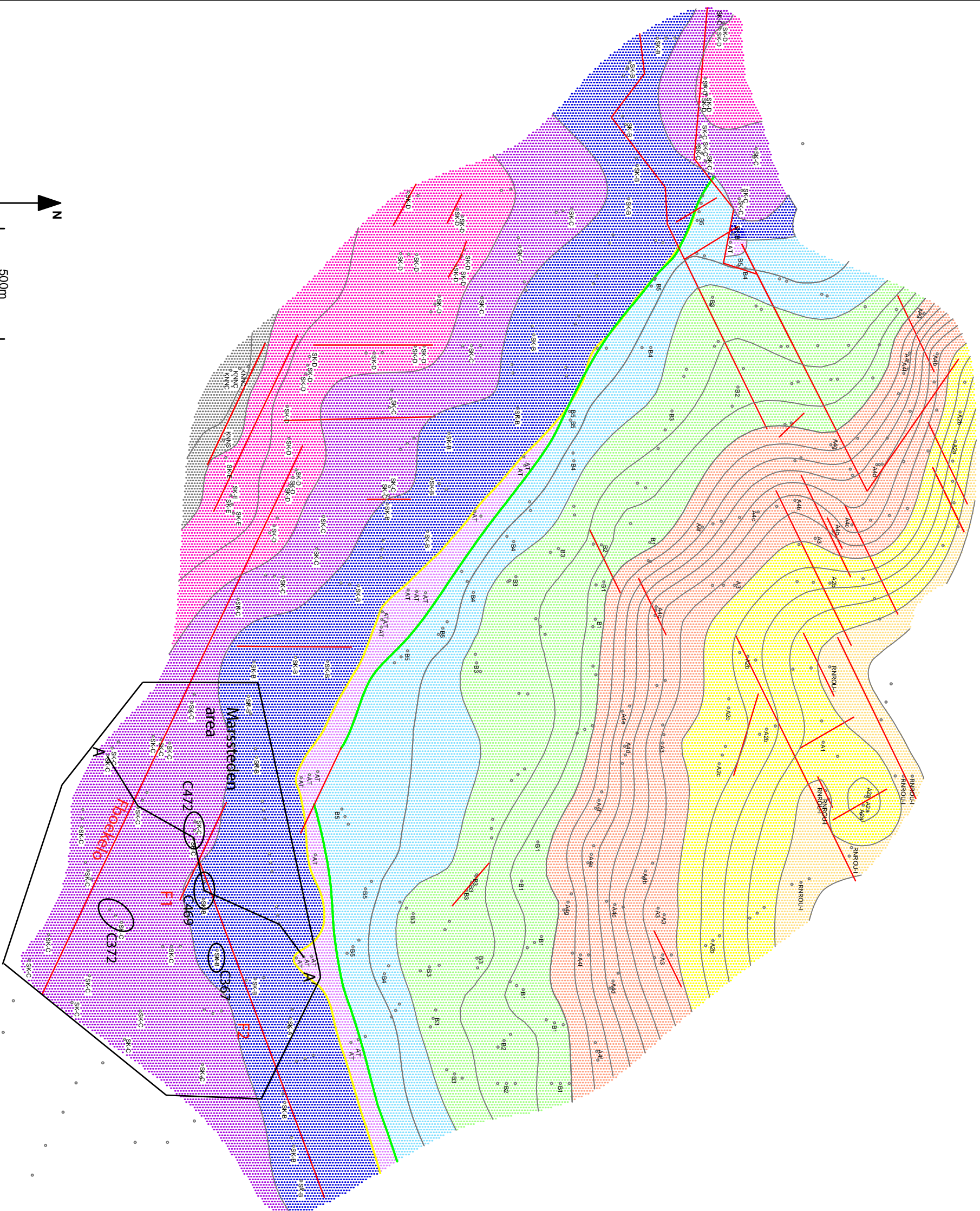
Unit underlying base SK

- B unit name
- ▨ RNMU-B3
- ▨ RNMU-B4
- ▨ RNMU-B5
- ▨ AT

- normal fault
- offset
- no offset at this level

prepared by:
GEOWULFLaboratories
attachment to report GL11.901

Map C-8: Subcrop North Sea Supergp.: N



Map C-8:
Subcrop Base N Unconformity
(contour lines not edited to fault
lines)

Legend:

- well location
- AT = 0 (see map C-5)
- SK = 0 (see map C-6)

Unit underlying base N

B unit name

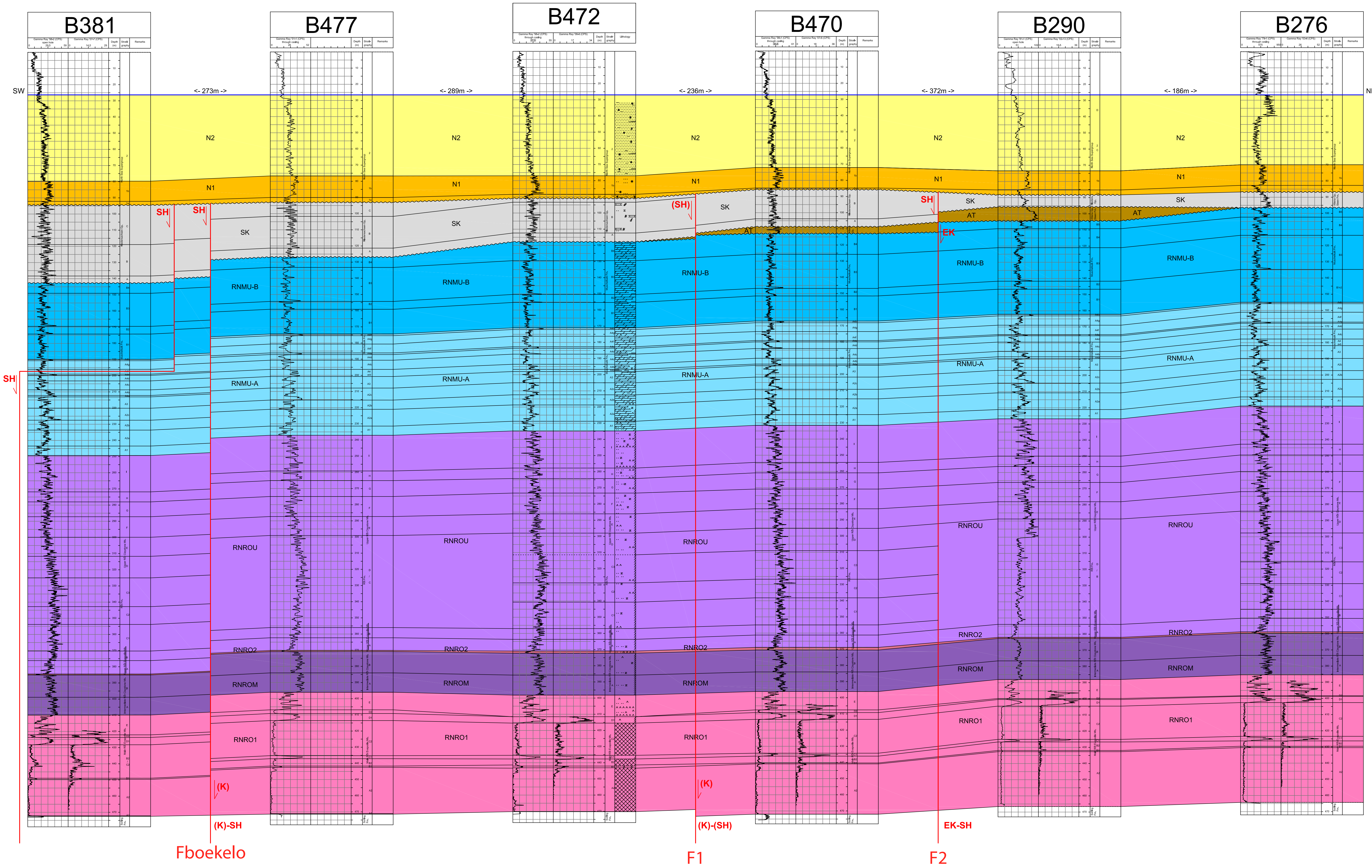
in order of decreasing erosion:

- RNRou
- RNMU-A1 & A2
- RNMU-A3 & A4
- RNMU-B1, B2 & B3
- RNMU-B4 & B5
- AT
- SK-A & B
- SK-C
- SK-D & E
- KN
- main normal fault
at deeper level(s)

prepared by:
GEOWULFLaboratories
attachment to report GL11.901

A

A'



LEGEND

vertical scale 1:1000

LITHOLOGY

- clay / claystone
- sh / shale
- sand / sandstone
- soil
- breccias
- carbonaceous claystone
- shale
- pyrite
- pyrite nodules

LITHOLOGICAL DETAIL

- carbonaceous shale / claystone bed
- shale / claystone bed
- pyrite nodules
- pyrite
- pyrite sandstone bed
- carbonaceous shale / sandstone bed
- shale / sandstone bed
- pyrite
- pyrite sandstone bed
- pyrite nodules
- shale / shale bed

FOSSILS AND OTHER GEOLOGICAL DETAIL

- claystone
- shale fragments
- shale fragments
- condensed red beds

OTHER

- uncertainty
- stratigraphic boundary
- horizon fault
- sub-horizontal fault
- normal fault

prepared by:
GEOWULF Laboratories
 attachment to report GL11/01
 info@geowulf.nl
 See report for well location and discussion

Appendix B: Geometry and volumes of selected caverns

E

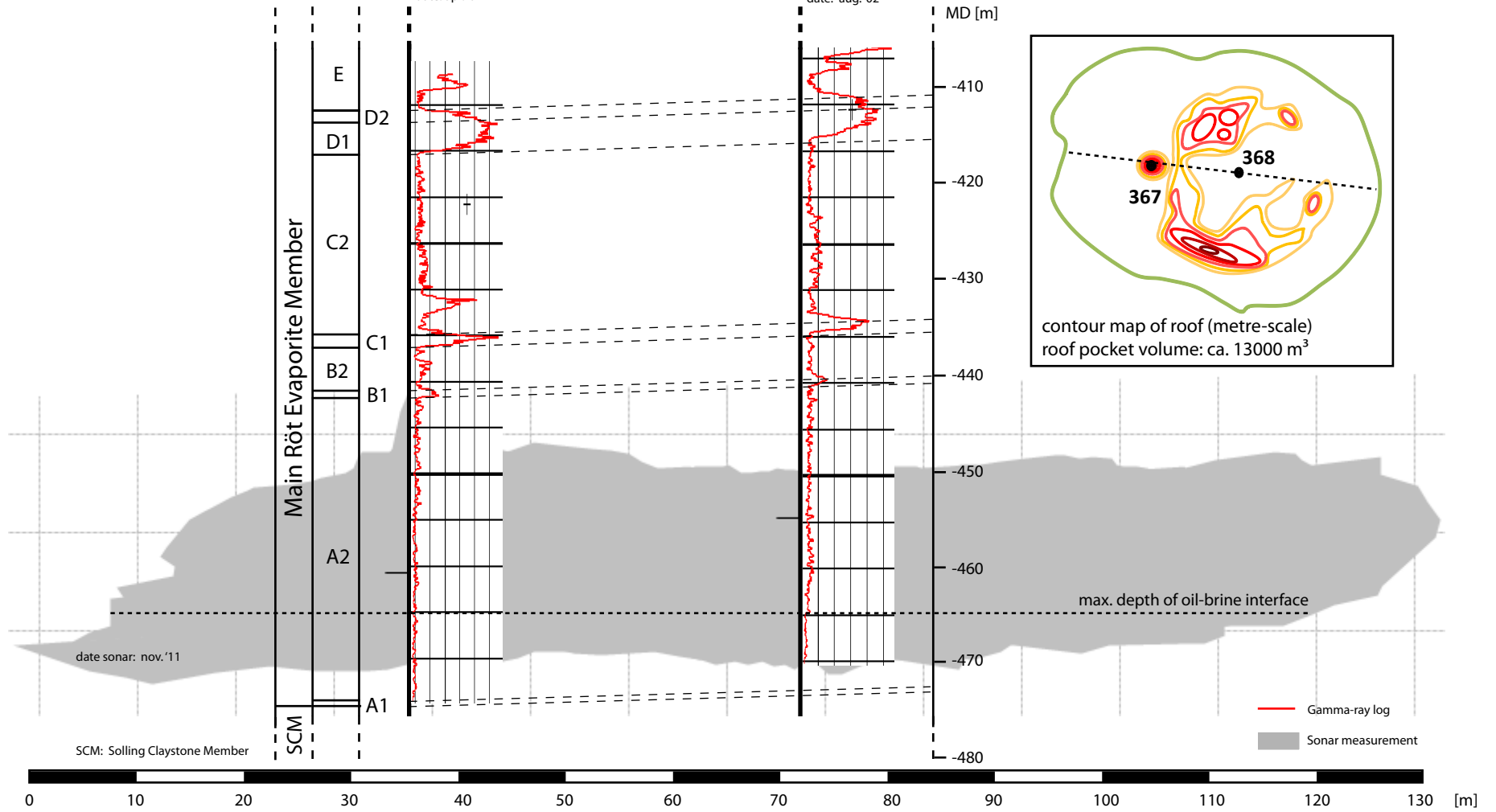
B367

Gamma-ray log
date: apr. '02

B368

Gamma-ray log
date: aug. '02

W



NE

B372

Gamma-ray log
date: feb. '06

B373

Gamma-ray log
date: feb. '06

B374

Gamma-ray log
date: feb. '06

SW

Main Röt Evaporite Member

E

D2

D1

C2

C1

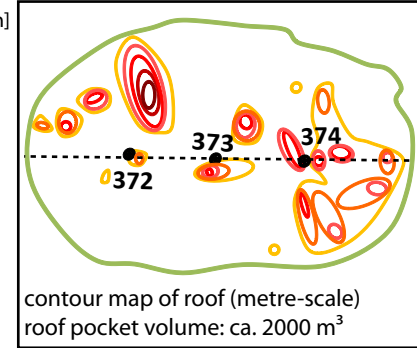
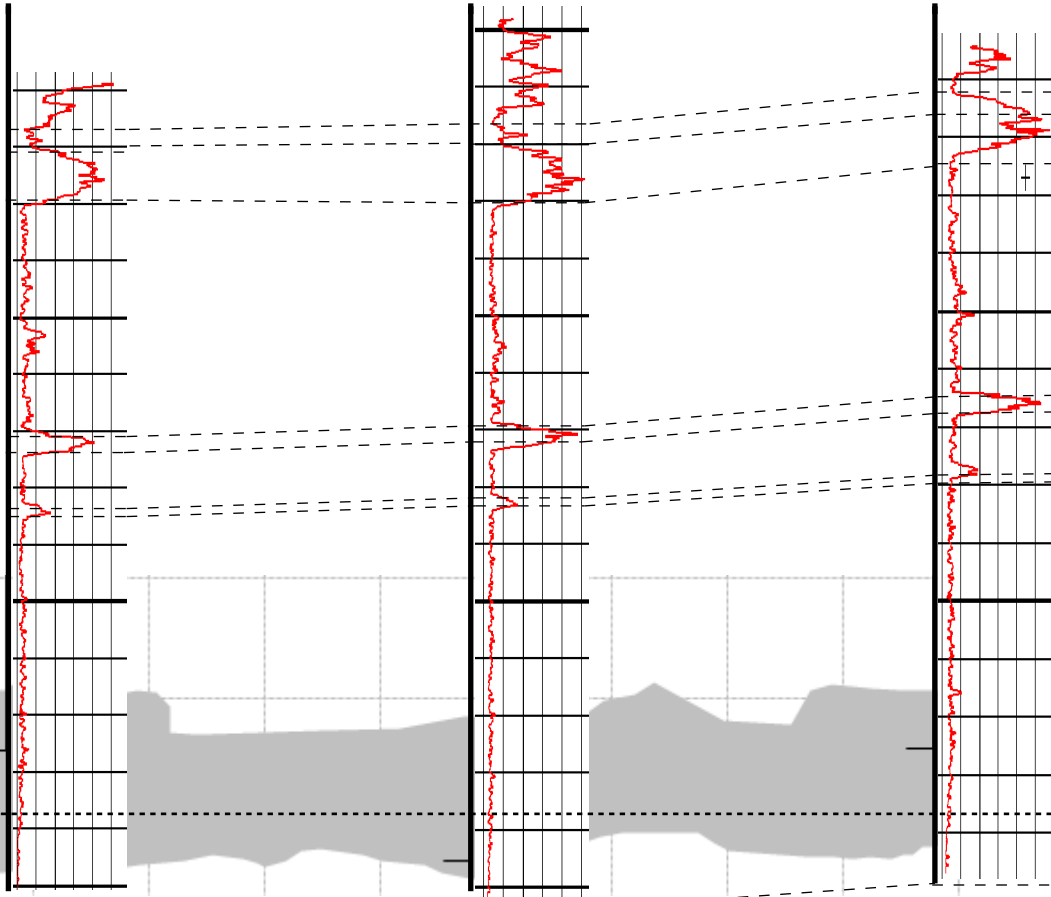
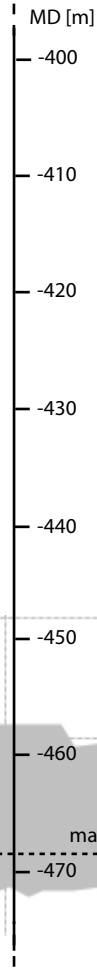
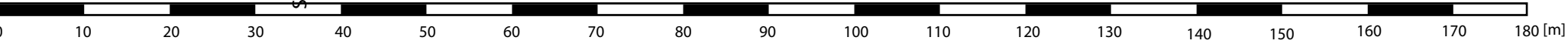
B2

B1

A2

date sonar: may. '12

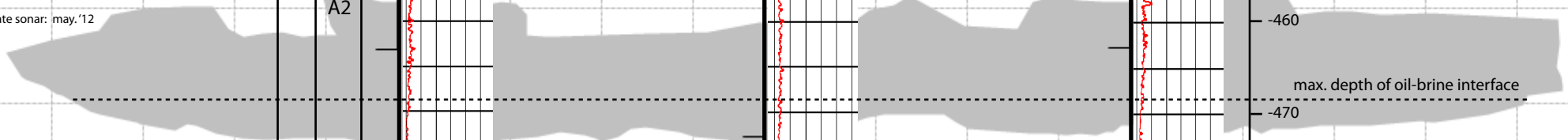
SCM: Solling Claystone Member



contour map of roof (metre-scale)
roof pocket volume: ca. 2000 m³

max. depth of oil-brine interface

— Gamma-ray log
■ Sonar measurement



E

B469

Gamma-ray log
date: jan. '98

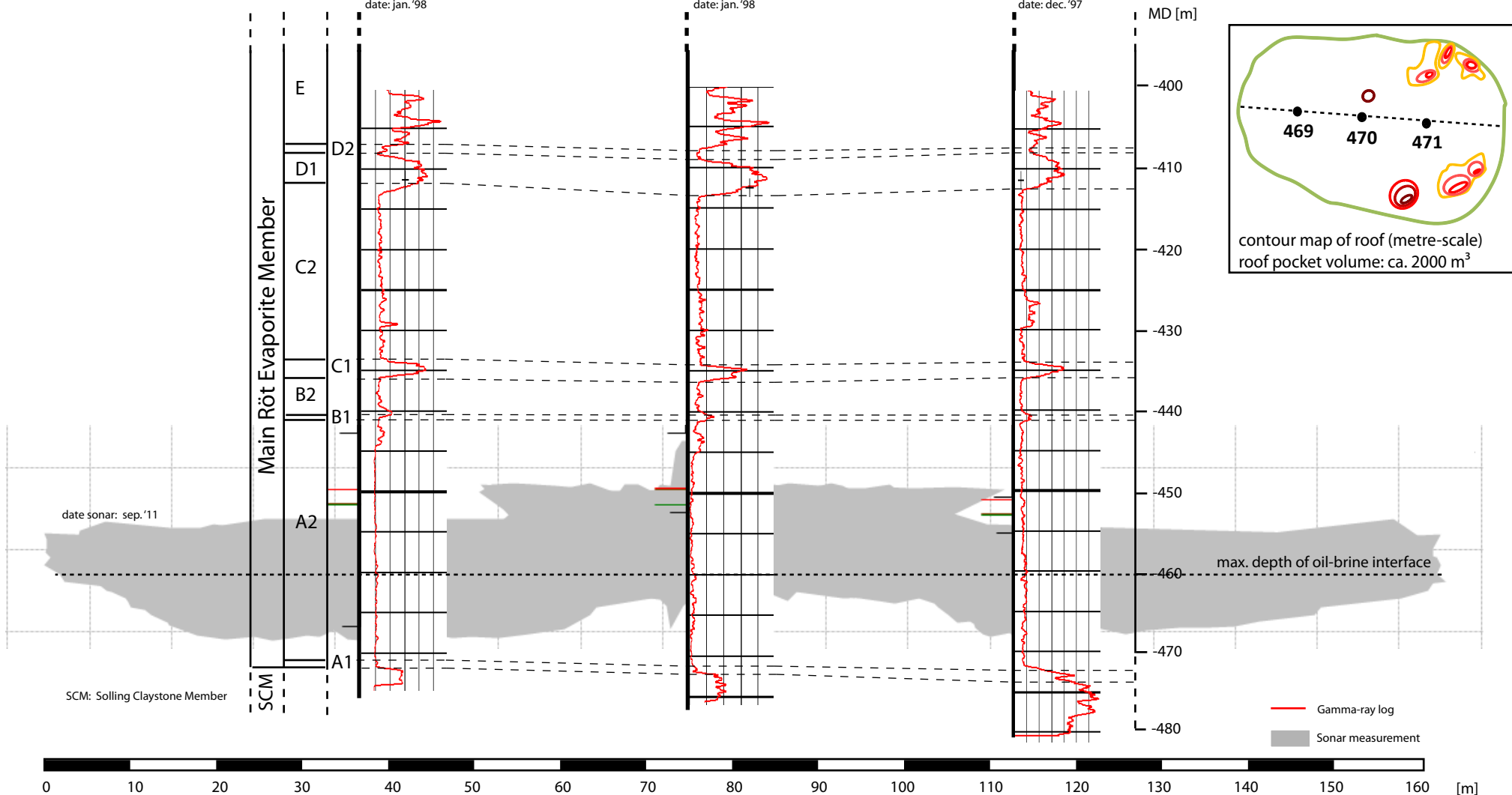
B470

Gamma-ray log
date: jan. '98

B471

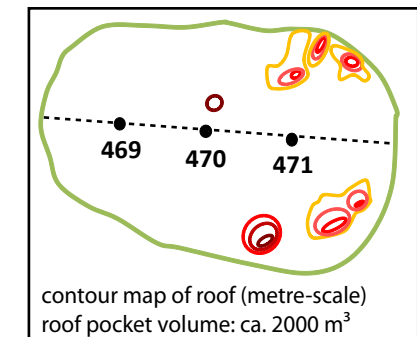
Gamma-ray log
date: dec. '97

W



date sonar: sep. '11

SCM: Solling Claystone Member



contour map of roof (metre-scale)
roof pocket volume: ca. 2000 m³

— Gamma-ray log
■ Sonar measurement

0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130 140 150 160 [m]

E

B472

Gamma-ray log
date: feb. '98

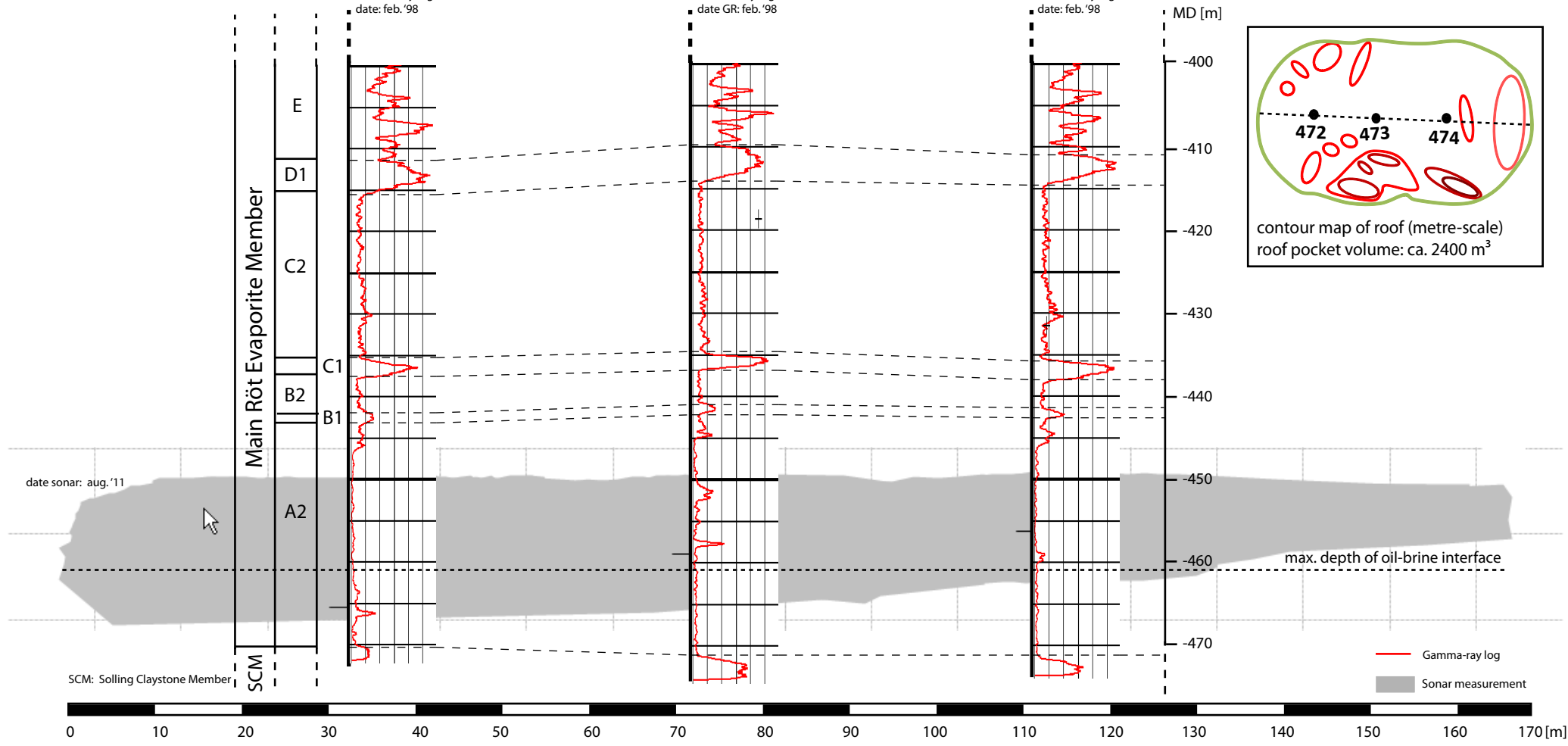
B473

Gamma-ray log
date GR: feb. '98

B474

Gamma-ray log
date: feb. '98

W



Appendix C: STOMP model results for cavern 367

The following figures are shown in this appendix:

Scenario 1: no loss of containment / breach of confinement.
Effects of leakage after 150 years

Scenario 2: leakage from cavern in Röt Claystone.
Effects of leakage after 150 years

Scenario 3: leakage from cavern in Röt Claystone with old permeable well in vicinity.
Effects of leakage after 150 years

Scenario 4: leakage from well below hydrogeological base in Muschelkalk Formation.
Effects of leakage after 150 years

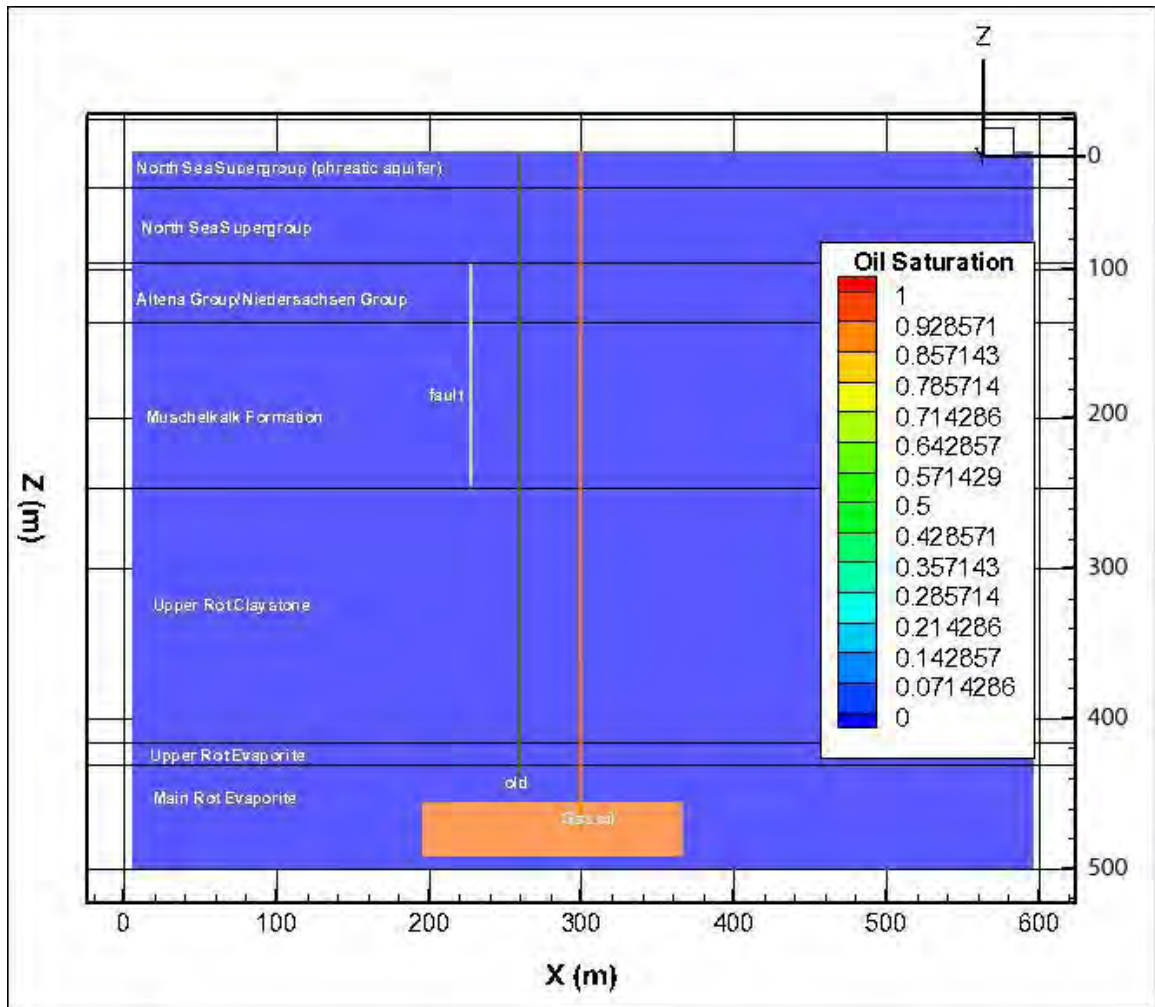
Scenario 5: leakage from well below hydrogeological base in Muschelkalk Formation with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years

Scenario 6: leakage from well below hydrogeological base in Northsea Supergroup
Effects of leakage after 150 years

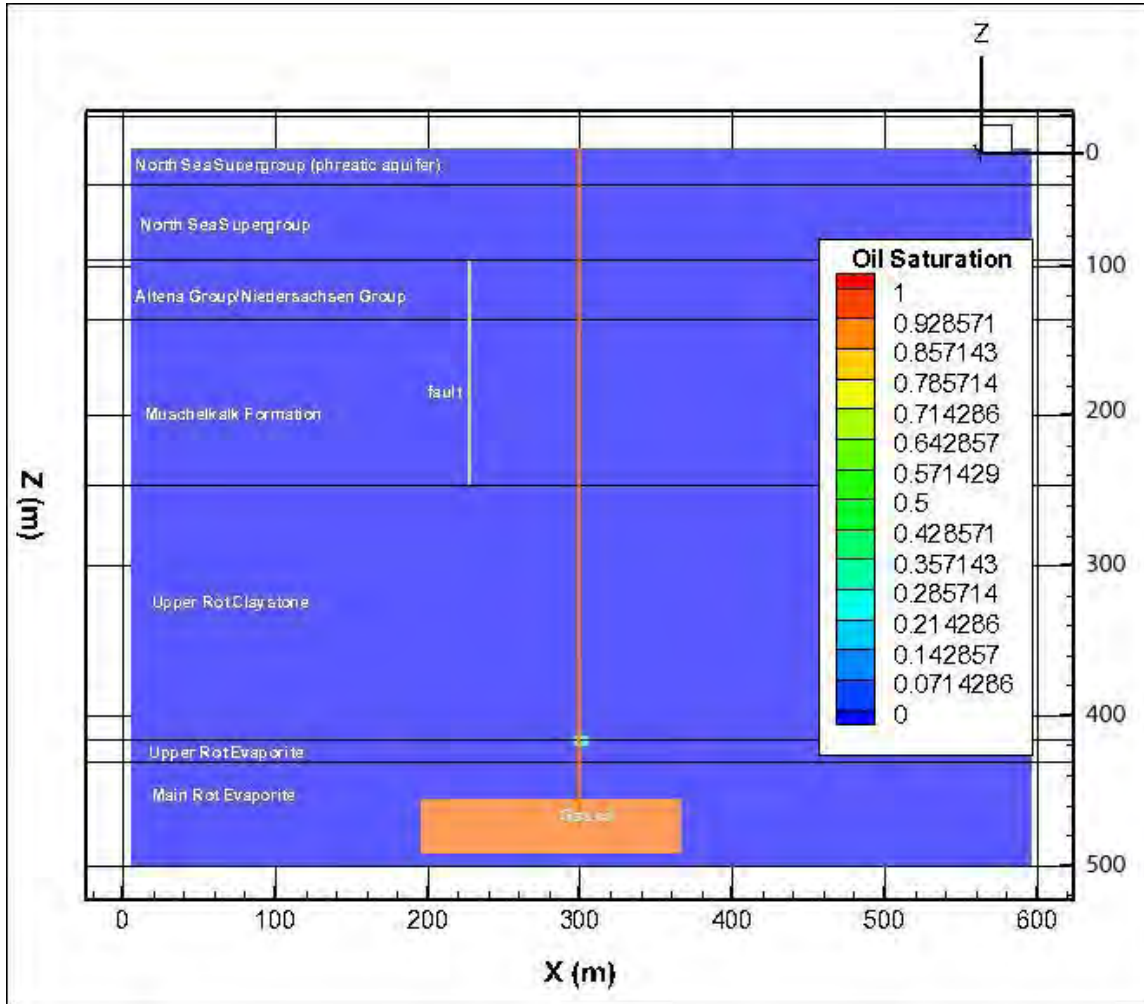
Scenario 7: leakage from well below hydrogeological base in Northsea Supergroup with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years

Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base
Effects of leakage after 1 week, 1 month, 3 months, 1 years, 5 years, 30 years, 60 years, 150 years

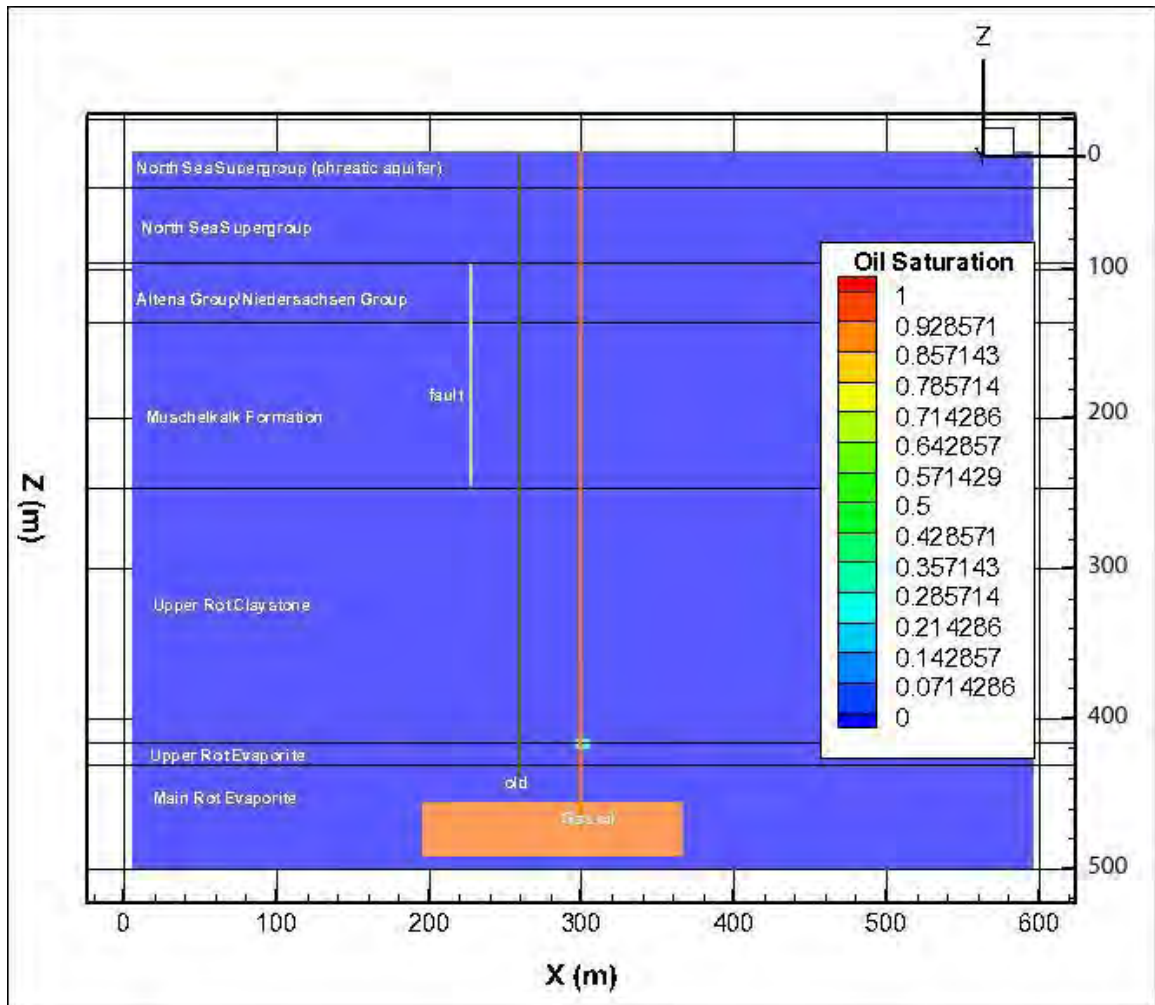
Cavern 367-368, Scenario 1: no loss of containment / breach of confinement. Effects of leakage after 150 years.



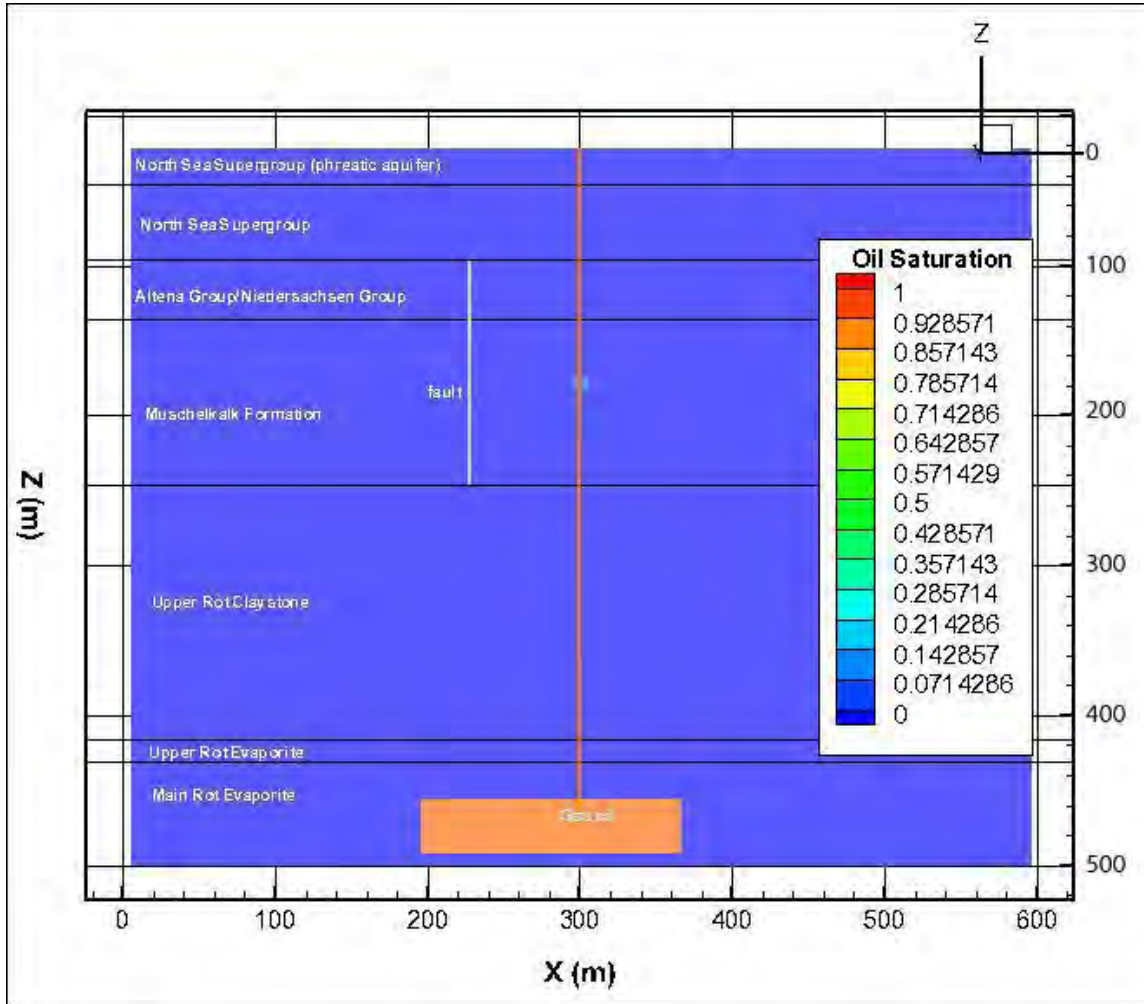
Cavern 367-368, Scenario 2: leakage from cavern in Röt Claystone. Effects of leakage after 150 years.



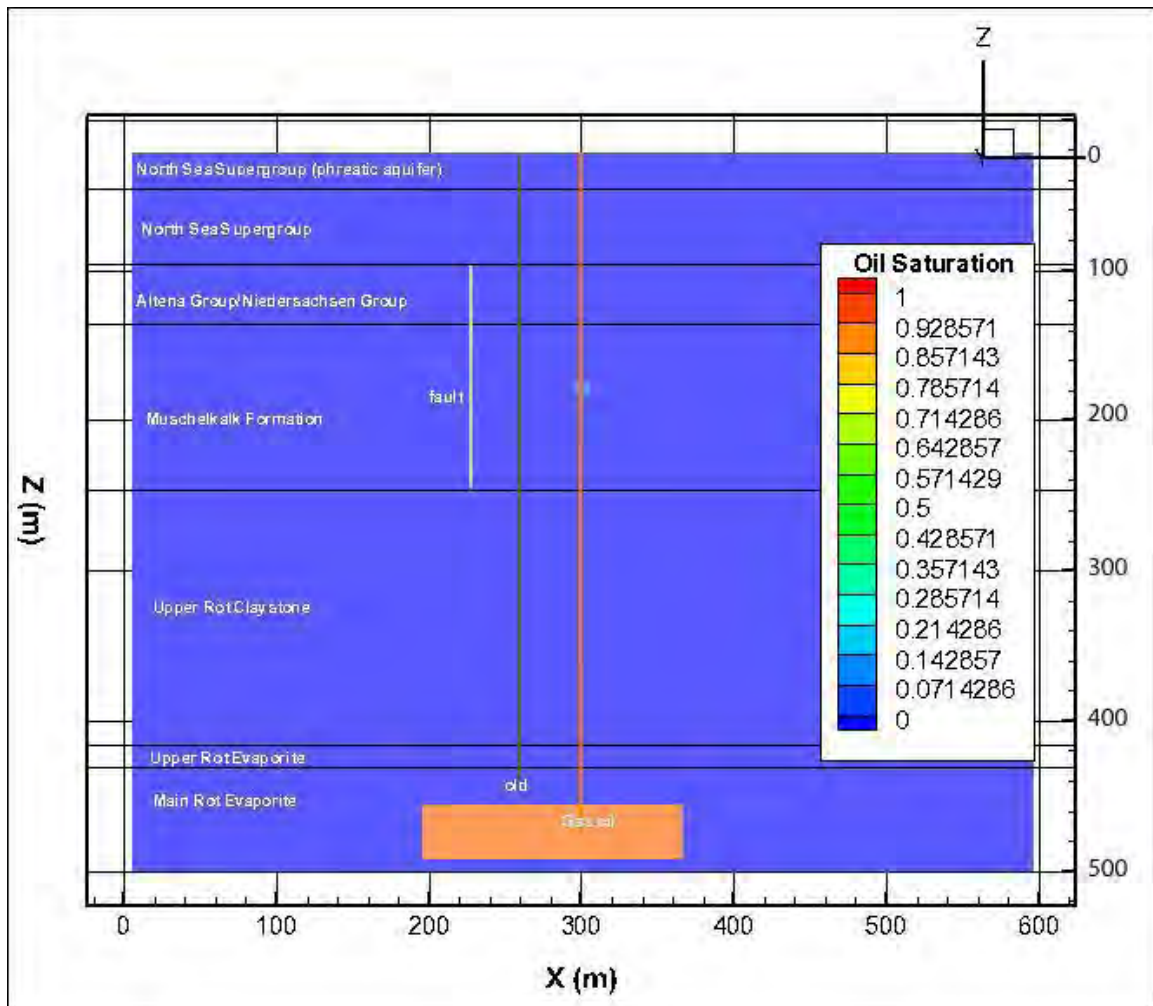
Cavern 367-368, Scenario 3: leakage from cavern in Röt Claystone with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years.



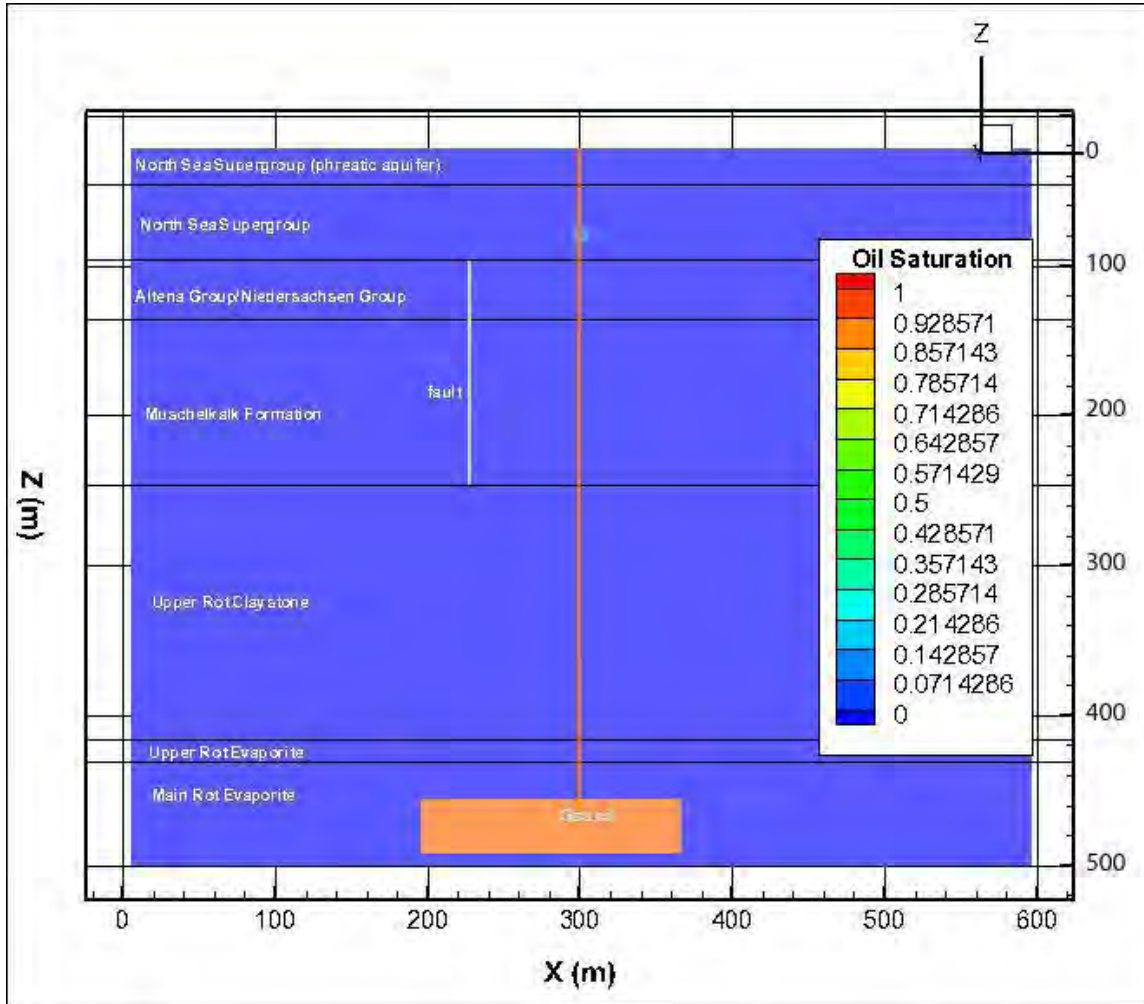
Cavern 367-368, Scenario 4: leakage from well below hydrogeological base in Muschelkalk Formation. Effects of leakage after 150 years.



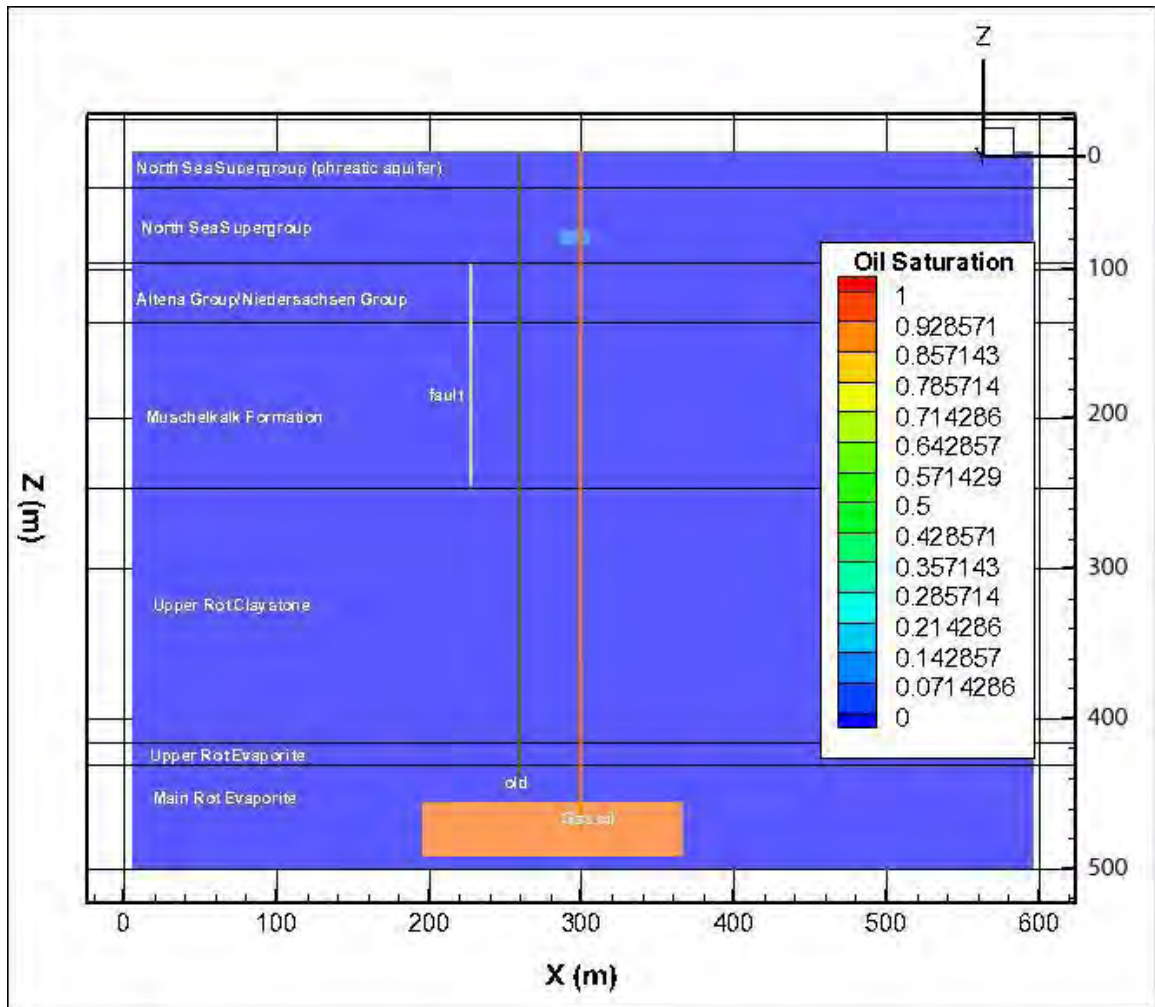
Cavern 367-368, Scenario 5: leakage from well below hydrogeological base in Muschelkalk Formation with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years.



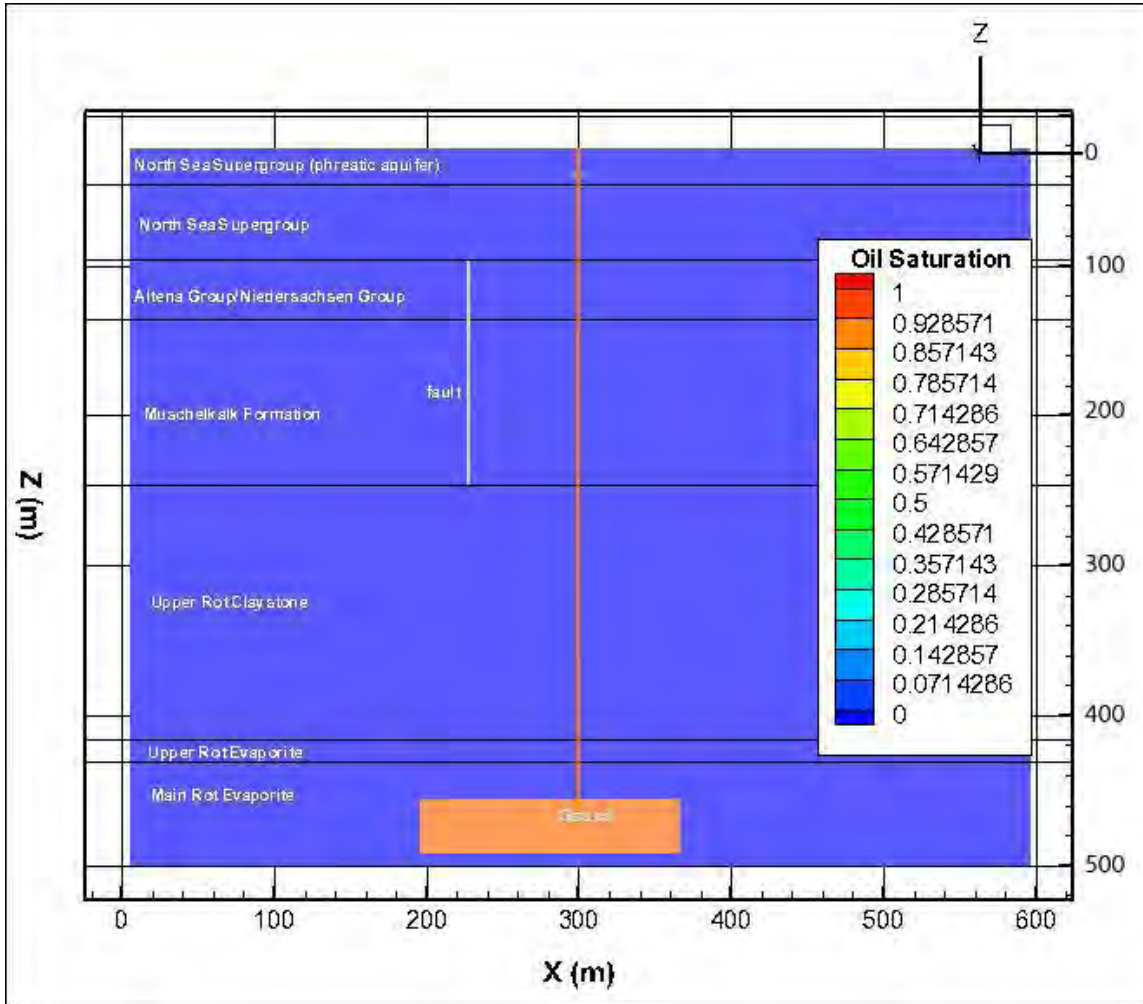
Cavern 367-368, Scenario 6: leakage from well below hydrogeological base in Northsea Supergroup. Effects of leakage after 150 years.



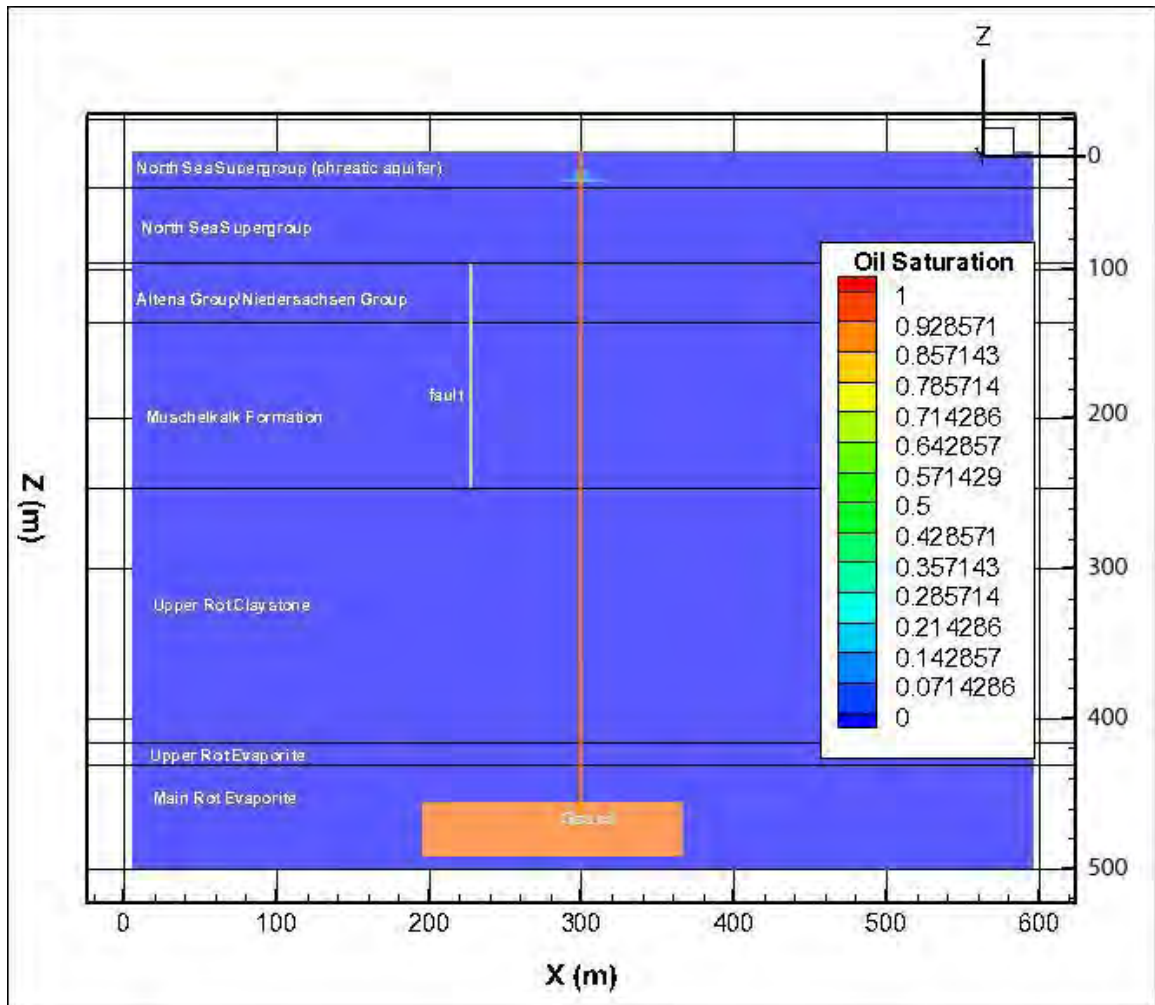
Cavern 367-368, Scenario 7: leakage from well below hydrogeological base in Northsea Supergroup with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years.



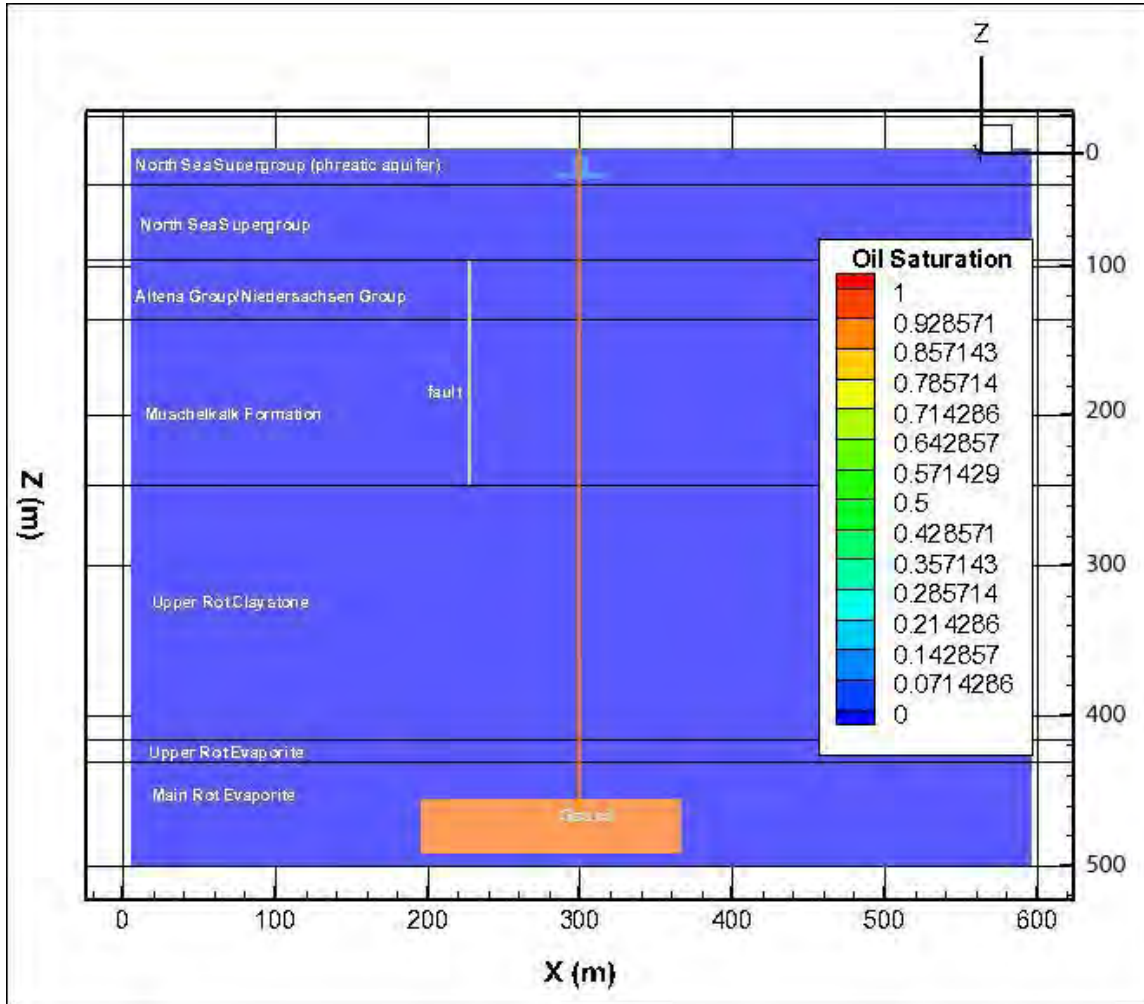
Cavern 367-368, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 1 week.



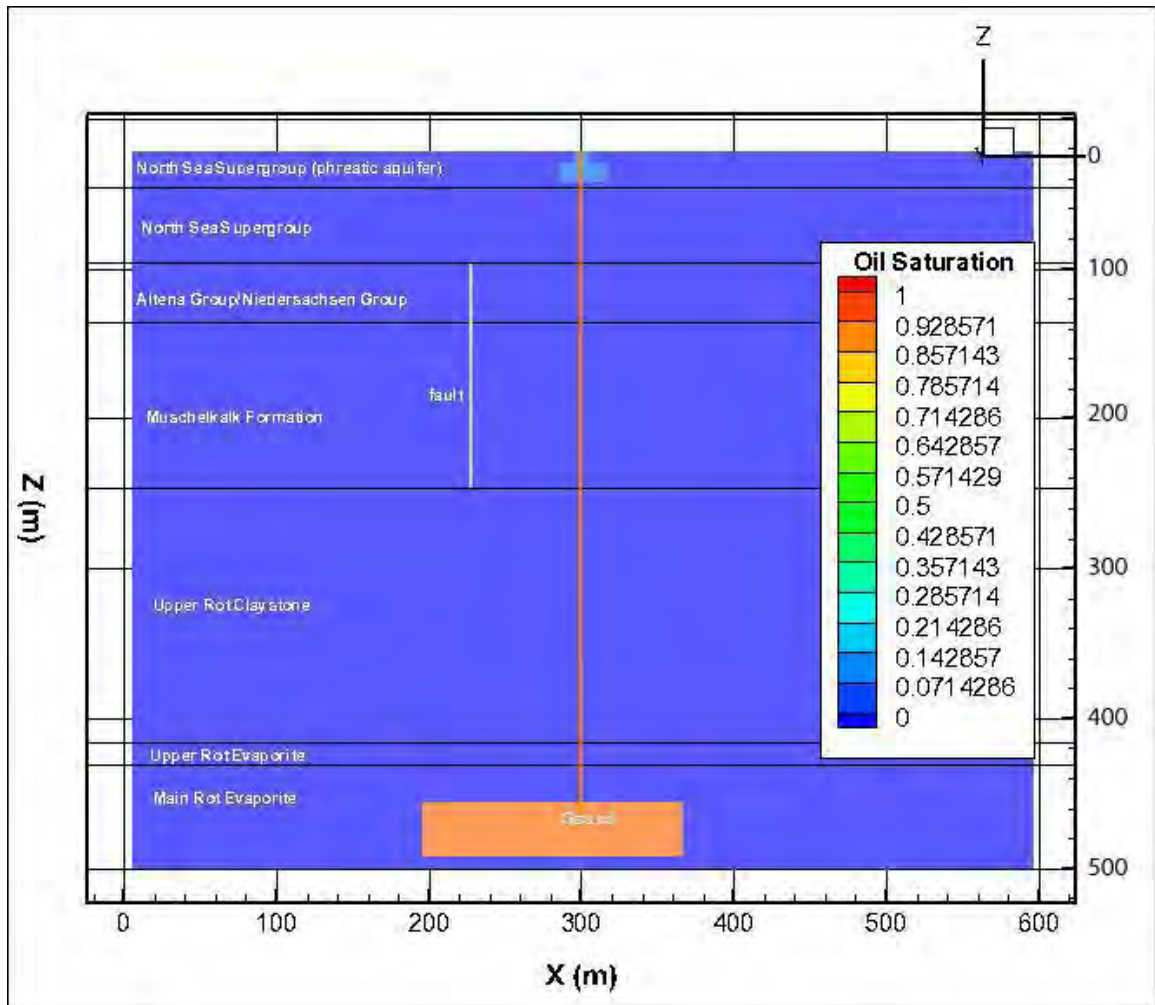
Cavern 367-368, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 1 month.



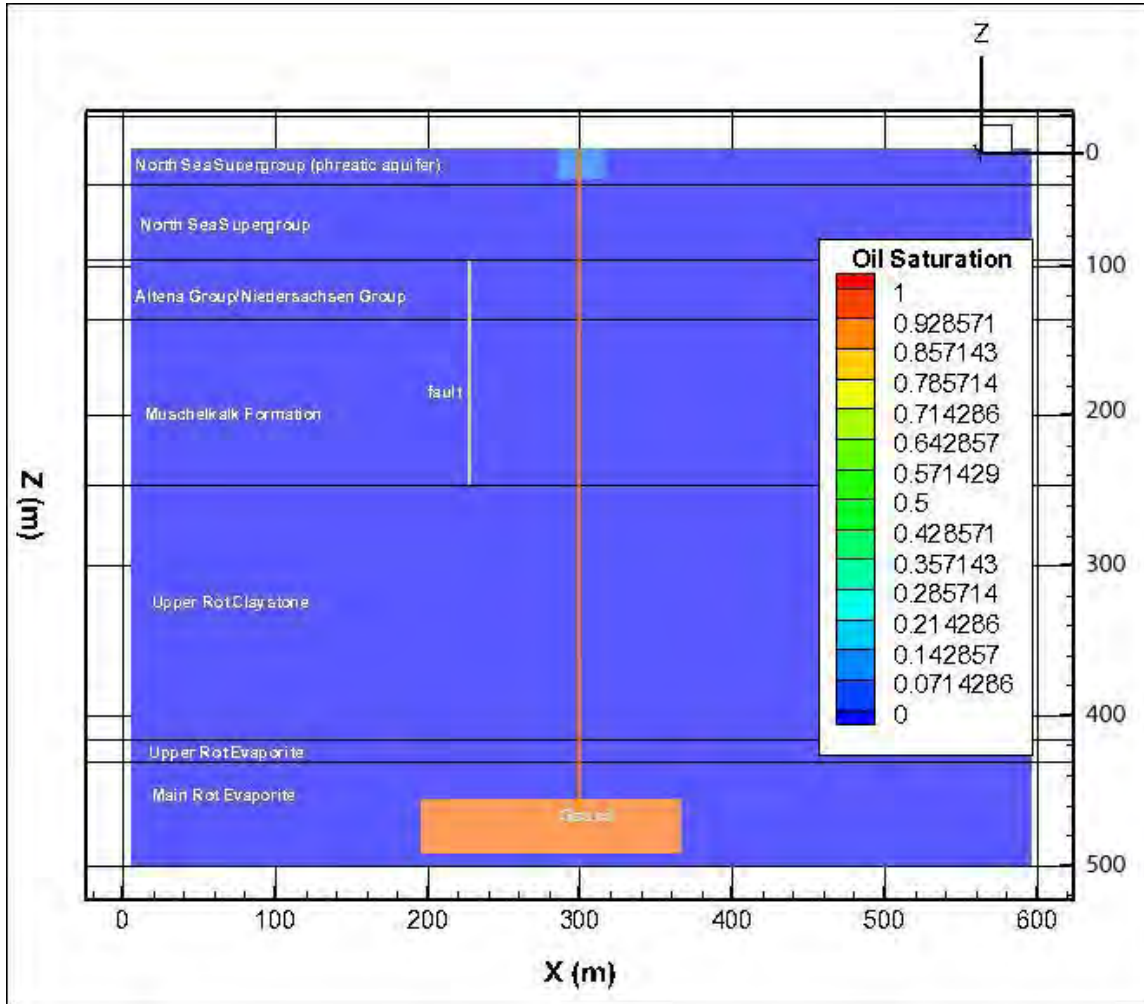
Cavern 367-368, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 3 months.



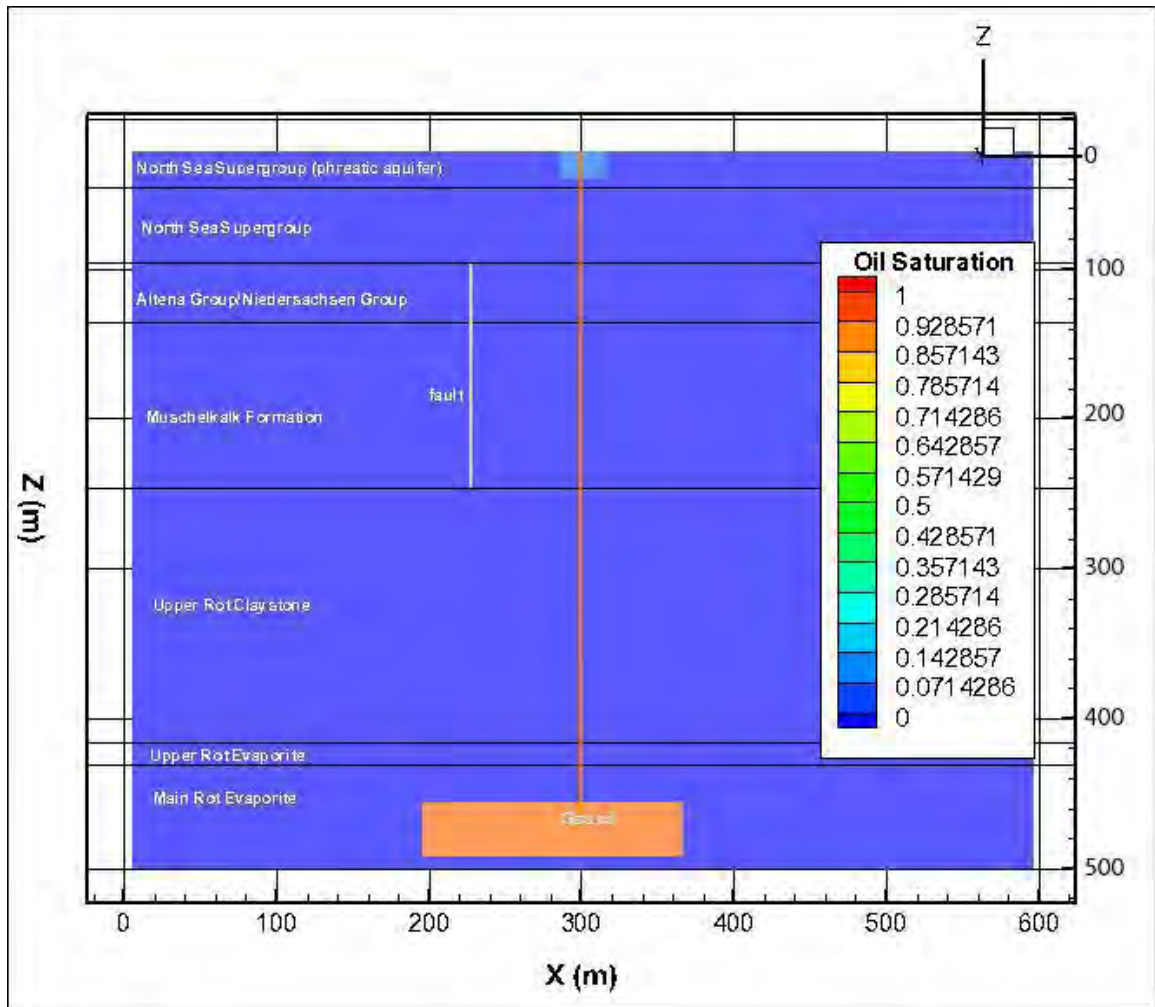
Cavern 367-368, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 1 year.



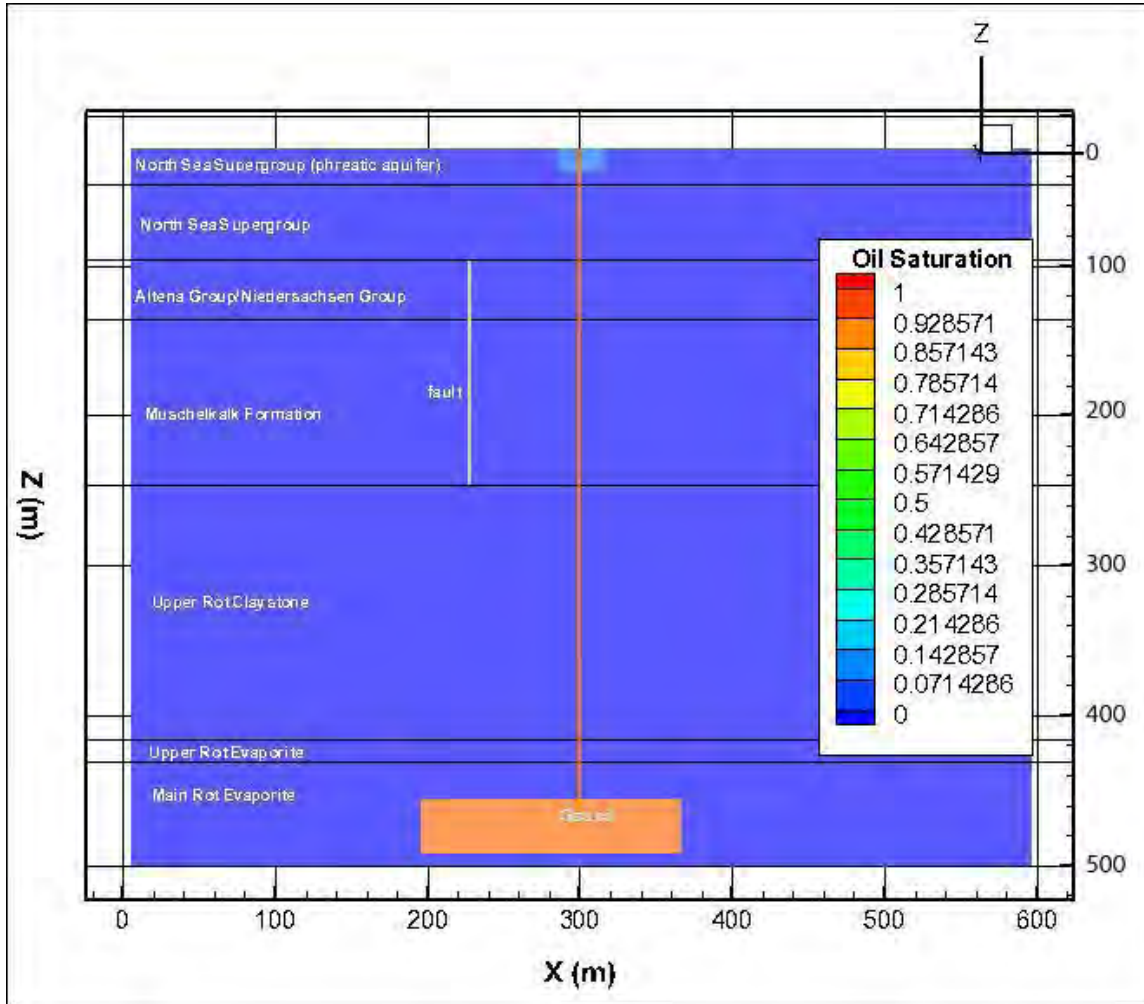
Cavern 367-368, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 5 years.



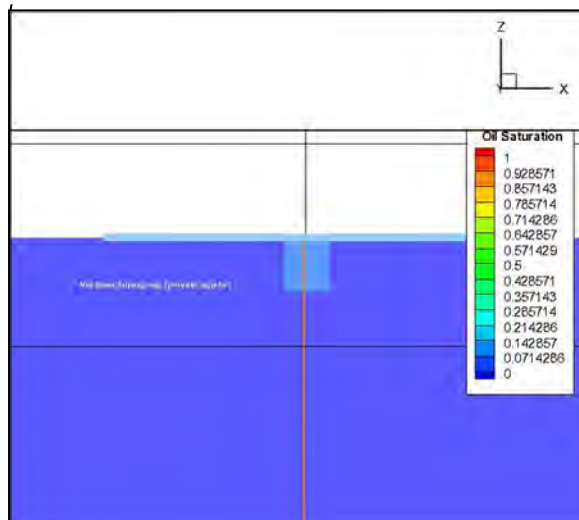
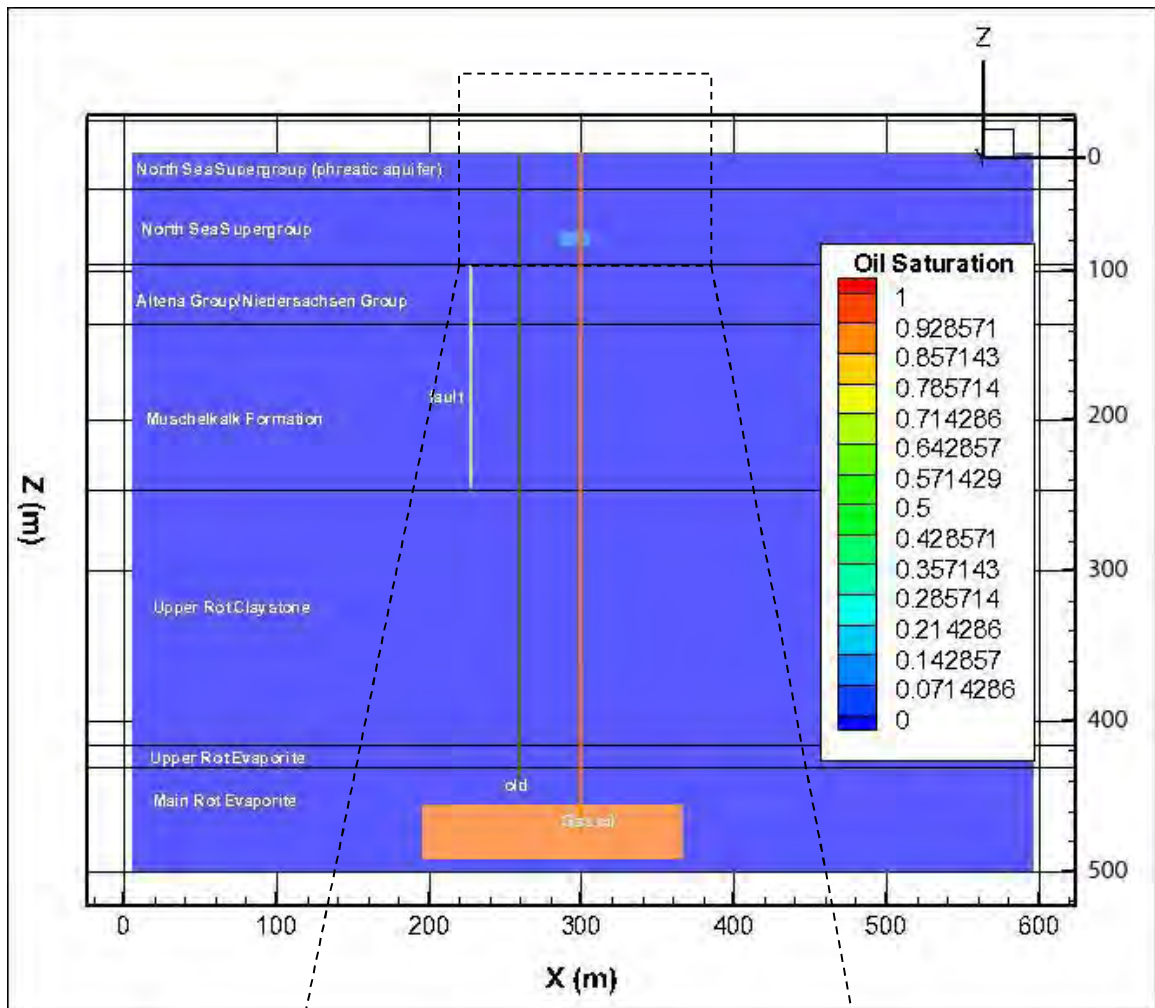
Cavern 367-368, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 30 years.



Cavern 367-368, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 60 years.



Cavern 367-368, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 150 years. Lower figure shows the form of the LNAPL in and on top of the phreatic groundwater level in detail.



Appendix C: STOMP model results for cavern 372

The following figures are shown in this appendix:

Scenario 1: no loss of containment / breach of confinement.
Effects of leakage after 150 years

Scenario 2: leakage from cavern in Röt Claystone.
Effects of leakage after 150 years

Scenario 3: leakage from cavern in Röt Claystone with old permeable well in vicinity.
Effects of leakage after 150 years

Scenario 4: leakage from well below hydrogeological base in Muschelkalk Formation.
Effects of leakage after 150 years

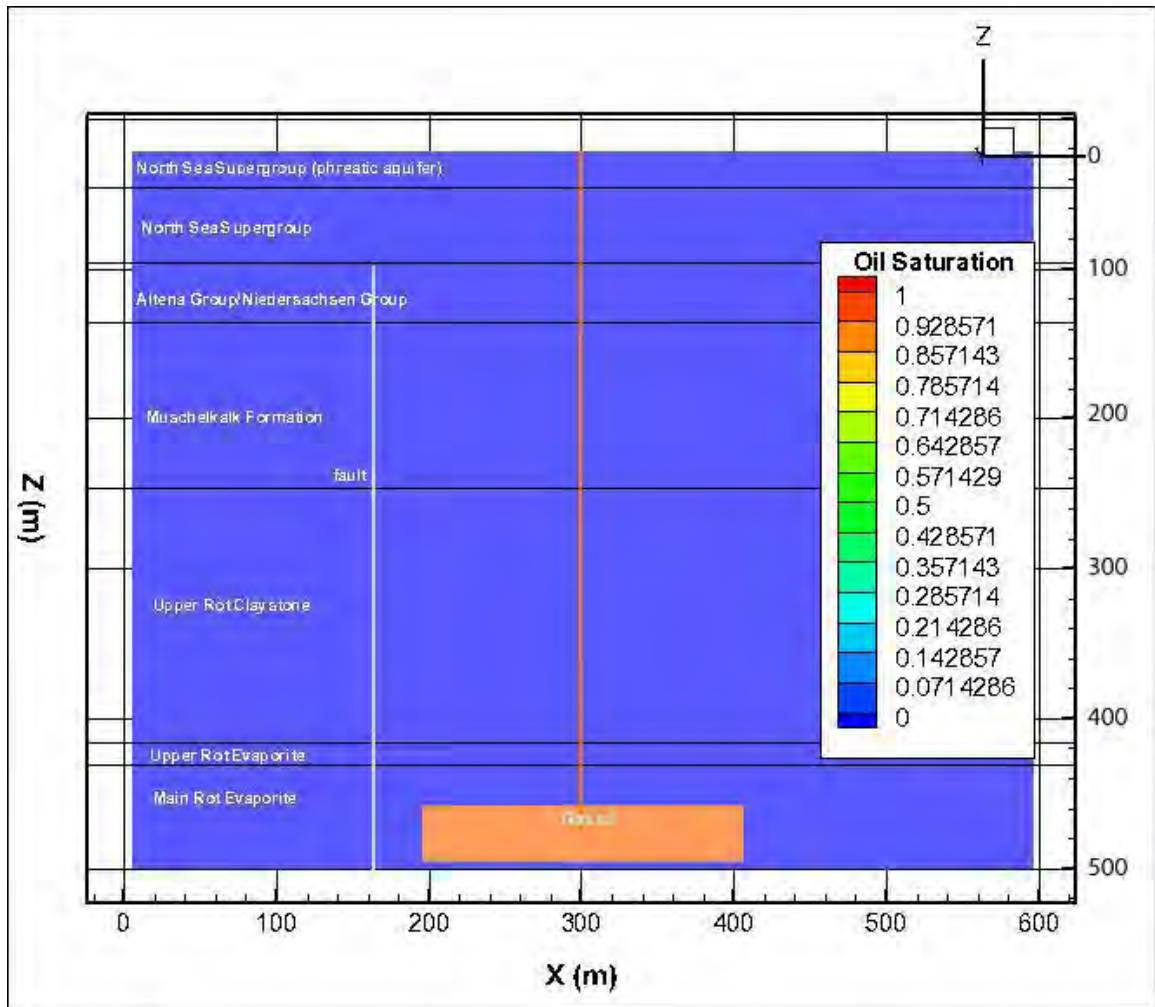
Scenario 5: leakage from well below hydrogeological base in Muschelkalk Formation with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years

Scenario 6: leakage from well below hydrogeological base in Northsea Supergroup
Effects of leakage after 150 years

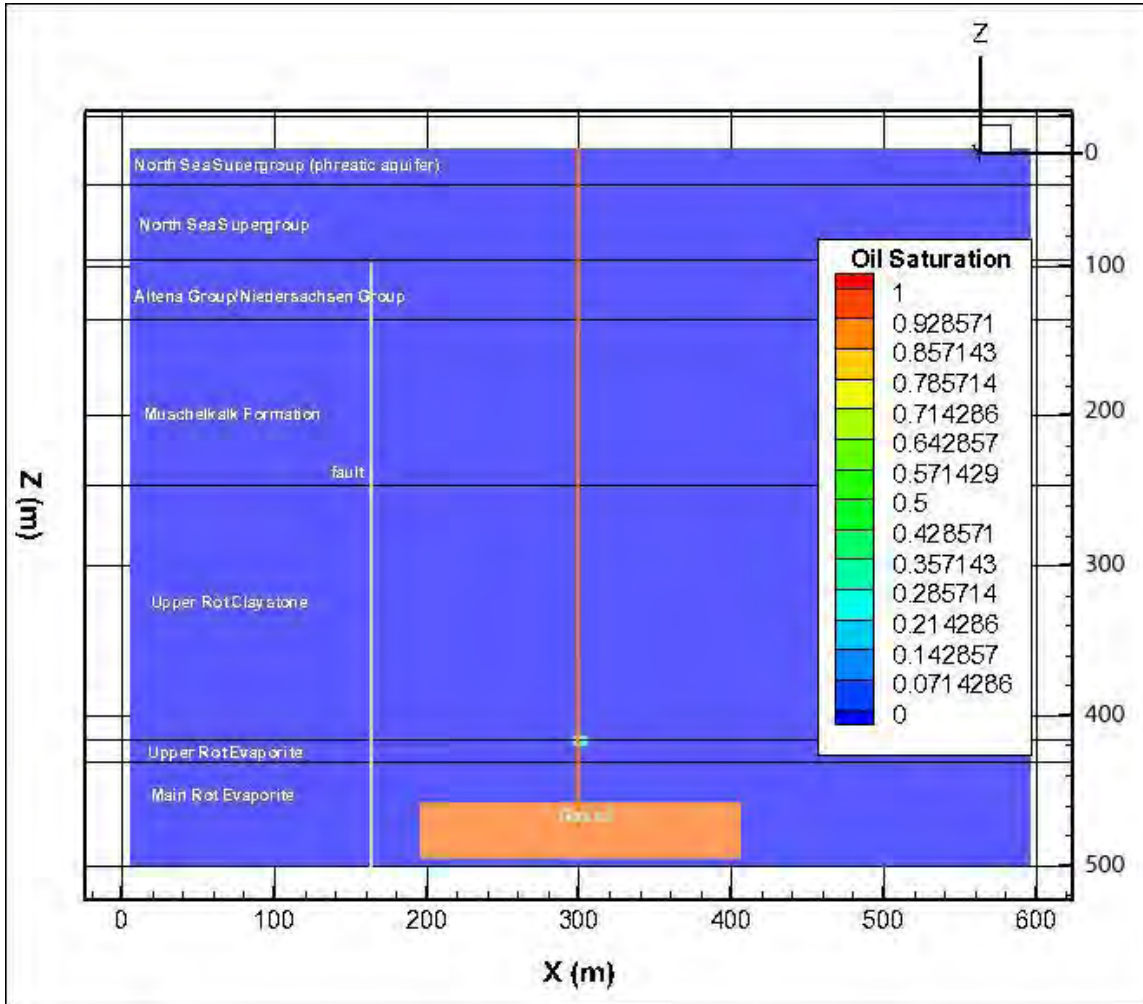
Scenario 7: leakage from well below hydrogeological base in Northsea Supergroup with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years

Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base
Effects of leakage after 1 week, 1 month, 3 months, 1 year, 5 years, 30 years, 60 years, 150 years

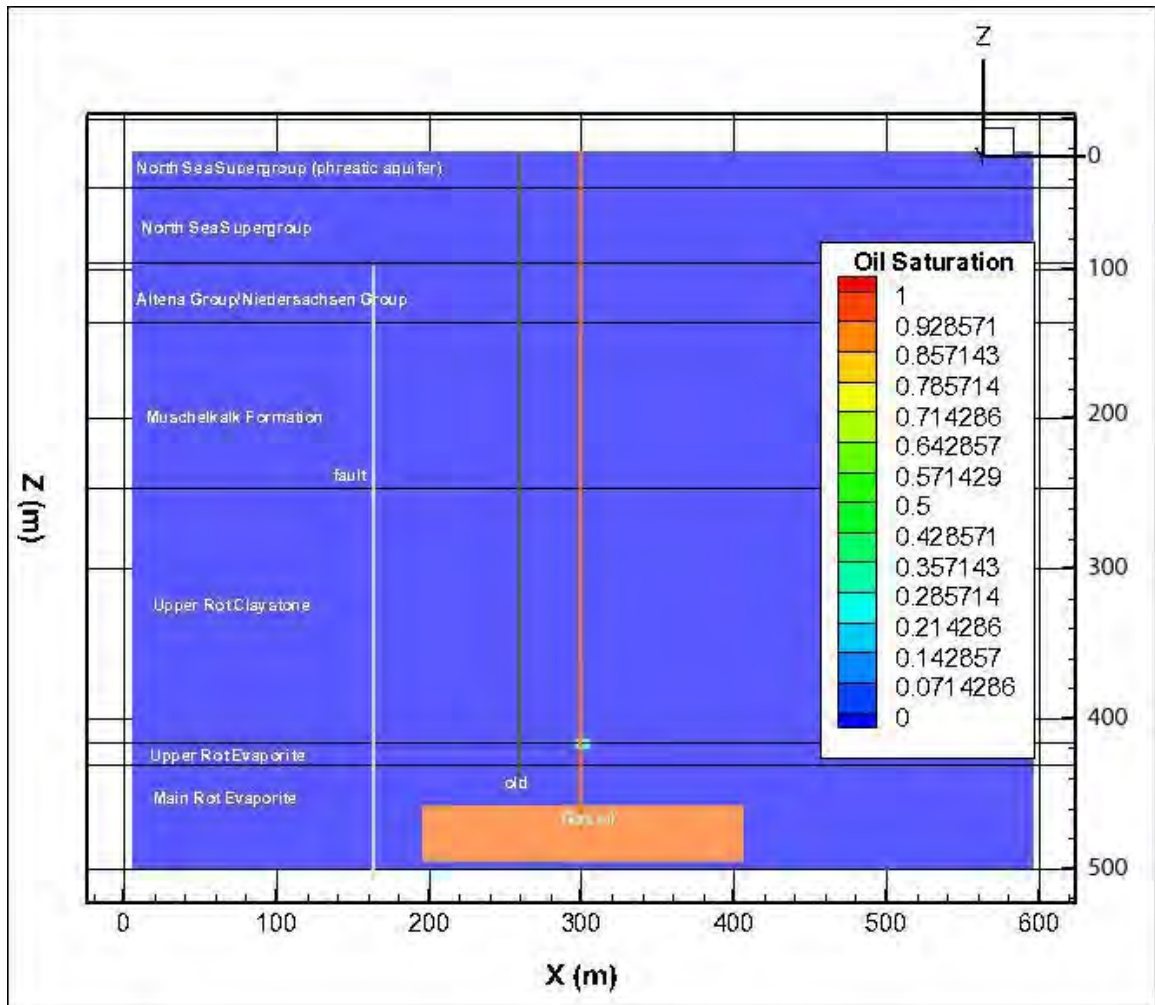
cavern 372-373-374, Scenario 1: no loss of containment / breach of confinement. Effects of leakage after 150 years.



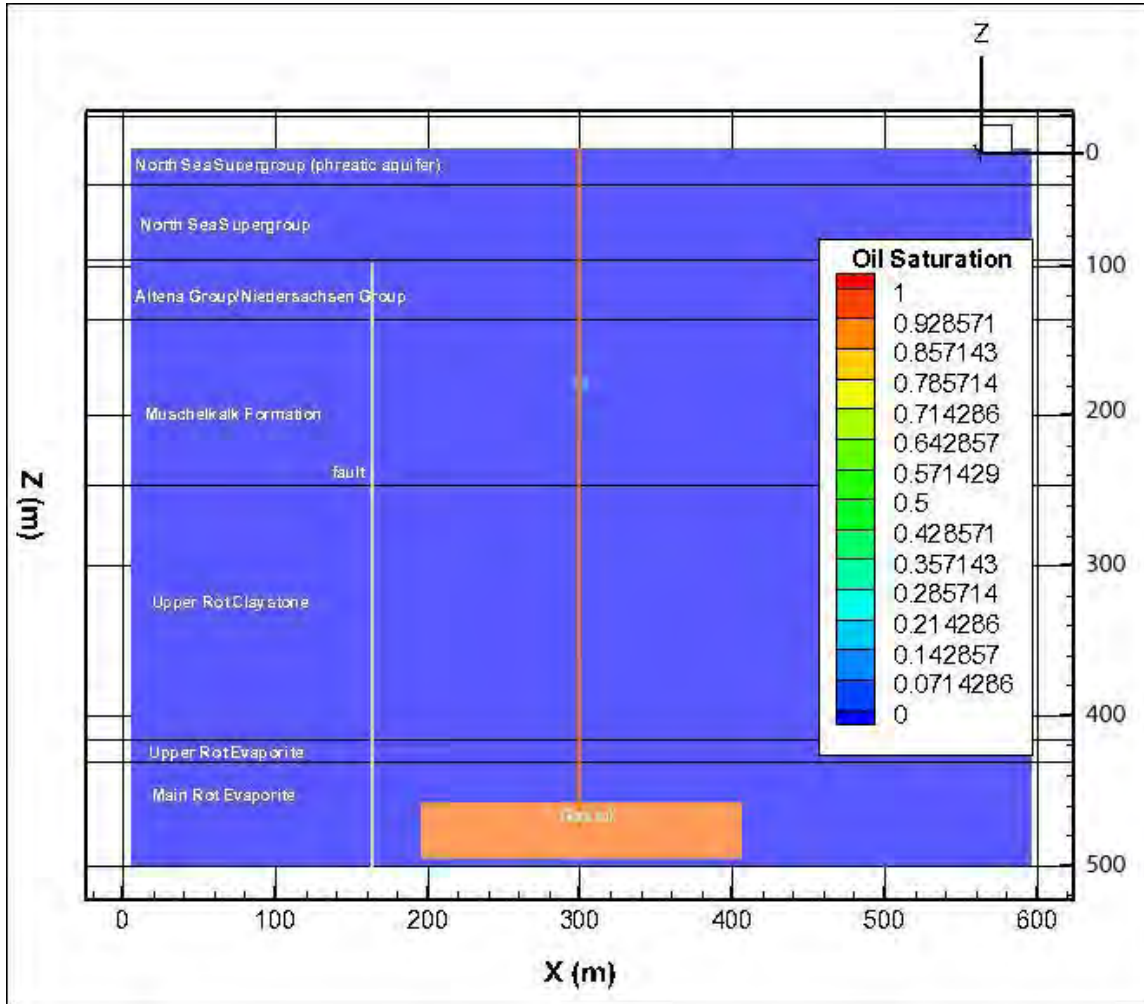
Cavern 372-373-374, Scenario 2: leakage from cavern in Röt Claystone. Effects of leakage after 150 years.



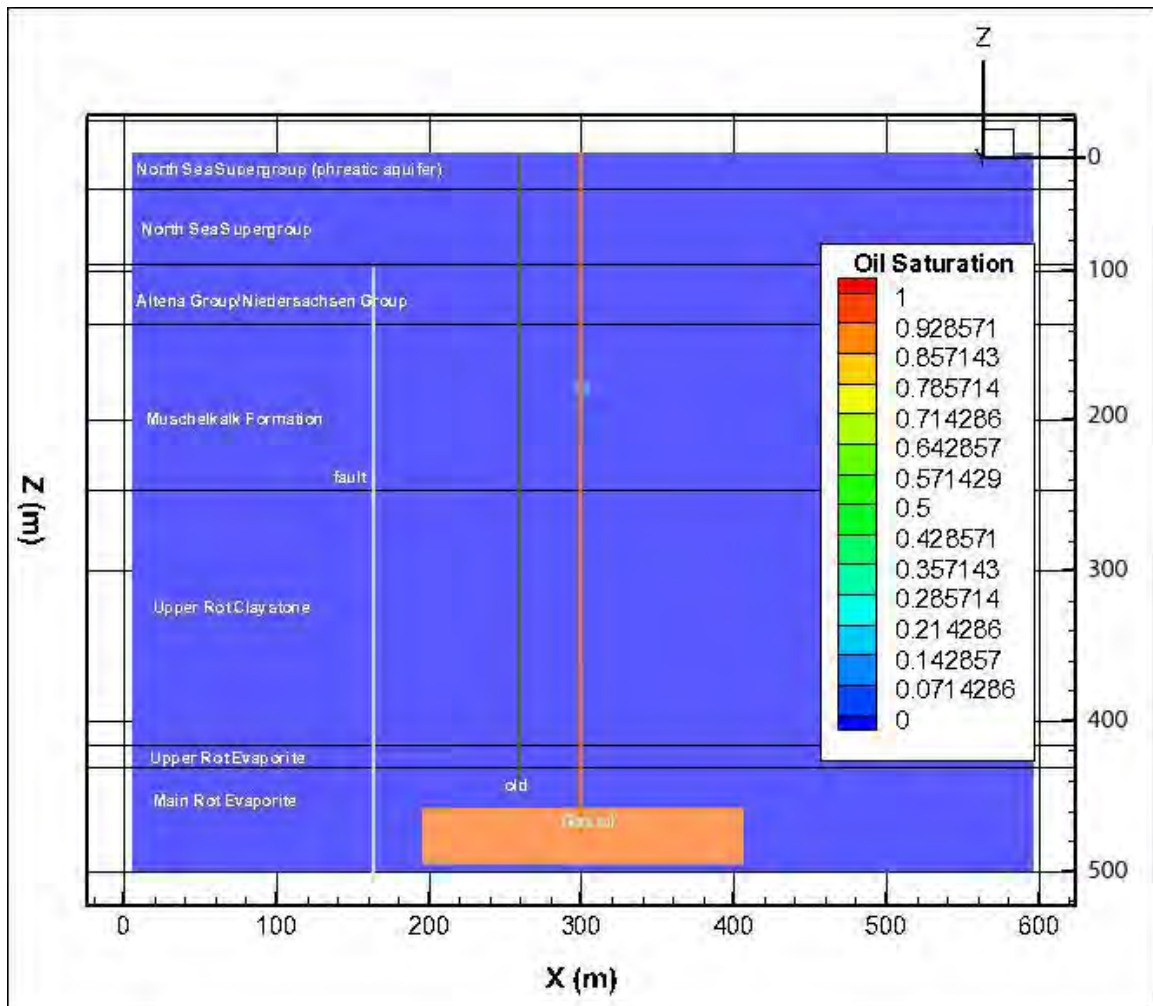
Cavern 372-373-374, Scenario 3: leakage from cavern in Röt Claystone with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years.



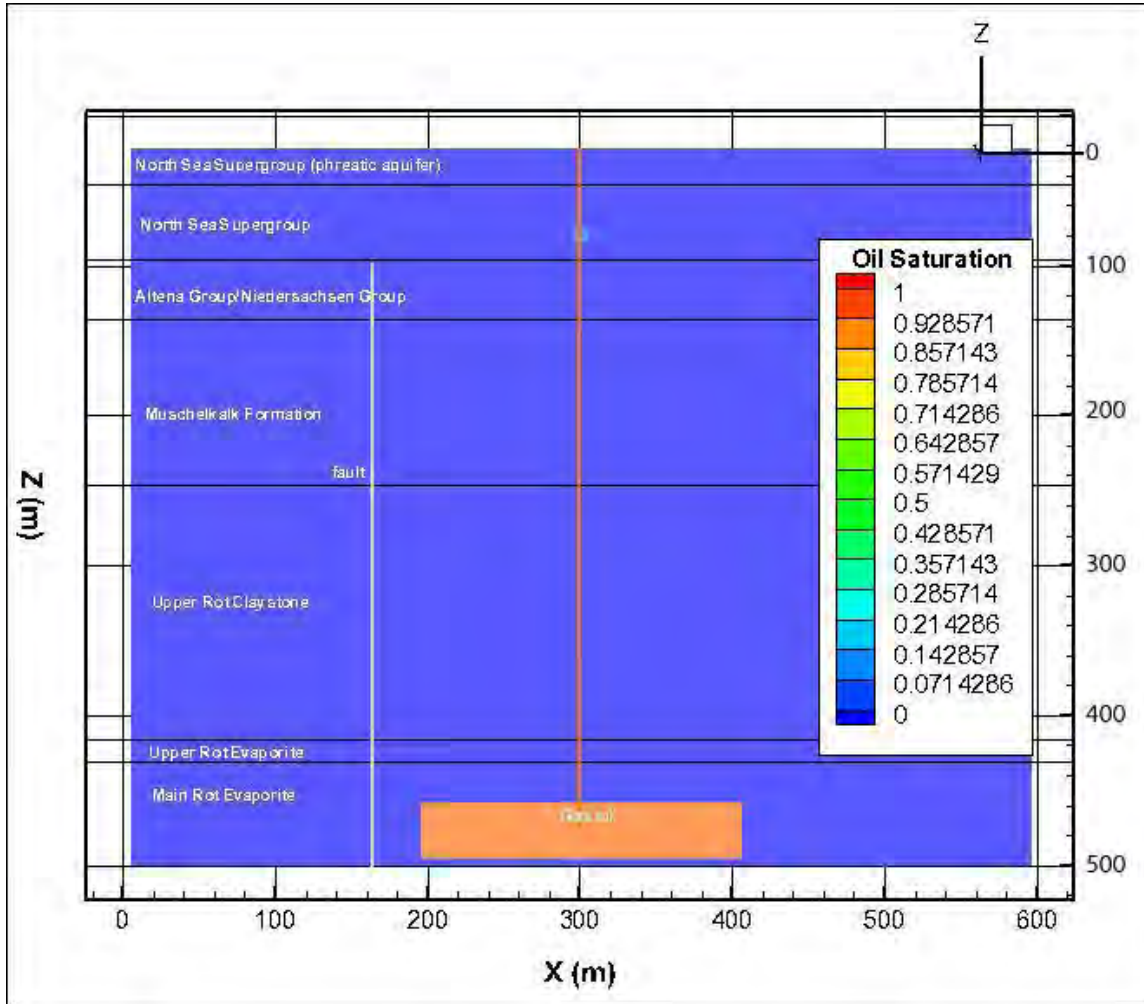
Cavern 372-373-374, Scenario 4: leakage from well below hydrogeological base in Muschelkalk Formation. Effects of leakage after 150 years.



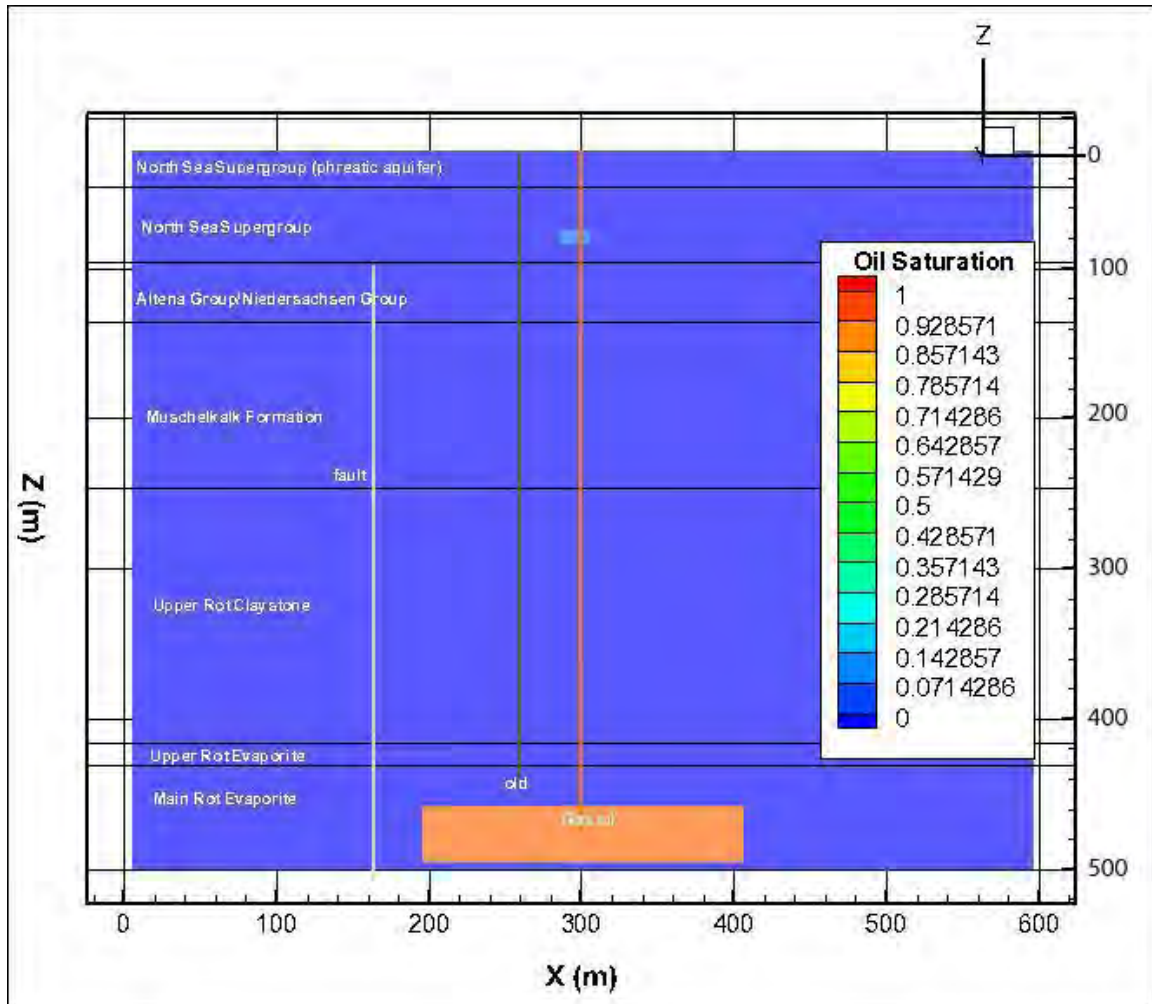
Cavern 372-373-374, Scenario 5: leakage from well below hydrogeological base in Muschelkalk Formation with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years.



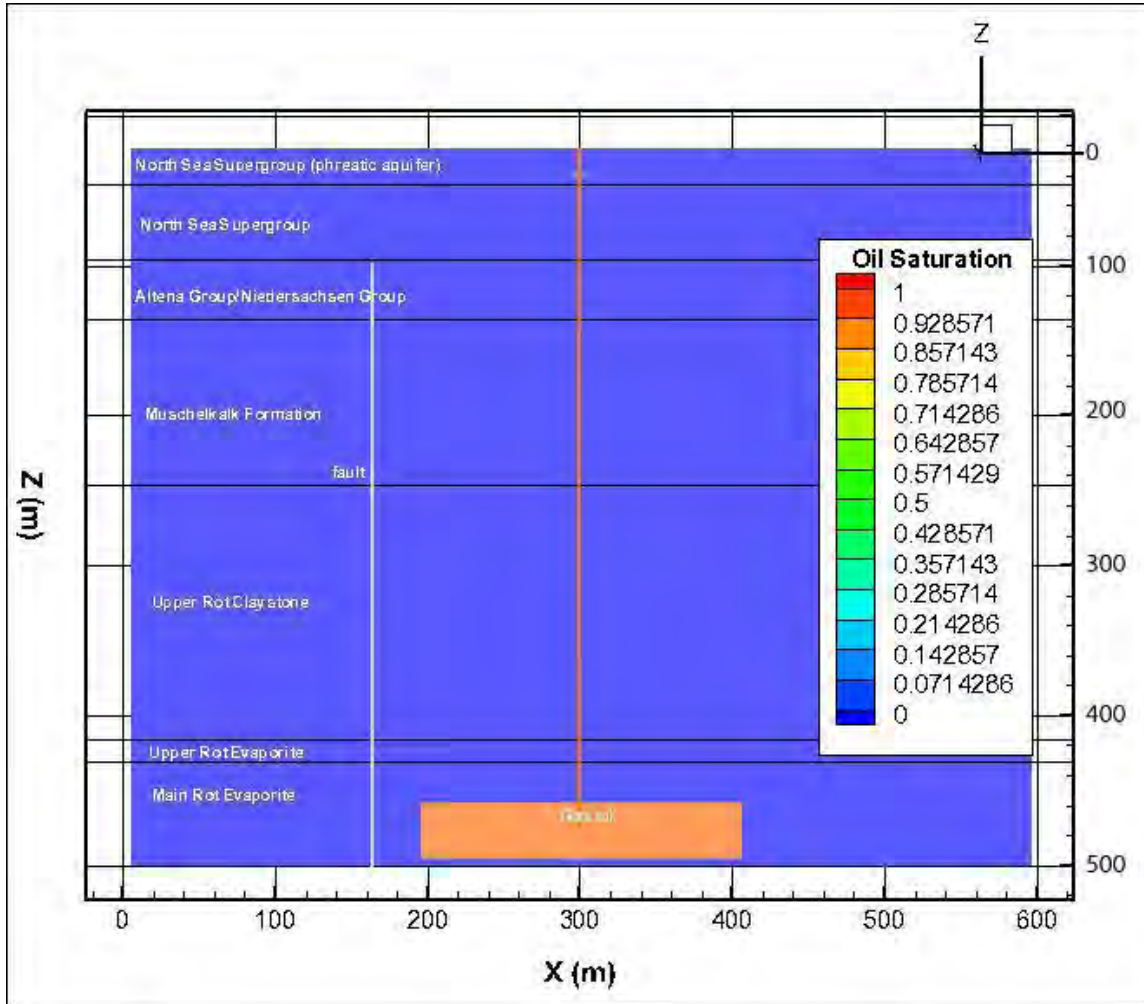
Cavern 372-373-374, Scenario 6: leakage from well below hydrogeological base in Northsea Supergroup. Effects of leakage after 150 years.



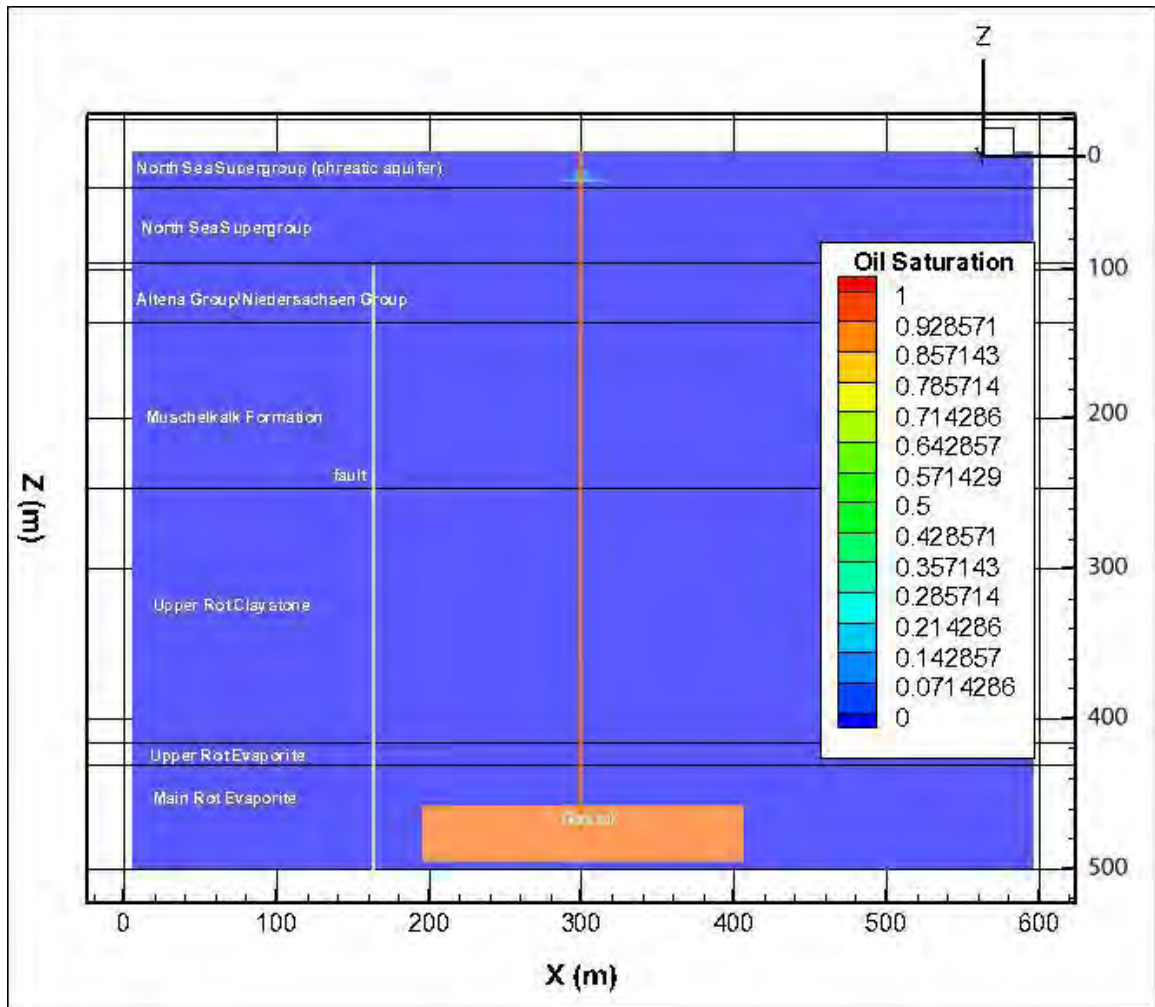
Cavern 372-373-374, Scenario 7: leakage from well below hydrogeological base in Northsea Supergroup with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years.



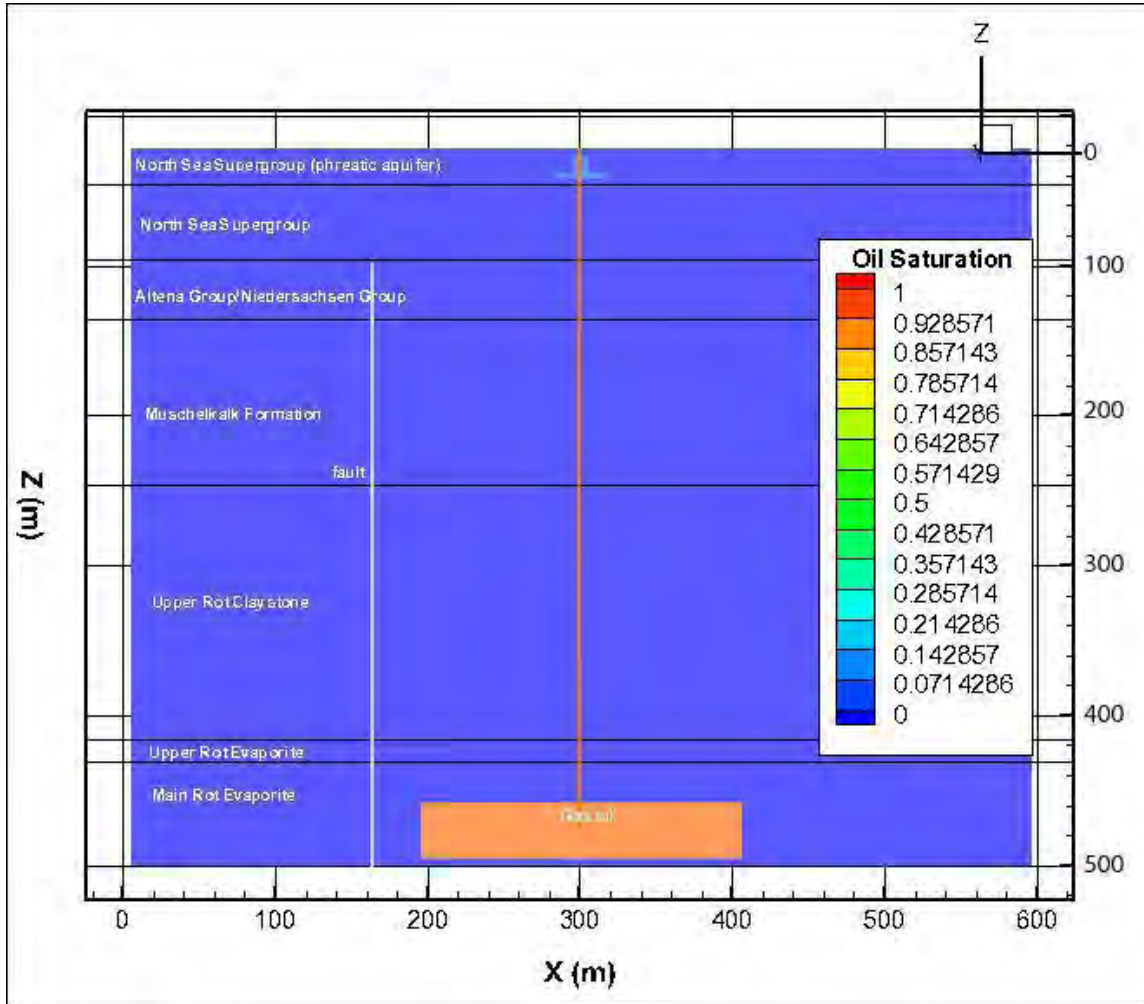
Cavern 372-373-374, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 1 week.



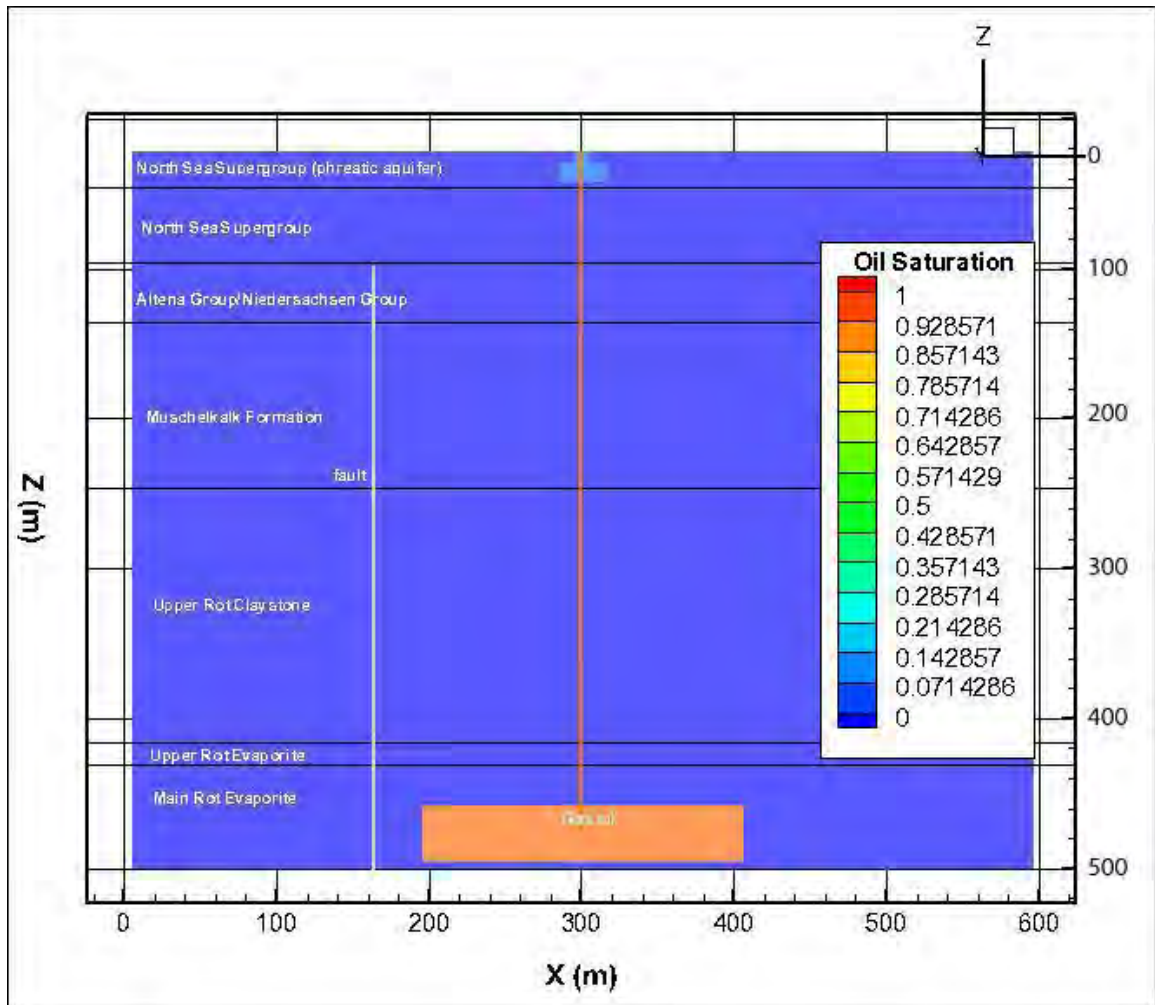
Cavern 372-373-374, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 1 month.



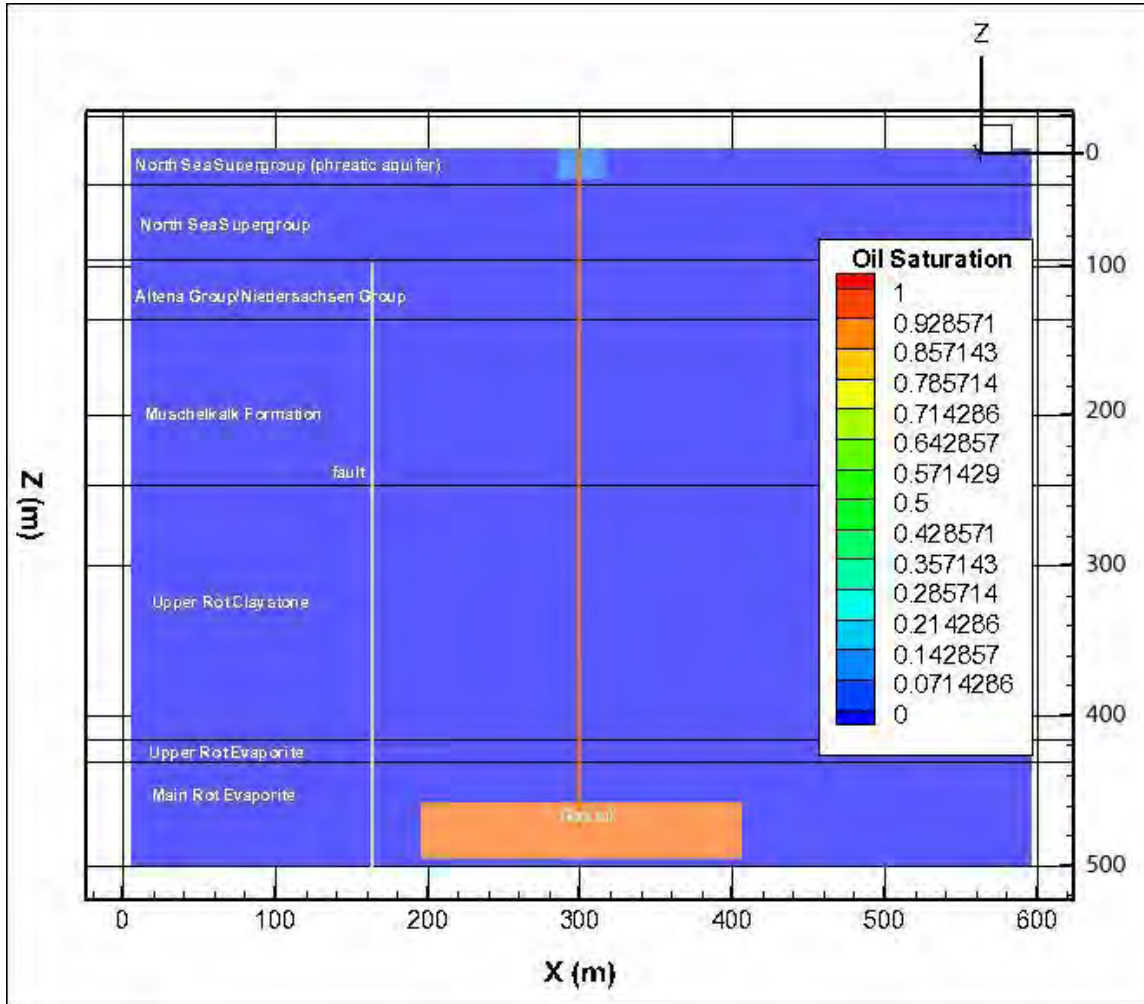
Cavern 372-373-374, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 3 months.



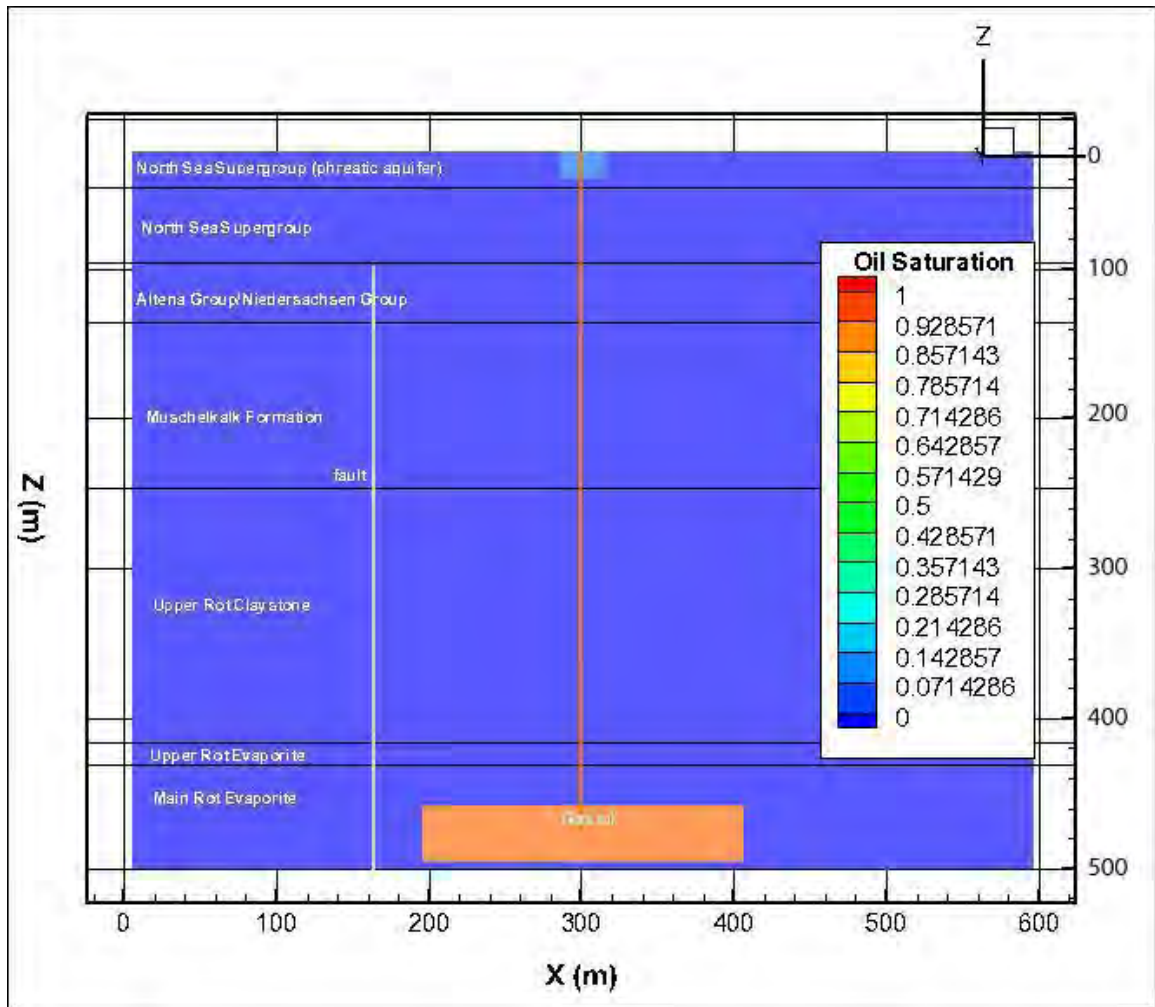
Cavern 372-373-374, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 1 years.



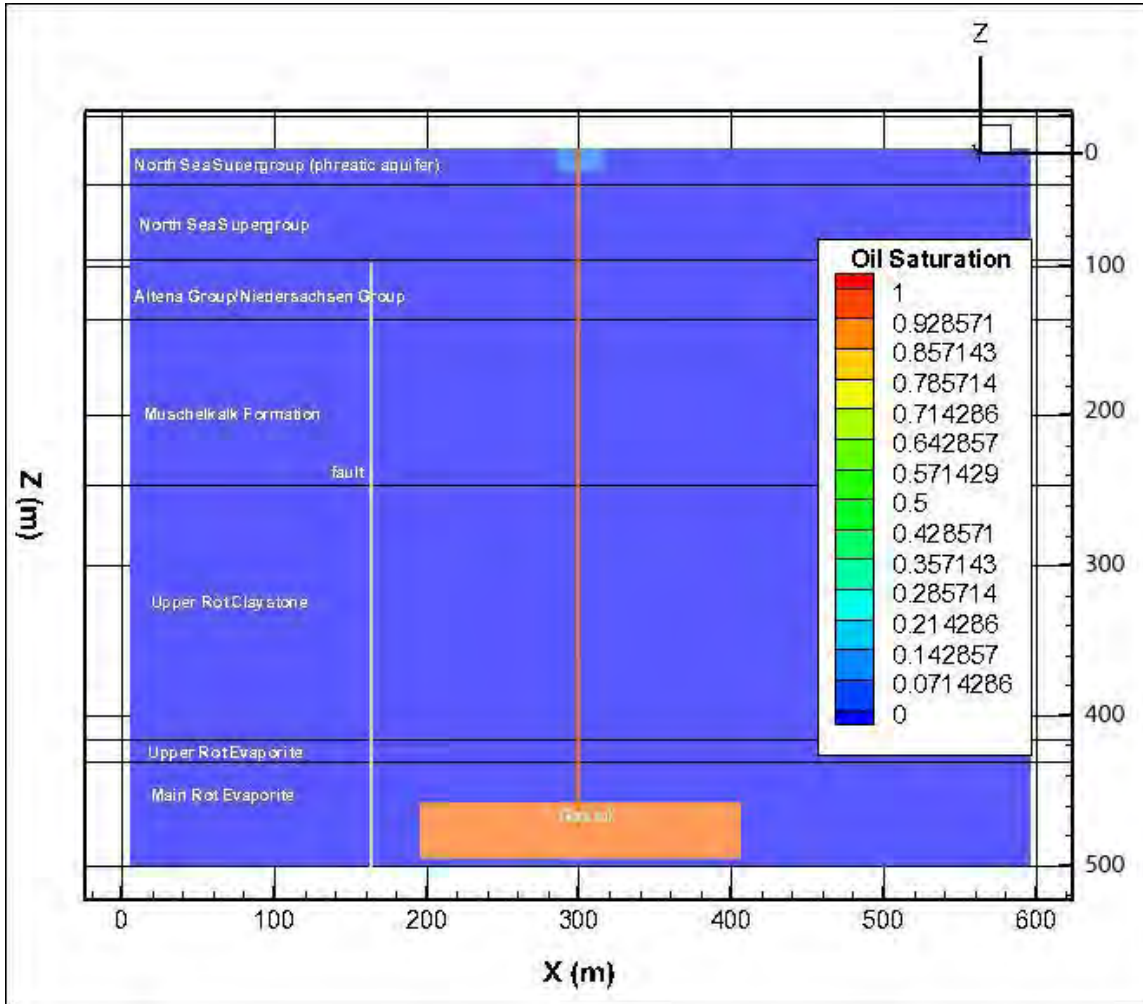
Cavern 372-373-374, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 5 years.



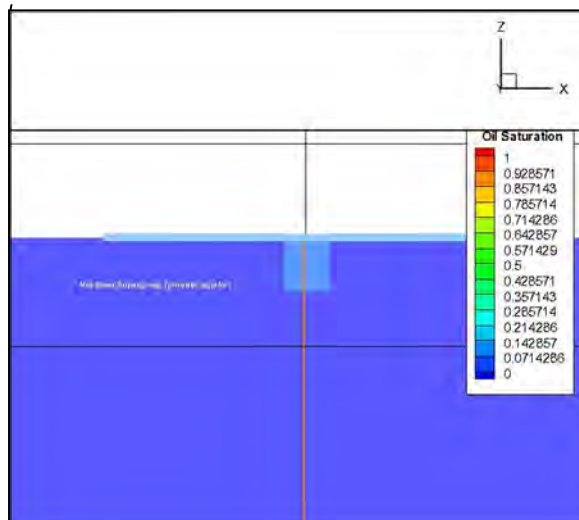
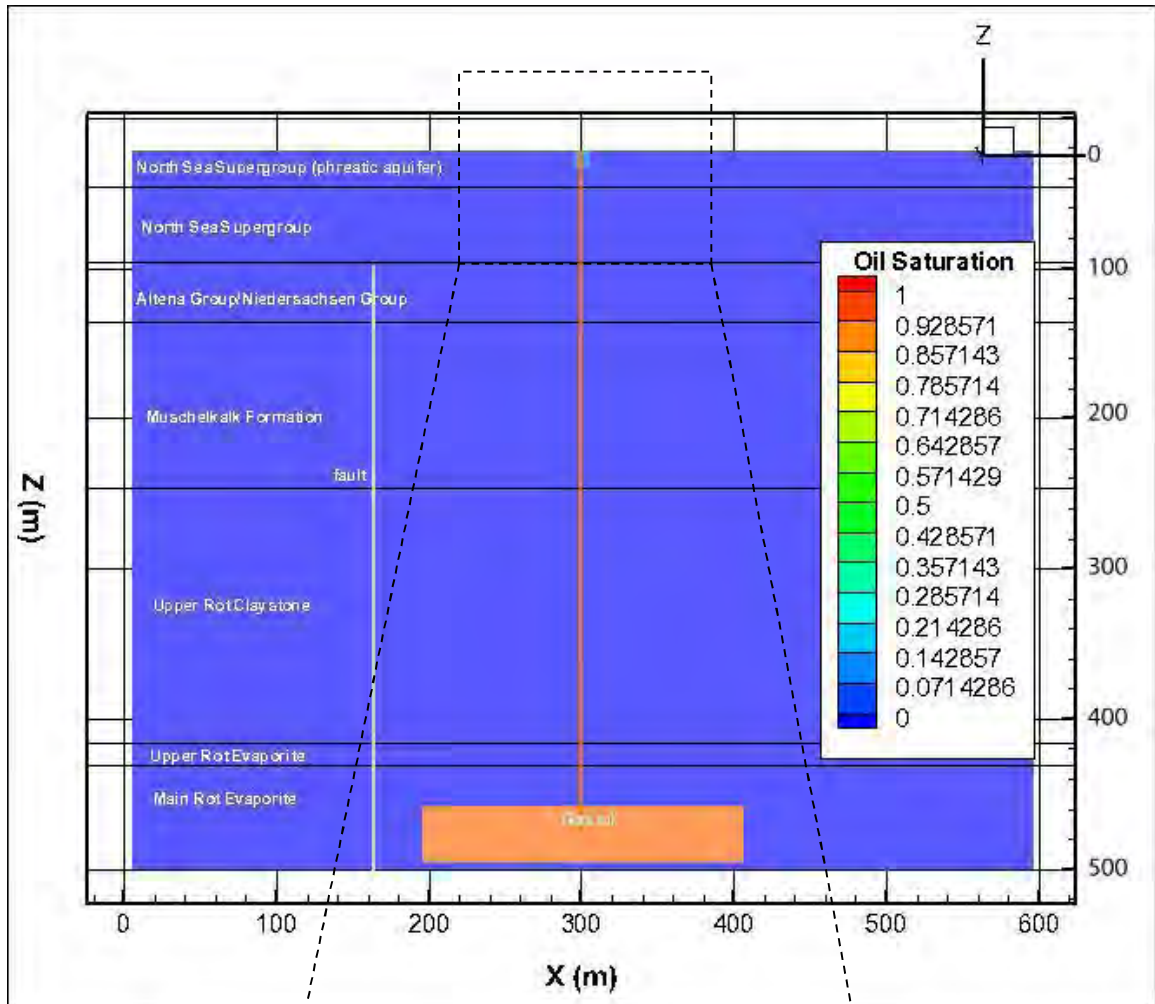
Cavern 372-373-374, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 30 years.



Cavern 372-373-374, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 60 years.



Cavern 372-373-374, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 150 years. Lower figure shows the form of the LNAPL in and on top of the phreatic groundwater level in detail.



Appendix D: STOMP model results for cavern 469

The following figures are shown in this appendix:

Scenario 1: no loss of containment / breach of confinement.
Effects of leakage 150 year

Scenario 2: leakage from cavern in Röt Claystone.
Effects of leakage 150 year

Scenario 3: leakage from cavern in Röt Claystone with old permeable well in vicinity.
Effects of leakage 150 year

Scenario 4: leakage from well below hydrogeological base in Muschelkalk Formation.
Effects of leakage 150 year

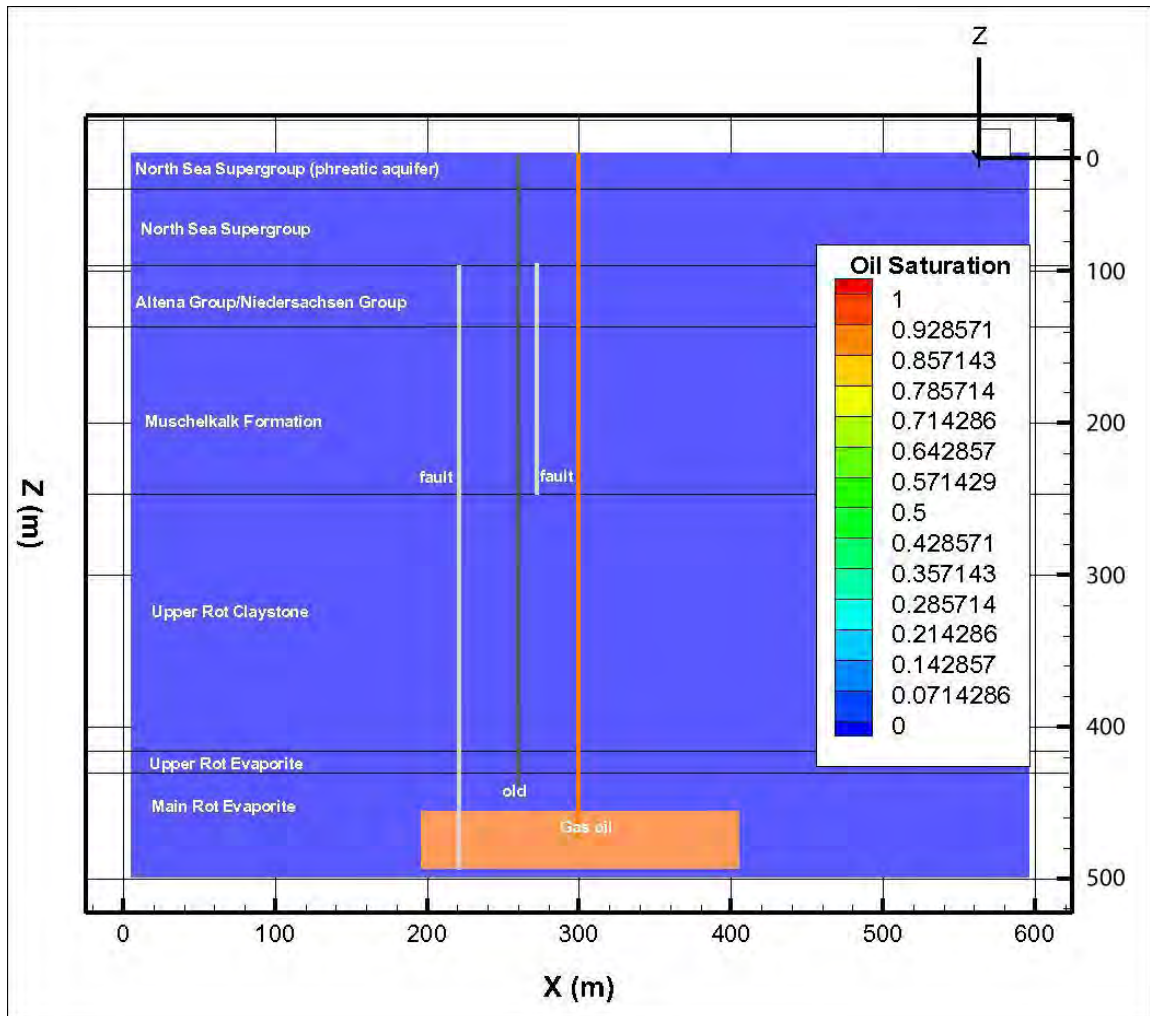
Scenario 5: leakage from well below hydrogeological base in Muschelkalk Formation with old permeable well in vicinity. Effects of leakage 150 year

Scenario 6: leakage from well below hydrogeological base in Northsea Supergroup
Effects of leakage after 150 years

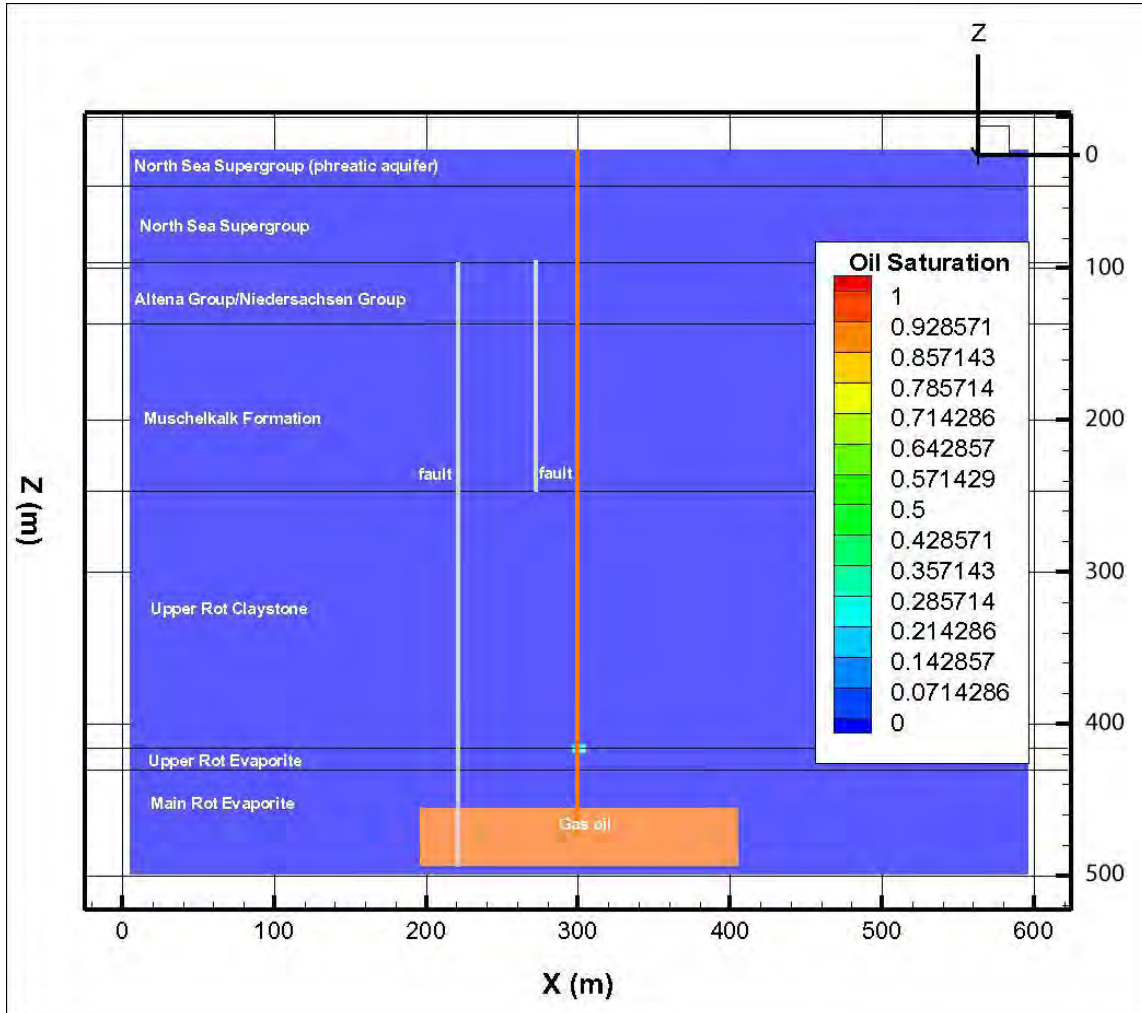
Scenario 7: leakage from well below hydrogeological base in Northsea Supergroup with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years

Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base
Effects of leakage after 1 week, 1 month, 3 months, 1 year, 5 years, 30 years, 60 years, 150 years

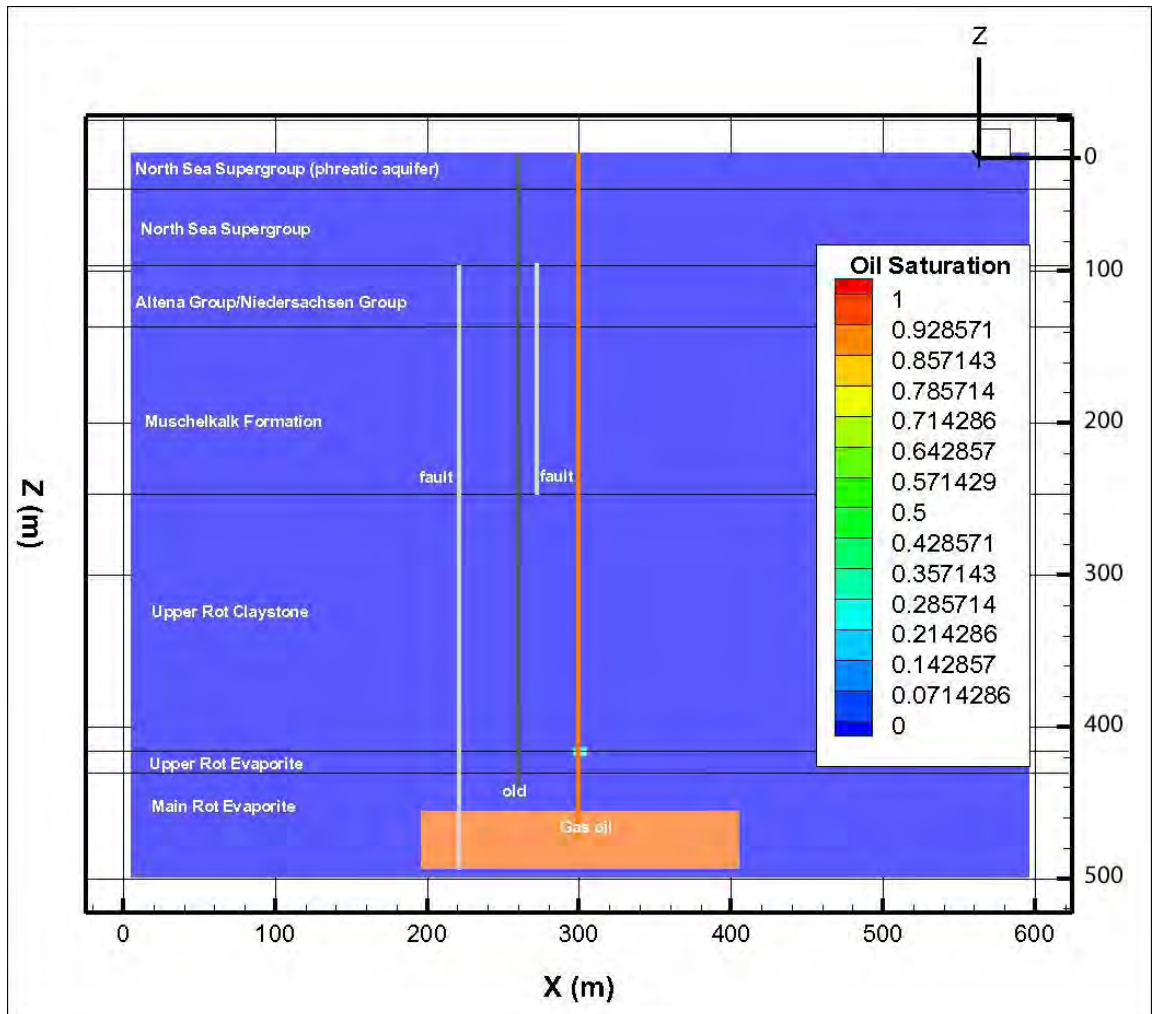
**Cavern 469-470-471, Scenario 1: no loss of containment / breach of confinement.
Effects of leakage after 150 years.**



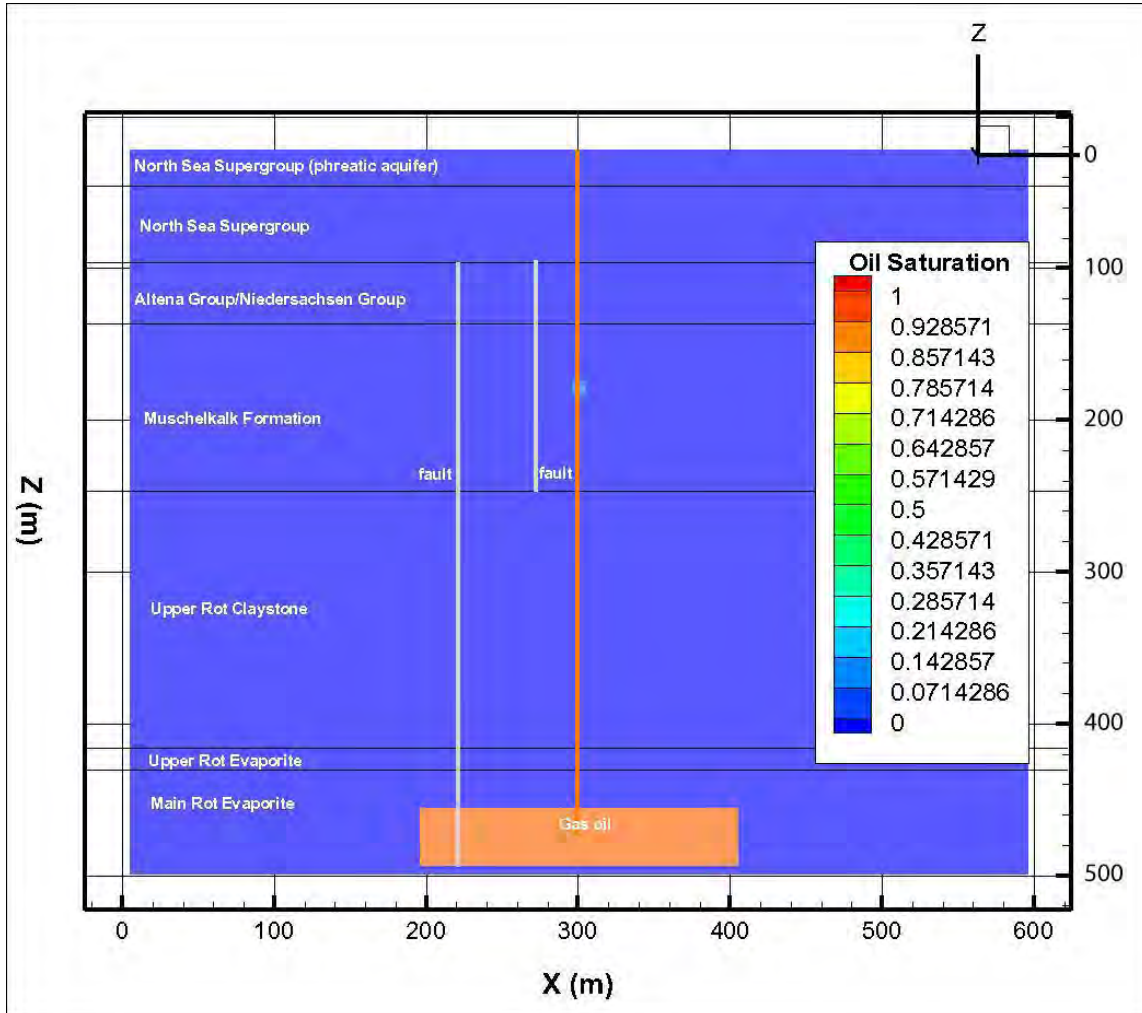
Cavern 469-470-471, Scenario 2: leakage from cavern in Röt Claystone. Effects of leakage after 150 years.



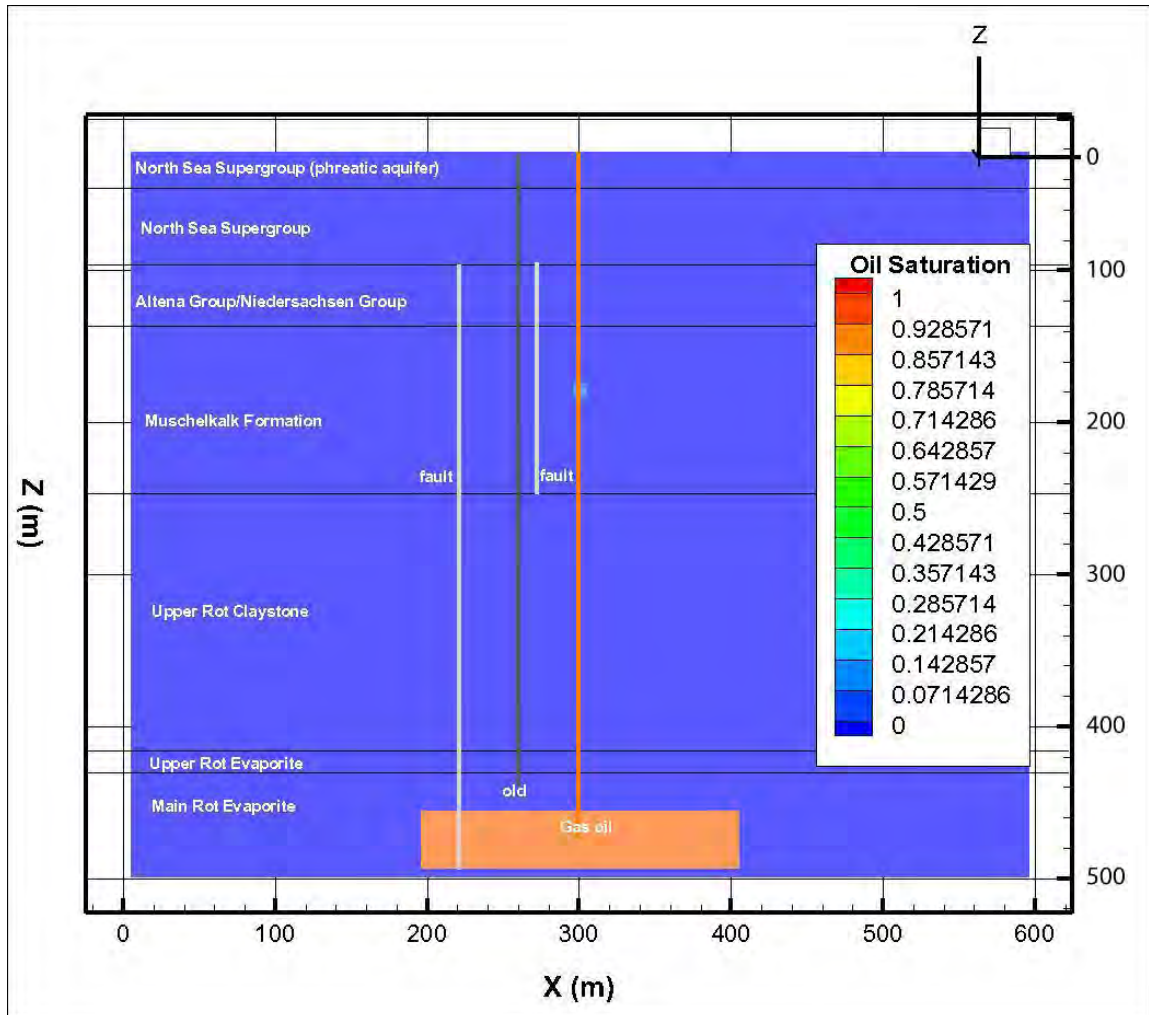
Cavern 469-470-471, Scenario 3: leakage from cavern in Röt Claystone with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years.



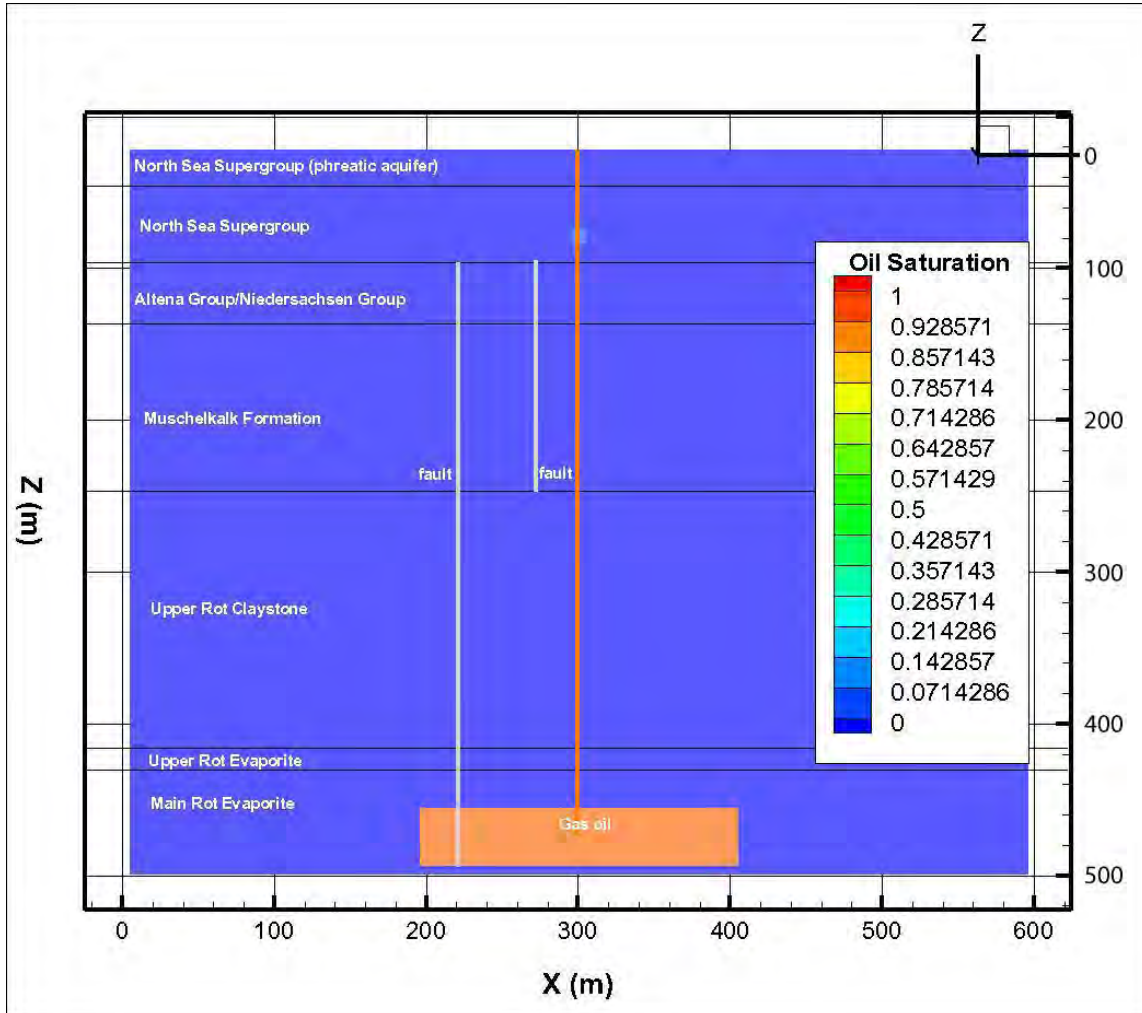
Cavern 469-470-471, Scenario 4: leakage from well below hydrogeological base in Muschelkalk Formation. Effects of leakage after 150 years.



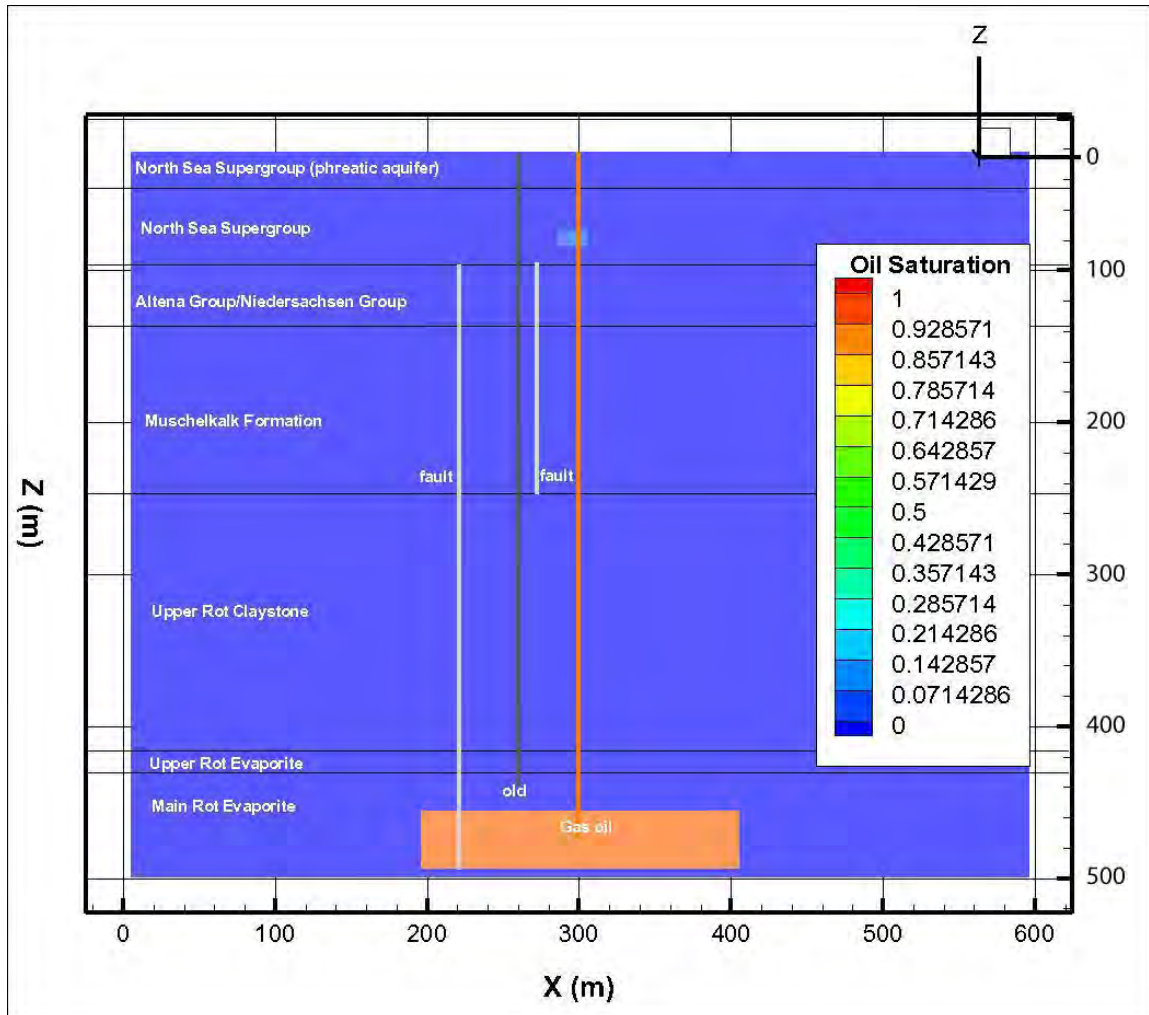
Cavern 469-470-471, Scenario 5: leakage from well below hydrogeological base in Muschelkalk Formation with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years.



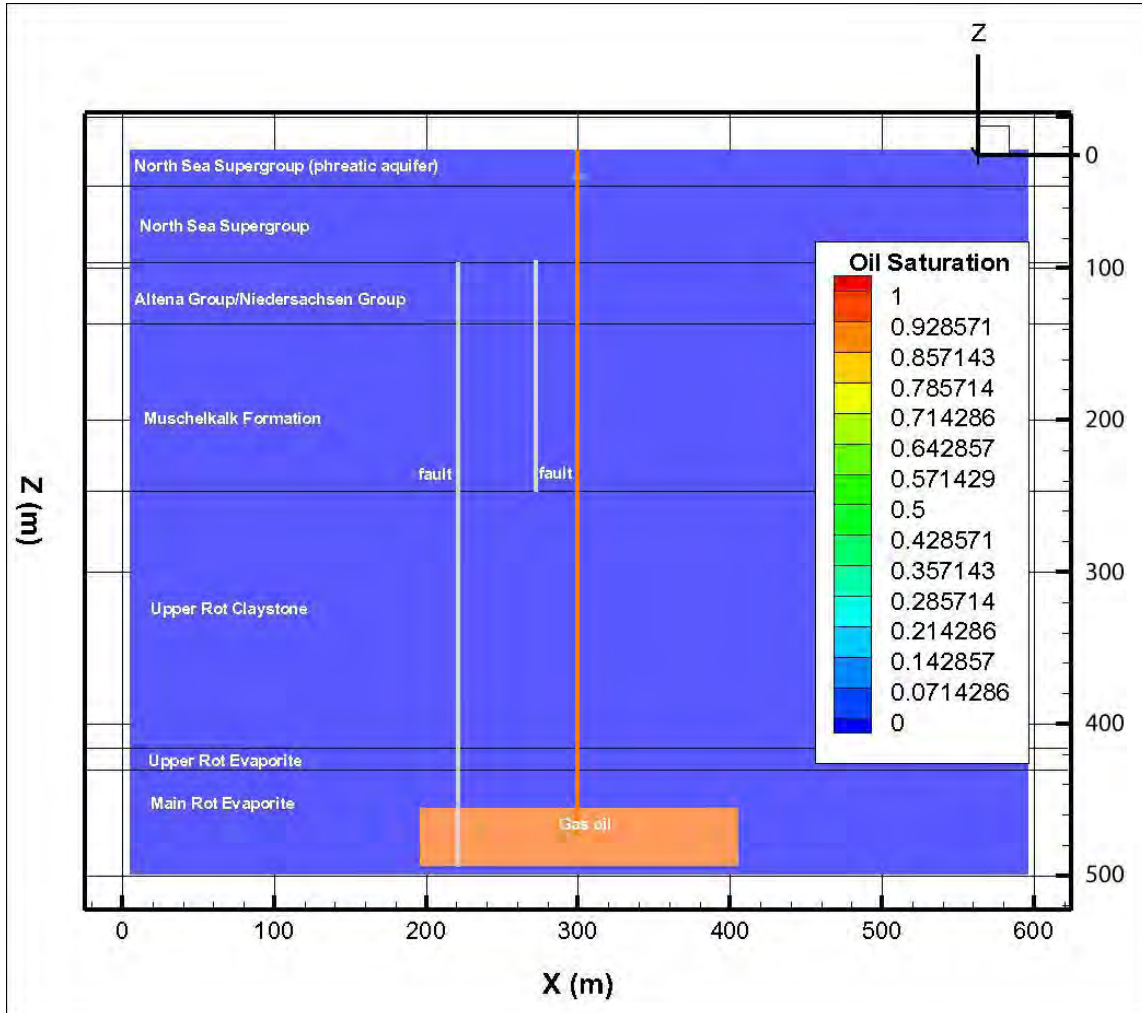
Cavern 469-470-471, Scenario 6: leakage from well below hydrogeological base in Northsea Supergroup. Effects of leakage after 150 years.



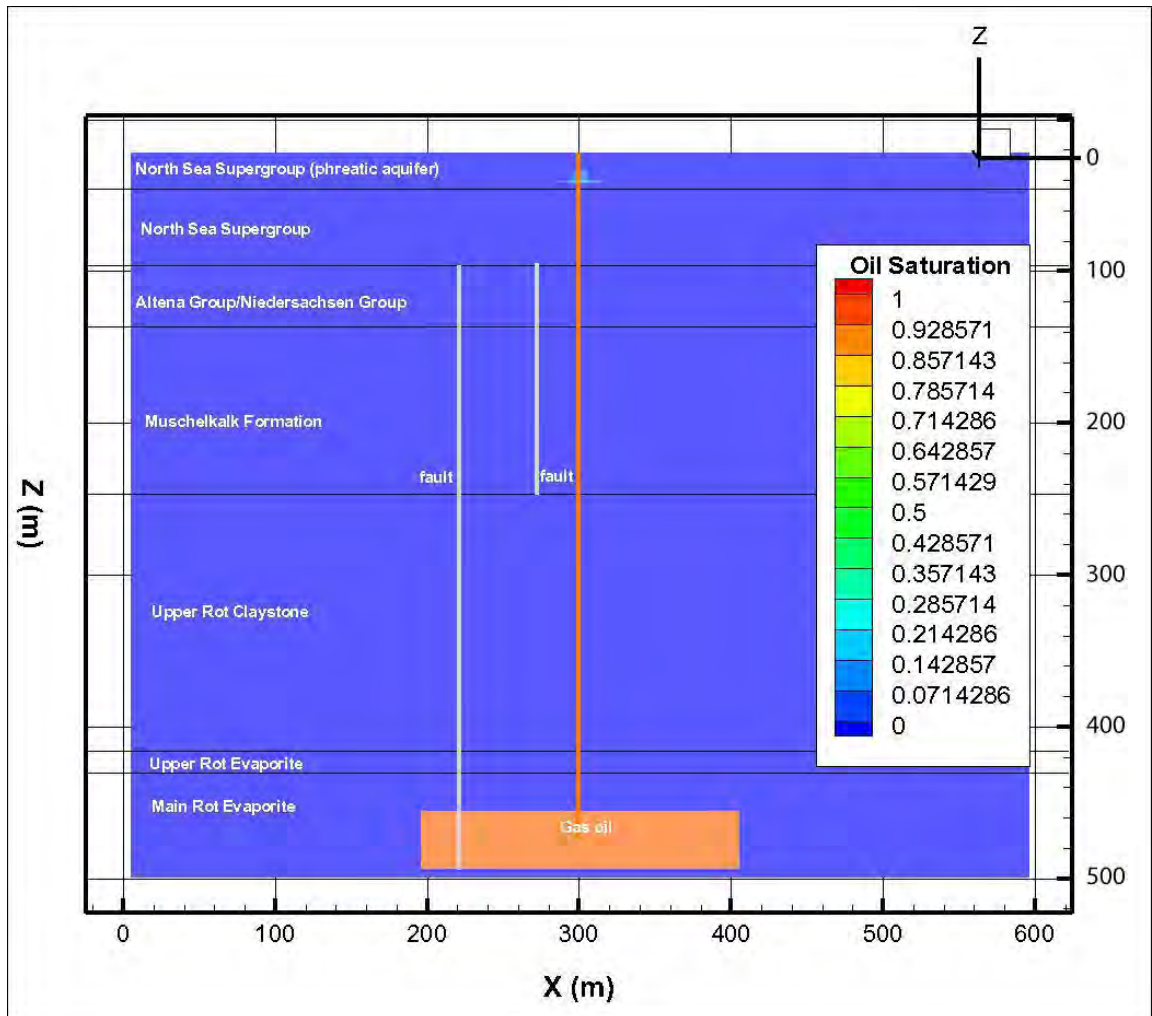
Cavern 469-470-471, Scenario 7: leakage from well below hydrogeological base in Northsea Supergroup with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years.



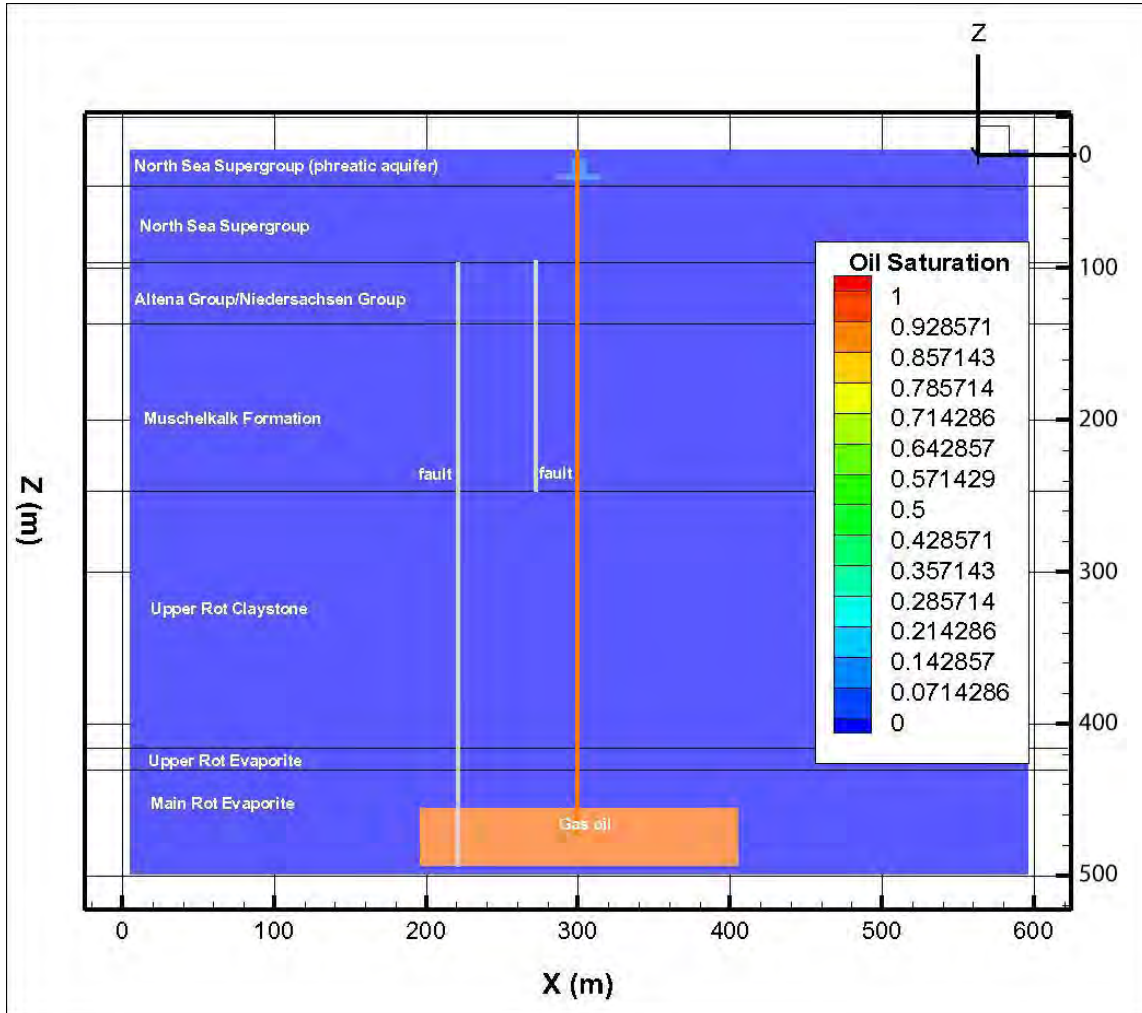
Cavern 469-470-471, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 1 week.



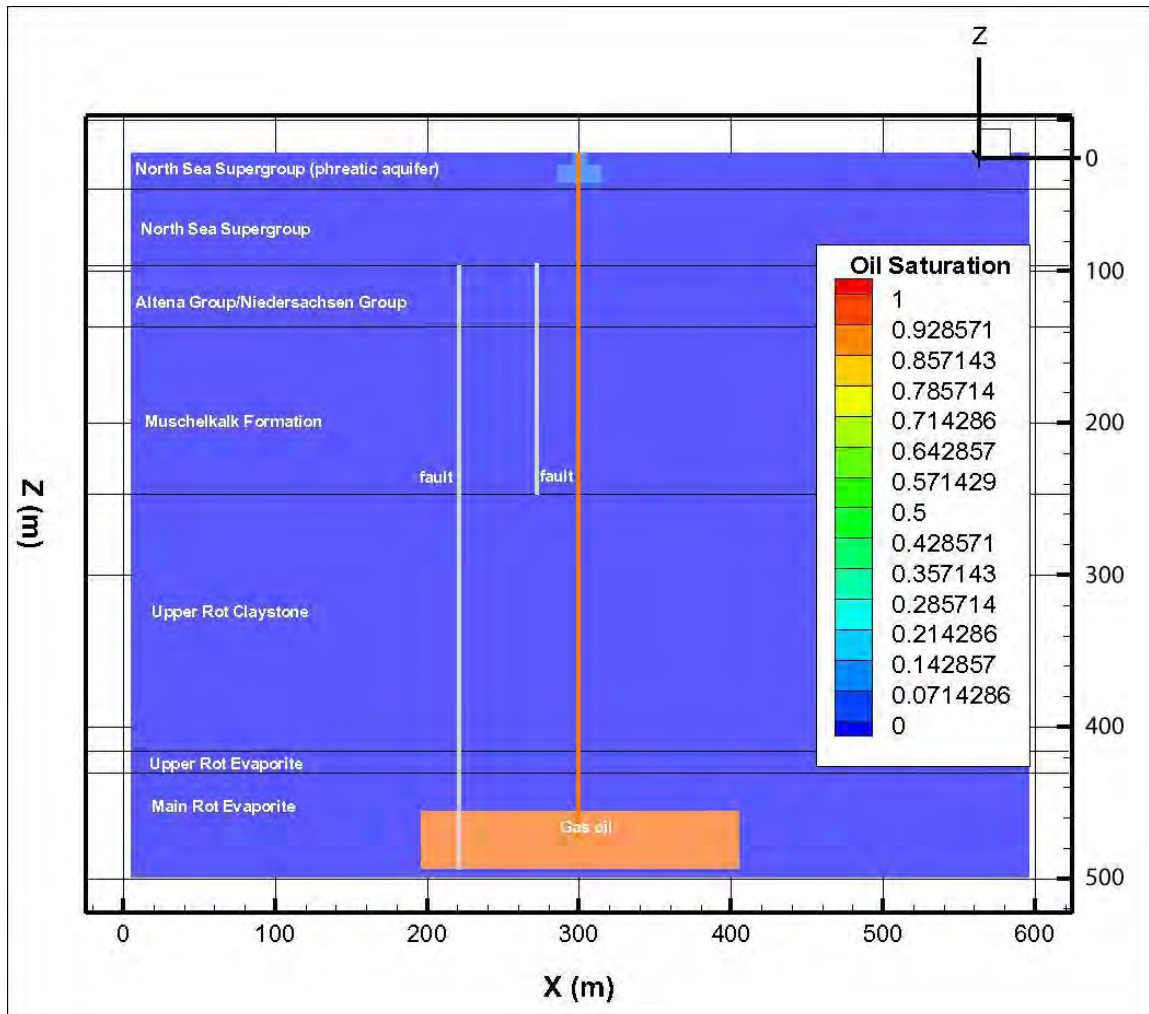
Cavern 469-470-471, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 1 month.



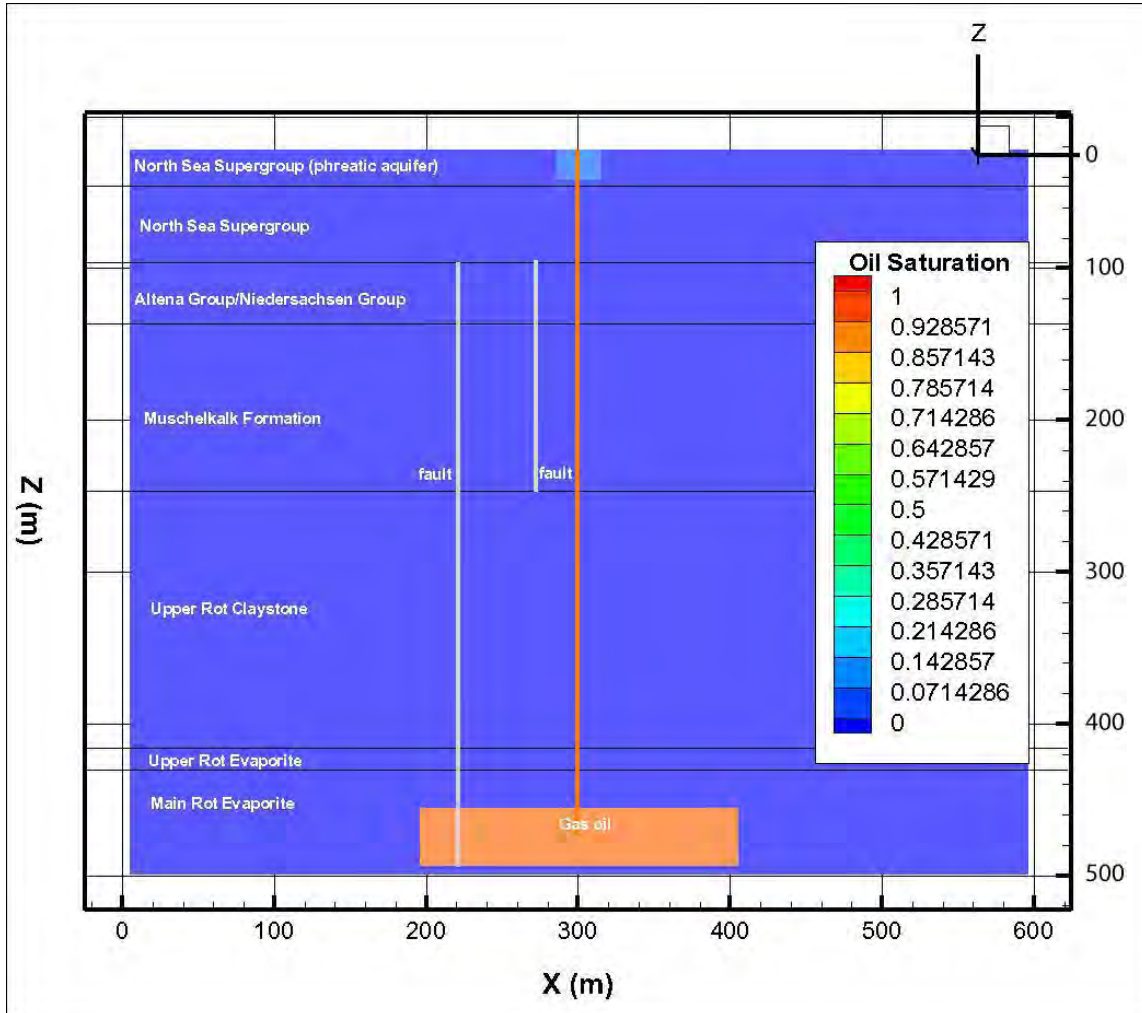
Cavern 469-470-471, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 3 months.



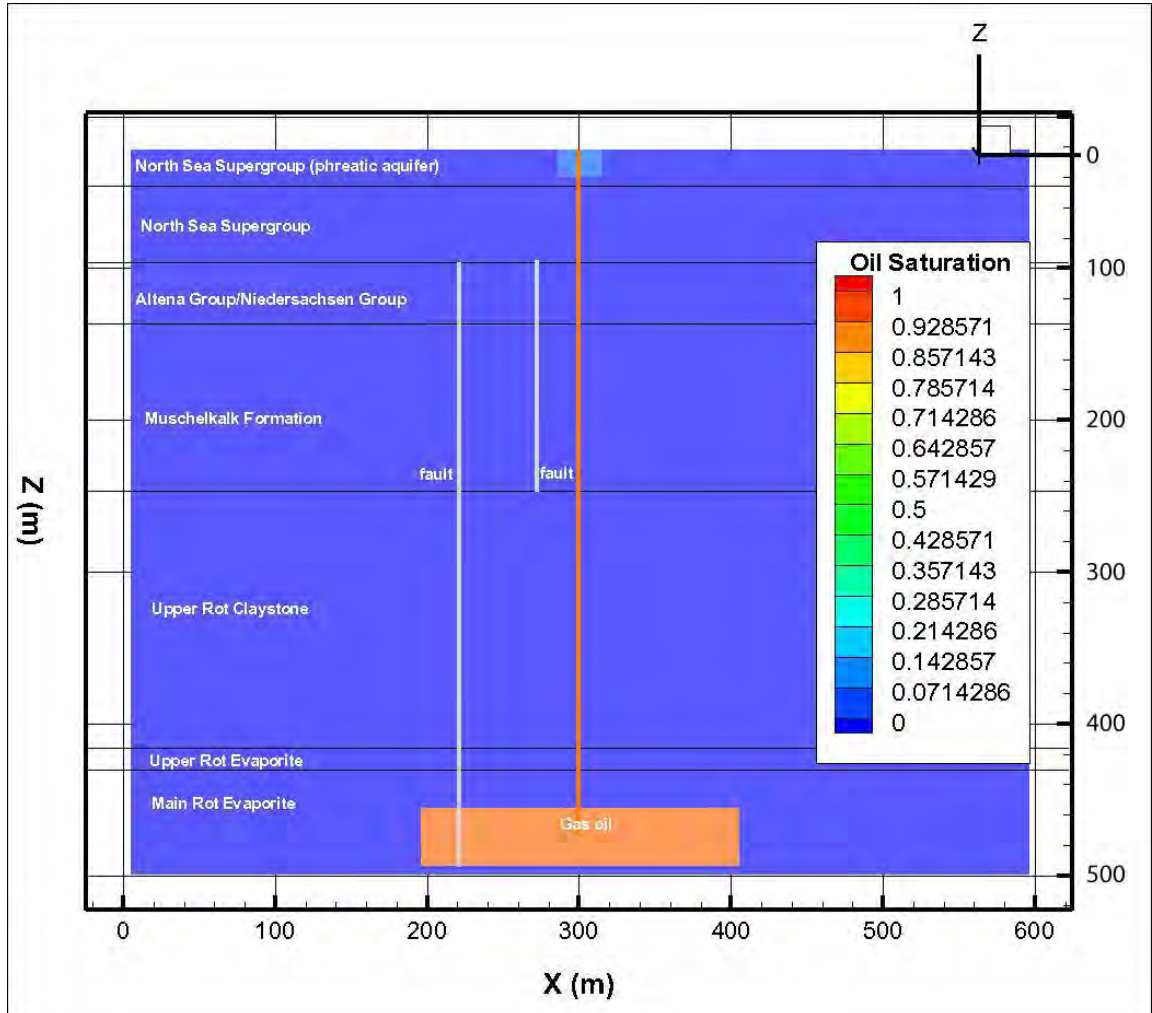
Cavern 469-470-471, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 1 year.



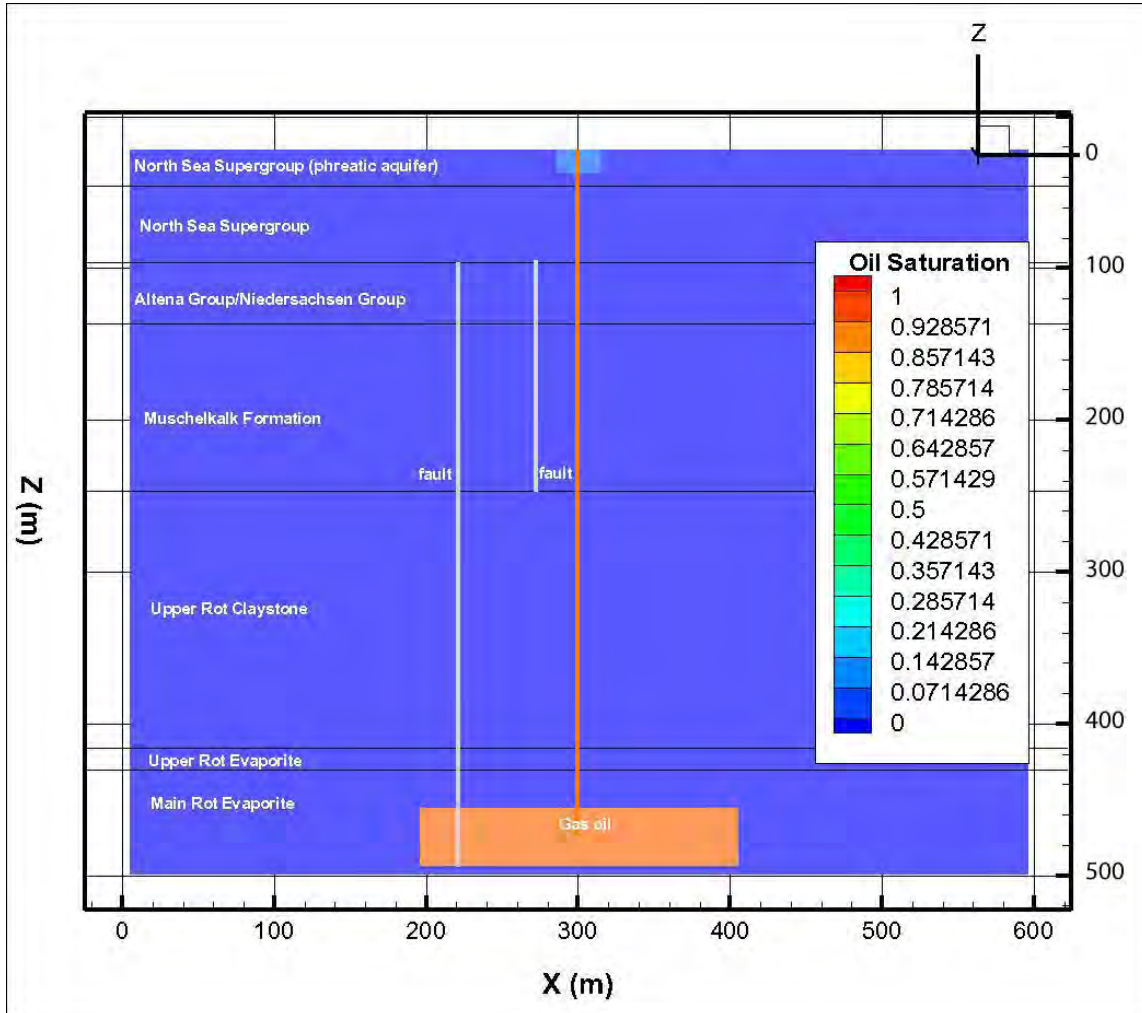
Cavern 469-470-471, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 5 years.



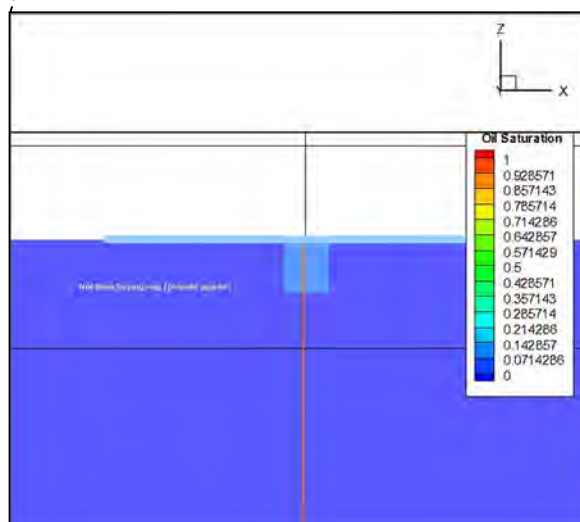
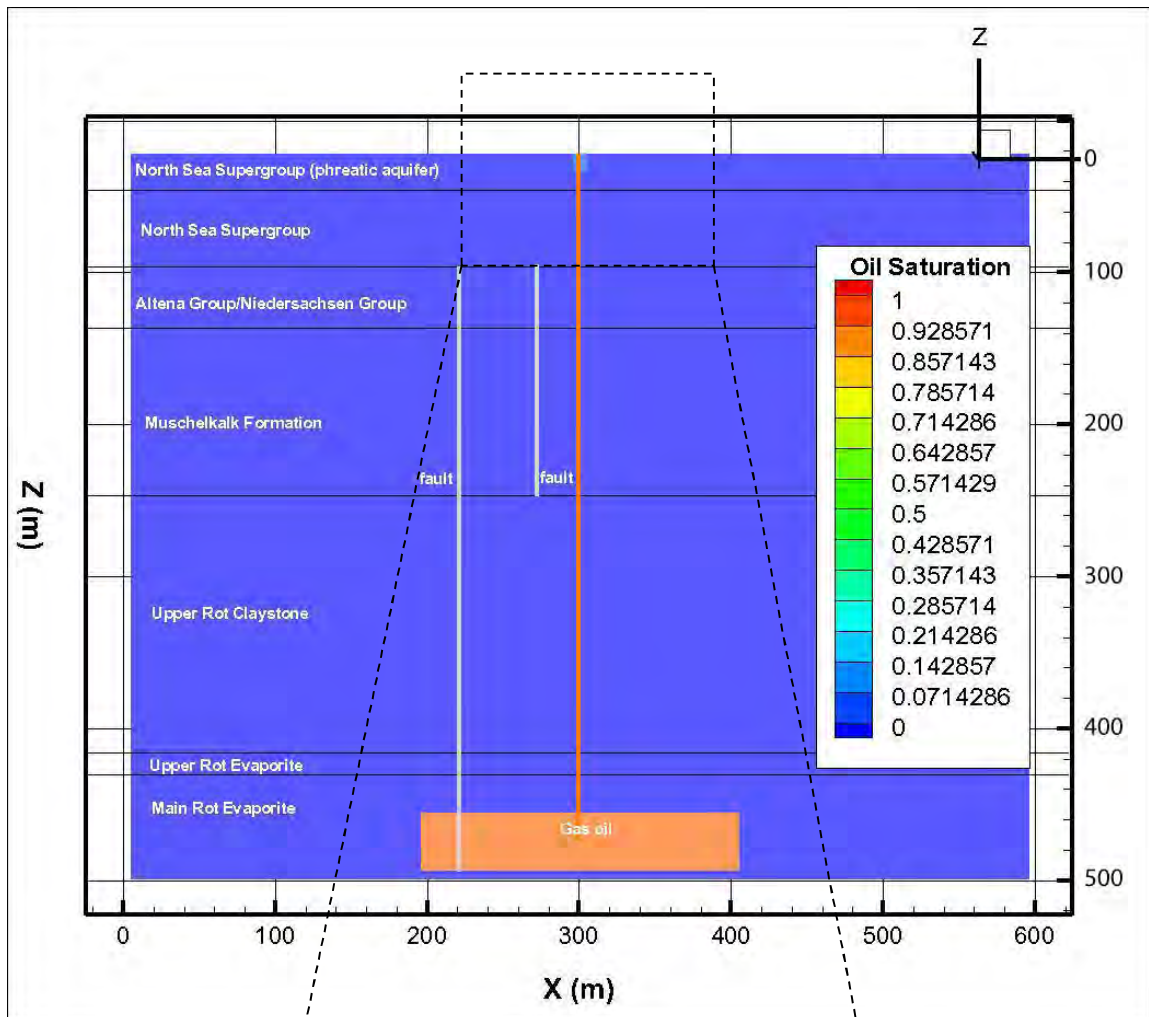
Cavern 469-470-471, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 30 years.



Cavern 469-470-471, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 60 years.



Cavern 469-470-471, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 150 years. Lower figure shows the form of the LNAPL in and on top of the phreatic groundwater level in detail.



Appendix E: STOMP model results for cavern 472

The following figures are shown in this appendix:

Scenario 1: no loss of containment / breach of confinement.
Effects of leakage after 150 years

Scenario 2: leakage from cavern in Röt Claystone.
Effects of leakage after 150 years

Scenario 3: leakage from cavern in Röt Claystone with old permeable well in vicinity.
Effects of leakage after 150 years

Scenario 4: leakage from well below hydrogeological base in Muschelkalk Formation.
Effects of leakage after 150 years

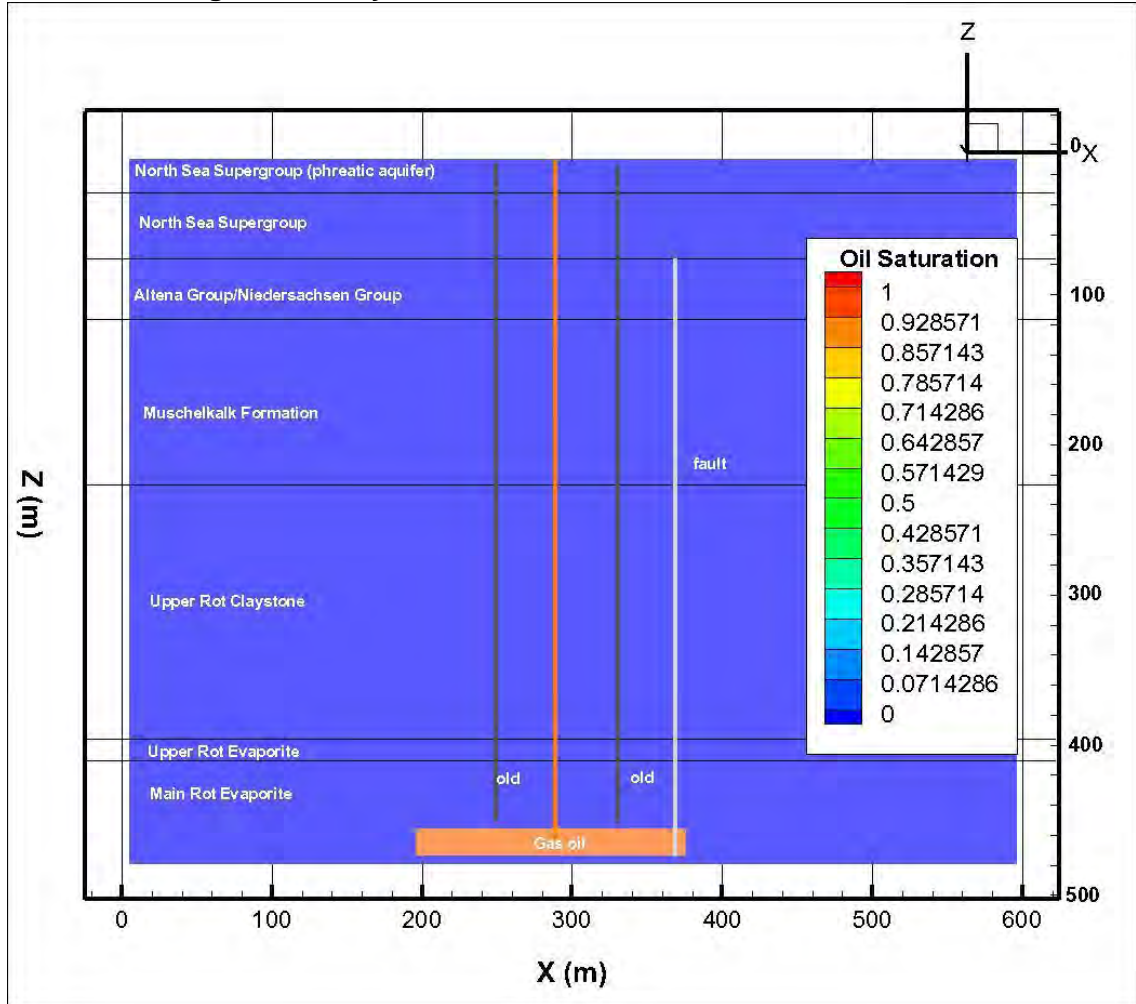
Scenario 5: leakage from well below hydrogeological base in Muschelkalk Formation with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years

Scenario 6: leakage from well below hydrogeological base in Northsea Supergroup
Effects of leakage after 150 years

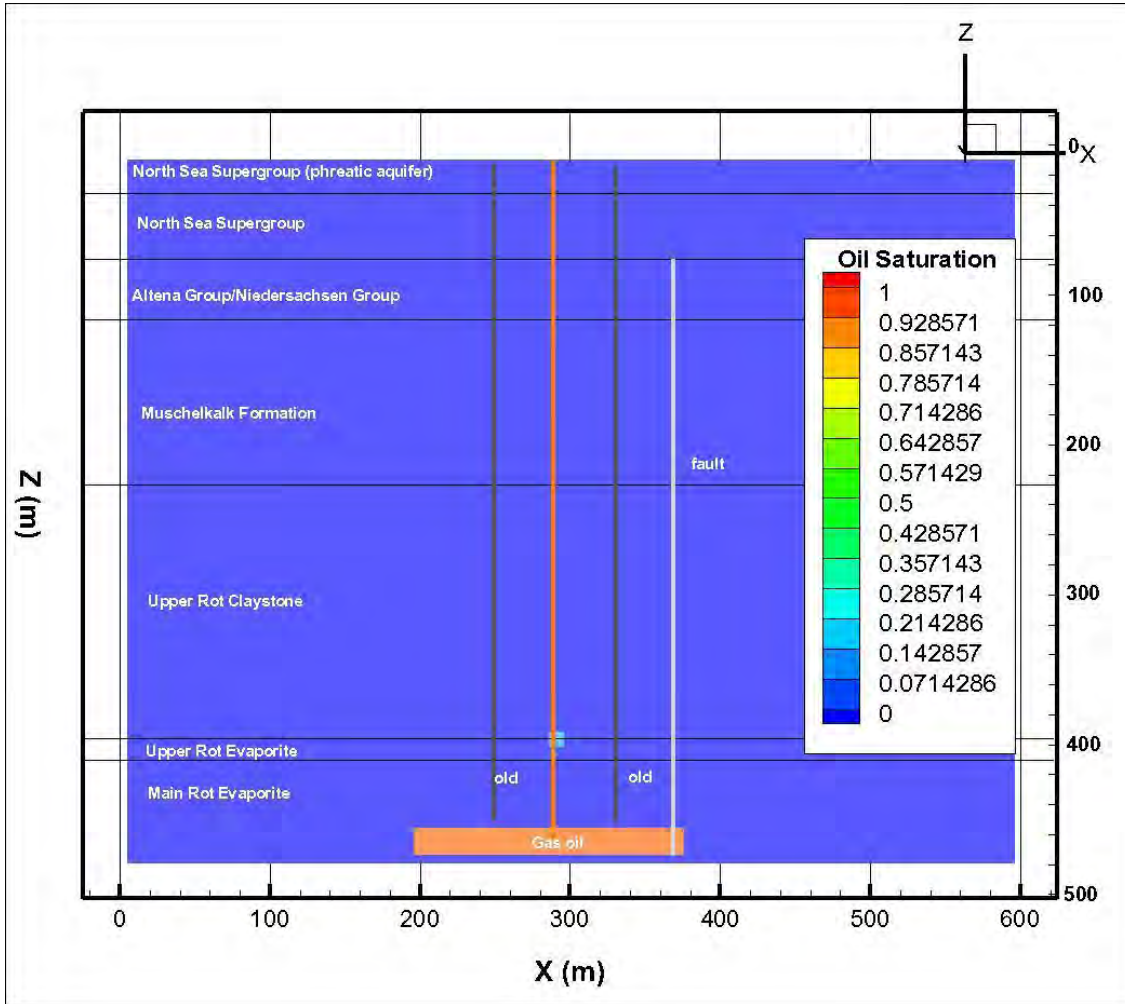
Scenario 7: leakage from well below hydrogeological base in Northsea Supergroup with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years

Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base
Effects of leakage after 1 week, 1 month, 3 months, 1 year, 5 years, 30 years, 60 years, 150 years

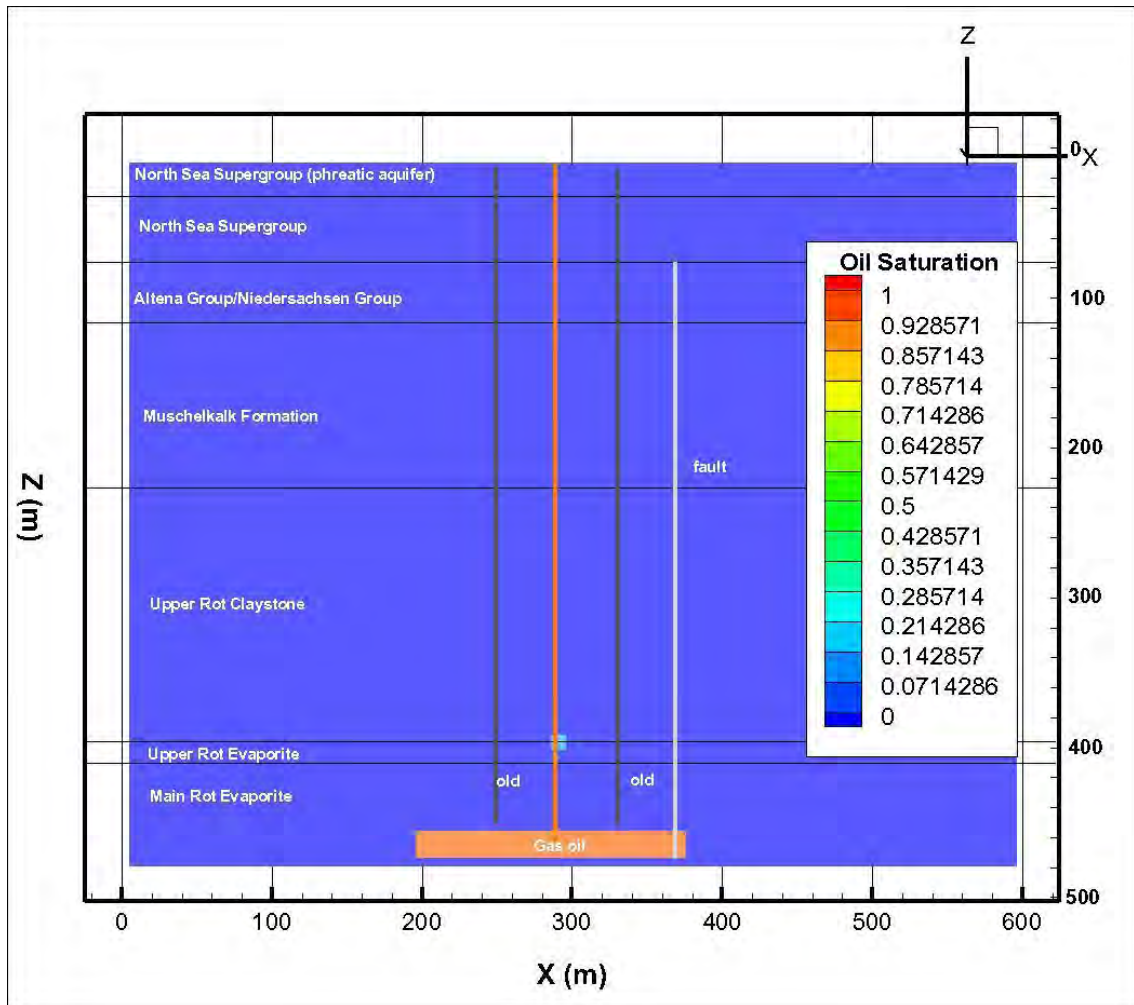
Cavern 472-473-474, Scenario 1: no loss of containment / breach of confinement. Effects of leakage after 150 years.



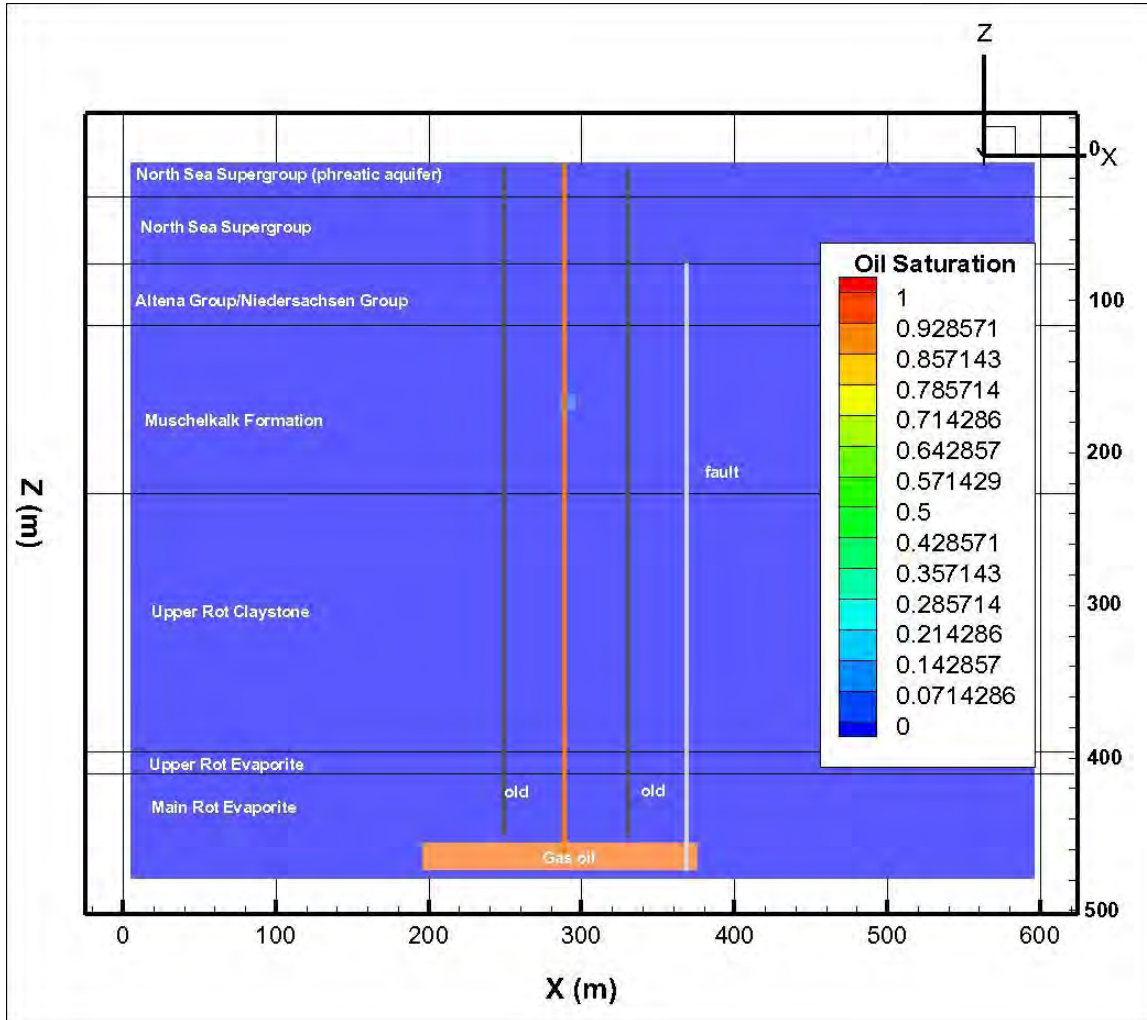
Cavern 472-473-474, Scenario 2: leakage from cavern in Röt Claystone. Effects of leakage after 150 years.



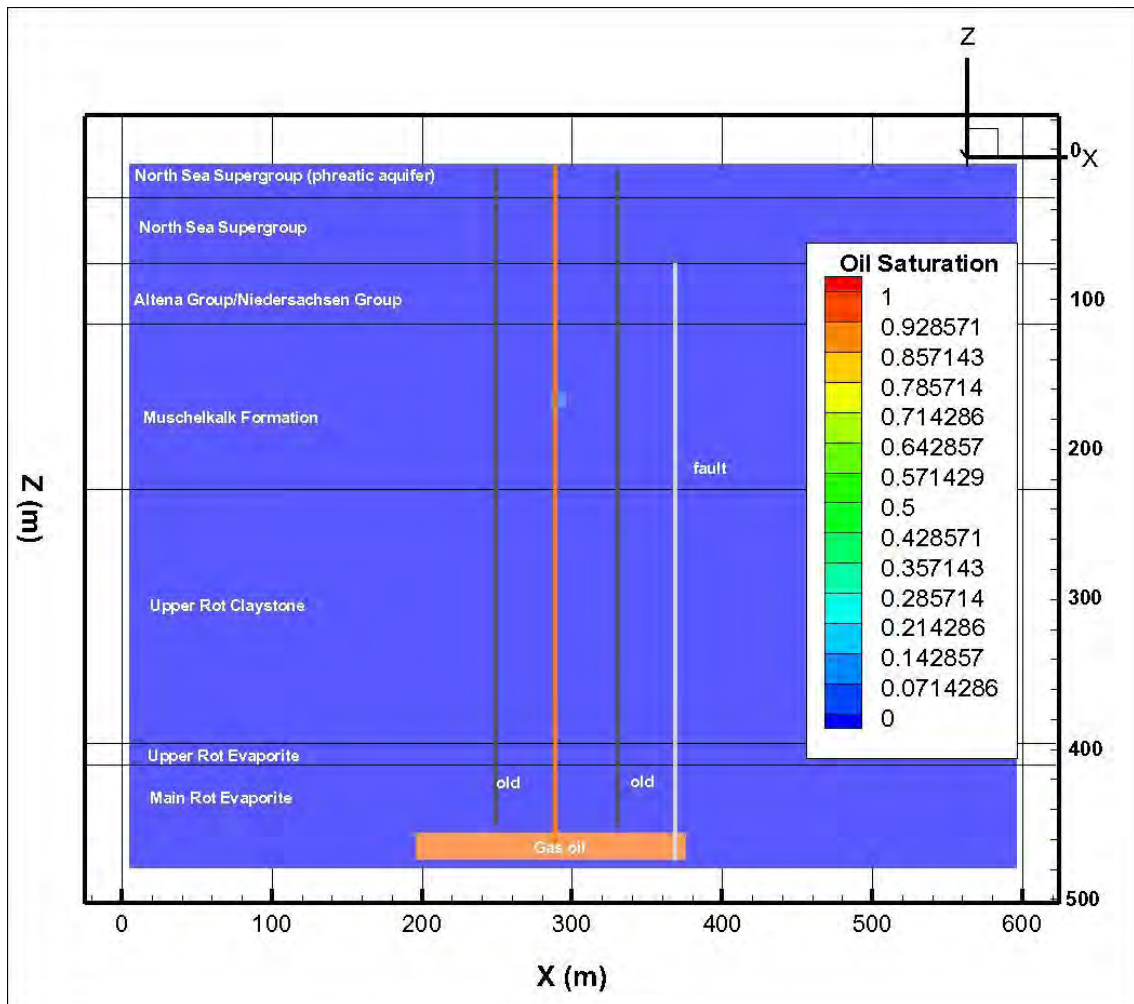
Cavern 472-473-474, Scenario 3: leakage from cavern in Röt Claystone with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years.



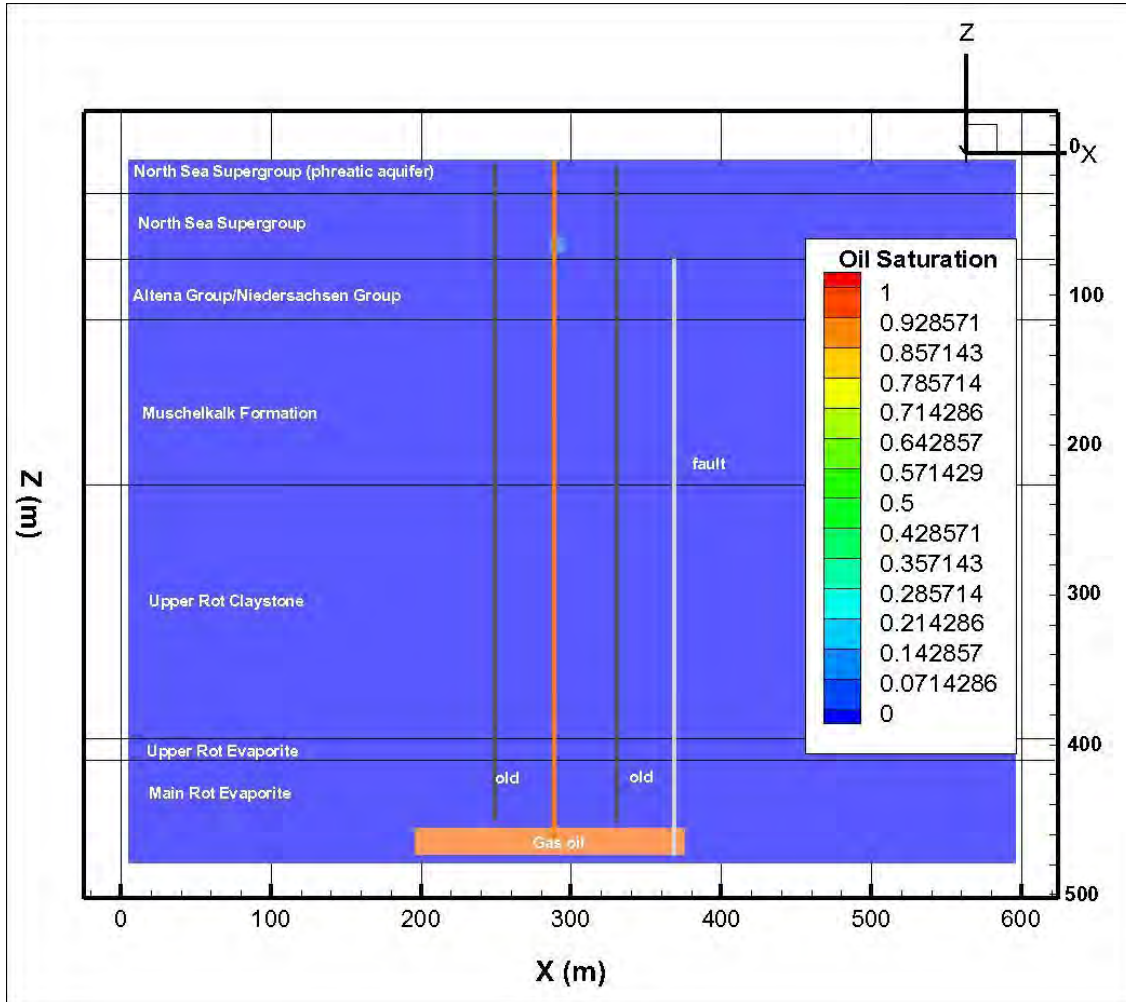
Cavern 472-473-474, Scenario 4: leakage from well below hydrogeological base in Muschelkalk Formation. Effects of leakage after 150 years.



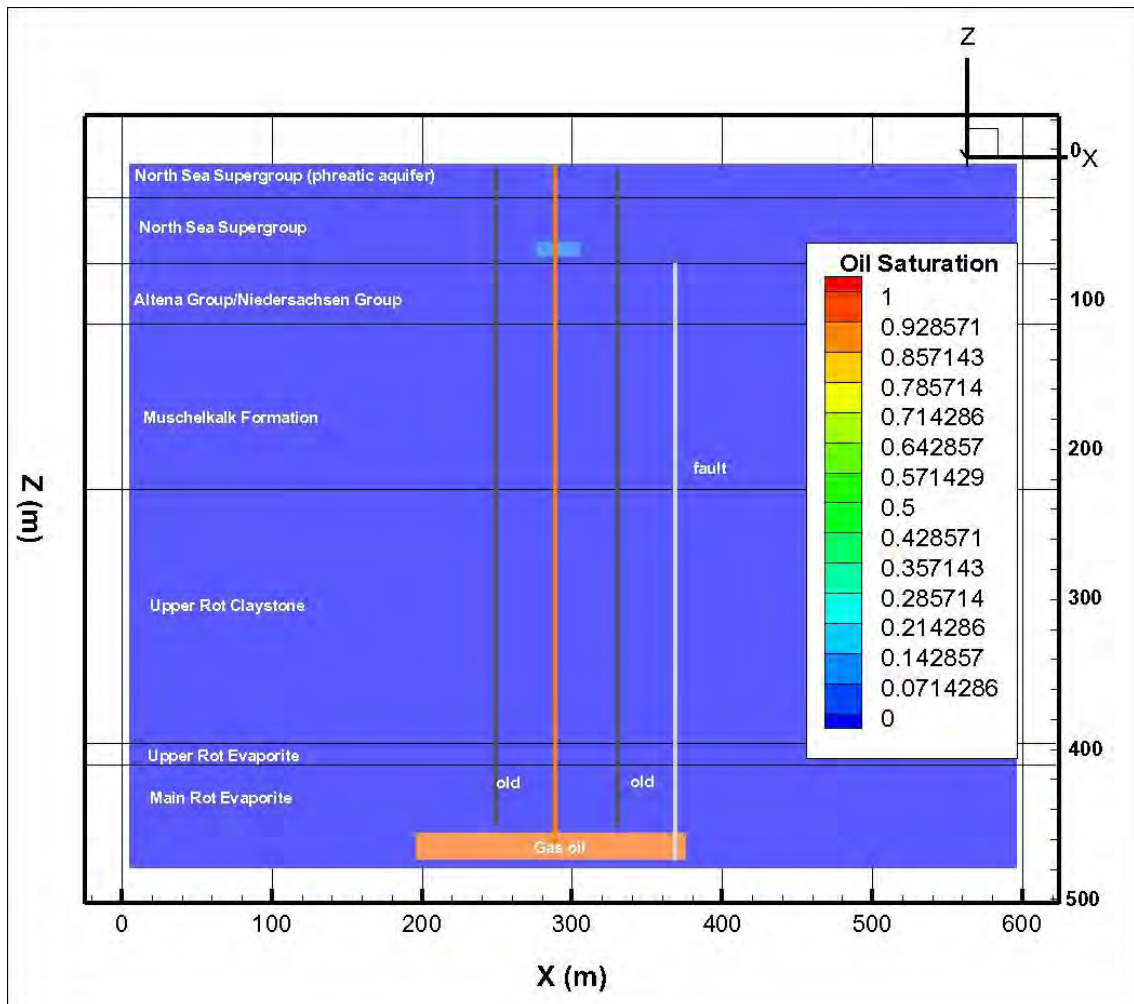
Cavern 472-473-474, Scenario 5: leakage from well below hydrogeological base in Muschelkalk Formation with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years.



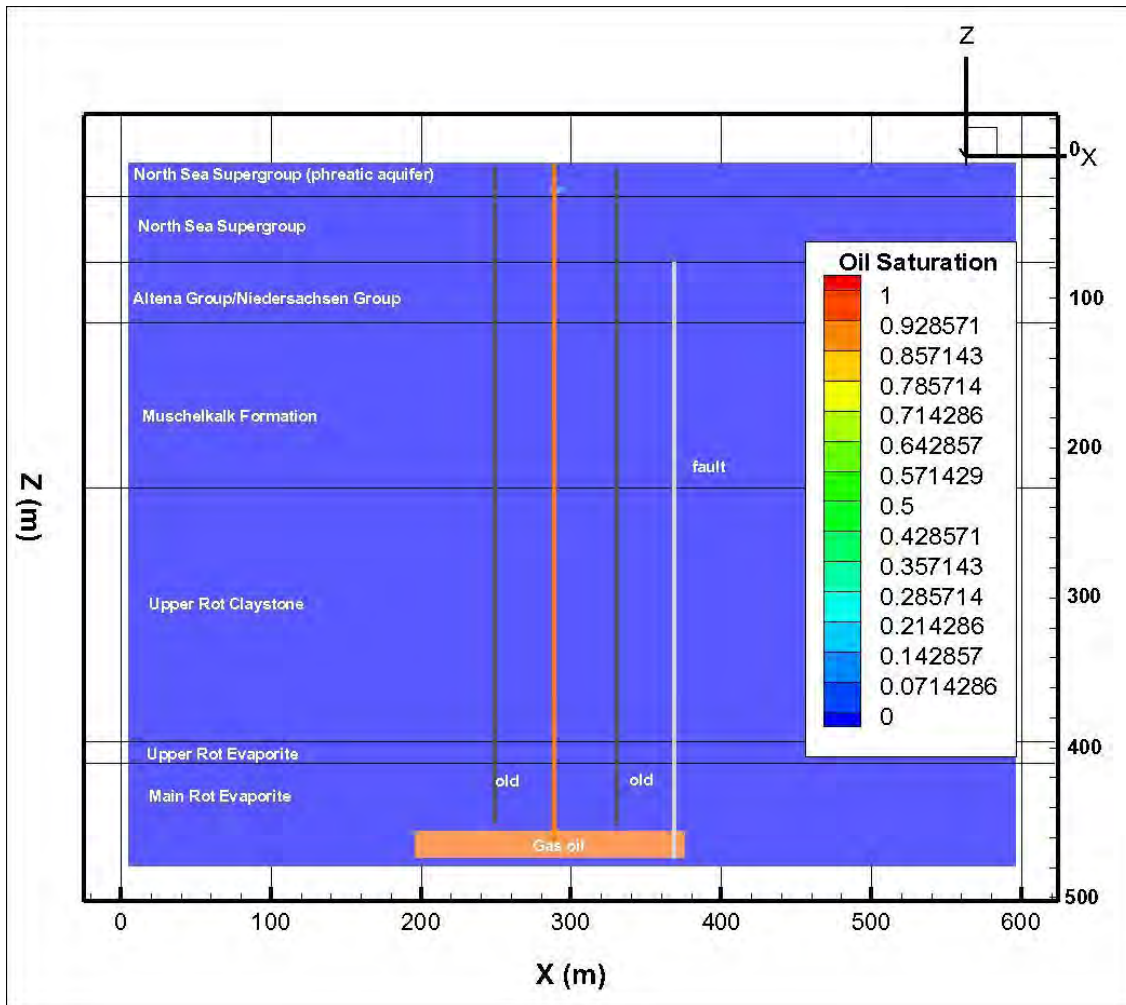
Cavern 472-473-474, Scenario 6: leakage from well below hydrogeological base in Northsea Supergroup. Effects of leakage after 150 years.



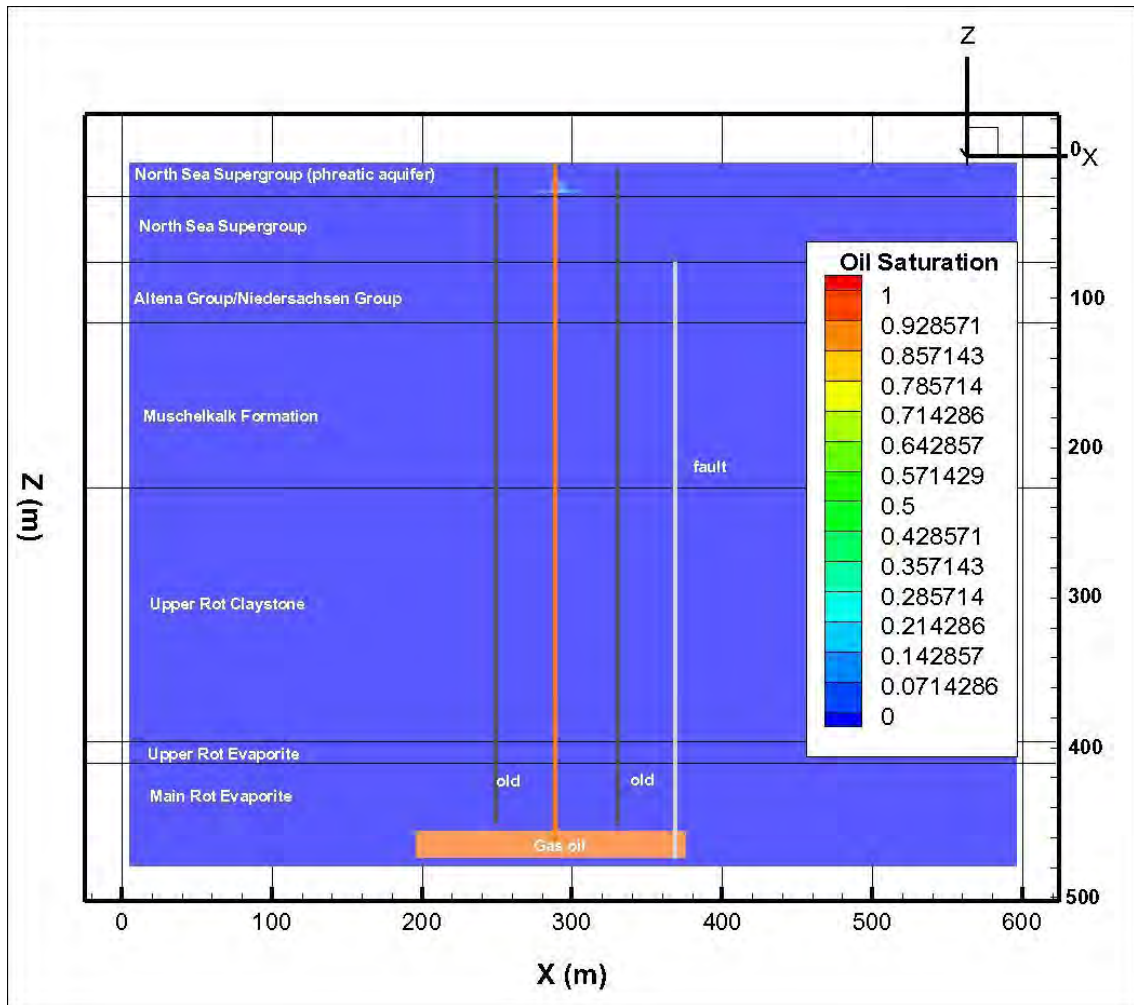
Cavern 472-473-474, Scenario 7: leakage from well below hydrogeological base in Northsea Supergroup with old permeable well in vicinity. Effects of leakage after 150 years.



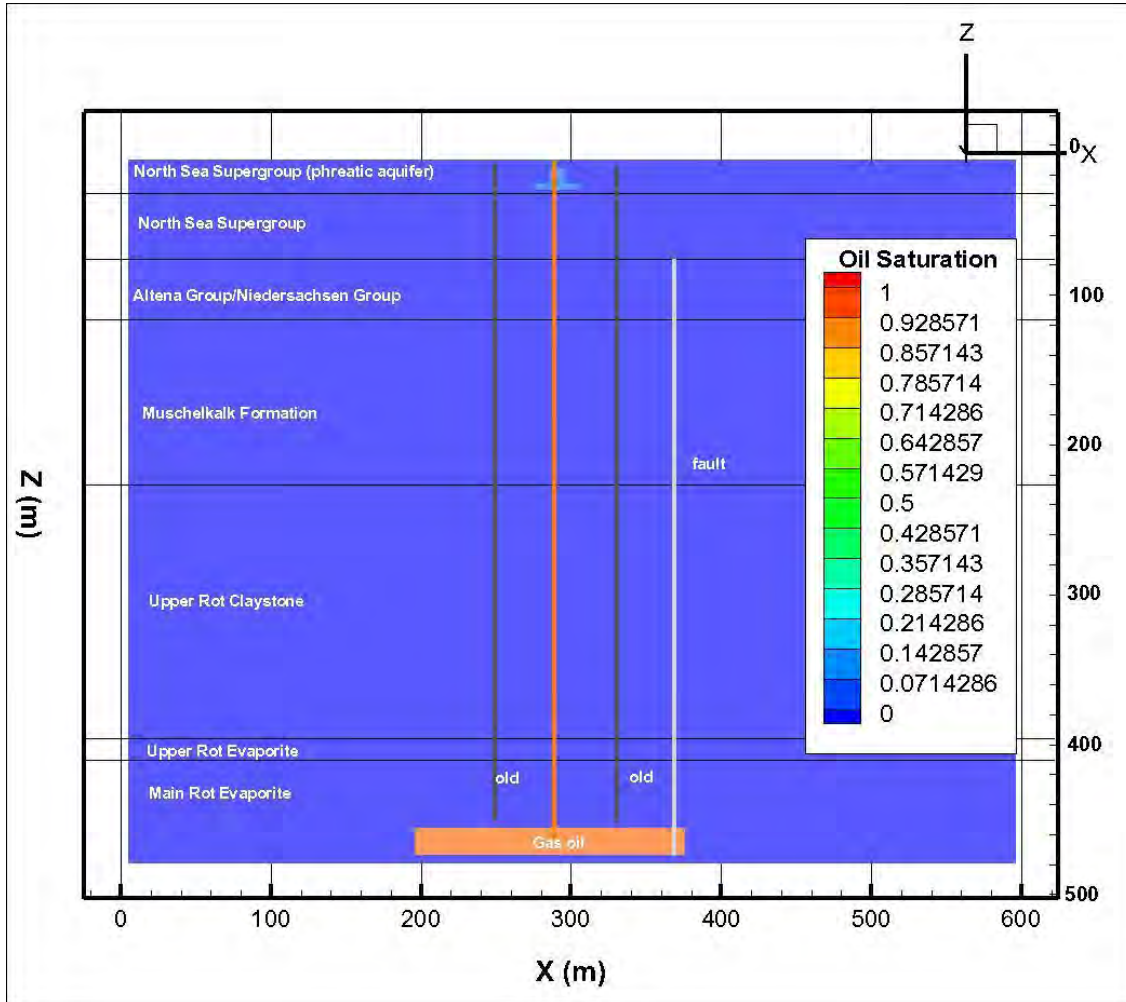
Cavern 472-473-474, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 1 week.



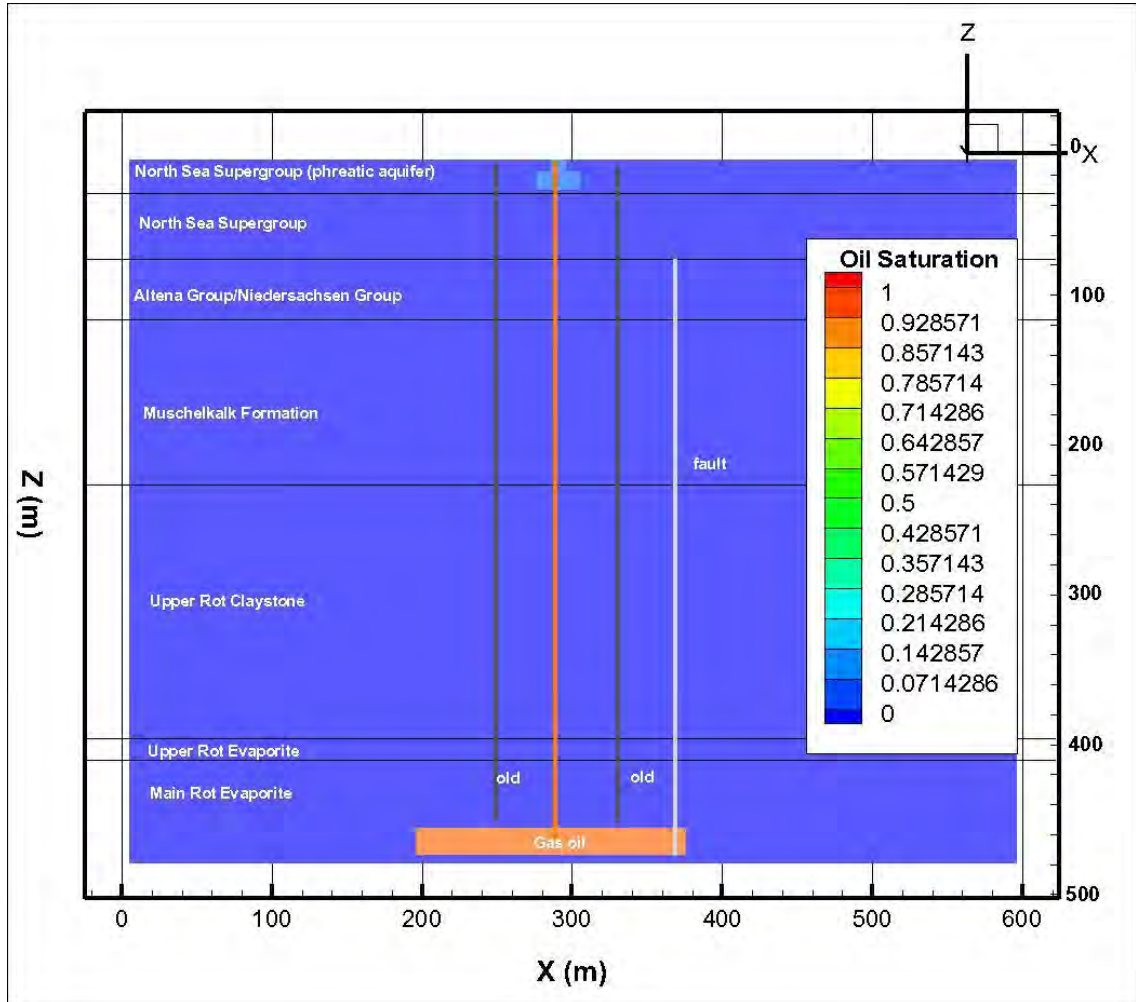
Cavern 469-471-472, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 1 month.



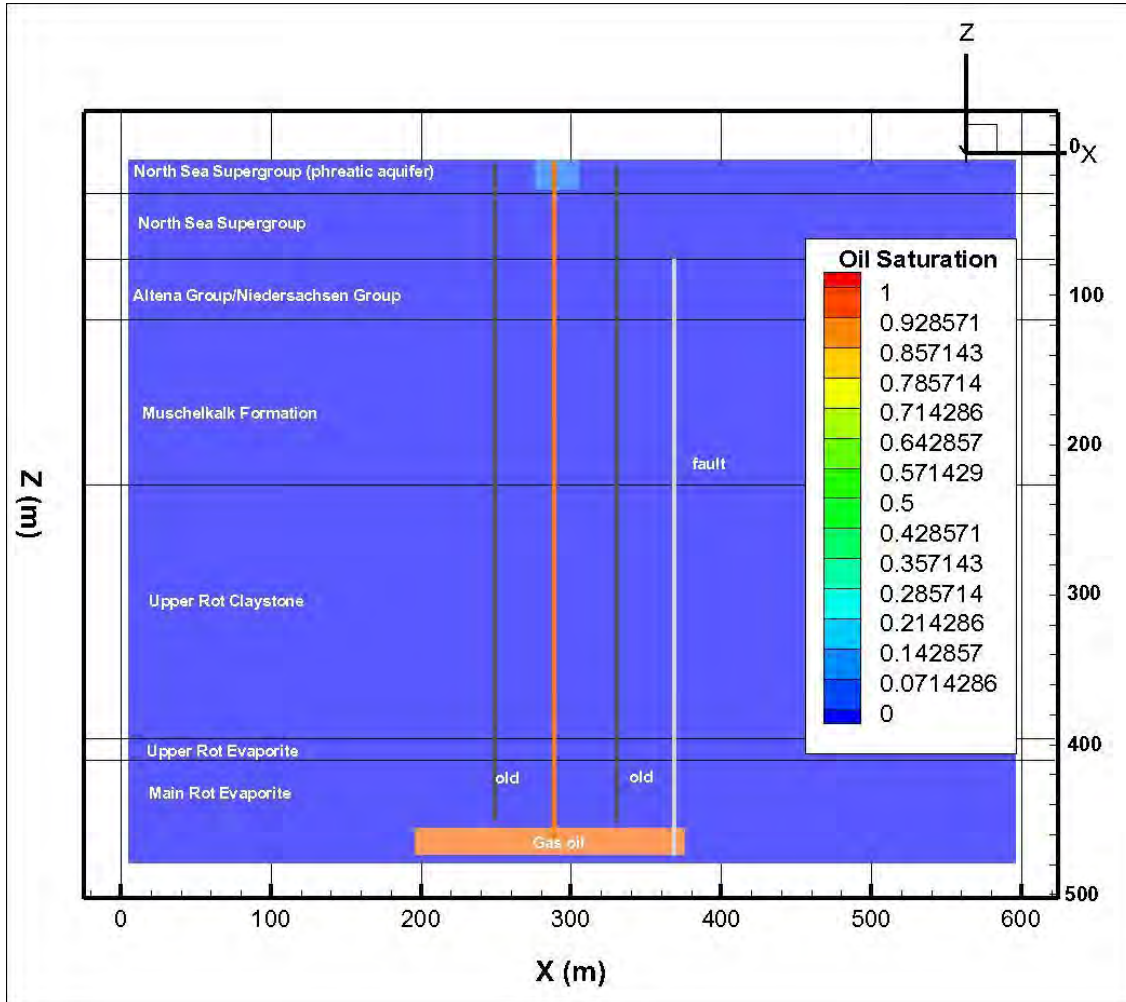
Cavern 472-473-474, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 3 months.



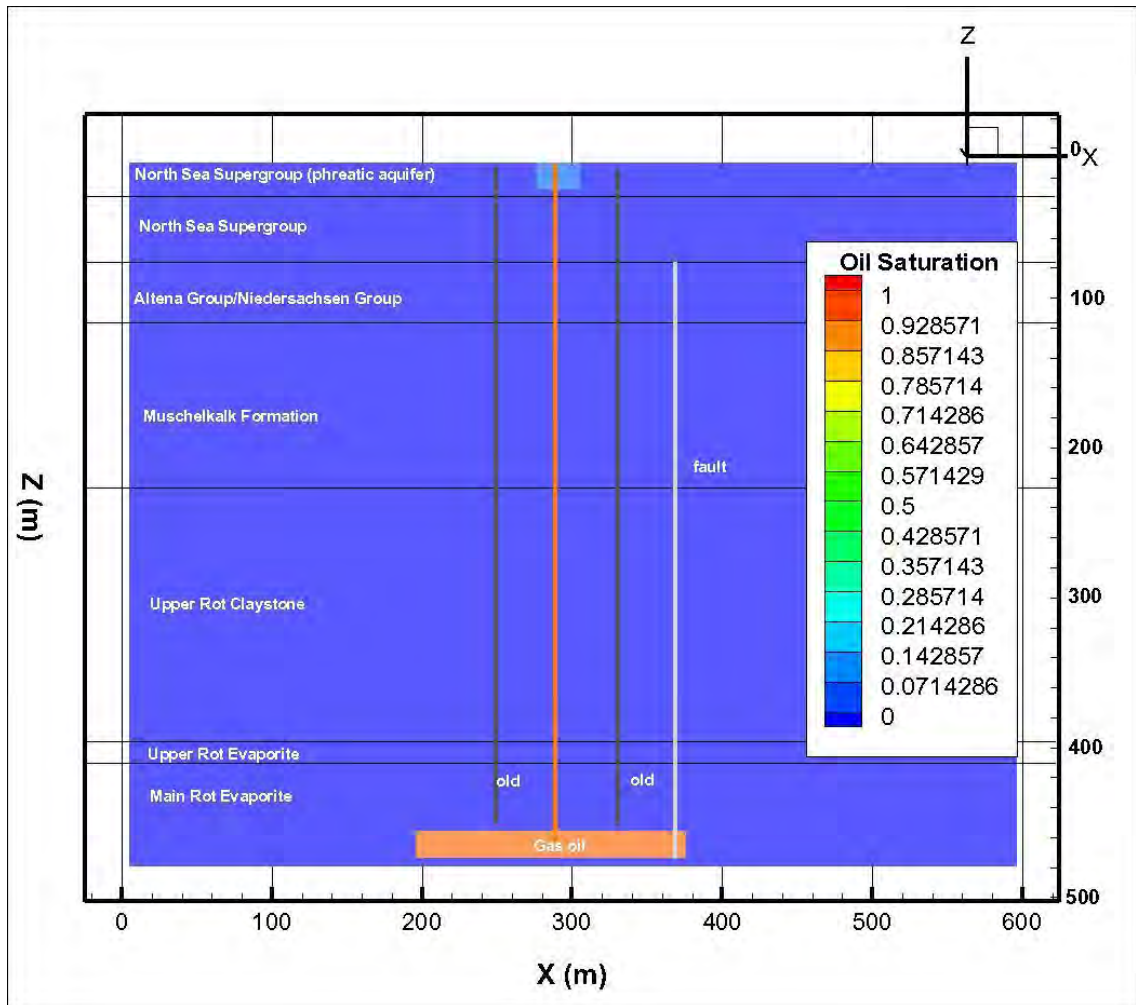
Cavern 469-471-472, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 1 year.



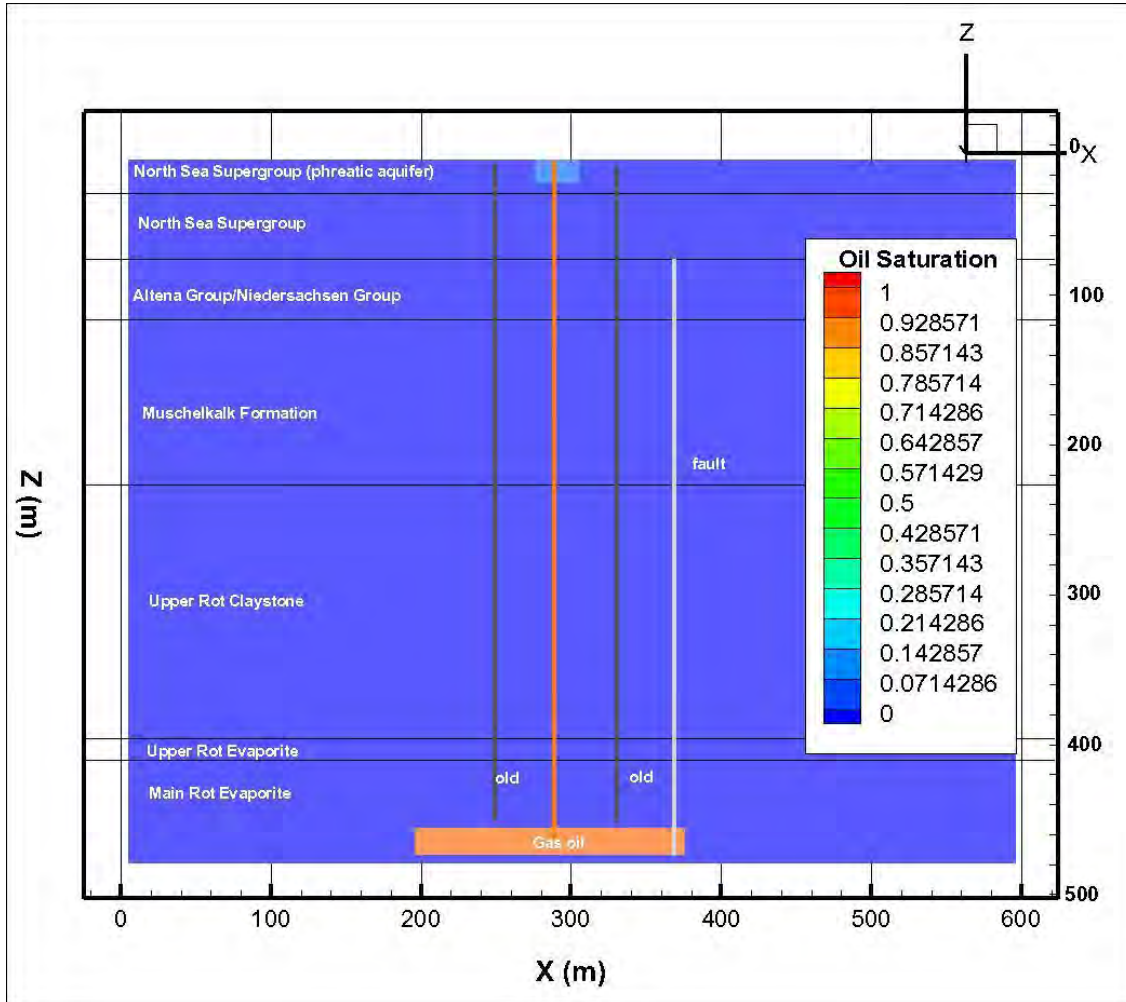
Cavern 469-471-472, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 5 years.



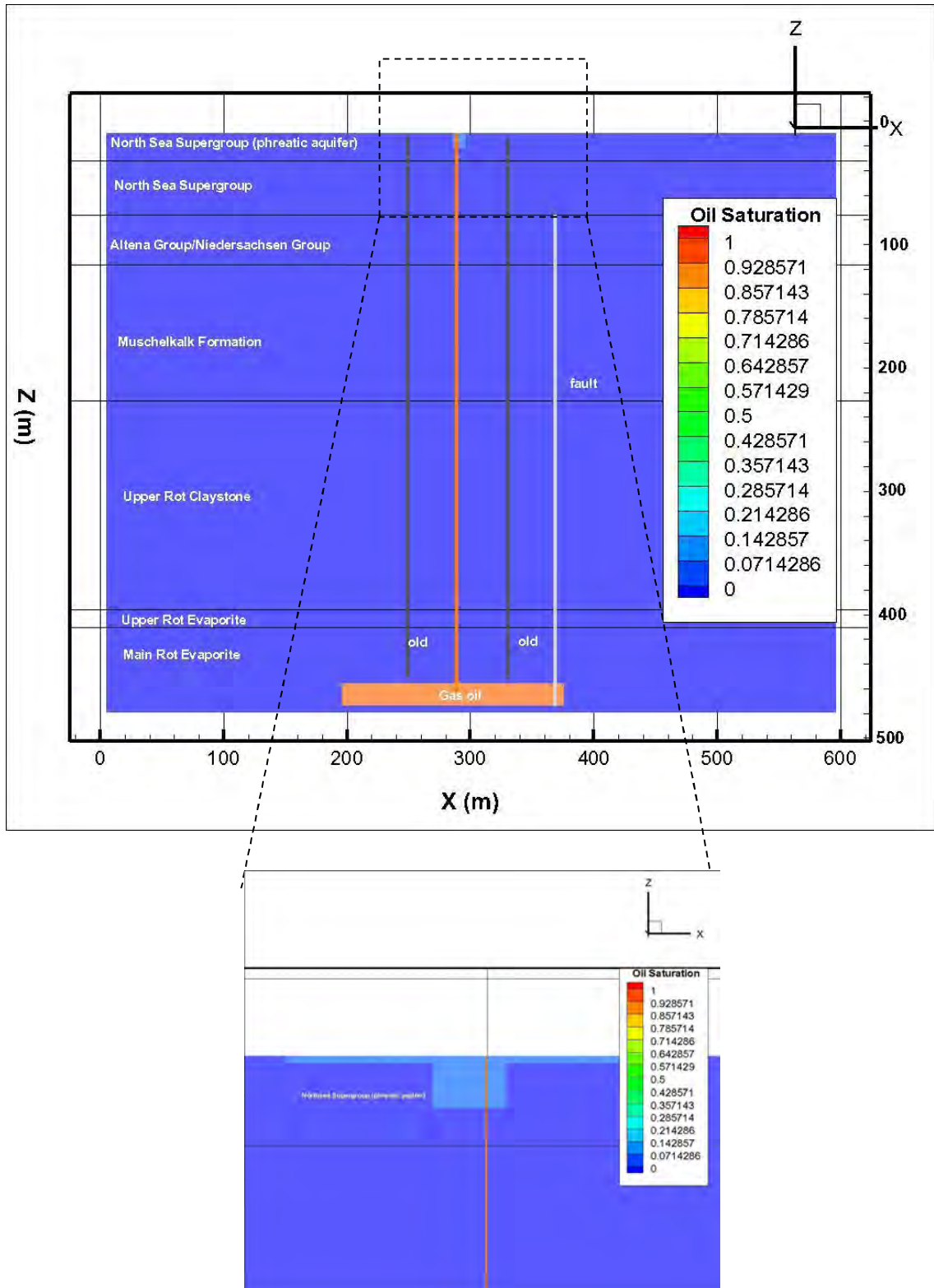
Cavern 472-473-474, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 30 years.



Cavern 472-473-474, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 60 years.



Cavern 472-473-474, Scenario 8: leakage from well above hydrogeological base. Effects of leakage after 150 years. Lower figure shows the form of the LNAPL in and on top of the phreatic groundwater level in detail.



Bijlage

26

B13 Opslagplan
Gesteentemechanische 2nd Opinion Duquesnoy WEP 2013

**Clovis project
'Second opinion'
Gesteentemechanische 3-D modellering
v.1.2**



AkzoNobel
Tomorrow's Answers Today

Vorbereiding: Well Engineering Partners B.V.,
Hoogeveen

Auteur: dr.ir. A.J.H.M. Duquesnoy

Versie: 1.2 (definitief)

Publicatiedatum: 4 januari 2013

Goedkeuring: T. Koopmans, AkzoNobel MTD



Inhoud

Managementsamenvatting.....	1
1 Inleiding	2
2 Gesteentemechanische analyses.....	3
2.1 IfG bevindingen	3
2.2 Analyse WEP.....	5
3 Conclusies en aanbevelingen.....	7
Referenties	9
Bijlage 1: Holruimtekaart opslagvergunning Twenthe-Rijn De Marssteden	10
Bijlage 2: Dwarsdoorsneden en bovenaanzichten opslagcavernes uit holruimtemetingen	11

Managementsamenvatting

In deze bureaustudie zijn alle gesteentemechanische aspecten aan bod gekomen, die van belang zijn voor een veilige en duurzame opslag van olie in zoutcavernes gelegen in de opslagvergunning Twenthe Rijn De Marssteden. Voor dit doel dient de lange-termijn stabiliteit en lekdichtheid van de opslagcavernes gewaarborgd te zijn. De lekdichtheid heeft een geologische en een puttechnische component. Alleen de geologische lekdichtheid is in deze studie onderzocht. Het betrouwbaar aantonen van de lekdichtheid van een boorput vormt een vakgebied op zich en valt buiten het bestek van deze 'second opinion'

In de gesteentemechanische beoordeling van IfG uit 2010 zijn vanuit een conservatieve benadering ('worst case') de cavernestabiliteit en caverne-integriteit semi-kwantitatief beoordeeld. Alle onderzochte kandidaat-opslagcavernes blijken op de korte en lange-termijn ruim aan de gesteentemechanische criteria voor stabiele zoutpijlers, een stabiel cavernedak en geologische lekdichtheid te voldoen. Ondanks alle positieve beschouwingen heeft IfG aanbevolen om aanvullend door middel van 3-D finite-elementen modellering rekentechnisch aan te tonen dat de caverneconfiguraties stabiel zijn.

Naar aanleiding van genoemde IfG aanbeveling heeft WEP aan de hand van de laatste stand van zaken in het caverneveld een eigen gesteentemechanische beoordeling gemaakt. De meest recente resultaten van holruimtemetingen en de toekomstige zoutproductie van AkzoNobel zijn daarin betrokken. Opnieuw zijn de stabiliteit van zoutpijlers en cavernedak, en de geologische lekdichtheid bestudeerd. Voor alle volledigheid zijn ook verkennende berekeningen uitgevoerd naar de sterkte en stabiliteit van de bodems van de opslagcavernes in een 'worst case' situatie. Geheel in lijn met de IfG bevindingen wordt nog steeds ruimschoots voldaan aan alle gesteentemechanische criteria voor cavernestabiliteit en integriteit.

Gezien alle eerdere positieve bevindingen van IfG, aangevuld met die van WEP, is het moeilijk voor te stellen, dat een bewerkelijke en complexe 3-D modellering tot wezenlijk andere resultaten zou leiden. De noodzaak en meerwaarde van een dergelijke modellering voor een veilige en duurzame olieopslag in de kandidaatcavernes is niet overtuigend aantoonbaar.

1 Inleiding

AkzoNobel is al enkele jaren bezig met het voorbereiden van olieopslag in zoutcavernes (ondergrondse holruimten) in de opslagvergunning Twenthe-Rijn De Marssteden, gelegen in de gemeente Enschede en in 2010 verleend door de minister van Economische Zaken (EZ). Momenteel stelt AkzoNobel een opslagplan op conform artikel 26, Mijnbouwbesluit.

In 2010 heeft AkzoNobel een gesteentemechanische beoordeling laten uitvoeren door IfG (refs.1, 2 en 3) naar de haalbaarheid van olieopslag in een zestal geselecteerde zoutcavernes in het gebied De Marssteden van de verleende opslagvergunning. De belangrijkste gesteentemechanische criteria voor de duurzame omzetting van een zoutcaverne naar een opslagcaverne voor dieselolie zijn de lange-termijn stabiliteit en de lektheid (integriteit) van de caverne. De beoordeling door IfG heeft een aantal geotechnische aanbevelingen opgeleverd.

Een van de aanbevelingen betreft het uitvoeren van een drie-dimensionale gesteentemechanische modellering om de stabiliteit van de opslagcavernes aan te tonen, waarbij zowel de huidige cavernesituatie als de verdere ontwikkeling van omliggende pekelproducerende cavernes worden bestudeerd onder de conservatieve opslagvoorwaarde dat de putmondruk van de olievoerende boring gelijk is aan nul (atmosferische druk).

AkzoNobel voert de zoutwinningsactiviteiten in het gebied van de opslagvergunning uit op basis van gesteentemechanische randvoorwaarden, die zijn vastgelegd in het winningsplan Twenthe-Rijn 2008-2025 (ref.4). In dat verband is het geometrische begrip 'caverne-omhullende' geïntroduceerd, waarbinnen men cavernes kan ontwikkelen met voldoende lange-termijn stabiliteit en integriteit. De omhullende heeft niet alleen betrekking op de afmetingen in het horizontale vlak, maar ook op de dikte van de zoutbodem en de maximale hoogte van de cavernes, die de dikte van het resterende zoutdak bepaalt.

Ondermeer naar aanleiding van overleg met Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) heeft AkzoNobel besloten twee van de zes door IfG onderzochte kandidaat-opslagcavernes verder buiten beschouwing te laten in verband met de mogelijke nabijheid van een kleine breukzone in de Röt zoutformatie (ref.5). De ligging van de overgebleven kandidaten is getoond in de holruimtekaart van bijlage 1. Het betreft de cavernes 367-368, 372-373-374, 469-470-471 en 472-473-474, waaruit de winning van steenzout inmiddels is gestaakt.

Gezien de specifieke afmetingen van de kandidaatcavernes en hun positionering ten opzichte van elkaar en van naburige cavernes vraagt AkzoNobel zich af, of een bewerkelijke 3-D modellering in dit stadium wel voldoende toegevoegde waarde heeft.

In opdracht van AkzoNobel heeft Well Engineering Partners een inventariserende bureaustudie uitgevoerd naar de reeds beschikbare gesteentemechanische inzichten en het eventuele nut van een aanvullende gesteentemechanische 3-D modellering.

2 Gesteentemechanische analyses

2.1 IfG bevindingen

Onderzoeksinstituut IfG heeft in zijn beoordeling (ref.1) zowel de lange-termijn stabiliteit als de integriteit (lektheid) van de kandidaat-opslagcavernes semi-kwantitatief onderzocht.

Cavernestabiliteit

IfG heeft de lange-termijn stabiliteit van de cavernes onderzocht aan de hand van de sterkte van de zoutpijlers tussen de cavernes en van het zoutdak boven de cavernes. Men heeft zich op essentiële punten voornamelijk gebaseerd op onderzoeksresultaten van de Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). In een reeks onderzoeken heeft BGR zowel 2-D als 3-D finite-elementen modellering uitgevoerd op representatieve cavernconfiguraties in het Hengelo veld (refs. 6, 7, 8). Daarbij heeft BGR gebruik gemaakt van de uit laboratoriumonderzoek aan boorkernmonsters verkregen gesteentemechanische eigenschappen van het Röt zout en de Röt kleisteen met anhydrietlagen, die aansluitend boven het zout gelegen is en van de Solling zanderige kleisteen, die direct aansluitend onder het Röt zout ligt (refs. 9, 10, 11). Soms ligt nog een dunne basisanhydrietlaag tot 1 m dikte tussen de Solling kleisteen en het Röt zout. In bijlage 2 is de diepteligging van de cavernes getoond in de vorm van overlangse dwarsdoorsneden verkregen uit holruimte metingen (sonars). De basisanhydrietlaag is aangeduid als A1. De maximale hoogte van de cavernes varieert tussen 15 – 25 m.

De olieopslag vindt normaalgesproken plaats onder halmotostatische condities, dat wil zeggen met pekeldruk in de caveerne (drukopbouw 0,12 bar/m). Men brengt in één boorput van de opslagcaveerne een pekelskolom aan tot aan maaiveld, terwijl een tweede boorput een oliekolom bevat (drukopbouw 0,08 bar/m). Aangezien de olieopslag tot een referentiediepte van maximaal 470 m beneden maaiveld plaatsvindt, zoals getoond in de caverneddoorsneden van bijlage 2, levert dit een putmondruk van circa 19 bar op. De middelste, derde boorput naar een caveerne wordt drukloos afgesloten. De bovengenoemde BGR modellering is representatief voor halmotostatische condities, zodat de resultaten ook rechtstreeks toepasbaar zijn op de normale olieopslagpraktijk. De minst gunstige uitzonderingssituatie ('worst case') in gesteentemechanisch opzicht doet zich voor indien de druk van de olievoerende putmond (voor langere tijd) terugvalt tot atmosferische druk, waardoor er in de caveerne een drukverlies van circa 19 bar optreedt en het omringende zout- en kleigesteente zwaarder wordt belast.

Sterkte zoutpijlers

IfG heeft voor de 'worst case' situatie, namelijk oliedruk in de cavernes, onderzocht hoe sterk de zoutpijlers tussen de betreffende cavernes worden belast. Daarbij heeft men de pijlgeometrie uit een holruimtekaart van medio 2010 als uitgangspunt genomen. De zoutwinning is echter in drie van de kandidaat-opslagcavernes na dat tijdstip voortgezet. De winning uit caveerne 372-373-374 is gestopt eind mei 2012, uit caveerne 469-470-471 in november 2011 en uit caveerne 472-473-474 in augustus 2011. De holruimtekaart van bijlage 1 toont de recente situatie in oktober 2012. Hoewel de meeste cavernes breder zijn geworden liggen ze alle nog binnen de toegestane 'omhullende', zodat de zoutpijlers niet veel meer worden belast dan in 2010.

Bij bestudering van de breedte van de zoutpijlers rondom de kandidaat-opslagcavernes valt op dat de caveerne 367-368 de minst brede pijlers heeft met twee naburige cavernes, namelijk 61 m en 70 m. Het dakoppervlak van deze opslagcaveerne bedraagt ongeveer 14.000 m² en het effectieve pijleroppervlak om het gewicht van de bovenliggende gesteentelagen te dragen is minimaal 30.000 m², namelijk ongeveer een rechthoek van 200x215 m² minus het dakoppervlak. De oorspronkelijke

lithostatische druk op een diepte van 470 m bedraagt ongeveer 100 bar (0,215 bar/m), maar door aanwezigheid van de cavernes 367-368 worden de pijlers volgens een berekening van IfG met 130 bar belast. In de cavernes staat minstens een oliedrukkolom van 470 m, ofwel er heerst een druk van minimaal 38 bar. Het drukverschil over de cavernewand bedraagt dus hoogstens 92 bar. De triaxiale sterkte van het zout op die diepte bedraagt volgens BGR onderzoek aan zoutmonsters (ref.9) minstens 300 bar, zodat de maximale benutting van de zoutsterkte 30% bedraagt. Bij de andere drie kandidaatcavernes ligt de benutting zeker lager dan 30%. Daarmee is naar het oordeel van IfG de lange-termijn stabiliteit van de pijlers rond de opslagcavernes zelfs gegarandeerd in het uitzonderlijke geval van een langdurige 'worst case'.

Cavernedakstabiliteit

Het cavernedak wordt door IfG beschouwd als een alzijdig ingeklemde ronde plaat, die belast wordt door de bovenliggende gesteenten, inclusief het gewicht van het zoutdak zelf, en die ontlast wordt door de vloeistofdruk in de cavernes. De dakstabiliteit is onderzocht door de buigspanningen in het midden van de dakplaat te berekenen op een diepte van 450 m en met in de cavernes een oliedruk van 36 bar ('worst case'). Voor de bepaling van de evenwichtsvoorwaarde heeft men een Mohr-Coulomb model toegepast. In de figuren van bijlage 2 is te zien hoe in de onderzochte cavernes het dragende cavernedak is opgebouwd. Het bestaat uit Röt zoutlagen (A2, B2, C2, D2) met tussenliggende steenbanken van kleisteen met anhydrietinsluitingen (B1, C1, D1) en aansluitend erboven een Röt kleisteenlaag (E) met in de onderste 10 à 12 m een anhydrietbank volgens loggegevens van de boorputten. Men heeft de Mohr-Coulomb parameters van de samenstellende gesteenten bepaald uit gesteentesterktes, die BGR met metingen aan kernmonsters al eerder heeft vastgesteld in termen van Drucker-Prager evenwichtsrelaties (ref.11). In een zeer conservatieve benadering heeft IfG voor het dragende dak alleen de sterkte van de Röt kleisteen beschouwd en bovendien in de berekening alleen de reststerkte na een breuk toegepast. De berekening heeft opgeleverd dat bij een verhouding van 0,37 tussen de dikte van het dragende Röt dak en de cavernedoorsnede het dak voldoende lange-termijn draagkracht heeft en stabiel is. Vervolgens heeft IfG op basis van de cavernestatus van medio 2010 geconcludeerd dat alle kandidaatcavernes ruim aan het stabiliteitscriterium voldoen.

Caverne-integriteit

De integriteit van een opslagcaverne heeft betrekking op de lekdichtheid van de cavernes en de boorputten voor de opgeslagen vloeistof. Hierbij maakt IfG onderscheid tussen de geologische lekdichtheid van de zoutcaverne en de technische lekdichtheid van de boorputten en putmond. In deze 'second opinion' wordt alleen de geologische lekdichtheidsanalyse van IfG behandeld.

Het is uit jarenlange praktijkervaring met opslag van vloeistoffen in zoutcavernes bekend dat steenzout zelfs bij een wand- en dakdikte van slechts enkele meters al lekdicht kan zijn, indien de vloeistofdruk lager is dan de gesteentedruk ter plaatse. Metingen van IfG aan boorkernen (Stassfurt en Werra homogeen steenzout) hebben een intrinsieke permeabiliteit van $K < 10^{-20} \text{ m}^2$ en een porositeit $< 0,5\%$ te zien gegeven. Met behulp van de stromingsformule van Darcy voor een permeabel medium heeft IfG berekend hoeveel olie lekkage kan optreden, en over welke periode, in het geval van opslag in de Hengelo cavernes. Men heeft een hoogste referentiediepte voor de olie/pekelovergang van 425 m genomen en voor de maximale cavernedruk een gradient van 0,15 bar/m, wat neerkomt op circa 70% van de heersende lithostatische druk. Dit percentage is lager dan gebruikelijk voor cavernes in zoutdome, omdat de Hengelo cavernes een relatief groot plat dak hebben tot maximaal 20.000 m^2 . Bij een oliegradient van 0,081 bar/m betekent dit een maximaal toelaatbare olievoerende putmondruk van 29 bar. Verder heeft men aangenomen dat het cavernedak in totaal minstens een 30 m dikke afsluitende steenzoutlaag (B2+C2+D2) bevat met de bovengenoemde waarden voor de permeabiliteit en de porositeit. Verder heeft men verondersteld dat de Röt anhydrietbank (in laag E) doorlatend en poreus is zonder vloeistofdruk in de poriën.

De berekening geeft aan dat er een olie lekkage van minder dan 1 liter per dag naar laag E optreedt, nadat eerst de hele onderliggende steenzoutlaag volledig doordrenkt is geraakt met olie. Gebaseerd op de zeer geringe permeabiliteit van het steenzout en vanwege de dikte van minimaal 30 m duurt het minstens 1000 jaar, voordat de olie gaat weglekken in de anhydrietbank.

IfG komt tot de conclusie dat de cavernes in geologisch opzicht lekdicht zijn, zolang de gesteentemechanische pijlerstabiliteit en dakstabiliteit zijn gewaarborgd en de vloeistofdruk beperkt blijft tot maximaal 70% van de lithostatische druk. In de praktijk is een caveerne pas geschikt voor olieopslag indien ook de technische lekdichtheid voldoende is aangetoond.

IfG aanbeveling tot 3-D modellering

Ondanks alle positieve analysesresultaten ten aanzien van de gesteentemechanische stabiliteit van de kandidaat-opslagcavernes komt IfG toch tot de aanbeveling dat er een 3-D (finite-elementen) modellering nodig is om de lange-termijn stabiliteit aan te tonen, waarin ook de toekomstige verdere ontwikkeling van naburige pekelproducerende cavernes wordt betrokken.

2.2 Analyse WEP

WEP heeft door middel van een bureaustudie en met gebruikmaking van de meest recente gegevens over de status van de kandidaatcavernes en de verdere zoutproductieplanning van AkzoNobel, onderzocht of met voldoende zekerheid de stabiliteit en integriteit van de kandidaat-opslagcavernes beoordeeld kan worden op basis van de nu beschikbare geometrische en gesteentemechanische gegevens over deze cavernes en de omringende gesteenten.

Zoutpijlerstabiliteit

In aanvulling op de IfG sterkteanalyse zijn de BGR onderzoeksresultaten van belang. BGR heeft voor cavernes in parallelle rijen ondermeer berekend dat bij cavernes met een doorsnede van 120 m en een hoogte van 25 m de zoutpijler met naburige cavernes bij een benutting van 30% van de zoutsterkte 60 m moet bedragen (ref.7). Aan deze minimum breedte voldoen alle pijlers van de kandidaatcavernes. Daarnaast heeft BGR voor de situatie van parallelle rijen van cavernes op voldoende afstand van elkaar aangetoond, dat bij cavernes in dezelfde rij een tussenpijler van meer dan 20 m voldoende is om een tijdelijk pekeldrukverschil van 20 bar tussen naburige cavernes op te vangen (ref.8). Onder enig voorbehoud kan men stellen, dat caveerne 367-368 in een (parallelle) rij van cavernes ligt, namelijk met de cavernes 278-279-280 en 369-370-371, omdat de afstand tot de andere buurcavernes zeer groot is (>130 m). In dat opzicht is de pijler van 61 m breedte tussen de cavernes 367-368 en 369-370-371 ruim voldoende voor lange-termijn stabiliteit in de 'worst case'.

Dakstabiliteit

In verband met gewijzigde afmetingen van de kandidaat-opslagcavernes sinds de rapportage van IfG heeft WEP voor de 'second opinion' een nieuwe berekening gemaakt van de verhouding tussen caverneddoorsnede en de Röt dakdikte. De cavernes hebben een ellipsvormig dak, zodat in navolging van IfG de spanwijdte (korte as) wordt genomen ter bepaling van de verhouding. Hierbij worden de waarden voor de spanwijdte S en dakdikte D ontleend aan de gegevens uit de bijlagen 1 en 2. Als onderkant van het dak is de gemiddelde diepte van het zoutdak van de caveerne genomen. Als bovenkant van het dragende dak is van de Röt kleisteenlaag E nog 11 m anhydrietbank als dragend element meegenomen. In de volgende tabel zijn de nieuwe resultaten (status oktober 2012) samengevat. Het blijkt dat het dragende dak van caveerne 367-368 het minste overschot heeft met het oog op het stabiliteitscriterium van 0,37.

Opslagcaverne	Spanwijdte (m)	Dakdikte (m)	Verhouding D/S
367-368	121	47	0,39
372-373-374	115	62	0,54
469-470-471	112	53	0,47
472-473-474	101	49	0,48

Het Röt cavernedak bestaat grotendeels uit steenzout (B2, C2). IfG heeft ook de Mohr-Coulomb parameters voor het Röt steenzout bepaald. Als men die toepast (berekening WEP) komt men tot een veel gunstiger criterium van 0,26 voor de minimaal gewenste dragende dakdikte voor de lange-termijn stabiliteit bij een bepaalde cavernedoorsnede.

Tenslotte vragen de uitwassingen in het cavernedak rond boring 367 (kleine koepel van circa 5 m hoogte) en in het dak rond boring 470 (koepel eveneens circa 5 m hoog) om extra aandacht. AkzoNobel is voornemens om voor het begin van de olieopslag nog circa 22.000 m³ extra zout uit caverne 367-368 te winnen om het dak vlakker te krijgen. Het dakoppervlak is ongeveer 14.000 m², zodat met die zoutproductie het dak maximaal 2 m hoger komt te liggen en de D/S verhouding 0,37 wordt. Uit caverne 469-470-471 wil men met hetzelfde doel nog eens 100.000 m³ zout uitloggen. Het dakoppervlak is momenteel ongeveer 16.500 m² groot, maar zal bij een dergelijke, grote productie zeker met 20% kunnen toenemen tot 20.000 m² met een spanwijdte van 120 m. Het dak komt ongeveer 5 m hoger te liggen en de D/S verhouding neemt af tot 0,40. De beoogde nalogingen zijn dus mogelijk zonder de dakstabiliteit wezenlijk te verminderen.

Geologische lekdichtheid cavernes

Aan de geologische lekdichtheidsanalyse van IfG valt niet veel toe te voegen. Een punt van aandacht zijn de gekozen permeabiliteit en porositeit voor het Rötzout. Het Rötzout vormt een geologisch jongere en minder diep gelegen zoutformatie dan de Werra en Stassfurt zouten. In de literatuur (refs. 12, 13, 14) zijn voor met de Rötformatie vergelijkbare zoutafzettingen, die ook anhydriet en kleisteenlagen bevatten, de volgende eigenschappen gerapporteerd:

$$6 \cdot 10^{-20} \text{ m}^2 < K < 2 \cdot 10^{-19} \text{ m}^2 \text{ en } 0,2\% < \phi < 1\%.$$

De door IfG toegepaste waarden zijn dus representatief te noemen.

Sterkte en stabiliteit van de cavernebodems

BGR heeft zowel 2-D als 3-D finite-elementen modellering uitgevoerd op representatieve caverneconfiguraties in het Hengelo veld (refs. 6, 7, 8). Hierbij heeft men altijd een zoutbodem van minimaal 5 m dikte en in enkele gevallen van 10 m dikte in het model aangebracht. Echter, in de kandidaat-opslagcavernes ontbreekt een dergelijke zoutbodem, uitgezonderd caverne 472-473-474. Uit de figuren van bijlage 2 blijkt dat de bodem van de andere cavernes hooguit enkele meters zout bevat. Ook hebben twee cavernes een laag basisanhydriet (A1) van ongeveer 1 m dikte. De bodem is hier en daar dikker vanwege de stapeling van niet-oplosbare bestanddelen in het Rötzout (de 'sump'). Onder de Rötformatie bevindt zich de Solling kleisteen. Hierna wordt globaal onderzocht in hoeverre de Solling kleisteen voldoende stabiel is in de 'worst case' van een (tijdelijk) drukloze olievoerende putmond. Dit incident kan zich bijvoorbeeld voordoen als een olietankwagen onverhoopt de boorkelder inrijdt. Ook als er een olie lekkage langs het boorgat zou optreden, kan het noodzakelijk zijn de druk van de caverne af te halen in verband met metingen en een eventuele putreparatie.

BGR heeft gesteentemechanisch onderzoek verricht aan Solling boorkernmonsters uit de Hengelo boring 480 (ref. 10). De boorkern is ongeveer 9 m lang en is door BGR omschreven als kleisteen,

slikachtig, fijnzandig (eerste 2m), daarna sliksteen/fijnzandsteen. De sterkte (na breuk) van de onderzochte kleisteenmonsters is uitgedrukt in Drucker-Prager evenwichtsrelaties. De vochtigheidsgraad varieerde van 7 -16%, hetgeen duidt op een niet te verwaarlozen porositeit. Als de poriëndruk halmostatisch is, zijn onder normale opslagcondities de vloeistoffen in de caveerne en in de Solling kleisteen in evenwicht. Zodra de cavernedruk met 18 bar daalt ('worst case') is dat niet meer het geval. Het hangt dan van de afdichtende eigenschappen van de sump en de dunne resterende zout/anhydrietlaag en van de permeabiliteit van de Solling kleisteen af, of eventueel wat porievloeistof weglekt naar de caveerne. Op zich is dat geen probleem, omdat onder de olie toch al een pekellaag van minimaal enige meters aanwezig blijft. Een merkbare compactie van de kleisteen bij dit eventuele, relatief geringe drukverlies in de poriën is niet te verwachten.

Bij een oliekolom van 0,8 bar/10m tot een diepte van maximaal 470 m en een formatiedruk van 2,2 bar/10m + 30% vanwege de verhoogde pijlerbelasting (tributary load area) staat er onderin de caveerne een horizontaal en vertikaal drukverschil ($K_o=1$ voor zout) van $(2,2*47)*1,3 - (0,8*47) = 134,4 - 37,6 = 96,8$ bar over de onderkant zoutwand.

Aan de rand van de caveerne drukt de extra belaste zoutpijler zwaarder op de Solling kleisteen. Uitgaande van een aanvankelijk anisotrope spanningstoestand van de Solling kleisteen en een Poisson ratio van 0,33 ($K_o = 0,5$) bedraagt de totaalspanning (1^e Invariant) aan de top van de kleisteen precies aan de rand van de cavernebodem $(-134,4 + 2,2*47-37,6) - 2*(2,2*47)*0,5 = -172$ bar (= drukspanning). Volgens bovengenoemd BGR onderzoek bedraagt de breuksterkte (wortel 2^e Invariant) dan ongeveer 58,8 bar en de reststerkte 35,9 bar (Drucker-Prager, F4, voor $I_{\sigma} = -17,2$ MPa). De verschilspanning tussen minimum en maximum hoofdspinning mag dan maximaal $58,8*\sqrt{3} = 101,8$ bar bedragen. Op de overgang van zoutpijler naar Solling kleisteen bedraagt de verschilspanning tussen vertikaal en horizontaal maximaal $134,4 - 0,5*(2,2*47) = 82,7$ bar, wat voldoende laag is voor een stabiele Solling kleisteen.

In het centrum van de cavernebodem is de belasting van de kleisteen anders, omdat hier geen extra pijlerdruk aanwezig is. Er staat dan een totaalspanning van ongeveer $(103,4-37,6) - 2*51,7 = 65,8 - 103,4 = -37,6$ bar (=drukspanning) op de kleisteen en een verschilspanning tussen vertikaal en horizontaal van maximaal $65,8 - 51,7 = 14,1$ bar. Volgens BGR (Drucker-Prager F4, voor $I_{\sigma} = -3,76$ MPa) is de breuksterkte (wortel 2^e Invariant) dan ongeveer 38,6 bar en de reststerkte 18 bar, ofwel respectievelijk 67 bar en 31 bar in termen van verschilspanningen. De maximum verschilspanning in de top van de kleisteen bedraagt 14,1 bar, hetgeen dus ook op dit punt een stabiele kleisteen impliceert. Er bestaat geen risico op een omhoogkomende cavernebodem.

Bovenstaande berekeningen zijn overigens zeer conservatief, omdat er geen rekening gehouden is met iets hogere neerwaartse bodemdrukken als gevolg van de aanwezigheid van anhydriet, een dunne restantlaag steenzout, de sump van onoplosbare bestanddelen en een laag verzadigde pekelaag van minimaal enige meters onder de opgeslagen olie.

3 Conclusies en aanbevelingen

In de gesteentemechanische beoordeling van IfG uit 2010 zijn vanuit een conservatieve benadering ('worst case') de cavernestabiliteit en caveerne-integriteit semi-kwantitatief beoordeeld. Alle onderzochte kandidaat-opslagcavernes blijken op de korte en lange-termijn ruim aan de gesteentemechanische criteria voor stabiele zoutpijlars, een stabiel cavernedak en geologische lektheid te voldoen. Ondanks alle positieve beschouwingen heeft IfG aanbevolen om aanvullend door middel van 3-D finite-elementen modellering rekentechnisch aan te tonen dat de cavernconfiguraties stabiel zijn.

Naar aanleiding van genoemde IfG aanbeveling heeft WEP aan de hand van de laatste stand van zaken in het cavernveld een eigen gesteentemechanische beoordeling gemaakt. De meest recente resultaten van holruimtemetingen en de toekomstige zoutproductie van AkzoNobel zijn daarin betrokken. Opnieuw zijn de stabiliteit van zoutpijlers en cavernedak, en de geologische lektheid bestudeerd. Voor alle volledigheid zijn ook verkennende berekeningen uitgevoerd naar de sterkte en stabiliteit van de bodems van de opslagcavernes in een 'worst case' situatie. Geheel in lijn met de IfG bevindingen wordt nog steeds ruimschoots voldaan aan alle gesteentemechanische criteria voor cavernestabiliteit en integriteit.

De lektheid van een caveerne heeft een geologische en een puttechnische component. Alleen de geologische lektheid is in deze studie nader onderzocht en in orde bevonden. Echter, de technische lektheid van de cavernes is uiteindelijk beslissend voor het welslagen van het opslagproject. Het betrouwbaar aantonen van de lektheid van een boorput vormt een vakgebied op zich (refs 12, 13). IfG heeft in de gesteentemechanische beoordeling van 2010 een aantal aanbevelingen gedaan hoe de boorputten op lektheid te testen en maatregelen voorgesteld om ze geschikt te maken voor olieopslag. Het beoordelen van die aanbevelingen en maatregelen valt echter buiten het bestek van deze 'second opinion'.

Eindconclusie van deze 'second opinion'

Gezien alle eerdere positieve gesteentemechanische bevindingen van IfG, aangevuld met die van WEP, is het moeilijk voor te stellen, dat een bewerkelijke en complexe 3-D modellering tot wezenlijk andere resultaten zou leiden. De noodzaak en meerwaarde van een dergelijke modellering voor een veilige en duurzame olieopslag in de kandidaatcavernes is niet overtuigend aantoonbaar.

Aanbevelingen

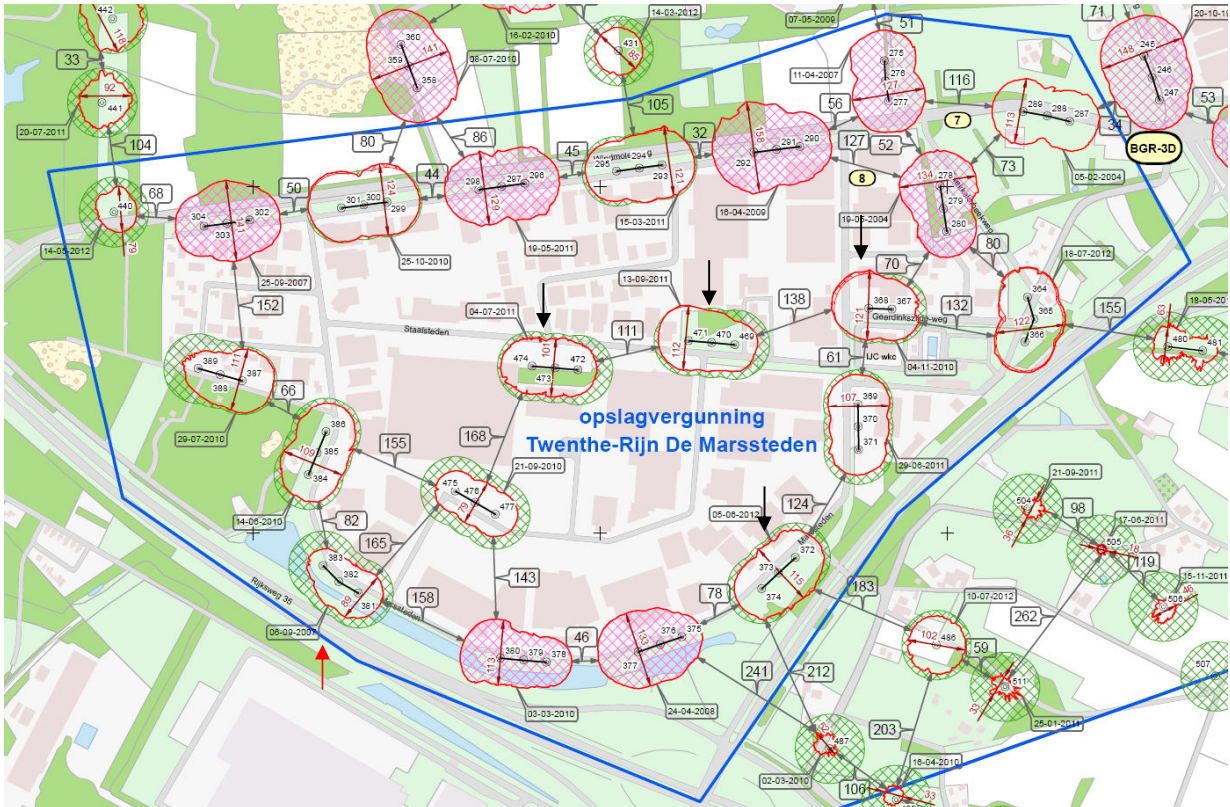
De kandidaat-opslagcavernes worden deels omringd door cavernes, waaruit nog zout gewonnen wordt. Het is belangrijk, dat de ontwikkeling van die cavernes regelmatig wordt gecontroleerd. Uitgangspunt dient te zijn, dat ze binnen de toegelaten 'omhullende' blijven.

Het gebied van de opslagvergunning bevat nog een aantal cavernes, die tot nu toe slechts een beperkte hoogte hebben ontwikkeld. Deze cavernes zouden met het oog op mogelijk toekomstige uitbreiding van de opslagcapaciteit extra gecontroleerd kunnen worden op een vlakke dakontwikkeling en men zou de cavernehoogte tot minder dan 20 m kunnen beperken om met het oog op toekomstige olieopslag ruim voldoende dakstabiliteit te kunnen garanderen.

Referenties

1. Gebirgsmechanische Bewertung zur Möglichkeit einer Umwidmung von stillgelegten NaCl-Soleproduktionskavernen des Solfeldes Hengelo für die Untergrundspeicherung von Dieselkraftstoff, IfG Institut für Gebirgsmechanik GmbH, Leipzig, 22 Oktober 2010.
2. Executive Summary. Rock mechanical appraisal concerning the feasibility of converting abandoned NaCl-brine production caverns within the Hengelo cavern field into underground caverns for diesel oil storage, IfG GmbH, Leipzig, 5 May 2012.
3. Memorandum. Report: Rock mechanical appraisal concerning the feasibility of converting abandoned NaCl-brine production caverns within the Hengelo cavern field into underground caverns for diesel oil storage, IfG GmbH, Leipzig, 11 November 2011.
4. Winningsplan Twenthe-Rijn 2008-2025 (boorterrein Hengelo), AkzoNobel, 8 augustus 2008.
5. Actualisering van de bestaande geologische kaarten van de concessie Adolf van Nassau en van de concessies Twenthe-Rijn, Buurse en Uitbreiding Twenthe-Rijn, TNO rapport, NITG 02-194-C, 18 december 2002.
6. Geomechanische Modellberechnungen zu Geländeoberflächensenkungen im Kavernenfeld Hengelo, Abschlussbericht BGR, Hannover, November 2003.
7. Ermittlung der zulässigen Beanspruchung von Pfeilern im Kavernenfeld Hengelo, Abschlussbericht BGR, Hannover, März 2004.
8. Geomechanische Berechnungen zur Standfestigkeit und Integrität von Inline-Pfeilern in parallelen Kavernenreihen, Abschlussbericht BGR, Hannover, November 2004.
9. Bohrung 480, Arbeitspaket 2: Durchführung von Versuchen an Steinsalzproben aus dem Röt, Abschlussbericht BGR, Hannover, Dezember 2004.
10. Bohrung 480, Arbeitspaket 3: Durchführung von Versuchen an Proben aus dem Grund- und Deckgebirge, Abschlussbericht BGR, Hannover, Dezember 2004.
11. Bewertung früherer Standsicherheitsuntersuchungen unter Einbeziehung aktueller Laborversuche an Kernmaterial der Bohrung 480, Abschlussbericht BGR, Hannover, Juni 2007.
12. Improvements in mechanical integrity tests for solution-mined caverns used for mineral production or liquid-product storage, L. Van Sambeek et al., SMRI Research Project Report 2005-1, May 2005.
13. Tightness tests in salt-cavern wells, P. Bérest et al, SMRI Spring 2002 Meeting, Banff, Alberta, Canada.
14. An in situ creep test in advance of abandoning a salt cavern, B. Brouard et al., SMRI Fall 2004 Conference, Berlin, Germany.

Bijlage 1: Holruimtekaart opslagvergunning Twenthe-Rijn De Marssteden



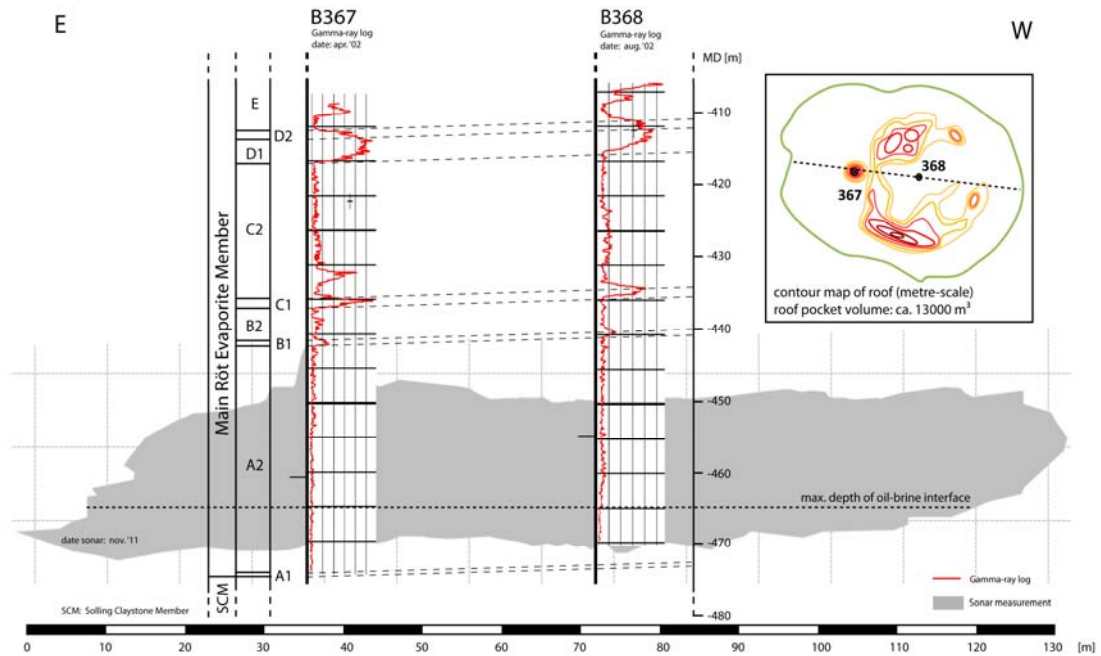
De holruimtekaart toont de ondergrondse situatie per oktober 2012. De rode contouren tonen de maximale afmetingen van een caveerne in het horizontale vlak op de aangegeven meetdatum. De groen gearceerde vlakken geven de toegestane 'caverne omhullende' uit het winningsplan Twenthe-Rijn 2008-2025 aan (ref.4). De rood gearceerde vlakken tonen de afmetingen van de definitief uit bedrijf genomen zoutcavernes. De rode pijlen in de cavernes geven de grootste diameter (in m) loodrecht op de lange caverneas aan (de spanwijdte). De zwarte pijlen geven de kortste afstand (in m) tussen de maximum contour van belendende cavernes aan.

De volgende vier, voorlopig ook uit bedrijf genomen zoutcavernes zijn kandidaten voor ondergrondse olieopslag (zie zwarte pijlen):

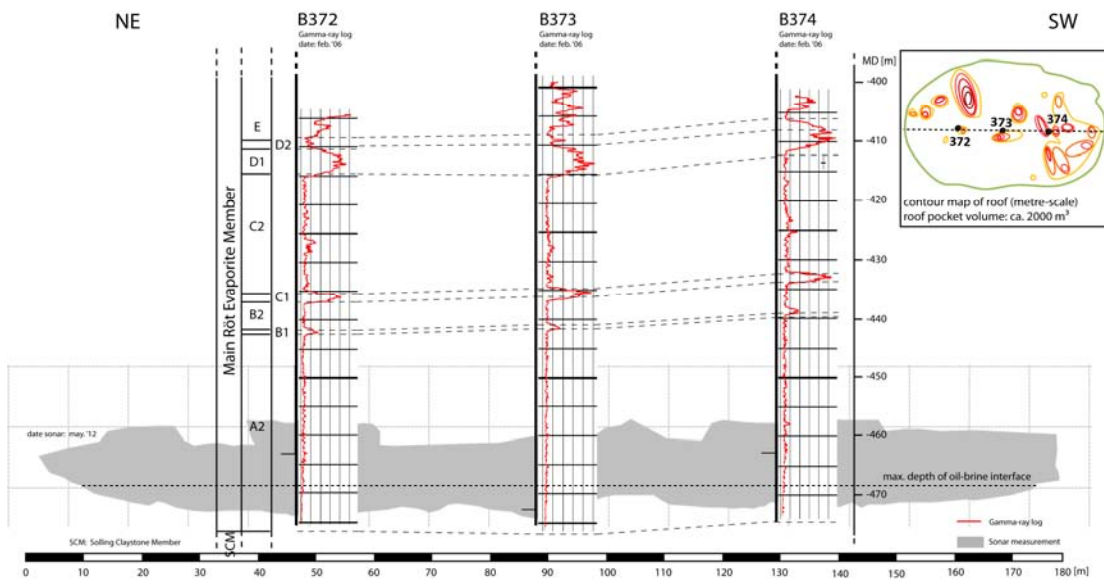
- caverne 367-368,
- caverne 372-373-374,
- caverne 469-470-471,
- caverne 472-473-474.

In het MER en de Wabo-aanvraag is ook caverne 381-382-383 vermeld. Deze caverne is echter nog niet opgenomen in het opslagplan, dat AkzoNobel momenteel voorbereidt, en valt daarom buiten deze 'second opinion'. De caverne is aangeduid met een rode pijl.

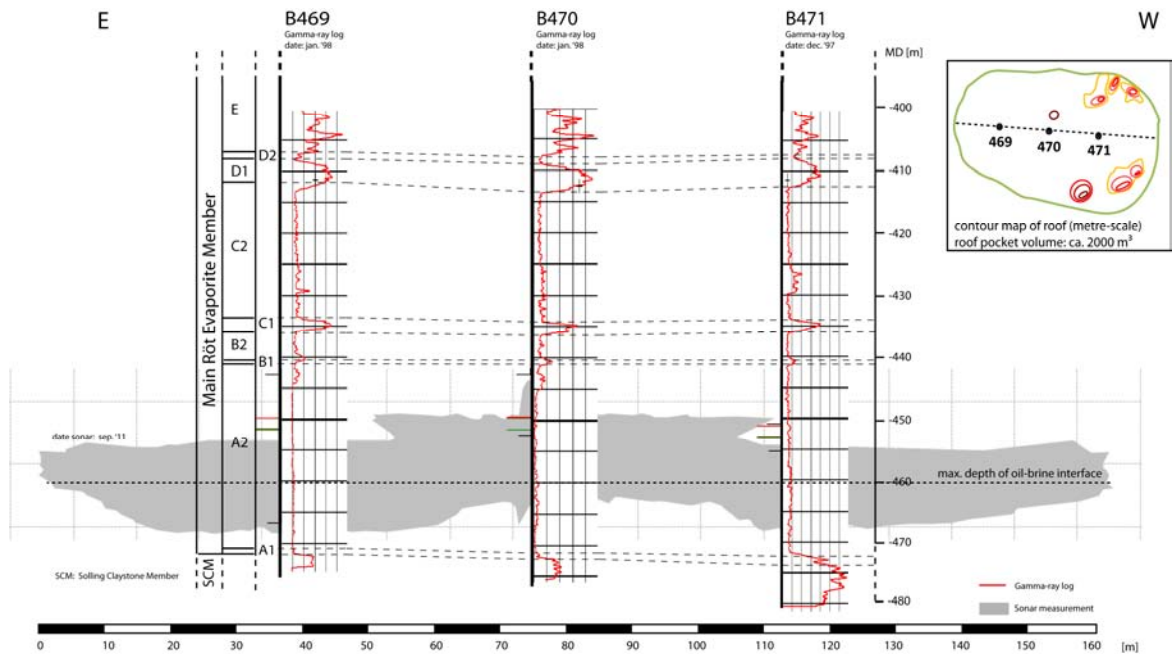
Bijlage 2: Dwarsdoorsneden en bovenaanzichten opslagcavernes uit holruimtemetingen



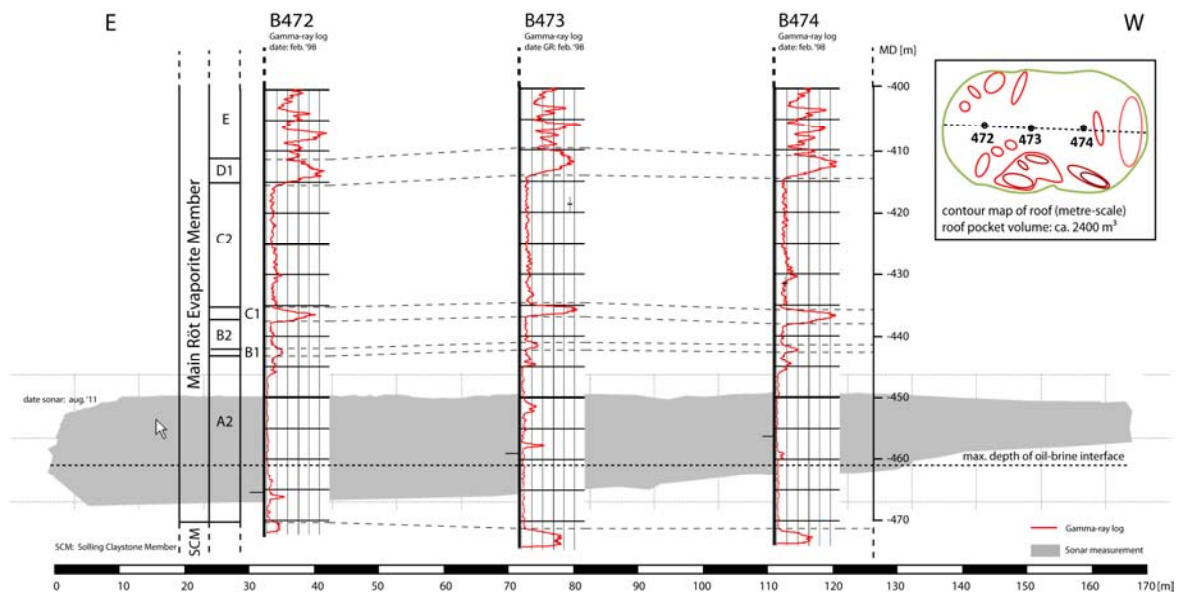
Figuur 1: Caverne 367-368. Einddatum uitloggen: 2 november 2010. Sonar november 2011.



Figuur 2: Caverne 372-373-374. Einddatum uitloggen 29 mei 2012. Sonar mei 2012.



Figur 3: Caverne 469-470-471. Einddatum uitloggen 14 november 2011. Sonar september 2011.



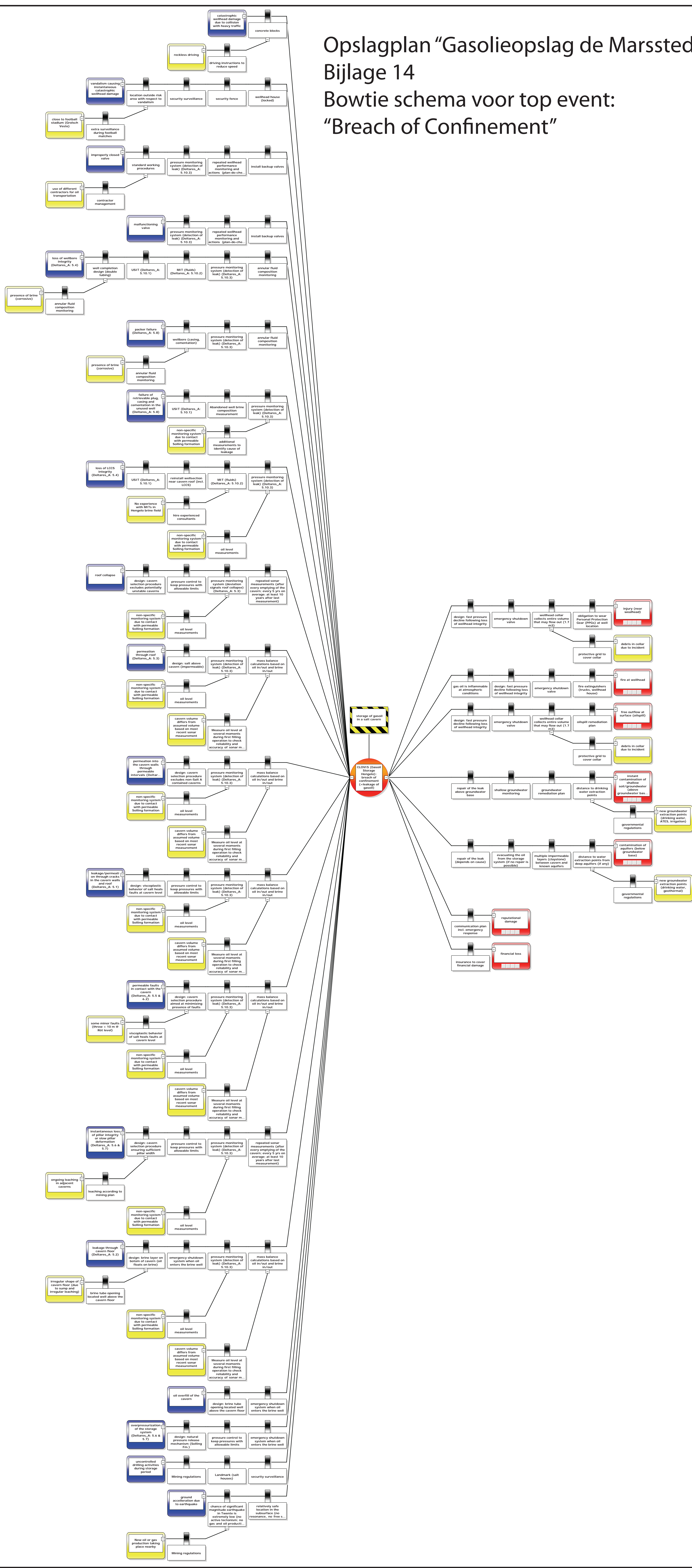
Figur 4: Caverne 472-473-474. Einddatum uitloggen 12 augustus 2011. Sonar augustus 2011.

Bijlage

27

**B14a Opslagplan
Bowtie Breach of Confinement A0formaat**

Opslagplan "Gasolieopslag de Marssteden"
Bijlage 14
Bowtie schema voor top event:
"Breach of Confinement"

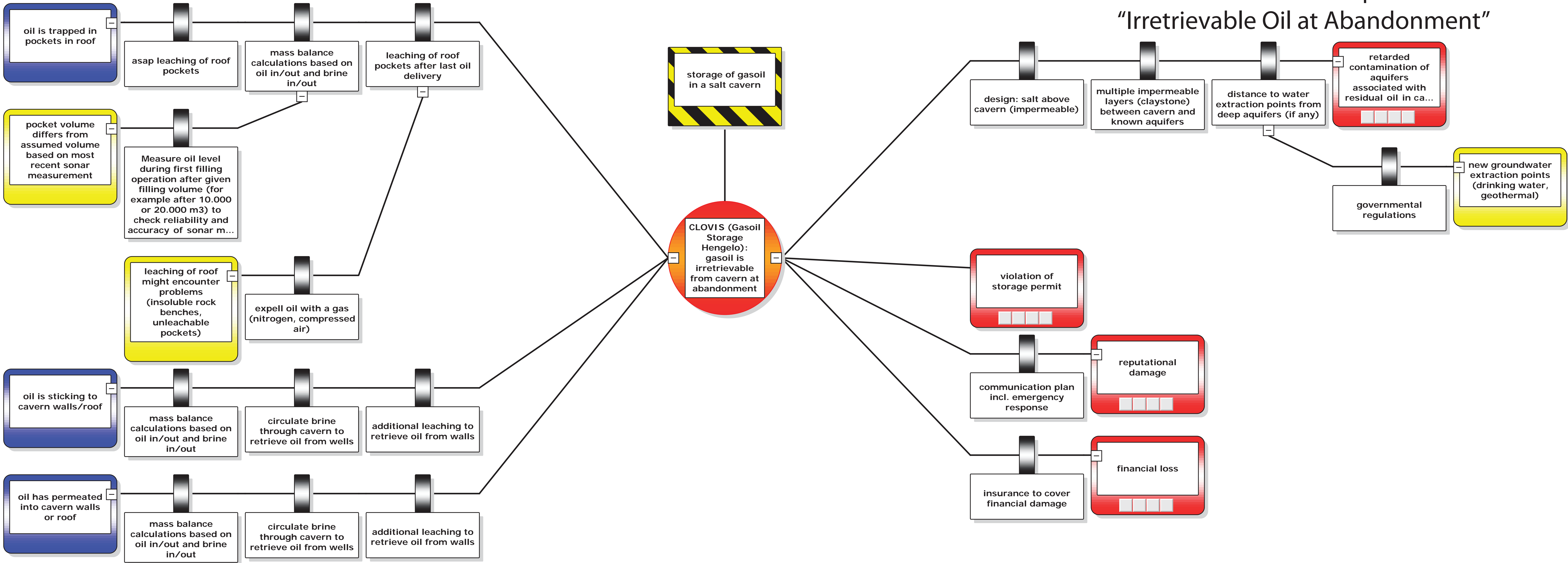


Bijlage

28

**B15a Opslagplan
Bowtie Oil Irrecoverable at Abandonment A0format**

Opslagplan "Gasolieopslag de Marssteden"
 Bijlage 15
 Bowtie schema voor top event:
 "Irretrievable Oil at Abandonment"



Bijlage

29

**B16 Opslagplan
Risicobeheersplan Verspreiding van Olie in de Ondergrond**



From Akzo Nobel Industrial Chemicals – Mining Technology Department
Date 09-01-2013
Subject Risicobeheersplan m.b.t. verspreiding van olie in de ondergrond

Inleiding

AkzoNobel heeft, op basis van overleg met experts, input van TNO en Deltares, eigen inzicht en overleg met Staatstoezicht op de Mijnen (SodM), voor de olieopslag in zoutcavernes een zogenaamde “Bowtie” risico analyse uitgevoerd voor de twee belangrijkste gevaren:

1. Verspreiding van olie in de ondergrond als gevolg van lekkage van olie uit het opslagsysteem, i.e. vanuit de caverne of een van de boorgaten (zie Bijlage 14 bij het Opslagplan);
2. Achterblijven van een aanmerkelijke hoeveelheid olie na beëindiging van de olieopslag (zie Bijlage 15 bij het Opslagplan).

Voorliggend risicobeheersplan gaat in op het gevaar dat er tijdens de opslag olie weglekt vanuit het opslagsysteem (“breach of confinement”) die zich verspreidt in de ondergrond. In soortgelijke vorm is ook een risicobeheersplan bij het Opslagplan bijgevoegd dat ingaat op het gevaar dat niet alle olie uit de caverne kan worden teruggehaald aan het einde van de opslag (Bijlage 17).

De risico analyse geeft een goed overzicht van de afzonderlijke bedreigingen (“threats”) en de gevolgen daarvan (“consequences”). Barrières zijn benoemd die de kans dat een bedreiging daadwerkelijk optreedt verkleinen of die de gevolgen van een eventueel toch optredend gevaar beperken. Voor sommige barrières zijn escalatiefactoren benoemd (die de functionaliteit van een barrière verminderen) waarvoor vervolgens ook weer extra barrières zijn benoemd.

De benoemde barrières zijn ingedeeld in typen en zijn verder uitgewerkt. Sommige barrières vallen buiten de invloed van AkzoNobel, andere dienen nader te worden uitgewerkt in specifieke delen van voorliggend risicobeheersplan, zoals in het monitoringsplan of in het onderhoudsplan. Daarnaast zijn er nog enkele barrières die in overleg met Staatstoezicht op de Mijnen nader moeten worden ingevuld, zoals de uitvoering van tests die voorafgaand aan de olieopslag worden uitgevoerd en waarvoor geldt dat het wel of niet goed doorstaan ervan een cruciale factor is alvorens olieopslag in de cavernes kan worden gestart. Deze uitwerking zal gedaan worden in overleg met SodM.



Inhoudsopgave

Inleiding	1
Inhoudsopgave	2
1 Bowtie "Breach of Confinement"	3
1.1 Inleiding	3
1.2 Workshop met experts	3
1.3 Generieke Risico Inventarisatie door Deltares/TNO	3
1.4 Caverne-Specifieke Risico Analyse door Deltares	3
1.5 BowtieXP software	4
1.6 Bespreking met Staatstoezicht op de Mijnen	4
1.7 De Bowtie "Breach of confinement"	4
2 Barrières	5
2.1 Inleiding	5
2.2 Aanwezige barrières	5
2.3 Typen barrières en gedetailleerde beschrijving	7
3 Overzicht van nog aan te leveren en te bespreken documenten	10
3.1 Inleiding	10
3.2 Nog aan te leveren en te bespreken documenten	11
4 Deelplannen risicobeheersing	19
4.1 Administratief plan	19
4.2 Monitoringsplan	19
4.3 Onderhoudsplan	23
4.4 Trainingsprogramma	23
4.5 Noodsituatie actieplan	24
Bijlagen	25
1. Tekstuele versie van de Bowtie "Breach of Confinement"	26
2. Overzicht van barrières en het aantal voorkomens naar type	34
3. Indeling van barrières naar type en gedetailleerde beschrijving	39

1 Bowtie “Breach of Confinement”

1.1 Inleiding

In dit hoofdstuk beschrijven we op welke manier de risico’s m.b.t. de verspreiding van olie in de ondergrond als gevolg van lekkage van olie uit het opslagsysteem zijn geïnventariseerd, en welke stappen daarvoor zijn doorlopen. Het resultaat van de risico inventarisatie is weergegeven in de Bowtie “Breach of Confinement” (Bijlage 14).

1.2 Workshop met experts

In een in december 2010 door Deltares en AkzoNobel georganiseerde workshop is door experts uit de verschillende relevante vakgebieden (geologie van Twente, mechanisch gedrag van zout, oplosmijnbouw, ondergrondse opslag, risico analyse in relatie tot cavernestabiliteit en bodemdaling, well engineering, hydrogeologie, bodem- en water kwaliteit, en vloeistofstroming in poreuze media) een eerste inventarisatie gemaakt van de risico’s m.b.t. verspreiding van olie in de ondergrond als gevolg van het falen van het opslagsysteem voor het opslaan van olie in zoutcavernes in Twente. Een lijst van experts is opgenomen in Appendix C van Bijlage 11 van het Opslagplan. Ter voorbereiding op deze workshop werd de experts gevraagd om hun visie te geven op mogelijke gevaren en de gerelateerde risico’s in de vorm van lekscenario’s en hun mogelijke effecten. Aanvullend aan deze workshop is door Deltares en TNO een literatuurstudie gedaan om de geïnventariseerde risicoscenario’s te controleren en waar nodig aan te vullen.

1.3 Generieke Risico Inventarisatie door Deltares/TNO

Op basis van de tijdens de workshop gemaakte inventarisatie zijn de risico’s door Deltares en TNO in de vorm van een rapport (Bijlage 11 van het Opslagplan) verder technisch uitgewerkt op generiek niveau, d.w.z. op een niveau geldend voor zoutcavernes in de regio Twente. In het rapport wordt de aard en kans van optreden van de oorzaken die kunnen leiden tot een lekkage in detail beschreven, en worden de effecten gekwantificeerd d.m.v. een modelstudie van de verspreiding van olie in de ondergrond voor een generieke caveerne in Twente. Vervolgens is voor een aantal voornamen risicoscenario’s een semikwantitatieve risico analyse uitgevoerd. In de selectie van de scenario’s zijn de experts nauw betrokken, d.w.z., aan hen is gevraagd de selectie te controleren op relevantie en volledigheid, en om additionele scenario’s te beschrijven indien nodig. Op basis van de resultaten van de semikwantitatieve risico analyse is door Deltares en TNO een checklist samengesteld waarmee de geschiktheid van een caveerne voor opslag van olie kan worden getoetst.

1.4 Caverne-Specifieke Risico Analyse door Deltares

Vervolgens is door Deltares voor 4 geselecteerde cavernes (cavernes met nummer 367, 372, 469, en 472) een caverne-specifieke risico analyse uitgevoerd op basis van alle over de cavernes beschikbare informatie over historie, status, vorm, inhoud, en lokale geologie. Hierin wordt ook nader ingegaan op de vorm van de cavernedaken, en de hoeveelheid olie die zich naar verwachting in de welvingen nestelt en die zonder specifieke mitigerende maatregelen niet terug kan worden gehaald. Voor iedere caveerne is de geschiktheid getoetst aan de hand van de hierboven genoemde checklist. Tevens is voor iedere caveerne een modelstudie gedaan waarin voor de voornamen risicoscenario’s de effecten van optreden zijn gekwantificeerd in de vorm

van hoeveelheid en verspreiding van olie in de ondergrond. De rapportage waarin deze risico analyse in detail wordt beschreven is in de vorm van een bijlage (Bijlage 12) opgenomen bij van het Opslagplan.

1.5 BowtieXP software

Op basis van alle beschikbare informatie over de risico's m.b.t. opslag van olie in zoutcavernes in Twente is vervolgens met de Bowtie XP software de Bowtie opgesteld voor de verspreiding van olie in de ondergrond als gevolg van lekkage van gasolie uit het opslagsysteem.

1.6 Bespreking met Staatstoezicht op de Mijnen

De conceptversie van de Bowtie is op 14 november 2012 gepresenteerd aan SodM en is gezamenlijk doorlopen. Belangrijkste conclusie was dat de concept-Bowtie een goed en gedetailleerd beeld gaf van de risico's en de barrières. Naar aanleiding van de opmerkingen van SodM is de Bowtie nog op diverse punten aangepast. Dit betrof m.n. het aanpassen van de naam van enkele hazards, en de opname van enkele additionele maatregelen. Tevens is een extra verdiepingsslag gemaakt door de toevoeging van „escalatiefactoren“ bij al benoemde barrières en de benoeming van extra barrières om de kans op het optreden van dergelijke escalaties te verminderen.

1.7 De Bowtie “Breach of confinement”

De definitieve Bowtie voor de verspreiding van olie in de ondergrond als gevolg van lekkage van gasolie uit het opslagsysteem (top event “Breach of Confinement”) is weergegeven in Bijlage 14 bij het Opslagplan. Een tekstuele versie is als Bijlage 1 toegevoegd bij voorliggend risicobeheersplan.

2 Barrières

2.1 Inleiding

In dit hoofdstuk wordt een overzicht gegeven van alle barrières in de Bowtie “Breach of Confinement”. De verschillende typen barrières die er zijn worden beschreven, de aanwezige barrières worden gerangschikt naar type, en van iedere barrière wordt een gedetailleerde beschrijving gegeven.

2.2 Aanwezige barrières

In totaal zijn er 63 unieke barrières benoemd. Deze komen alle minimaal één en maximaal 12 keer voor in de Bowtie voor lekkage van gasolie uit het opslagsysteem. Bijlage 2a bij dit risicobeheersplan is een overzicht waarin wordt aangegeven hoe vaak elke barrière voorkomt en wat voor type het betreft (zie paragraaf 2.3). Bijlage 2b toont voor elke bedreiging en voor elke consequentie welk type barrières er zijn ingesteld. Indien een bedreiging veel verschillende typen barrières kent is dit een indicatie dat het risico dat deze bedreiging tot gevaar leidt op veel verschillende manieren geminimaliseerd wordt.

Twee barrières vallen op doordat ze erg vaak voorkomen:

1. “Pressure monitoring system”

Het drukmonitoringssysteem komt 12 keer voor in de Bowtie. Dit maakt enerzijds duidelijk dat het vroegtijdig signaleren van drukverandering een belangrijke barrière is bij het voorkomen van (verdere) lekkage, maar ook dat dit een barrière is met een gereduceerd onderscheidend vermogen. De snelheid van drukval bijvoorbeeld is een indicator met onderscheidend vermogen omdat deze direct gerelateerd is aan het drukverschil tussen de olie en de pekelskolom. Een snelle drukverandering zal optreden bij een lekkage met een groot debiet, terwijl een langzame lekkage een meer graduele drukverandering te weeg zal brengen. Echter, een snelle drukverandering zal ook optreden bij een plotselinge verandering van het olie-pekelspiegel niveau in de caveerne als gevolg van een gedeeltelijke instorting van het cavernedak. Kortom: als er een drukverandering gemeten wordt, dan kan dit verschillende oorzaken hebben. Een dergelijke „waarschuwing” zal dan ook direct opgevolgd worden door verdere metingen, zoals bijv. een olie-pekelspiegel meting, om duidelijk te maken wat de oorzaak is, wat de gevolgen zijn, en welke verdere maatregelen genomen moeten worden.

2. “Oil-brine interface level measurement”

Het doen van olie-pekelspiegel metingen komt 8 keer voor in de Bowtie. Dit maakt enerzijds duidelijk dat het vroegtijdig signaleren van een verandering van de oliespiegel een belangrijke barrière is bij het voorkomen van (verdere) lekkage, maar ook dat dit een barrière met een gereduceerd onderscheidend vermogen is. Ook hier is de snelheid waarmee de verandering plaatsvindt een belangrijke indicator om onderscheid te maken tussen een instantaan optredende oorzaak of een oorzaak in de vorm van een gradueel proces zoals lekkage. Anders gezegd: als er een olie-pekelspiegel verandering gemeten wordt, dan kan dit verschillende oorzaken hebben. Een dergelijke „waarschuwing” zal dan ook direct opgevolgd moeten worden door verdere metingen om duidelijk te maken wat de oorzaak is, wat de gevolgen zijn, en welke verdere maatregelen genomen moeten worden.



Vanwege het belang van deze twee barrières zijn beiden in het monitoringsplan (zie Hoofdstuk 4.2) nader uitgewerkt. De andere barrières komen maximaal vijf keer voor, maar de meeste barrières komen elk slechts één of hooguit 2 keer voor.

In algemene zin geldt dat er op dit moment door gebrek aan ervaring met opslag van olie in de cavernes van AkzoNobel in Twente nog weinig bekend is over het gedrag van een dergelijk opslagsysteem, en dat juist door bijv. continue drukmetingen en periodieke olie-pekkel spiegel metingen inzicht wordt verkregen in de natuurlijke variatie in deze belangrijke indicatoren en, door aanvullend follow-up onderzoek, in de oorzaak van veranderingen die groter zijn.

2.3 Typen barrières en gedetailleerde beschrijving

In totaal worden 8 typen barrières onderscheiden:

2.3.1 Administratieve barrières

Dit zijn barrières (4 stuks) die op een administratieve wijze zorgen voor extra controle en daarmee voorkomen dat eventuele bedreigingen daadwerkelijk een gevaar gaan vormen. Voorbeelden zijn de Mijnbouwwet- en regelgeving en de wet- en regelgeving op het gebied van grondwateronttrekking. Deze vallen buiten de invloed van AkzoNobel. Ook het interne systeem waarmee de in- en uitgaande stromen olie en pekels geregistreerd gaan worden is een administratieve barrière. Deze administratie is van groot belang om te weten hoeveel olie er nog in de caveerne aanwezig is (bijvoorbeeld na beëindiging van de opslag), maar is ook van groot belang om de correlatie te kunnen maken tussen de sonarmetingen en de olie-pekelspiegel metingen. Indien de olie-pekelspiegel zich op een andere diepte bevindt dan op basis van de sonar en het geadmistrateerde olievolume verwacht kan worden, is sprake van een ongewenste situatie die nader onderzoek vereist.

Bijlage 3a toont de onderscheiden administratieve barrières.

2.3.2 Controle van de vrijkomende energie

Dit zijn barrières die de maximaal vrijkomende energie beperken. Dit zijn er slechts twee: 1) de aanwezigheid van brandblussers, zowel in het zouthuisje als in de tankwagens, en 2) het geïnstalleerde drukcontrolesysteem dat ervoor zorgt dat in geval van het ontstaan van een overdruk situatie automatisch de af-/toevoer van olie en de af-/toevoer van pekels afsluit.

Bijlage 3b toont de onderscheiden barrières die de vrijkomende energie beperken.

2.3.3 Ontwerpbarrières

Er zijn maar liefst 16 barrières die zijn opgenomen in het ontwerp van het opslagsysteem. Deels zijn dit van nature of vanuit de natuurkunde aanwezige barrières (zoals de grotere permeabiliteit van de onder de cavernes gelegen Solling formatie die voorkomt dat grote overdrukken in de cavernes kunnen ontstaan), deels zijn dit ontwerpaspecten die een rol hebben gespeeld bij de selectieprocedure waarmee de uiteindelijke opslagcavernes geselecteerd zijn, en deels zijn het technische ontwerpaspecten, die het ontstaan van een bedreiging (helpen te) voorkomen.

Bijlage 3c toont de onderscheiden barrières die voortkomen uit het ontwerp, of daaraan gerelateerde zaken.

2.3.4 Beschermende en afschermdende barrières

Beschermende en afschermdende barrières vormen een fysieke barrière voor het ontstaan van een gevaarlijke situatie, zoals betonnen blokken rondom het zouthuisje ter voorkoming van aanrijdingen, de zouthuisjes zelf en het hieromheen te plaatsen hekwerk.

Bijlage 3d toont de onderscheiden beschermende en afschermdende barrières.

2.3.5 Barrières op het gebied van inspectie en onderhoud

Deze barrières omvatten de testen (USIT en MIT) die voorafgaand aan de olieopslag uit zullen worden gevoerd, de verschillende monitoringsactiviteiten zoals die plaatsvinden tijdens de olieopslagperiode en de beheer- en onderhoudsactiviteiten. Het slagen van testen voor de cavernes zal een harde eis zijn om opslag toe te staan. De USIT metingen zijn voor een aantal cavernes al met succes uitgevoerd, voor een aantal cavernes moeten deze nog worden uitgevoerd. De MIT's moeten voor alle cavernes nog worden uitgevoerd. Deze worden tweemaal uitgevoerd (eventueel na het millen), zowel vóór inbouw van de 5½" tubing (voor het aantonen van de integriteit van de verbinding zout-cement-7" casing) als ná inbouw van de 5½" tubing (voor het aantonen van de integriteit van de verbinding 7" casing-packer-5 ½" tubing).

De monitoringsactiviteiten zijn uitgewerkt in het monitoringsplan (zie Hoofdstuk 4.2). De beheer- en onderhoudsactiviteiten zijn uitgewerkt in het onderhoudsplan (zie Hoofdstuk 4.3).

Bijlage 3e toont de onderscheiden barrières op het gebied van inspectie en onderhoud.

2.3.6 Procedurele barrières

Er zijn zes procedurele barrières benoemd. Dit zijn barrières die procedureel zijn vastgelegd, bijvoorbeeld in het winningsplan van AkzoNobel (e.g. de "Good Salt Mining Practice"), of die gaan over te hanteren procedures bij de selectie van personeel voor het uitvoeren van onderhoud of metingen. Deze laatste zijn uitgewerkt in het onderhoudsplan (zie Hoofdstuk 4.3). Ook veiligheidsprocedures die aan de orde moeten komen in het trainingsprogramma voor chauffeurs die namens Argos de laad- en losactiviteiten voor hun rekening gaan nemen, zijn hier genoemd. Deze zijn uitgewerkt in het trainingsprogramma (zie Hoofdstuk 4.4).

Bijlage 3f toont de onderscheiden procedurele barrières.

2.3.7 Barrières die de kans op het optreden van een bedreiging of de effecten na optreden verminderen

In deze categorie bevinden zich die barrières die duidelijk de kans op het optreden van een bepaalde bedreiging verminderen of die de gevolgen van het optreden ervan verminderen. Onder de eerste groep vallen bijvoorbeeld alle stappen van de selectieprocedure die doorlopen is om te komen tot de vijf geselecteerde cavernes, zoals de uitsluiting van instabiele cavernes en de volledige ligging in Zout A. Onder de tweede groep vallen barrières zoals de verwijdering van alle olie uit de caveerne, de opstelling van een grondwater-monitorings- en saneringsplan in geval van lekkage en reparatie van een lek indien dit ontstaan is. Deze zaken zijn uitgewerkt in het Noodsituatie actieplan (zie Hoofdstuk 4.5). Een laatste barrière die ook onder deze categorie valt zijn de olie-pekelspiegel metingen. Deze hebben als doel om, in het geval van het optreden van drukveranderingen in het drukmonitoringssysteem, specifiek aan te geven wat er aan de hand is. Deze barrières verminderen dus niet zozeer de kans op het optreden van een bedreiging, maar verminderen wel het aantal potentiële oorzaken voor de gesignaleerde afwijking. Omdat dit een monitoringssysteem is, is het verder uitgewerkt in het monitoringsplan (zie Hoofdstuk 4.2).



Bijlage 3g toont de onderscheiden barrières die het vóórkomen van een bedreiging verminderen.

2.3.8 Barrières die een scheiding in plaats of tijd betreffen

In deze categorie vallen die barrières die het opslagsysteem of het ontstaan van een lekkage nadrukkelijk in plaats of tijd scheiden van het bedreigde aspect. Hieronder vallen de afstand tussen drink- en grondwateronttrekkingen en de opslagcavernes, zowel verticaal als horizontaal, maar ook het ontwerp van de put met een dubbele verbuizing.

Bijlage 3h toont de onderscheiden barrières die een scheiding in plaats of tijd betreffen.

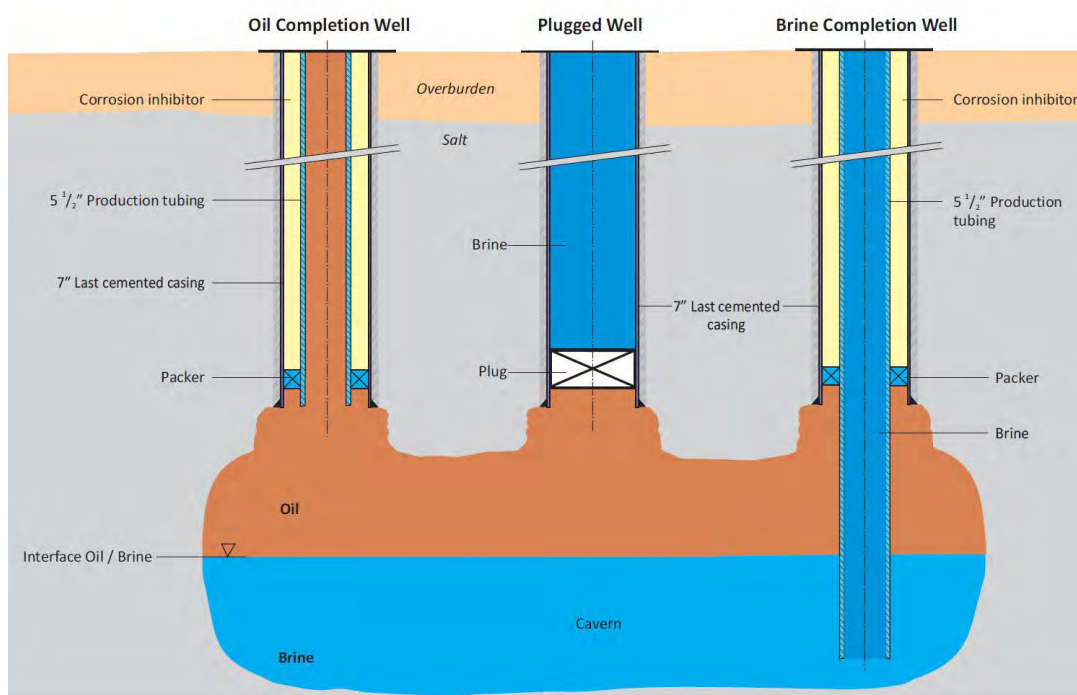
3 Overzicht van nog aan te leveren en te bespreken documenten

3.1 Inleiding

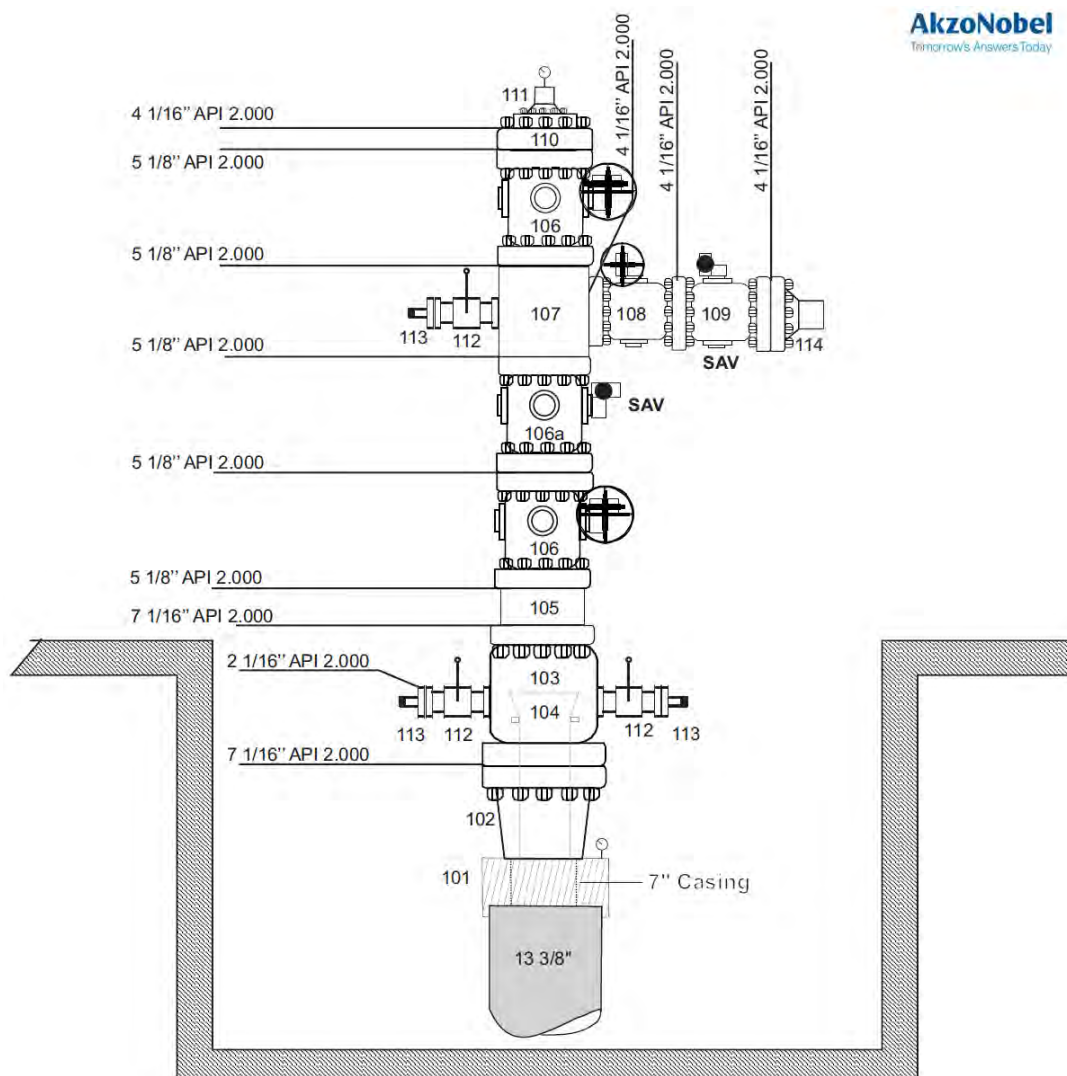
Het Voorlopig Ontwerp (VO) van het opslagsysteem (caverne, boorgaten, en boorgatafsluiter) is opgenomen in de hoofdtekst van het Opslagplan. In Figuur 3.1 en Figuur 3.2 is dit nogmaals weergegeven.

Het VO is op 21 december 2012 met SodM besproken. In 2013 zal dit ontwerp in overleg met SodM verder gespecificeerd worden. Het Definitief Ontwerp (DO) wordt ter goedkeuring aan SodM voorgelegd alvorens met de ombouw van de putten t.b.v. de olieopslag gestart wordt.

In dit hoofdstuk worden enkele veiligheidsaspecten van het ontwerp van de boorgaten en de boorgatafsluiters nader toegelicht en wordt aangegeven op welke punten nog nadere detaillering zal plaatsvinden.



Figuur 3.1: ontwerp van het ondergrondse deel van het opslagsysteem (caverne, boorgaten, boorgatafsluiters)



Figuur 3.2: ontwerp van de boorgatafsluiter

3.2 Nog aan te leveren en te bespreken documenten

3.2.1 Definitief Ontwerp boorputlocatie

Betonblokken als bescherming tegen aanrijdingen

De boorgatafsluiter kan beschadigd raken of zelfs afbreken indien er een (zware) vrachtwagen tegenaan rijdt. Op industrieterrein de Marssteden rijdt relatief veel (zwaar) vrachtverkeer. De olieopslag zal ervoor zorgen dat er nog meer zwaar vrachtverkeer bijkomt vanwege de aan- en afvoer van gasolie die met tankwagens plaats zal vinden. Daarom zijn maatregelen nodig die dit risico verminderen.

De belangrijkste barrière tegen aanrijdingen is de plaatsing van betonblokken rondom de zouthuisjes. Deze zorgen ervoor dat de impuls van de vrachtwagen verminderd wordt waardoor deze of niet meer tegen het huisje en de boorgatafsluiter aanrijdt, of dit met minder kracht doet, waardoor de gevolgen minder zijn. De exacte plaatsing van de betonblokken en de omvang hiervan zal nader bekeken worden en wordt in het DO van de

locatie opgenomen.

Andere barrières tegen aanrijdingen zijn de plaatsing van borden met snelheidsbeperkingen nabij de zouthuisjes, extra instructies voor de chauffeurs van de tankwagens m.b.t. het rijgedrag nabij de zouthuisjes, de zouthuisjes zelf en het te plaatsen hekwerk.

Zouthuisjes en hekwerk

De zouthuisjes zelf vormen voor diverse bedreigingen een barrière. Ten eerste vormen de huisjes de bescherming van de boorgatafsluiter tegen weersinvloeden en andere invloeden van buitenaf. De zouthuisjes zijn afgesloten met een slot, waarvan alleen mensen van het boorterrein van AkzoNobel evenals de chauffeurs van de olietankwagens een sleutel krijgen. Dit beschermt de putten tegen vandalisme. De procedures m.b.t. afsluiten van het huisje zullen met de chauffeurs worden afgestemd en worden opgenomen in het trainingsprogramma.

In ieder zouthuisje komt een brandblusser te hangen om in het geval van een calamiteit te kunnen blussen. In het veiligheidsrapport (VR) worden de procedures in het geval van een calamiteit verder uitgewerkt. De exacte plaatsing van de brandblussers wordt in het DO van de locatie opgenomen. In overeenstemming met de regels voor het transport van gevaarlijke stoffen, is ook iedere tankwagen uitgerust met een brandblusser, voor het geval de blusser in het huisje niet meer bereikbaar is.

Rondom ieder zouthuisje wordt een 2,5 m hoog hek geplaatst dat de locatie afsluit. De opening in dit hek wordt met een slot afgesloten. De mobiele pompinstallatie wordt binnen dit hek geplaatst, zodat ten tijde van laden en lossen ook deze beschermd is als er tijdelijk geen tankwagen en chauffeur aanwezig zijn. De procedures m.b.t. afsluiten van het hek zullen met de chauffeurs worden afgestemd en worden opgenomen in het trainingsprogramma.

Ten slotte hebben de huisjes een signaalfunctie voor de eronder gelegen caverne, waardoor een bedrijf dat onverhoopt nabij een zouthuisje (boor)activiteiten wil ontplooiën gewezen wordt op de aanwezigheid van de ondergelegen caverne.

De exacte indeling van het zouthuisje en het hieromheen te plaatsen hek wordt in het DO van de locatie opgenomen.

Boorkelder met rooster

In het VO is de boorgatafsluiter in een kleine boorkelder geplaatst met een volume van minder dan 1 m^3 . In het DO zal deze kelder vergroot worden tot 2 m^3 . De maximale vrije uitstroom vanuit de olieput (zonder aanvoer van nieuwe pekels naar de caverne) is $1,7 \text{ m}^3$, gedreven door het hydrostatische drukverschil tussen de pekelskolom in de pekelpuut en de oliekolom in de olieput. De totale hoeveelheid vrij uitstromende olie kan dus worden opgevangen in de vergrote boorkelder.

Het is mogelijk dat er tijdens een aanrijding puin dreigt in de boorkelder terecht te komen, waardoor het volume hiervan kleiner wordt. Daarom wordt de boorkelder met een rooster afgedekt waardoor grof puin hier niet in kan vallen. Fijn puin kan er nog wel invallen, maar zal de inhoud van de kelder niet zo veel verminderen dat deze niet meer toereikend is voor de opvang van de vrij uitstromende olie (marge van $0,3 \text{ m}^3$).

De exacte indeling van de binnenkant van het zouthuisje en van de ruimte direct rond het boorgat wordt in het DO van de locatie opgenomen.

3.2.1 Definitief Ontwerp boorgaten en boorgatafsluiter

Voorlopig Ontwerp van de boorgaten

Het VO van de boorgaten en de boorgatafsluiter is weergegeven in Figuur 3.1 en 3.2. In dit ontwerp hebben zowel het olieboorgat als het pekelfoorgat een dubbele verbuizing. In de casing hangt een binnenbuis waardoor de olie (of de pekelfoorgat) omhoog of omlaag getransporteerd wordt, en daartussen zit een annulaire ruimte gevuld met pekelfoorgat. Hierdoor zijn er altijd drie barrières tussen de olie (of de pekelfoorgat) in de buis en het omliggende gesteente, namelijk de verbuizing van de 5½" binnenbuis, de gecementeerde 7" casing en het cement zelf. Ook tussen de olie in de caverne en het overliggende gesteente zijn, via het boorgat, altijd drie barrières aanwezig, nl. de packer (die de annulaire ruimte aan de onderzijde afsluit), de gecementeerde 7" casing, en het cement zelf.

De verwachting is dat het VO van de boorgaten niet meer zal wijzigen. Mocht dit wel het geval zijn dan zal dit gebeuren in overleg met SodM.

Systeem voor overdrukcontrole

Er wordt een systeem voor drukmonitoring geïnstalleerd dat in de boorgatafsluiters van zowel de olieput als de pekelfoorgat de druk meet. Dit systeem wordt ook voorzien van een overdrukbeveiliging die, in het geval van het ontstaan van overdruk, automatisch actie onderneemt door de olietoevoer af te sluiten. De voorgestelde maximale drukken t.o.v. de werkdrukken zijn:

Locatie en situatie	Normale werkdruk	Signaaldruk
Olieput; geen gebruik	18 bar	20 bar
Olieput; tijdens olietoevoer	32 bar	35 bar
Olieput; tijdens olieafvoer	18 bar	20 bar
Pekelfoorgat; geen gebruik	1 bar	5 bar
Pekelfoorgat; tijdens olietoevoer	1 bar	2 bar
Pekelfoorgat; tijdens olieafvoer	4 bar	5 bar

Diepteligging olie-pekelfoorgat boven de cavernevloer

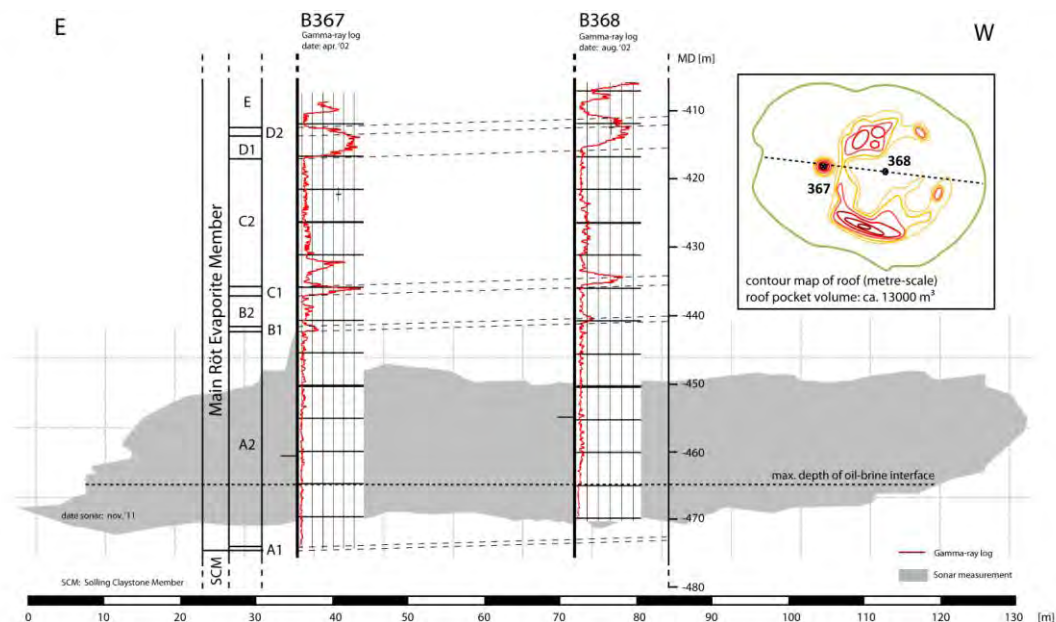
Het diepst bereikbare niveau van de olie-pekelfoorgat is de onderzijde van de pekelfoorgat omdat er, als er wordt doorgedaan met olietoevoer, door de pekelfoorgat olie naar boven komt. Op dat moment sluiten automatisch de olietoevoer en de pekelfoorgat (zie hierna). De diepte van de opening van de pekelfoorgat is tijdens de inbouw te kiezen. Deze dient echter wel afgestemd te zijn op de cavernegeometrie. Bij de bepaling van deze diepte is rekening gehouden met de volgende aspecten:

- Het volume aan olie, dus het cavernevolumen boven het gekozen niveau. Dit dient tenminste 100.000 m³ te zijn (contractuele verplichting);
- De diepteligging en het verloop van de cavernevloer;
- De samenstelling van de cavernevloer, i.e. bestaat deze uit ondoordringbaar zout of ligt er een doordringbare laag onoplosbaar materiaal (sump);
- De eventuele aanwezigheid van een nog intacte ondoordringbare zoutlaag tussen het diepste, ooit bereikte caverne-niveau en de bovenzijde van de doordringbare Solling formatie.

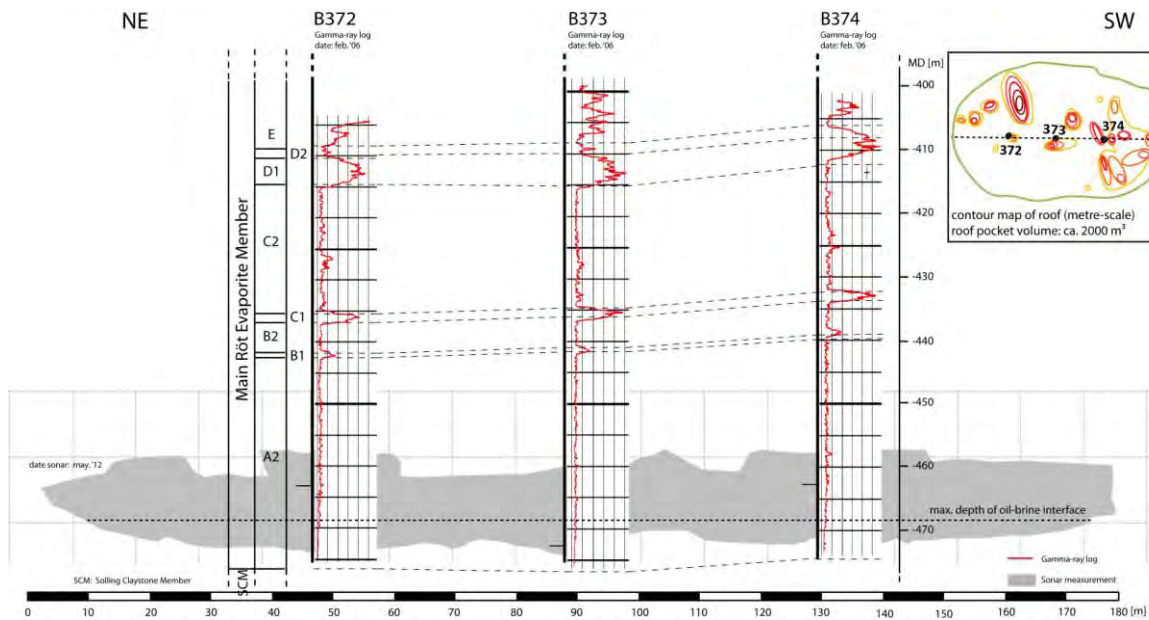
De voorlopig aan te houden olie-pekelfoorgat niveaus zijn in de figuren 4.1, 4.2, 4.3, en 4.4 weergegeven:



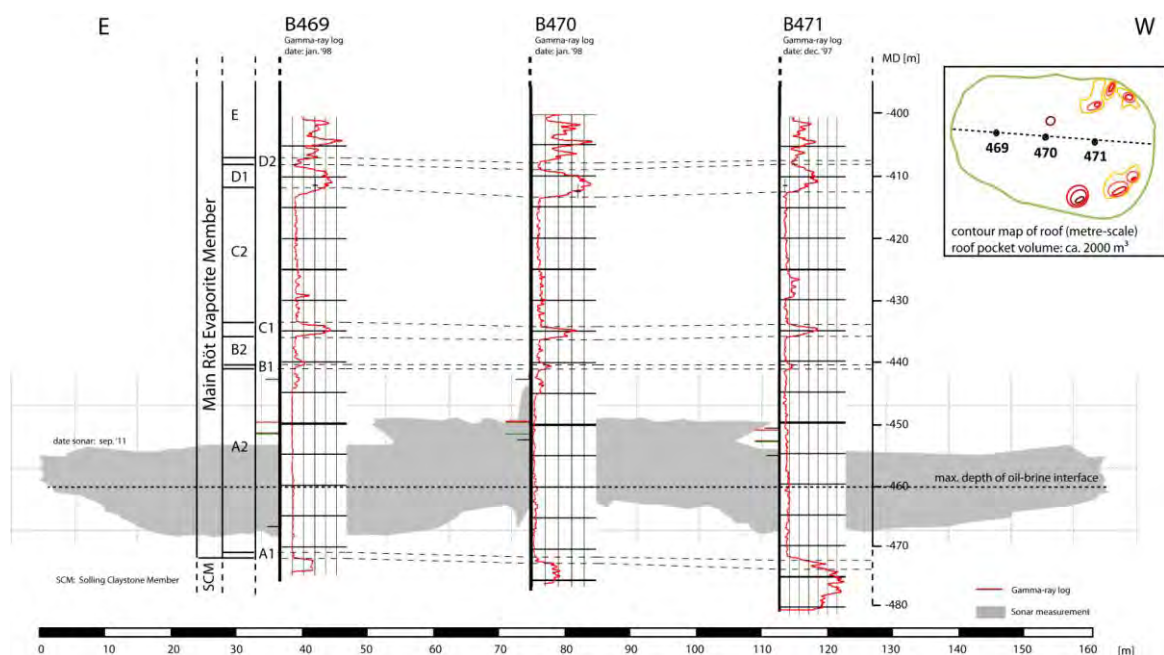
AkzoNobel
Tomorrow's Answers Today



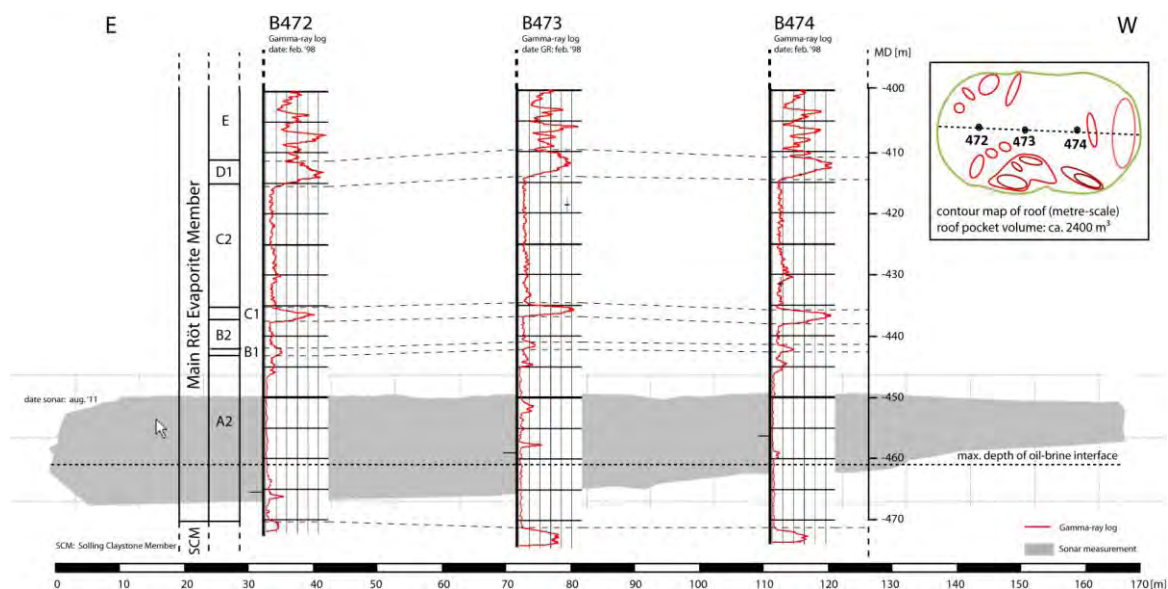
Figuur 4.1: sonarbeeld van caverne 367 met daarin aangegeven de diepteligging van de olie-pekelspiegel.



Figuur 4.2: sonarbeeld van caverne 372 met daarin aangegeven de diepteligging van de olie-pekelspiegel.



Figuur 4.3: sonarbeeld van cave 469 met daarin aangegeven de diepteligging van de olie-pekelspiegel.



Figuur 4.4: sonarbeeld van cave 472 met daarin aangegeven de diepteligging van de olie-pekelspiegel.

Aleen in het geval van cave 472 ligt een klein deel van de cavernevloer in de olie. Uit oude sonarmetingen is echter vastgesteld dat er in dit deel van de cave nog een dikke zoutlaag aanwezig is tussen de huidige cavernevloer en de top van de Solling formatie.

De diepteligging van de olie-pekelspiegel zal voorafgaand aan de eerste vulling van de caverne aan SodM worden voorgelegd.

Veiligheidsmaatregelen aan de boorgatafsluiter van de pekelput

Diverse veiligheidsmaatregelen zijn geïmplementeerd in het ontwerp van de boorgatafsluiter van de pekelput. Deze boorgatafsluiter lijkt verregaand op de in Figuur 3.2 getoonde boorgatafsluiter. Dit houdt onder andere in dat er, in overeenstemming met de Mijnbouwwet- en regelgeving, tussen de pekel in de put en de buitenlucht minimaal twee kleppen aanwezig zijn, waarvan er één automatisch functioneert.

Een andere veiligheidsmaatregel m.b.t. de pekelput is dat, in het geval van overvullen, de automatische afsluiters van zowel de pekel- als de olieput worden afgesloten. Dit overvullen wordt gesignaleerd als er tijdens het vullen met olie (en tegelijkertijd aflaten van pekel) i.p.v. pekel olie door de pekelpuis omhoog komt. Dit signaleringssysteem wordt ingebouwd in de boorgatafsluiter van de pekelput, en moet een signaal geven aan de automatische afsluiters in zowel de pekel- als de olieput om af te sluiten.

Het exacte ontwerp van de beveiligingen aan de pekelput worden in het DO van de pekelput opgenomen.

Veiligheidsmaatregelen aan de boorgatafsluiter van de olieput

De maximale vrije uitstroom vanuit de olieput (zonder aanvoer van nieuwe pekel naar de cave) is $1,7 \text{ m}^3$, gedreven door het hydrostatische drukverschil tussen de pekelpuis in de pekelput en de olieluis in de olieput. Deze gehele hoeveelheid kan worden opgevangen in de boorkelder. De overdruk aan de kant van de olieput, die eerst ca. 17 bar is, neemt hierdoor af. De snelheid waarmee deze afneemt is afhankelijk van de grootte van het gat waardoor de uitstroom plaatsvindt. Indien deze maximaal is, d.w.z. $5\frac{1}{2}$ ", neemt de druk over een periode van 40 tot 70 seconden af naar atmosferische druk. De drukafname is dan 0,25-0,43 bar/s. Bij een kleiner gat is de drukafname kleiner omdat de uitstroom afhankelijk is van de grootte van het gat (proces vergelijkbaar met het leeglopen van een fietsband door een klein gaatje). Er zal daarom een systeem worden geïnstalleerd dat, in het geval van een geringe drukverlies, de automatische afsluiter activeert. De implementatie van deze maatregel wordt verder uitgewerkt in het DO van de olieput.

3.2.3 Uit te voeren testen en putaanpassingen

USIT-metingen

Met de Ultra Sonic Imager Tool (USIT) worden metingen uitgevoerd om de kwaliteit van het cement om de 7"-verbuizing en van het staal van de 7"-verbuizing zelf te bepalen. Het cement moet in ieder geval ter plaatse van de laatste gecementeerde casingschoen (LCCS) en in het traject direct boven de cave (verbinding met het zout) van goede kwaliteit zijn ten behoeve van een vloeistofdichte verbinding tussen buis en gesteente. De USIT-metingen zijn al uitgevoerd voor de cavernes 372 en 469 en voor boorgat 367. De resultaten van deze metingen geven aan dat het cement en de cement bond in redelijk tot goede staat is. In boorgat 367 en in de boorgaten van cave 372 moeten wel de LCCS vervangen worden vanwege de slechte kwaliteit van de cementverbinding op dit diepste niveau. Na het millen wordt de LCCS opnieuw ingebouwd, wat een goede boorgatintegriteit garandeert op het niveau van het cavernedak. Voor boorgat 368 en voor de boorgaten van cave 472 moeten de USIT-metingen nog uitgevoerd worden, maar gezien de resultaten van de al uitgevoerde metingen is de verwachting dat ook deze in redelijk tot goede staat zullen zijn. Zodra ook de USIT-metingen in de andere boorgaten zijn uitgevoerd, worden alle USIT-resultaten aan SodM voorgelegd.

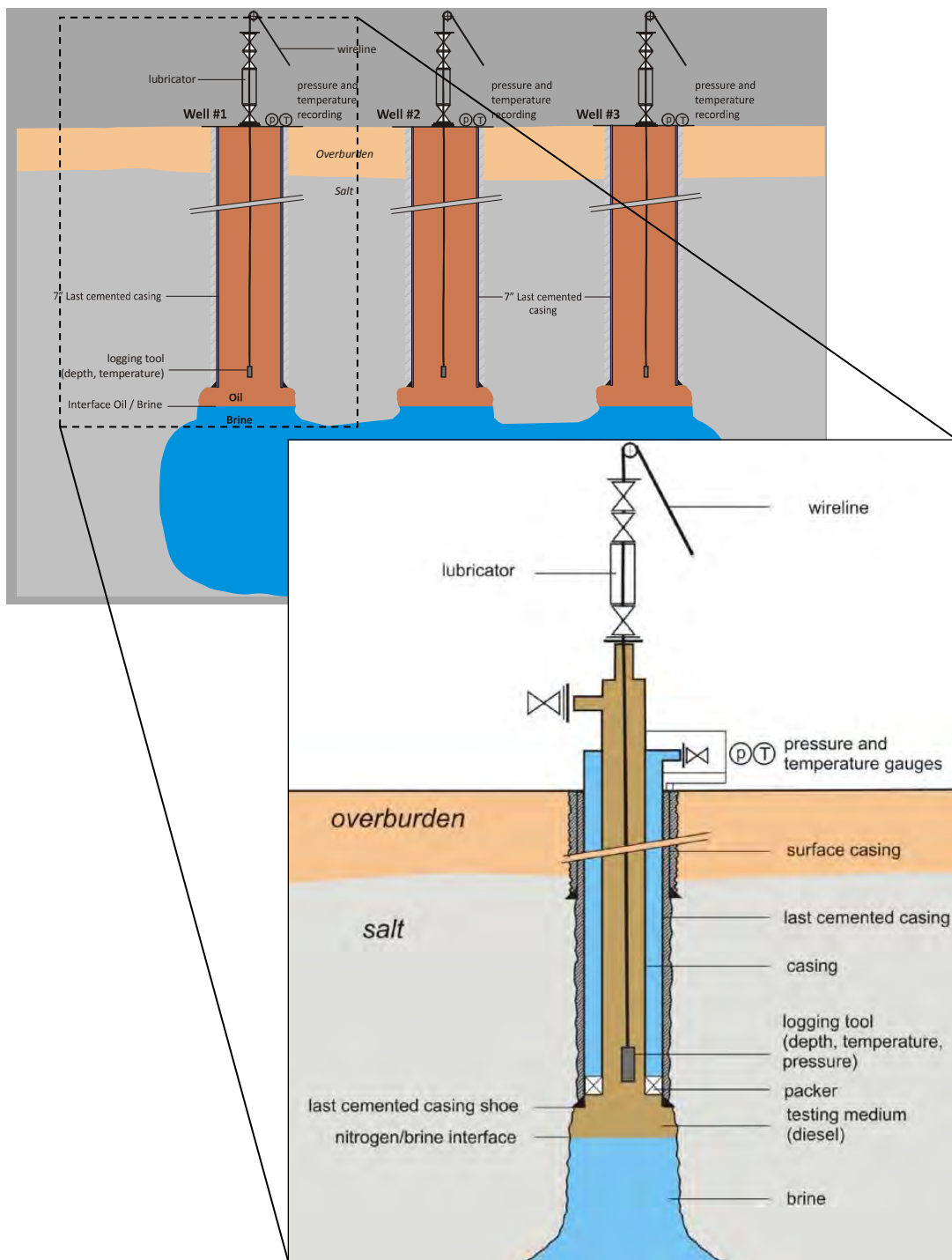
Millen

Tijdens de zogenaamde “milling” operatie wordt het onderste deel van de 7”-verbuizing en de LCCS weggemalen en daarna opnieuw ingebouwd. Dit is nodig als deze zich niet op de juiste diepte bevindt of als er tijdens de USIT gebleken is dat het cement ter plekke van de LCCS niet goed van kwaliteit is. De milling operatie wordt vooraf aangekondigd aan SodM en de resultaten ervan worden aan SodM doorgegeven.

Mechanical Integrity Test (MIT)

Tijdens de ombouw van de cavernes van pekewinningscaverne naar olieopslagcaverne zal een zogenaamde Mechanical Integrity Test (MIT) worden uitgevoerd om de afsluiting van de onverbuisde cavernenek en van de packers te bepalen. Deze test wordt uitgevoerd na de milling operatie. Figuur 4.5 toont de test set-up. Hierbij wordt per boorgat een exact bekende hoeveelheid olie ingebracht in de onverbuisde nek, waarna de caverne onder druk gezet wordt met de pekelpomp. De maximaal haalbare druk verschilt per caverne en is onder andere afhankelijk van de lokale doorlatendheid van de Solling formatie onder de caverne. Zodra er geen pekkel meer ingebracht wordt, zal de druk langzaam teruglopen. Na enkele dagen wordt de olie weer uit het boorgat gepompt en wordt deze hoeveelheid olie exact bepaald. Ieder verschil tussen de ingebrachte en terugverkregen hoeveelheid olie is een indicatie voor lekkage langs de aangebrachte packer of door het boorgat zelf. De MIT wordt per boorgat tweemaal uitgevoerd: zowel vóór inbouw van de 5½”-verbuizing (bepaling lekdichtheid van de LCCS-cement verbinding en de 7”-buis) als ná inbouw van de 5½”-verbuizing (bepaling lekdichtheid packers en de 5½”-buis).

De exacte definitieve procedure voor de uitvoering van de MIT, en de uitkomsten en interpretatie er van, worden aan SodM voorgelegd.



Figuur 4.5: test set-up van de MIT (hydraulische lekdichtheidstest).

4 Deelplannen risicobeheersing

4.1 Administratief plan

Olie-pekels administratie

AkzoNobel en Argos houden een olie- en pekelsadministratie bij. Daarin wordt exact bijgehouden hoeveel olie er de caveerne in en uit is gegaan en hoeveel pekels er de caveerne in en uit is gegaan. Zo is er altijd een exact inzicht in de in de caveerne aanwezige hoeveelheid olie. Dit is ook de hoeveelheid die er bij het volledig legen van de caveerne weer uit moet komen. Een afwijking hiervan kan twee oorzaken hebben:

1. Olie in onbereikbare welvingen in het cavernedak.
2. Olielekkage tijdens opslag;

Voorafgaand aan de eerste vulling zal een verder uitgewerkt protocol voor de administratie aan SodM worden overlegd.

Verificatie van geschat volume in aanwezige welvingen in het dak

De nauwkeurige administratie van ingaande olie biedt, ten tijde van de eerste vulling, een belangrijke mogelijkheid om de laatste sonarmeting, die kort voor de eerste vulling gemaakt wordt, te toetsen, in het bijzonder op het volume aan olie dat zich nestelt in welvingen in het dak. Op basis van deze sonar kan worden bepaald op welke diepte de olie-pekelspiegel moet staan na een bepaalde hoeveelheid ingebrachte olie, bijvoorbeeld na 10.000 m³, na 20.000 m³, etc. Deze dieptes kunnen vergeleken worden met de daadwerkelijke diepteligging zoals bepaald m.b.v. de olie-pekelspiegel meting. De belangrijkste redenen voor afwijkingen zijn:

1. Aanwezigheid van extra welvingen in het dak die door de sonar niet worden "gezien". Dit zal al snel duidelijk worden, bij de eerste 10.000 m³ olie die ingepompt wordt;
2. Een groter dan verwachte radius van de caveerne (voortdurend langzamere daling van het olie-pekelspiegel niveau dan verwacht).

Op deze wijze ontstaat een goed inzicht in de betrouwbaarheid van de sonarmetingen, in de exacte caveerne vorm, en in de aanwezigheid van welvingen in het dak en het volume aan olie dat zich hier in nestelt dat er zonder mitigerende maatregelen niet uit terug te halen is.

4.2 Monitoringsplan

Monitoring van de druk

De druk wordt op twee plaatsen gemeten: aan de boorgatafsluiter van de pekelsput en van de olieput. Vanwege het ontwerp en de open verbinding tussen de pekelsput en de pekels onderin de caveerne en tussen de olieput en de olie bovenin de caveerne, is het niet nodig om op meer plekken de druk te meten. Dit systeem wordt ook voorzien van een overdrukbeveiliging die, in het geval van het ontstaan van overdruk, actie onderneemt door de olietoegang af te sluiten. De voorgestelde maximale drukken t.o.v. de werkdrukken zijn:



Locatie en situatie	Normale werkdruk	Signaaldruk
Olieput; geen gebruik	18 bar	20 bar
Olieput; tijdens olietoevoer	32 bar	35 bar
Olieput; tijdens olieafvoer	18 bar	20 bar
Pekelput; geen gebruik	1 bar	5 bar
Pekelput; tijdens olietoevoer	1 bar	2 bar
Pekelput; tijdens olieafvoer	4 bar	5 bar

Het afsluiten van de putten d.m.v. de automatische afsluiters tijdens het vullen of legen wordt direct doorgegeven aan de controlekamer.

Als er niet gevuld of gelegeerd wordt, dient de druk aan de olieput rond de 18 bar te zijn (een en ander afhankelijk van het exacte olie-pekelspiegelniveau). Ter plaatse van de pekelpuut dient de druk dan 1 bar te zijn (atmosferische druk). Het verschil tussen beide bedraagt ca. 17 bar en is ook weer afhankelijk van het exacte olie-pekelspiegelniveau. Een verandering van de druk kan op verschillende zaken duiden, zoals:

- Uitzetten of krimpen van de inhoud van de caverne door temperatuurverandering (bijvoorbeeld als relatief koude olie in de caverne gebracht is);
- Lekkage van olie;
- Lekkage van pekelpuut (bijvoorbeeld via de Solling formatie);
- Convergentie van de caverne;
- Instorten van een deel van het cavernedak;

De drukken worden met een hoge frequentie (uren) gemeten, en met een geringere frequentie uit de meetapparatuur uitgelezen, aanvankelijk dagelijks, om een beeld te krijgen van de natuurlijke variatie, en later wekelijks of maandelijks, zodat tijdig gereageerd kan worden bij het optreden van niet toelaatbare drukveranderingen. Wat beschouwd moet worden als „niet toelaatbaar“ moet werkenderwijs bepaald worden. Dit zal gebeuren in overleg met SodM.

De exacte wijze waarop de drukmetingen uitgevoerd worden, en een verder uitgewerkt drukmonitoringsprotocol, zullen aan SodM worden voorgelegd.

Monitoring van het olie-pekelniveau

Een verandering van het olie-pekelspiegel niveau kan op verschillende zaken duiden, zoals:

- Ongelijk uitzetten of krimpen van de inhoud van de caverne door temperatuurverandering (bijvoorbeeld als relatief koude olie in de caverne gebracht is);
- Lekkage van olie;
- Lekkage van pekelpuut (bijvoorbeeld via de Solling Formatie);
- Instorten van een deel van het cavernedak;

In de huidige pekelpuutwinningcavernes wordt het olie-pekelspiegel niveau gemeten m.b.v. een zogenaamd „Blanket Control System“ (BCS). Dit systeem heeft een resolutie van 10 cm. Een hogere resolutie (orde grootte 5-10 cm) kan bereikt worden door meerdere BCS systemen te installeren. In theorie is een nog hogere resolutie mogelijk met dit systeem, in de praktijk echter ontbreekt daarvoor de ruimte in de buis. Daarom wordt momenteel gekeken naar een manier om het niveau van de olie-pekelspiegel op een andere manier te meten. Een veelbelovende meetwijze lijkt het gebruik van dunne glasvezel te zijn. Deze is (samen met een verwarmingsdraad) om de 5½"-buis te wikkelen ter plaatse van het

geplande niveau (en wellicht ook in de bovenste meters net onder het dak ten behoeve van een verbeterd inzicht in het volume van de welvingen). Glasvezel reageert snel op temperatuurveranderingen en omdat pekelspiegel een andere warmtegeleiding heeft dan gasolie kan de diepteligging van de olie-pekelspiegel zeer nauwkeurig worden bepaald bij kortdurende verwarming via de verwarmingsdraad. AkzoNobel onderzoekt in samenwerking met de meetdienst van Deltares of dit systeem op een efficiënte manier kan worden ingebouwd in een van de boorgaten van het opslagsysteem.

Ook dit systeem zal niet continu metingen verrichten. Het meten van het niveau zal met een nader te bepalen frequentie gebeuren door medewerkers van AkzoNobel. Vooral nog wordt gedacht aan een dagelijkse meetfrequentie tijdens vullen/leggen, en een maandelijkse meetfrequentie in statische toestand. In combinatie met de drukmetingen leveren de niveaumetingen zeer nuttige informatie over de situatie in de caverne.

De exacte wijze waarop de niveaumetingen uitgevoerd gaan worden, en een verder uitgewerkt monitoringsprotocol voor het olie-pekelspiegel niveau, zullen aan SodM worden voorgelegd.

Monitoring van de temperatuur in de caverne

Indien gekozen wordt voor de meting van het olie-pekelspiegel niveau m.b.v. glasvezel kunnen deze draden ook gebruikt worden voor het meten van de temperatuur in de caverne. Het meten van de temperatuur zal met een nader te bepalen frequentie gebeuren door medewerkers van AkzoNobel. Vooral nog wordt gedacht aan een maandelijkse meetfrequentie.

De exacte wijze waarop de temperatuurmetingen uitgevoerd gaan worden zal aan SodM worden voorgelegd.

Monitoring van de afgesloten put

De afsluiting in de tijdelijk afgesloten put zal periodiek onderzocht worden op lekdichtheid. Dit kan door aan de bovenzijde van deze put de daar aanwezige vloeistof (pekelspiegel of anti-corrosievloeistof) te testen op de aanwezigheid van olie. Door een vloeistof te gebruiken die zwaarder is dan gasolie, komt eventueel hierin gelekte gasolie direct bovendrijven en kan eenvoudig worden gezien of de tijdelijke plug lekt.

Het controleren van de vloeistof in de afgesloten put zal met een nader te bepalen frequentie gebeuren door medewerkers van AkzoNobel. Vooral nog wordt gedacht aan een driemaandelijkse meetfrequentie.

De exacte wijze waarop de monitoring van de afgesloten put uitgevoerd gaat worden zal aan SodM worden voorgelegd.

Monitoring van de samenstelling van de annulaire vloeistof

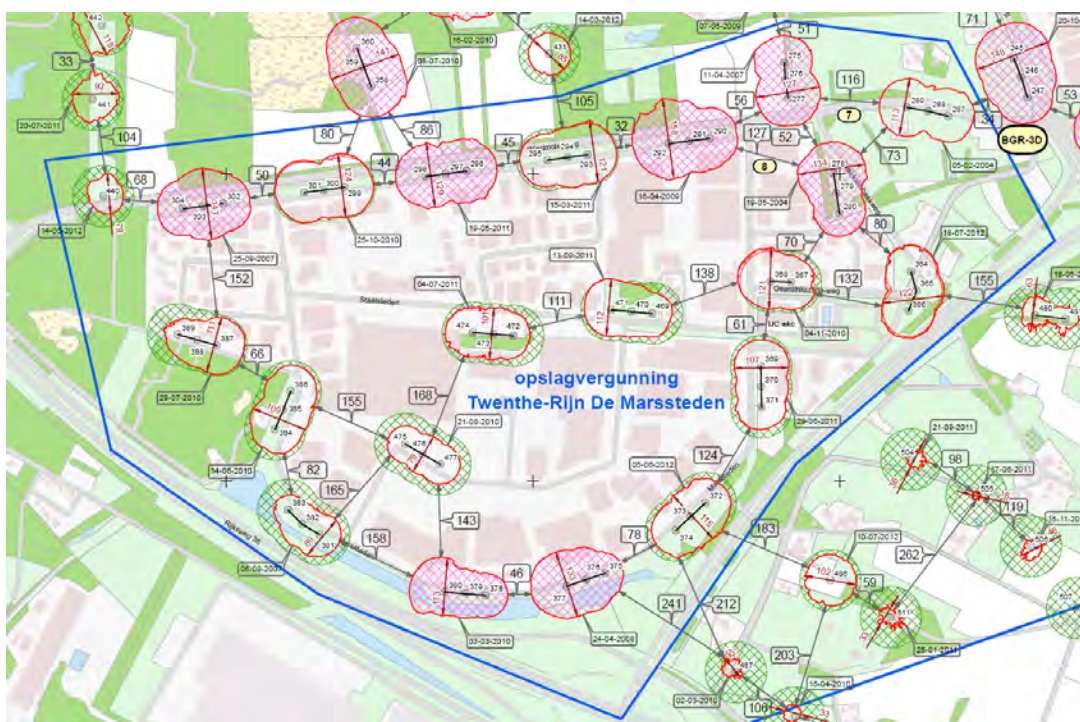
De packers aan de onderzijde van de annulaire ruimte van de olie- en de pekelputten zullen periodiek onderzocht moeten worden op lektheid. Dit kan door aan de bovenzijde van de annulaire ruimte van de putten de daar aanwezige vloeistof (anti-corrosievloeistof) te testen op de aanwezigheid van olie. Door een vloeistof te gebruiken die zwaarder is dan gasolie, komt eventueel hierin gelekte gasolie direct bovendrijven en kan eenvoudig worden gezien of de packers lekken. Voor wat betreft de olieput wordt zo ook de lektheid van de 5½"-buis in de gaten gehouden.

Het controleren van de vloeistof in de annulaire ruimte zal met een nader te bepalen frequentie gebeuren door medewerkers van AkzoNobel. Vooralnog wordt gedacht aan een maandelijkse meetfrequentie.

De exacte wijze waarop de monitoring van de annulaire ruimten uitgevoerd gaat worden zal aan SodM worden voorgelegd.

Behoud veilige pilaardikte

Ten behoeve van de gesteentemechanische veiligheid is het van groot belang dat de pilaardikte (i.e. de afstand tussen de opslagcavernes en de aangrenzende cavernes) niet te klein wordt. Regels hieromtrent zijn vastgelegd in het door AkzoNobel gehanteerde zoutwinningsprotocol "Good Salt Mining Practice" (GSMP). Op dit moment wordt er uit enkele van de aangrenzende cavernes nog zout geproduceerd. Bovendien gaat er uit enkele van de opslagcavernes nog zout geproduceerd worden ten behoeve van het vlak logen van de cavernedaken. In het bijzonder bij deze activiteiten is het van groot belang dat de pilaardikte tussen de opslagcavernes en aangrenzende cavernes behouden blijft. In onderstaande figuur zijn deze pilaardiktes aangegeven.



Figuur 4.6: kaart van de opslagvergunning met daarin de aanwezige zoutcavernes en de afstanden ertussen, die indicatief zijn voor de pilaardikte.

Dit aspect zal met de afdeling Boorterrein van AkzoNobel Hengelo afgestemd worden. Het monitoren van de pilaardikte zal een belangrijk aandachtspunt zijn in het definitieve monitoringsprotocol.

Sonarmetingen

Zie: paragraaf 4.3 (onderhoudsplan)

4.3 Onderhoudsplan

Het onderhoudsplan wordt nader ingevuld wanneer het DO van het opslagsysteem is uitgewerkt. Enkele aspecten ervan worden hier alvast nader toegelicht.

Inhuur van personeel (contractors)

Zowel de voorbereidende werkzaamheden (zoals de testen), als de aanlegwerkzaamheden (zoals de milling operatie en de ombouw), als de onderhoudswerkzaamheden mogen uitsluitend worden uitgevoerd door hiervoor opgeleid en hoogwaardig gekwalificeerd personeel. De werkzaamheden dienen tevens te allen tijde onder toezicht te staan van personeel dat gekwalificeerd is om aan deze werkzaamheden leiding te geven. Indien dit personeel niet in dienst is van AkzoNobel, zal dit moeten worden ingehuurd van hiervoor geschikte contractors (DEEP, Socon, Schlumberger, Halliburton, Baker Huges, etc.).

Sonarmetingen

Een veelgebruikte manier om inzicht te krijgen in de vorm en inhoud van cavernes is door het uitvoeren van sonarmetingen. Deze zullen worden uitgevoerd na een volledige leging van de caveerne, wat gemiddeld elke 5 à 10 jaar gedaan zal worden. In dat geval vindt de meting plaats in een volledig met pekkel gevulde caveerne, en is er drukevenwicht aan de boorgatafsluiters. Echter, ook wordt een sonarmeting uitgevoerd indien daar vanuit een van de andere metingen in het kader van de monitoring aanleiding voor is, bijvoorbeeld als er een duidelijke verandering van het olie-pekelspiegel niveau wordt waargenomen die ver buiten de verwachte (natuurlijke) variatie valt. In een dergelijk geval gebeurt de meting in een deels met olie gevulde caveerne en moet het pekelniveau in de pekkelbuis dus verlaagd worden om de druk aan de boorgatafsluiter van de olieput weg te nemen. Indien gewenst kan ook via de pekelpuut het sonarmeetinstrument neergelaten worden, maar omdat de pekelpuut tot diep in de caveerne hangt kan dit instrument dan slechts over een klein dieptetraject metingen doen. De resultaten van de metingen worden vergeleken met de laatste sonar. Zo kunnen eventuele veranderingen in de vorm gezien worden.

Voorafgaand aan de eerste vulling zal een verder uitgewerkt onderhoudsprotocol aan SodM worden overlegd.

4.4 Trainingsprogramma

De volgende aspecten m.b.t. de veiligheidsmaatregelen ter voorkoming van lekkage vanuit de put naar de omgeving of ter beperking van de gevolgen van lekkage dienen minimaal tijdens het trainingsprogramma van de chauffeurs aan de orde te komen:

1. De procedure die gevolgd moet worden bij een incident waarbij olie vrij uitstroomt.
2. De procedure die gevolgd moet worden bij een automatische afsluiting van de olie toe- en afvoer.
3. De procedures m.b.t. afsluiten van het hek door chauffeurs bij het verlaten van de

- laad- en loslocatie;
4. De procedures m.b.t. afsluiten van het zouthuisje bij het verlaten van de laad- en loslocatie;
 5. Voorschriften m.b.t. rustig rijden nabij de olieopslaglocaties;

Voorafgaand aan de eerste vulling zal een verder uitgewerkt trainingsprogramma aan SodM worden overlegd.

4.5 Noodsituatie actieplan

Er zal een noodsituatie actieplan gemaakt worden waarin beschreven staat hoe te handelen in het geval van het optreden van een lekkage van olie vanuit het opslagsysteem. De volgende aspecten zullen daar minimaal deel van uitmaken:

- Lokalisering van de lekkage
- Bepaling van de omvang van de lekkage
- Reparatie van het ontstane lek
- Onttrekking van alle olie uit de caverne
- Opstelling en inwerkingtreding van het communicatieplan
- Opstelling bodemverontreinigingsrapport
- Opstelling en uitvoering grondwatersaneringsplan

Het uiteindelijke noodsituatie actieplan wordt voorafgaand aan de eerste olievulling aan SodM voorgelegd.



AkzoNobel
Tomorrow's Answers Today

Bijlagen



AkzoNobel
Tomorrow's Answers Today

1. Tekstuele versie van de Bowtie “Breach of Confinement”

Hazard Specification Sheet

Case: Gasoil Storage Hengelo

Hazard: Storage of Gasoil in a Salt Cavern

Top Event: Breach of Confinement

Hazard name:	storage of gasoil in a salt cavern
Location:	CLOVIS (Gasoil Storage Hengelo)
Top event:	breach of confinement (=leakage of gasoil)
Description:	gasoil leaks through the boundaries of the storage system

Threats

Threat

	Barrier - Accountable » Activity - Responsible
	Escalation Factor
	Barrier - Accountable » Activity - Responsible
	<ul style="list-style-type: none"> • catastrophic wellhead damage due to collision with heavy traffic <ul style="list-style-type: none"> • concrete blocks Concrete blocks will be placed around the well to reduce the impact of traffic with the wellhead house • reckless driving <ul style="list-style-type: none"> • driving instructions to reduce speed All drivers will be instructed to drive at reduced speed near the oil storage wellhead houses • vandalism causing instantaneous catastrophic wellhead damage <ul style="list-style-type: none"> • location outside risk area with respect to vandalism The area 'De Marssteden' is not located near a city centre or near an area with many pubs, etc. • close to football stadium (Grolsch Veste) <ul style="list-style-type: none"> • extra surveillance during football matches During football matches in the nearby stadium extra security surveillance will be around • security surveillance The industrial area has an active security surveillance • security fence A fence (height 2.5 m) will be placed around the wellhead house • wellhead house (locked) The wellhead house will be locked • improperly closed valve <ul style="list-style-type: none"> • standard working procedures Closing the valves will be incorporated in the standard working procedures • use of different contractors for oil transportation <ul style="list-style-type: none"> • contractor management Only highly qualified contractors will be used for work on the well head • pressure monitoring system (detection of leak) (Deltares_A: 5.10.3) A pressure monitoring system will be installed. This system monitors the pressure at different depths and both within the oil well and in the brine well to identify any changes of one of these. • repeated wellhead performance monitoring and actions (plan-do-check-act) The wellhead status and performance is checked at a regular basis. Any irregularities will be noticed and actions will be taken upon it.

	<ul style="list-style-type: none"> • install backup valves Backup valves will be installed, that, in case of an unforeseen improperly closed valve, will not allow oil leakage.
	<ul style="list-style-type: none"> • malfunctioning valve
	<ul style="list-style-type: none"> • pressure monitoring system (detection of leak) (Deltares_A: 5.10.3) A pressure monitoring system will be installed. This system monitors the pressure at different depths and both within the oil well and in the brine well to identify any changes of one of these.
	<ul style="list-style-type: none"> • repeated wellhead performance monitoring and actions (plan-do-check-act) The wellhead status and performance is checked at a regular basis. Any irregularities will be noticed and actions will be taken upon it.
	<ul style="list-style-type: none"> • install backup valves Backup valves will be installed, that, in case of an unforeseen improperly closed valve, will not allow oil leakage.
	<ul style="list-style-type: none"> • loss of wellbore integrity (Deltares_A: 5.4)
	<ul style="list-style-type: none"> • well completion design (double tubing) The design consists of an oil tubing within the outer casing, thus leading to two barriers between oil and cement bond.
	<ul style="list-style-type: none"> • presence of brine (corrosive)
	<ul style="list-style-type: none"> • annular fluid composition monitoring The composition of the annular fluid of the oil well will be monitored at a regular basis. As oil floats on brine, any oil in the annulus can be easily observed at the well head, so any oil leakage from the oil tube to the annular space will be found.
	<ul style="list-style-type: none"> • USIT (Deltares_A: 5.10.1) A USIT (Ultra Sonic Imager Tool) test will be used to test the quality of the cement bond at the cement/casing interface.
	<ul style="list-style-type: none"> • MIT (fluids) (Deltares_A: 5.10.2) A fluid-MIT will be done to ensure there are no significant leaks in the well and that the mechanical components of the well function in a manner protective of the environment and human health.
	<ul style="list-style-type: none"> • pressure monitoring system (detection of leak) (Deltares_A: 5.10.3) A pressure monitoring system will be installed. This system monitors the pressure at different depths and both within the oil well and in the brine well to identify any changes of one of these.
	<ul style="list-style-type: none"> • annular fluid composition monitoring The composition of the annular fluid of the oil well will be monitored at a regular basis. As oil floats on brine, any oil in the annulus can be easily observed at the well head, so any oil leakage from the oil tube to the annular space will be found.
	<ul style="list-style-type: none"> • packer failure (Deltares_A: 5.8)
	<ul style="list-style-type: none"> • wellbore (casing, cementation) In case of failure of the packer, the casing and cementation of the well form important barriers reducing the possibility of leakage of oil into the surroundings and the environment.
	<ul style="list-style-type: none"> • presence of brine (corrosive)
	<ul style="list-style-type: none"> • annular fluid composition monitoring The composition of the annular fluid of the oil well will be monitored at a regular basis. As oil floats on brine, any oil in the annulus can be easily observed at the well head, so any oil leakage from the oil tube to the annular space will be found.
	<ul style="list-style-type: none"> • pressure monitoring system (detection of leak) (Deltares_A: 5.10.3) A pressure monitoring system will be installed. This system monitors the pressure at different depths and both within the oil well and in the brine well to identify any changes of one of these.
	<ul style="list-style-type: none"> • annular fluid composition monitoring The composition of the annular fluid of the oil well will be monitored at a regular basis. As oil floats on brine, any oil in the annulus can be easily observed at the well head, so any oil leakage from the oil tube to the annular space will be found.
	<ul style="list-style-type: none"> • failure of retrievable plug, casing and cementation in the unused well (Deltares_A: 5.8)
	<ul style="list-style-type: none"> • USIT (Deltares_A: 5.10.1) A USIT (Ultra Sonic Imager Tool) test will be used to test the quality of the cement bond at the cement/casing interface.
	<ul style="list-style-type: none"> • Abandoned well brine composition measurement The composition of the brine in the abandoned well will be monitored at a regular basis. As oil floats on brine, any oil in the abandoned well due to leakage along the retrievable plug, casing or cementation of the abandoned well can be easily observed at the well head.
	<ul style="list-style-type: none"> • pressure monitoring system (detection of leak) (Deltares_A: 5.10.3) A pressure monitoring system will be installed. This system monitors the pressure at different depths and both within the oil well and in the brine well to identify any changes of one of these.
	<ul style="list-style-type: none"> • non-specific monitoring system due to contact with permeable Solling Formation
	<ul style="list-style-type: none"> • additional measurements to identify cause of leakage As pressure monitoring is a very non-specific identifier for leakage, additional measurements will have to be performed in case of any drastic change in pressure. The main additional measurement is measuring the oil-brine interface level.
	<ul style="list-style-type: none"> • loss of LCCS integrity (Deltares_A: 5.4)

	<ul style="list-style-type: none"> • USIT (Deltares_A: 5.10.1) A USIT (Ultra Sonic Imager Tool) test will be used to test the quality of the cement bond at the cement/casing interface.
	<ul style="list-style-type: none"> • reinstall well section near cavern roof (incl. LCCS) The well section near the cavern roof will be milled and will be reinstalled following the milling operation, including the LCCS.
	<ul style="list-style-type: none"> • MIT (fluids) (Deltares_A: 5.10.2) A fluid-MIT will be done to ensure there are no significant leaks in the well and that the mechanical components of the well function in a manner protective of the environment and human health.
	<ul style="list-style-type: none"> • No experience with MITs in Hengelo brine field
	<ul style="list-style-type: none"> • hire experienced consultants Only highly qualified contractors will be used for the MIT
	<ul style="list-style-type: none"> • pressure monitoring system (detection of leak) (Deltares_A: 5.10.3) A pressure monitoring system will be installed. This system monitors the pressure at different depths and both within the oil well and in the brine well to identify any changes of one of these.
	<ul style="list-style-type: none"> • non-specific monitoring system due to contact with permeable Solling formation
	<ul style="list-style-type: none"> • oil level measurements As pressure monitoring is a very non-specific identifier for leakage, additional measurements will have to be performed in case of any drastic change in pressure. The main additional measurement is measuring the oil-brine interface level.
	<ul style="list-style-type: none"> • roof collapse
	<ul style="list-style-type: none"> • design: cavern selection procedure excludes potentially unstable caverns During the selection procedure potentially unstable caverns were excluded from the selected caverns.
	<ul style="list-style-type: none"> • pressure control to keep pressures with allowable limits A pressure control system will be installed. This prevents pressure to be above or below the allowable limits.
	<ul style="list-style-type: none"> • pressure monitoring system (deviation signals roof collapse) (Deltares_A: 5.3) A pressure monitoring system will be installed. This system monitors the pressure at different depths and both within the oil well and in the brine well to identify any changes of one of these. As roof collapse will definitely change the observed pressures, this will be seen.
	<ul style="list-style-type: none"> • non-specific monitoring system due to contact with permeable Solling Formation
	<ul style="list-style-type: none"> • oil level measurements As pressure monitoring is a very non-specific identifier for leakage, additional measurements will have to be performed in case of any drastic change in pressure. The main additional measurement is measuring the oil-brine interface level.
	<ul style="list-style-type: none"> • repeated sonar measurements (after every emptying of the cavern; every 5 yrs on average; at least 10 years after last measurement) Sonar measurements will be done at a regular base. To keep a good eye on the development of the cavern volume, this will be done at least after every emptying of the cavern. This will be every 5 yrs on average, and will be done at least 10 years after the last measurement has taken place.
	<ul style="list-style-type: none"> • permeation through roof (Deltares_A: 5.3)
	<ul style="list-style-type: none"> • design: salt above cavern (impermeable) Salt is impermeable for fluids like oil. During the selection procedure caverns which developed into other salt layers than Salt A were excluded from the selected caverns.
	<ul style="list-style-type: none"> • pressure monitoring system (detection of leak) (Deltares_A: 5.10.3) A pressure monitoring system will be installed. This system monitors the pressure at different depths and both within the oil well and in the brine well to identify any changes of one of these.
	<ul style="list-style-type: none"> • non-specific monitoring system due to contact with permeable Solling formation
	<ul style="list-style-type: none"> • oil level measurements As pressure monitoring is a very non-specific identifier for leakage, additional measurements will have to be performed in case of any drastic change in pressure. The main additional measurement is measuring the oil-brine interface level.
	<ul style="list-style-type: none"> • mass balance calculations based on oil in/out and brine in/out A good administration of in and out flowing oil and in and out flowing brine will provide the necessary information for mass balance calculations. Any differences between the quantity of oil that went into the cavern and that comes out of the cavern at the end signals leakage of oil (or oil trapped in roof pockets).
	<ul style="list-style-type: none"> • cavern volume differs from assumed volume based on most recent sonar measurement
	<ul style="list-style-type: none"> • Measure oil level at several moments during first filling operation to check reliability and accuracy of sonar measurement The oil level will be measured at several moments during first filling of the cavern, for example after 10,000 m³, after 25,000 m³, etc. Comparing the expected oil-brine level with the actual level gives information on the reliability and accuracy of the sonar measurements. Also it gives insight in the presence of any unknown roof pockets.
	<ul style="list-style-type: none"> • permeation into the cavern walls through permeable intervals (Deltares_A: 5.1)
	<ul style="list-style-type: none"> • design: cavern selection procedure excludes non-Salt A contained caverns Salt is impermeable for fluids like oil. During the selection procedure caverns which developed into other salt layers than Salt A were excluded from the selected caverns.
	<ul style="list-style-type: none"> • pressure monitoring system (detection of leak) (Deltares_A: 5.10.3) A pressure monitoring system will be installed. This systems monitors the pressure at different depths and both within the oil well and in the brine well to identify any changes of one of these.

	<ul style="list-style-type: none"> • non-specific monitoring system due to contact with permeable Solling formation
	<ul style="list-style-type: none"> • oil level measurements As pressure monitoring is a very non-specific identifier for leakage, additional measurements will have to be performed in case of any drastic change in pressure. The main additional measurement is measuring the oil-brine interface level.
	<ul style="list-style-type: none"> • mass balance calculations based on oil in/out and brine in/out A good administration of in and out flowing oil and in and out flowing brine will provide the necessary information for mass balance calculations. Any differences between the quantity of oil that went into the cavern and that comes out of the cavern at the end signals leakage of oil (or oil trapped in roof pockets).
	<ul style="list-style-type: none"> • cavern volume differs from assumed volume based on most recent sonar measurement
	<ul style="list-style-type: none"> • Measure oil level at several moments during first filling operation to check reliability and accuracy of sonar measurement The oil level will be measured at several moments during first filling of the cavern, for example after 10,000 m3, after 25,000 m3, etc. Comparing the expected oil-brine level with the actual level gives information on the reliability and accuracy of the sonar measurements. Also it gives insight in the presence of any unknown roof pockets.
	<ul style="list-style-type: none"> • leakage/permeation through cracks in the cavern walls and roof (Deltares_A: 5.1)
	<ul style="list-style-type: none"> • design: viscoplastic behaviour of salt heals faults at cavern level Salt behaves viscoplastic at the given temperature and pressure at cavern level, thus sealing any faults that develop.
	<ul style="list-style-type: none"> • pressure control to keep pressures with allowable limits A pressure control system will be installed. This prevents pressure to be above of below the allowable limits.
	<ul style="list-style-type: none"> • pressure monitoring system (detection of leak) (Deltares_A: 5.10.3) A pressure monitoring system will be installed. This system monitors the pressure at different depths and both within the oil well and in the brine well to identify any changes of one of these.
	<ul style="list-style-type: none"> • non-specific monitoring system due to contact with permeable Solling formation
	<ul style="list-style-type: none"> • oil level measurements As pressure monitoring is a very non-specific identifier for leakage, additional measurements will have to be performed in case of any drastic change in pressure. The main additional measurement is measuring the oil-brine interface level.
	<ul style="list-style-type: none"> • mass balance calculations based on oil in/out and brine in/out A good administration of in and out flowing oil and in and out flowing brine will provide the necessary information for mass balance calculations. Any differences between the quantity of oil that went into the cavern and that comes out of the cavern at the end signals leakage of oil (or oil trapped in roof pockets).
	<ul style="list-style-type: none"> • cavern volume differs from assumed volume based on most recent sonar measurement
	<ul style="list-style-type: none"> • Measure oil level at several moments during first filling operation to check reliability and accuracy of sonar measurement The oil level will be measured at several moments during first filling of the cavern, for example after 10,000 m3, after 25,000 m3, etc. Comparing the expected oil-brine level with the actual level gives information on the reliability and accuracy of the sonar measurements. Also it gives insight in the presence of any unknown roof pockets.
	<ul style="list-style-type: none"> • permeable faults in contact with the cavern (Deltares_A: 5.5 & 6.2)
	<ul style="list-style-type: none"> • design: cavern selection procedure aimed at minimizing presence of faults During the selection procedure caverns with known faults, that might affect the containment concept, were excluded from the selected caverns.
	<ul style="list-style-type: none"> • some minor faults (throw < 10 m @ Röt level)
	<ul style="list-style-type: none"> • viscoplastic behaviour of salt heals faults at cavern level Salt behaves viscoplastic at the given temperature and pressure at cavern level, thus sealing any faults that might have developed during geological history.
	<ul style="list-style-type: none"> • pressure monitoring system (detection of leak) (Deltares_A: 5.10.3) A pressure monitoring system will be installed. This system monitors the pressure at different depths and both within the oil well and in the brine well to identify any changes of one of these.
	<ul style="list-style-type: none"> • non-specific monitoring system due to contact with permeable Solling formation
	<ul style="list-style-type: none"> • oil level measurements As pressure monitoring is a very non-specific identifier for leakage, additional measurements will have to be performed in case of any drastic change in pressure. The main additional measurement is measuring the oil-brine interface level.
	<ul style="list-style-type: none"> • mass balance calculations based on oil in/out and brine in/out A good administration of in and out flowing oil and in and out flowing brine will provide the necessary information for mass balance calculations. Any differences between the quantity of oil that went into the cavern and that comes out of the cavern at the end signals leakage of oil (or oil trapped in roof pockets).
	<ul style="list-style-type: none"> • cavern volume differs from assumed volume based on most recent sonar measurement
	<ul style="list-style-type: none"> • Measure oil level at several moments during first filling operation to check reliability and accuracy of sonar measurement The oil level will be measured at several moments during first filling of the cavern, for example after 10,000 m3, after 25,000 m3, etc. Comparing the expected oil-brine level with the actual level gives information on the reliability and accuracy of the sonar measurements. Also it gives insight in the presence of any unknown roof pockets.
	<ul style="list-style-type: none"> • instantaneous loss of pillar integrity or slow pillar deformation (Deltares_A: 5.6 & 5.7)
	<ul style="list-style-type: none"> • design: cavern selection procedure ensuring sufficient pillar width During the selection procedure caverns with insufficient distance to neighbouring caverns, were excluded from the selected caverns.

	<ul style="list-style-type: none"> • ongoing leaching in adjacent caverns
	<ul style="list-style-type: none"> • leaching according to mining plan As long as leaching is being done according to the mining plans, the pillar width will never become too small. Cavern measurements (sonar) in caverns adjacent to oil storage caverns must be performed according to mining plans to ensure that the size stays below the maximum cavern size.
	<ul style="list-style-type: none"> • pressure control to keep pressures with allowable limits A pressure control system will be installed. This prevents pressure to be above or below the allowable limits.
	<ul style="list-style-type: none"> • pressure monitoring system (detection of leak) (Deltares_A: 5.10.3) A pressure monitoring system will be installed. This system monitors the pressure at different depths and both within the oil well and in the brine well to identify any changes of one of these.
	<ul style="list-style-type: none"> • non-specific monitoring system due to contact with permeable Solling formation
	<ul style="list-style-type: none"> • oil level measurements As pressure monitoring is a very non-specific identifier for leakage, additional measurements will have to be performed in case of any drastic change in pressure. The main additional measurement is measuring the oil-brine interface level.
	<ul style="list-style-type: none"> • repeated sonar measurements (after every emptying of the cavern; every 5 yrs on average; at least 10 years after last measurement) Sonar measurements will be done at a regular base. To keep a good eye on the development of the cavern volume, this will be done at least after every emptying of the cavern. This will be every 5 yrs on average, and will be done at least 10 years after the last measurement has taken place.
	<ul style="list-style-type: none"> • leakage through cavern floor (Deltares_A: 5.2)
	<ul style="list-style-type: none"> • design: brine layer on bottom of cavern (oil floats on brine) At the base of the cavern a brine layer will be present ensuring that the potentially permeable Solling formation, which is located below the cavern floor, is never in direct contact with the oil.
	<ul style="list-style-type: none"> • irregular shape of cavern floor (due to sump and irregular leaching)
	<ul style="list-style-type: none"> • brine tube opening located well above the cavern floor As the brine tube opening is located well above the cavern floor further lowering of the oil-brine-level is impossible as no brine can be pumped out when the oil-brine interface reaches the brine tube opening.
	<ul style="list-style-type: none"> • emergency shutdown system when oil enters the brine well In the case that oil enters the brine well during filling of the cavern with oil, the emergency shutdown prevents the further filling with oil.
	<ul style="list-style-type: none"> • pressure monitoring system (detection of leak) (Deltares_A: 5.10.3) A pressure monitoring system will be installed. This system monitors the pressure at different depths and both within the oil well and in the brine well to identify any changes of one of these.
	<ul style="list-style-type: none"> • non-specific monitoring system due to contact with permeable Solling formation
	<ul style="list-style-type: none"> • oil level measurements As pressure monitoring is a very non-specific identifier for leakage, additional measurements will have to be performed in case of any drastic change in pressure. The main additional measurement is measuring the oil-brine interface level.
	<ul style="list-style-type: none"> • mass balance calculations based on oil in/out and brine in/out A good administration of in and out flowing oil and in and out flowing brine will provide the necessary information for mass balance calculations. Any differences between the quantity of oil that went into the cavern and that comes out of the cavern at the end signals leakage of oil (or oil trapped in roof pockets).
	<ul style="list-style-type: none"> • cavern volume differs from assumed volume based on most recent sonar measurement
	<ul style="list-style-type: none"> • Measure oil level at several moments during first filling operation to check reliability and accuracy of sonar measurement The oil level will be measured at several moments during first filling of the cavern, for example after 10,000 m3, after 25,000 m3, etc. Comparing the expected oil-brine level with the actual level gives information on the reliability and accuracy of the sonar measurements. Also it gives insight in the presence of any unknown roof pockets.
	<ul style="list-style-type: none"> • oil overflow of the cavern
	<ul style="list-style-type: none"> • design: brine tube opening located well above the cavern floor As the brine tube opening is located well above the cavern floor further lowering of the oil-brine-level is impossible as no brine can be pumped out when the oil-brine interface reaches the brine tube opening.
	<ul style="list-style-type: none"> • emergency shutdown system when oil enters the brine well In the case that oil enters the brine well during filling of the cavern with oil, the emergency shutdown prevents the further filling with oil.
	<ul style="list-style-type: none"> • overpressurization of the storage system (Deltares_A: 5.6 & 5.7)
	<ul style="list-style-type: none"> • Design: natural pressure release mechanism (Solling Fm.) Overpressurization of the system is impossible as the Solling formation probably consists of some more permeable layers.
	<ul style="list-style-type: none"> • pressure control to keep pressures with allowable limits A pressure control system will be installed. This prevents pressure to be above or below the allowable limits.
	<ul style="list-style-type: none"> • emergency shutdown system when oil enters the brine well In the case that oil enters the brine well during filling of the cavern with oil, the emergency shutdown prevents the further filling with oil.
	<ul style="list-style-type: none"> • uncontrolled drilling activities during storage period

	<ul style="list-style-type: none"> • Mining regulations The different mining regulations do not allow for any deep drilling activities close to the wells.
	<ul style="list-style-type: none"> • Landmark (salt houses) The presence of the wellhead house should signal any drilling companies that this is not a safe place for drilling.
	<ul style="list-style-type: none"> • security surveillance The industrial area has an active security surveillance
• ground	acceleration due to earthquake
	<ul style="list-style-type: none"> • chance of significant magnitude earthquake in Twente is extremely low (no active tectonics; no gas and oil production) In Twente, the chance of an earthquake with a significant magnitude is extremely low as there is no known active tectonics in the area and as there is no gas and oil production.
	<ul style="list-style-type: none"> • New oil or gas production taking place nearby
	<ul style="list-style-type: none"> • Mining regulations The different mining regulations should act as an early warning system keeping oil and gas production rates that low that earthquakes with a possible effect on oil storage caverns are being prevented.
	<ul style="list-style-type: none"> • relatively safe location in the subsurface (no resonance, no free surface) During an earthquake the subsurface offers a relatively safe location as there is no resonance and no free surface.

Consequences

Consequence	
	<ul style="list-style-type: none"> • Barrier - Accountable »Activity - Responsible
	Escalation Factor
	<ul style="list-style-type: none"> • Barrier - Accountable »Activity - Responsible
• injury (near wellhead)	
	<ul style="list-style-type: none"> • design: fast pressure decline following loss of wellhead integrity When the well head integrity is lost, for example due to a truck accident, oil starts to flow out of the well due to the difference in hydrostatic pressure between the oil and the brine. After outflow of only 1.7 m3, the brine level has dropped to a level that the hydrostatic pressure of the oil equals the hydrostatic pressure of the brine, thus ending the outflow of oil.
	<ul style="list-style-type: none"> • emergency shutdown valve When oil flows out of the well freely, the fast pressure decrease initiates the emergency shutdown valve to automatically close.
	<ul style="list-style-type: none"> • wellhead cellar collects entire volume that may flow out (1.7 m3) The well head cellar around the well head will be enlarged to 2 m3. As the maximum volume that can flow out freely is 1.7 m3, this entire volume can be collected in this cellar.
	<ul style="list-style-type: none"> • debris in cellar due to incident
	<ul style="list-style-type: none"> • protective grid to cover cellar A grid will be placed over the cellar, thus protecting it against getting filled with debris at any time.
	<ul style="list-style-type: none"> • obligation to wear Personal Protection Gear (PPGs) at well location During filling and emptying operations or maintenance, it will be obliged to wear Personal Protection Gear.
• fire at wellhead	
	<ul style="list-style-type: none"> • gas oil is inflammable at atmospheric conditions Gasoil is not classified as flammable but consists of hydrocarbons and can burn. Its flash point is 60 degrees Celsius.
	<ul style="list-style-type: none"> • design: fast pressure decline following loss of wellhead integrity When the well head integrity is lost, for example due to a truck accident, oil starts to flow out of the well due to the difference in hydrostatic pressure between the oil and the brine. After outflow of only 1.7 m3, the brine level has dropped to a level that the hydrostatic pressure of the oil equals the hydrostatic pressure of the brine, thus ending the outflow of oil.
	<ul style="list-style-type: none"> • emergency shutdown valve When oil flows out of the well freely, the fast pressure decrease initiates the emergency shutdown valve to automatically close.
	<ul style="list-style-type: none"> • fire extinguishers (trucks, wellhead house) Fire extinguishers will be located at the trucks and at each wellhead house.
• free outflow at surface (oil spill)	
	<ul style="list-style-type: none"> • design: fast pressure decline following loss of wellhead integrity When the well head integrity is lost, for example due to a truck accident, oil starts to flow out of the well due to the difference in hydrostatic pressure between the oil and the brine. After outflow of

	only 1.7 m3, the brine level has dropped to a level that the hydrostatic pressure of the oil equals the hydrostatic pressure of the brine, thus ending the outflow of oil.
	<ul style="list-style-type: none"> • emergency shutdown valve When oil flows out of the well freely, the fast pressure decrease initiates the emergency shutdown valve to automatically close.
	<ul style="list-style-type: none"> • wellhead cellar collects entire volume that may flow out (1.7 m3) The well head cellar around the well head will be enlarged to 2 m3. As the maximum volume that can flow out freely is 1.7 m3, this entire volume can be collected in this cellar.
	<ul style="list-style-type: none"> • debris in cellar due to incident
	<ul style="list-style-type: none"> • protective grid to cover cellar A grid will be placed over the cellar, thus protecting it against getting filled with debris at any time.
	<ul style="list-style-type: none"> • oil spill remediation plan An oil spill remediation plan will be made following any oil spill. Remediation will then be performed following this plan.
	<ul style="list-style-type: none"> • instant contamination of shallow soil/groundwater (above groundwater base)
	<ul style="list-style-type: none"> • repair of the leak above groundwater base If the leakage occurs above the groundwater base, the leak will be repaired if possible. This can be done by lowering the brine level, so that also the oil level will be lowered.
	<ul style="list-style-type: none"> • shallow groundwater monitoring If leakage has occurred above the groundwater level, monitoring of the groundwater quality will be done at a well selected location (downstream of the leakage location).
	<ul style="list-style-type: none"> • groundwater remediation plan A groundwater remediation plan will be made following any oil spill. Remediation will then be performed following this plan.
	<ul style="list-style-type: none"> • distance to drinking water extraction points The wells are located far away from any drinking water extraction locations.
	<ul style="list-style-type: none"> • new groundwater extraction points (drinking water, ATEs, irrigation)
	<ul style="list-style-type: none"> • governmental regulations Regulations with respect to new groundwater extractions should prevent new groundwater extraction locations too close to the wells.
	<ul style="list-style-type: none"> • contamination of aquifers (below groundwater base)
	<ul style="list-style-type: none"> • repair of the leak (depends on cause) If the leakage occurs below the groundwater base, but above the cavern, the leak will be repaired if possible. This can then be done by lowering the brine level, so that also the oil level will be lowered.
	<ul style="list-style-type: none"> • evacuating the oil from the storage system (if no repair is possible) If no repair is possible, all oil will be evacuated from the cavern.
	<ul style="list-style-type: none"> • multiple impermeable layers (claystone) between cavern and known aquifers If leakage has occurred below the groundwater base, the presence of multiple impermeable claystone layers between the leakage depth and any used aquifers prevents contamination of these aquifers.
	<ul style="list-style-type: none"> • distance to water extraction points from deep aquifers (if any) The wells are located far away from any locations where groundwater is extracted from deep aquifers.
	<ul style="list-style-type: none"> • new groundwater extraction points (drinking water, geothermal)
	<ul style="list-style-type: none"> • governmental regulations Regulations with respect to new groundwater extractions should prevent new groundwater extraction locations too close to the wells.
	<ul style="list-style-type: none"> • reputational damage
	<ul style="list-style-type: none"> • communication plan incl. emergency response To prevent any reputational damage to AkzoNobel and State Supervision of Mines, a good communication plan must be developed in case of oil leakage.
	<ul style="list-style-type: none"> • financial loss
	<ul style="list-style-type: none"> • insurance to cover financial damage To prevent any financial damage to AkzoNobel a good insurance must be effective in case of oil leakage.



AkzoNobel
Tomorrow's Answers Today

2. Overzicht van barrières en het aantal voorkomens naar type

Barrier	# Times occurring	Barrier type	Description
Abandoned well brine composition measurement	1	Inspection	Composition of the brine in the plugged well will be monitored at a regular basis. As oil floats on brine, any oil in the plugged well due to leakage along the retrievable plug, casing or cementation of the well can be easily monitored at the well head.
Additional measurements to identify cause of leakage	1	Procedural	As pressure monitoring is a very non-specific identifier for leakage, additional measurements must be performed in case of a significant change in pressure to find the root cause. An important measurement at cavern level is the oil-brine interface level measurement.
Annular fluid composition monitoring	4	Inspection and Maintenance	The composition of the annular fluid of the oil well will be monitored on a regular basis. As oil floats on brine, any oil in the annulus can be easily observed at the well head, so any oil leakage from the oil tube to the annular space will be detected.
Brine tube opening located well above the cavern floor	1	Design - Process concept	As the brine tube opening is located well above the cavern floor, further lowering of the oil-brine-level is impossible, because no brine can be pumped out when the oil-brine interface reaches the brine tube opening.
Probability of a significant magnitude earthquake in Twente is extremely low (no active tectonics; no gas and oil production)	1	Separation (Time or Space)	In Twente, the probability of an earthquake with a significant magnitude, either naturally occurring or induced, is extremely low as there is no known active tectonics in the area, and no gas and oil production takes place in the vicinity.
Communication plan incl. emergency response	1	Reduction in Inventory	A good communication plan incl. emergency response must be in place for when leakage occurs.
Concrete blocks	1	Guarding or Shielding	Concrete blocks will be placed around the well to reduce the impact of traffic with the wellhead house
Contractor management	1	Procedural	Only highly-qualified contractors will be used for work on the wellhead
Design: brine layer at the base of the cavern (oil floats on brine)	1	Design - Process concept	At the base of the cavern a brine layer will be present ensuring that the more permeable Solling Formation, which is located below the Salt A in which the caverns are located, is never in direct contact with the oil.
Design: brine tube opening located well above the cavern floor	1	Design - Process concept	As the brine tube opening is located well above the cavern floor, further lowering of the oil-brine-level is impossible, because no brine can be pumped out when the oil-brine interface reaches the brine tube opening.
Design: cavern selection procedure aimed at minimizing presence of faults	1	Reduction in Inventory	During the selection procedure, caverns with faults in the vicinity that have the potential to affect their integrity were excluded from the selection.
Design: cavern selection procedure ensuring sufficient pillar width	1	Reduction in Inventory	During the selection procedure, caverns with insufficient distance to neighboring caverns were excluded from the selection.
Design: cavern selection procedure excludes non-Salt A contained caverns	1	Reduction in Inventory	Salt is impermeable for fluids. During the selection procedure, caverns that developed into other salt layers than Salt A were excluded from the selection.
Design: cavern selection procedure excludes potentially unstable caverns	1	Reduction in Inventory	During the selection procedure, potentially unstable caverns were excluded from the selection.
Design: fast pressure decline following loss of wellhead integrity	3	Design - Process concept	Upon loss of wellhead integrity, e.g. due to a truck accident, oil starts to flow out of the well due to the difference in hydrostatic pressure between the oil and the brine columns. After outflow of only about 1.7 m ³ , the brine level has dropped to a level where the hydrostatic pressure of the oil and brine columns is equal, thus ending the outflow of oil.
Design: natural pressure release mechanism (Solling Fm.)	1	Design - Process concept	Overpressurization of the system is impossible as the Solling formation contains more permeable intervals.
Design: salt above cavern (impermeable)	1	Design - Process concept	Salt is impermeable for fluids. During the selection procedure, caverns that developed into other salt layers than Salt A were excluded from the selection.
Design: viscoplastic behavior of salt heals faults at cavern level	1	Design - Process concept	Salt behaves weakly viscoplastic at the temperatures and pressures at cavern depth. Faults that develop are expected to be sealing faults.
Distance to drinking water extraction points	1	Separation (Time or Space)	The wells are located far away from any drinking water extraction locations.
Distance to water extraction points from deep aquifers	1	Separation (Time or Space)	The wells are located far away from any locations where groundwater is extracted from deep aquifers.
Driving instructions to reduce speed	1	Procedural	All drivers will be instructed to drive at reduced speed near the oil storage wellhead houses
Emergency shutdown system when oil enters the brine tube	3	Design - Protection System	If oil enters the brine well during filling of the cavern with oil, the emergency shutdown system prevents further overfilling with oil.
Emergency shutdown valve	3	Design - Protection System	If oil flows out of the well freely, the fast rate of pressure decline initiates the emergency shutdown valve to automatically close.
Evacuating the oil from the storage system (if no repair is possible)	1	Reduction in Inventory	If no repair is possible, all oil will be removed from the cavern.
Extra surveillance during football matches	1	Inspection	During football matches in the nearby stadium extra security surveillance will be around
Fire extinguishers (trucks, wellhead house)	1	Control of Energy Release	Fire extinguishers will be located at the trucks and at each wellhead house.
Gasoil is inflammable at atmospheric conditions	1	Design - Process concept	Gasoil is not classified as flammable. Its flash point is 60 degrees Celsius.
Governmental regulations	2	Administrative	Regulations with respect to new groundwater extractions must prevent new groundwater extraction locations too

<i>Barrier</i>	<i># Times occurring</i>	<i>Barrier type</i>	<i>Description</i>
			close to the oil storage wells.
Groundwater remediation plan	1	Reduction in Inventory	A groundwater remediation plan will be made directly after oil spill occurs. Remediation will be performed following this plan.
Hire experienced contractors	1	Procedural	Highly-qualified experienced contractors with a proven track record will be used for the MIT
Install backup valves	2	Design - Protection System	Backup valves will be installed that prevent oil leakage when a valve is improperly closed.
Insurance to cover financial damage	1	Reduction in Inventory	Financial damage to AkzoNobel must be covered by a good insurance, one that covers the costs for remediation and follow-up.
Landmark (salt houses)	1	Guarding or Shielding	The presence of the wellhead house signals that a salt cavern is present beneath the surface
Leaching according to mining plan	1	Procedural	As long as leaching in adjacent caverns is being done according to the mining plans, the pillar width will never become too small. Sonar measurements in caverns adjacent to oil storage caverns must be performed at intervals as specified in mining plans to ensure that the maximum cavern size is not exceeded.
Location outside risk area with respect to vandalism	1	Separation (Time or Space)	The area 'De Marssteden' is not located near a city centre or near an area with many pubs, etc.
Mass balance calculations based on oil in/out and brine in/out	5	Administrative	A good administration of in- and outflow of oil and in- and outflow of brine will provide the information for mass balance calculations. A mismatch between the quantity of oil that went into the cavern and that comes out of the cavern during a full oil recovery or at abandonment indicates that oil is trapped inside the cavern.
Oil level measurement inside the cavern at several moments during the first filling operation to calibrate the volume of oil trapped in pockets in the roof as estimated from the combined sonar measurements.	5	Administrative	The oil level inside the cavern will be measured at several moments during first filling of the cavern, e.g. after every 10,000 m3 of oil inserted. By comparing the actual level to the expected oil-brine level estimated from the combined sonar measurements the estimated volume of oil in roof pockets can be calibrated. As such, it also indicates the presence of unknown roof pockets that were not "seen" by sonar
Mining regulations	2	Administrative	The different mining regulations should act as an early warning system to keep oil and gas production rates within allowable limits to prevent occurrence of earthquakes that have the potential to destabilize the oil storage caverns.
MIT (fluids) (Deltares_A: 5.10.2)	2	Inspection	A fluid-MIT will be done to ensure there are no significant leaks in the well and that the mechanical components of the well function in a manner protective of the environment and human health.
Multiple impermeable layers (claystone) between cavern and known aquifers	1	Separation (Time or Space)	When leakage of oil in the subsurface has occurred at a deep level (i.e. at cavern level), it will take tens of thousands of years for the oil to reach an aquifer due to the presence of several thick impermeable layers between the point of leakage and the aquifers.
Obligation to wear Personal Protection Gear (PPGs) at well location	1	Procedural	During filling and emptying operations or maintenance, personnel is obligated to wear Personal Protection Gear.
Oil-brine interface level measurements	8	Reduction in Inventory	As pressure monitoring is a very non-specific identifier for leakage, additional measurements must be performed in case of a significant change in pressure to find the root cause. An important measurement at cavern level is the oil-brine interface level measurement.
Oil spill remediation plan	1	Reduction in Inventory	An oil spill remediation plan will be made when significant oil spill occurs. Remediation will be performed following this plan.
Pressure control to keep pressures with allowable limits	4	Control of Energy Release	A pressure control system will be installed. This prevents pressure to be above of below the allowable limits.
Pressure monitoring system (detection of leak) (Deltares_A: 5.10.3)	12	Design - Protection System	A pressure monitoring system will be installed. It monitors the pressure at the oil- and brine wellhead. A leak in the well will change these pressures due to a sudden change in the depth of the oil-brine-interface level
Pressure monitoring system (deviation signals roof collapse) (Deltares_A: 5.3)	1	Inspection	A pressure monitoring system will be installed. It monitors the pressure at the oil- and brine wellhead. A roof collapse will change these pressures due to a sudden change in the depth of the oil-brine-interface level
Protective grid to cover cellar	2	Guarding or Shielding	A grid will be placed over the cellar, thus protecting it against getting filled with debris at any time.
Reinstall well section near cavern roof (incl. LCCS)	1	Design - Detail Design	The well section near the cavern roof will be milled and will be reinstalled following the milling operation, including the LCCS.
Relatively safe location in the subsurface (no resonance, no free surface)	1	Design - Process concept	During an earthquake the subsurface offers a relatively safe location as there is no (resonance-enlarged) free surface movement
Repair of the leak (depends on cause)	1	Reduction in Inventory	If the leakage occurs in the well, and can be localized, attempts will be made to repair the leak.
Repair of the leak above the groundwater base	1	Reduction in Inventory	If the leakage occurs above the groundwater base, the leak will be repaired, and remediation activities will start.
Repeated sonar measurements (after every emptying of the cavern; every 5 yrs on average; at least 10 years after last measurement)	2	Inspection	Sonar measurements will be done after a full recovery of the stored oil, which is expected to be every 5 yrs on average. It will be done at least 10 years after the last measurement has taken place.
repeated wellhead performance monitoring and actions (plan-do-check-act)	2	Inspection and Maintenance	Wellhead integrity and performance is checked at a regular basis. Any irregularities will be noticed and acted upon.
Security fence	1	Guarding or Shielding	A fence (height 2.5 m) will be placed around the wellhead house
Security surveillance	2	Inspection	The industrial area has an active security surveillance

<i>Barrier</i>	<i># Times occurring</i>	<i>Barrier type</i>	<i>Description</i>
Shallow groundwater monitoring	1	Inspection	If leakage has occurred above the hydrological base, monitoring of the groundwater quality will be done at locations downstream of the leakage location.
Standard working procedures	1	Procedural	Closing the valves will be incorporated in the standard working procedures
USIT (Deltares_A: 5.10.1)	3	Inspection	A USIT (Ultra Sonic Imager Tool) test will be used to test the quality of the cement bond at the cement/casing interface.
Viscoplastic behavior of salt heals faults at cavern level	1	Design - Process concept	Salt behaves viscoplastic at the given temperature and pressure at cavern level, thus sealing any faults that have developed during geological history.
Well completion design (multiple barriers)	1	Design - Process concept	The design consists of an oil tubing within the outer casing, thus leading to two barriers between oil and cement bond.
Wellbore (casing, cementation)	1	Separation (Time or Space)	In case of failure of the packer, the casing and cementation of the well form important barriers reducing the possibility of leakage of oil into the surroundings and the environment.
Wellhead cellar collects entire volume that may flow out (1.7 m ³)	2	Guarding or Shielding	The wellhead cellar around the wellhead will be 2 m ³ . As the maximum volume that can flow out freely is 1.7 m ³ , this entire volume can be collected in this cellar.
Wellhead house (locked)	1	Guarding or Shielding	The wellhead house will locked

Storage of Gasoil in a Salt Cavern: Breach of Confinement (=Leakage of Gasoil)	Administrative	Control of Energy Release	Design - Detail Design	Design - Process concept	Design - Protection System	Guarding or Shielding	Inspection	Inspection and Maintenance	Operations and Maintenance	Procedural	Reduction in Inventory	Separation (Time or Space)
Threats:												
Catastrophic wellhead damage due to collision with heavy traffic						1				1		
Vandalism causing instantaneous catastrophic wellhead damage						3	1					1
Improperly closed valve					2			1		2		
Malfunctioning valve					2			1				
Loss of wellbore integrity (Deltares_A: 5.4)				1	1		2	2				
Packer failure (Deltares_A: 5.8)					1			2				1
Failure of retrievable plug, casing and cementation in the unused well (Deltares_A: 5.8)					1		2			1		
Loss of LCCS integrity (Deltares_A: 5.4)			1				3			1	1	
Roof collapse		1					2				2	
Permeation through roof (Deltares_A: 5.3)	2			1	1						1	
Permeation into the cavern walls through permeable intervals (Deltares_A: 5.1)	2				1						2	
Leakage/permeation through cracks in the cavern walls and roof (Deltares_A: 5.1)	2	1		1	1						1	
Permeable faults in contact with the cavern (Deltares_A: 5.5 & 6.2)	2			1	1						2	
Instantaneous loss of pillar integrity or slow pillar deformation (Deltares_A: 5.6 & 5.7)		1			1		1			1	2	
Leakage through cavern floor (Deltares_A: 5.2)	2			2	2						1	
Oil overfill of the cavern				1	1							
Overpressurization of the storage system (Deltares_A: 5.6 & 5.7)		1		1	1							
Uncontrolled drilling activities during storage period	1					1	1					
Ground acceleration due to earthquake	1			1								1
Consequences:												
Injury (near wellhead)				1	1	2				1		
Fire at wellhead		1		2	1							
Free outflow at surface (oil spill)				1	1	2					1	
Instant contamination of shallow soil/groundwater (above groundwater base)	1						1				2	1
Contamination of aquifers (below groundwater base)	1										2	2
Reputational damage											1	
Financial loss											1	



AkzoNobel
Tomorrow's Answers Today

3. Indeling van barrières naar type en gedetailleerde beschrijving

Bijlage 3a - Administratieve barrières

Barrier nr.	Barrier	Barrier type	Short description	Extended description	Implementation into the risk management plan
Admin_1	Governmental regulations	Administrative	Regulations with respect to new groundwater extractions should prevent new groundwater extraction locations too close to the wells.	Groundwater extraction permits are granted by the water board or the provincial authorities. These authorities should assure that no groundwater extraction permits are granted that are too close to the oil storage caverns, at least with respect to deep groundwater extractions. For shallow groundwater extractions (i.e. phreatic groundwater) and for extractions that are not subject to the permitting procedures, no risks exists and no special distances have to be taken into account as long as no leakage of oil from the cavern occurs. If leakage occurs, groundwater extractions in the vicinity of the oil storage caverns must be abandoned or at least reconsidered.	Implementation by external parties
Admin_2	Mass balance calculations based on oil in/out and brine in/out	Administrative	A good administration of in- and outflow of oil and in- and outflow of brine will provide the information for mass balance calculations. A mismatch between the quantity of oil that went into the cavern and that comes out of the cavern during a full oil recovery or at abandonment indicates that oil is trapped inside the cavern.	AkzoNobel and Argos will implement a so-called "Oil and Brine Administration". In this administration detailed figures are administered for oil flowing into and out of the cavern and for brine flowing into and out of the cavern. At any time after a full oil recovery, and after the final oil recovery, the quantity of oil that is unaccounted for confirms that oil is trapped in the cavern (roof pockets, sticking to walls)	A mass-balance administration will be incorporated in the administrative plan
Admin_3	Oil level measurement inside the cavern at several moments during the first filling operation to calibrate the volume of oil trapped in pockets in the roof as estimated from the combined sonar measurements	Administrative	The oil level inside the cavern will be measured at several moments during first filling of the cavern, e.g. after every 10.000 m ³ of oil inserted. By comparing the actual level to the expected oil brine level estimated from the combined sonar measurements the estimated volume of oil in roof pockets can be calibrated. As such, it also indicates the presence of unknown roof pockets that were not "seen" by sonar	Just before the first filling operation a detailed base level sonar measurement will be performed to confirm that no change has occurred in the shape and volume of the cavern. Using this sonar measurement, intermediate filling levels can be determined (e.g. after 10.000 m ³ , after 20.000 m ³ , etc.), which can be compared with actual levels measured during the filling operation. Large differences may be an indication of additional roof pockets that were not "seen" by sonar, larger pockets than estimated from sonar, or wider caverns in general (when differences occur at all filling levels), etc. Also, it provides information on the reliability of the sonar measurements.	The results of the base level sonar measurements, performed just before first filling of the cavern, and the calibration with the oil level measurements, will be discussed in more detail with State Supervision of Mines (SodM). The technique by which the oil-brine-interface level is measured inside the cavern is described in the monitoring plan.
Admin_4	Mining regulations	Administrative	The different mining regulations should act as an early warning system to keep oil and gas production rates within allowable limits to prevent occurrence of earthquakes that have the potential to destabilize the oil storage caverns.	At the moment no oil and gas production occurs in the immediate vicinity of the caverns. As such, earthquakes induced by oil and gas production are not expected. If oil and gas production is going to take place in Twente in the future, then the governing authorities (i.e. State Supervision of Mines and the Ministry of Economic Affairs) must account for the presence of oil-filled caverns when granting production permits for oil and gas, i.e., by bounding the production rate to prevent induced seismicity.	Implementation by external parties

KEY	
	See 'administrative plan'
	Will be discussed with SodM
	See 'monitoring plan'
	See 'maintenance plan'
	See 'What if leakage occurs' action plan
	See 'training program'

Bijlage 3b - Barrières 'Control of energy release'

Barrier nr.	Barrier	Barrier type	Short description	Extended description	Implementation into the risk management plan
Energy_1	Fire extinguishers (trucks, wellhead house)	Control of Energy Release	Fire extinguishers will be placed at the trucks and at each well house.	Presence of fire extinguishers inside all well houses forms part of the HAZOP study, this mitigating measure will be implemented via the detailed surface design. Fire extinguishers should be checked periodically according to the specifications of the equipment itself. According to regulations for the transportation of oil products by truck, fire extinguishers are present at all trucks used for oil transportation.	Fire extinguishers will be implemented in the final wellpad layout, which must be approved by State Supervision of Mines (SodM) before the start of the oil storage preparations
Energy_2	Pressure control to keep pressures within allowable limits	Control of Energy Release	A pressure control system will be installed. This prevents pressure to be above of below the allowable limits.	A pressure control system will be installed. This system will monitor the pressure at the brine wellhead and at the oil wellhead. Under static conditions, the pressure at the oil wellhead is not allowed to substantially exceed 17 bar, which is the difference in hydrostatic pressure between the oil and brine columns. When oil is being pumped into the cavern, the allowable pressure at the wellhead is the pressure generated by the oil pump (i.e. 32 bar which is necessary to pump oil into the cavern at a flowrate of 150 m ³ /m). At oil extraction, the pressure at the brine wellhead may never significantly exceed the pressure that is build-up by the brine pump, which is 4 bar. If one of these pressure gets higher than the allowable pressure, the valves at the oil- and brine wellheads will automatically close.	Design of the pressure control system will be incorporated in the detailed engineering design which must be approved by State Supervision of Mines (SodM) before the start of the oil storage preparations. Day-to-day monitoring of the system will be incorporated in the monitoring plan.

KEY	
	See 'administrative plan'
	Will be discussed with SodM
	See 'monitoring plan'
	See 'maintenance plan'
	See 'What if leakage occurs' action plan
	See 'training program'

Bijlage 3c - Ontwerpbarrières

Barrier nr.	Barrier	Barrier type	Short description	Extended description	Implementation into the risk management plan
Design_1	Design: brine layer on bottom of cavern (oil floats on brine)	Design - Process concept	At the base of the cavern a brine layer will be present ensuring that oil is never in contact with the potentially permeable Solling formation that is located below the cavern floor.	A layer of brine will always be present at the base of the cavern. The thickness of this layer depends on the relief of the cavern floor. The oil-brine-interface-level will be placed at a level such that the top of the sump is below this level everywhere. This will be done using the base level sonar measurement, which will be performed just before the start of the oil storage operation.	This barrier will be implemented in the detailed engineering design which has to be approved by State Supervision of Mines (SodM) before the start of the oil storage preparations
Design_2	Design: brine tube opening located well above the cavern floor	Design - Process concept	As the brine tube opening is located well above the cavern floor, further lowering of the oil-brine-level is impossible as no brine can be pumped out when the oil-brine interface reaches the brine tube opening.	The brine tube opening will be located at least one meter above the cavern floor. In this way, lowering of the oil-brine-level lower than the brine tube opening is impossible as oil will enter the brine well when this level is reached and the brine level will not be lowered any further. The depth of the brine tube opening will be determined using the base level sonar measurement, which will be performed just before the start of the oil storage operation.	This design aspect will be implemented in the final detailed engineering design which has to be approved by State supervisory of Mines (SodM) before the start of the oil storage preparations
Design_3	Design: fast pressure decline following loss of wellhead integrity	Design - Process concept	Following loss of wellhead integrity, oil starts to flow out of the well due to the difference in hydrostatic pressure between the oil and the brine. After outflow of only 1.7 m ³ , the brine level has dropped to a level where the hydrostatic pressure of the oil equals the hydrostatic pressure of the brine, thus ending the outflow of oil.	Following loss of wellhead integrity, oil starts to flow out of the well due to the difference in hydrostatic pressure between the oil and the brine. After outflow of only 1.7 m ³ , the brine level has dropped to a level that the hydrostatic pressure of the oil equals the hydrostatic pressure of the brine, thus ending the outflow of oil. This means that a truck incident can only cause 1.7 m ³ of oil to flow out of the well. Calculations have indicated that the outflow of oil from the well takes place at a rate of between 3 and 6 m/sec. The period of outflow depends on the size of the hole and ranges from 2.5 minutes (entire borehole open) to 2.2 hours (for a hole with a diameter of 1 cm).	No implementation necessary.
Design_4	Design: natural pressure release mechanism (Solling Fm.)	Design - Process concept	Overpressurization of the system is impossible because the top part of the Solling formation is known to contain more permeable intervals.	The Solling formation, located immediately below the Salt A layer that contains the caverns, is found to consist of sandy claystone with a permeability which is considerably higher than that of salt. As boreholes are drilled into the Solling formation, all caverns are in direct pressure connection with the Solling, although sump material will have filled the borehole and has formed a layer above the original cavern floor. As such, overpressurization of the cavern is deemed impossible. Pressure tests have proven that the maximum pressure that can be reached at cavern level is about 60 bar, which equals about 5 bar at the well head. Higher pressures are released via the permeable Solling formation, i.e. brine is then being pushed into the pores of the Solling Formation.	No implementation necessary.
Design_5	Design: salt above cavern (impermeable)	Design - Process concept	Salt is impermeable for fluids like oil. During the selection procedure, caverns that developed into other salt layers than Salt A were excluded from the selection.	Salt is impermeable for fluids like oil. Permeability measurements on salt have indicated a permeability in the range of 1,00E-05 to 1,00E-02 mD, and a hydraulic conductivity of 1,00E-11 to 1,00E-08. All selected caverns are entirely situated within Salt A and during the selection procedure caverns which developed into other salt layers than Salt A were excluded from the selection. A detailed geological description of the selected salt caverns can be found in the report titled "Cavern-specific risk assessment of gas oil storage in the Marssteden concession based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)" by Deltarex (2012).	This design aspect was implemented in the cavern selection procedure.
Design_6	Design: salt layer between sump and less impermeable Solling Formation	Design - Process concept	In some caverns, it may be necessary that the sump is in oil partially. In such cases, a salt layer between the lowest point of the sump (i.e. the deepest point of the cavern during its history) and the less impermeable Solling Formation must be present to prevent permeation into the Solling Formation.	In some caverns, it may be necessary that the sump is in oil partially. If so, then this is only allowed if it can be assured that a salt layer is present between the base of the sump (i.e. the deepest point the cavern has ever reached) and the more permeable Solling formation. As salt is impermeable for fluids like oil this salt layer then forms a barrier preventing any permeation of oil into the Solling formation.	This design aspect will be implemented in the final cavern-specific filling procedure which will be sent to State Supervision of Mines (SodM) before the start of the oil storage preparations
Design_7	Design: viscoplastic behavior of salt heals faults at cavern level	Design - Process concept	Salt behaves viscoplastically at the given temperature and pressure at cavern level, thus sealing any faults that develop.	At Röt salt level the few faults that have been observed in the vicinity of the caverns have small or no offset, and may be assumed to be closed due to the viscoplastic behaviour of salt.	No implementation necessary.
Design_8	Design: emergency shutdown system when oil enters the brine well	Design - Protection System	When oil enters the brine well during filling of the cavern, the emergency shutdown system automatically responds.	When a cavern is being overfilled with oil, i.e. when extraction of brine and influx of oil continues after having reached the allowed oil volume, the oil-brine-interface-level will at some point reach the brine tube opening. At that moment oil enters the brine tube. A pressure-controlled emergency shutdown will be implemented which will shut down automatically when oil reaches the brine wellhead.	This design aspect will be implemented in the detailed design of the brine wellhead and its connection to the brine pipe system.
Design_9	Design: emergency shutdown valve	Design - Protection System	When oil flows out of the well freely, the fast pressure decrease initiates an automatic closure of the emergency shutdown valve	When oil starts to flow out of the well freely, driven by the difference in hydrostatic pressure between the oil and the brine columns, the pressure at the oil wellhead will decrease. After outflow of only 1.7 m ³ , the brine level has dropped to a level where the hydrostatic pressures of the oil and brine columns is equal, thus ending the outflow of oil. Pressure decreases at a maximum rate of about 0.2 bar per second, when the entire borehole is open. An emergency shutdown valve will be installed that closes when a pressure decline is measured that exceeds 0.1 bar per second.	This design aspect will be implemented in the detailed engineering design which has to be approved by State supervisory of Mines (SodM) before the start of the oil storage preparations

Design_10	Gasoil is inflammable at atmospheric conditions	Design - Process concept	Gasoil is not classified as inflammable. Its flash point is 60 degrees Celsius.	Atmospheric conditions in the Netherlands do not allow for gasoil to inflame spontaneously. It can burn, causing a so-called 'plasbrand', but it cannot cause an explosion. A fire might develop due to a collision of an oil truck with the wellhead or with another vehicle.	No implementation necessary.
Design_11	Install backup valves	Design - Protection System	Backup valves will be installed to prevent outflow of oil in case of an improperly closed valve.	In compliance with the Mining law, two valves will be installed at each possible outlet of the wellhead. For a preliminary design of the wellhead, the reader is referred to the wellhead design in the Storage Plan.	This design aspect will be implemented in the detailed engineering design which must be approved by State Supervision of Mines (SodM) before the start of the oil storage preparations
Design_12	Reinstall well section near cavern roof (incl. LCCS)	Design - Detail Design	The well section near the cavern roof will be milled and will be reinstalled following the milling operation, including the LCCS.	For all wells the cementation and casing have been or will be evaluated using an ultrasonic imaging tool (USIT). A good cementation quality at the casing shoe and in the salt section above the cavern is important to ensure the tightness of the storage system. For wells with an improper LCCS depth or with a bad cementation or casing quality in the section penetrating the cavern roof, a milling operation will take place and both the well section and the LCCS will be reinstalled. This ensures the integrity of the well at the level of the cavern roof.	This design aspect will be implemented in the detailed engineering design which has to be approved by State Supervision of Mines (SodM) before the start of the oil storage preparations
Design_13	Relatively safe location in the subsurface (no free surface waves)	Design - Process concept	During an earthquake the subsurface offers a relatively safe location as there is no (resonance-enlarged) free surface movement	Earthquake damage is most severe at the surface, where the ground accelerations are largest due to earthquake-induced surface waves and the resonance between them. At depth, ground acceleration is negligible for all but the highest magnitude earthquakes, which are not expected to occur in the Twente region.	No implementation necessary.
Design_14	Viscoplastic behavior of salt heals faults at cavern level	Design - Process concept	Salt behaves viscoplastic at the given temperature and pressure at cavern level, thus sealing any faults that have developed during geological history.	At Röt salt level hardly any faults have been observed and faults that have been At Röt salt level the few faults that have been observed in the vicinity of the caverns have small or no offset, and may be assumed to be closed due to the viscoplastic behaviour of salt.	No implementation necessary.
Design_15	Well completion design (multiple barriers)	Design - Process concept	The design consists of an oil tubing within the outer casing, thus leading to two barriers between oil and cement bond.	Both at the oil well and at the brine well, a 5 1/2" central tube will be placed within the 7" last cemented casing, with packers at the downside of the annulus. As such, two barriers are present between the oil (or brine) in the inner tube and the cement, and three barriers are present between the oil (or brine) and the overburden rock (i.e. 5 1/2" tubing, 7" casing and cement). For a design of the wells, please see the well design in the Storage Plan.	This design aspect will be implemented in the final cavern specific layout which has to be approved by State supervisory of Mines (SodM) before the start of the oil storage preparations
Design_16	Pressure monitoring system (detection of leak) (Deltares_A: 5.10.3)	Inspection	A pressure monitoring system will be installed. It monitors the pressure at the oil- and brine wellhead. A leak in the well will change these pressures due to a sudden change in the depth of the oil-brine-interface level	Pressure monitoring is implemented to detect a change in the depth of the oil-brine-interface level, which signals either leakage from the storage system or roof collapse in the cavern. The rate of pressure decline provides a good indication of the change in depth of the oil-brine-interface level, and allows to distinguish between roof collapse and leakage. Pressures will be monitored at the oil and the brine wellheads.	A detailed description of the pressure monitoring system is included in the monitoring plan

KEY	
	See 'administrative plan'
	Will be discussed with SodM
	See 'monitoring plan'
	See 'maintenance plan'
	See 'What if leakage occurs' action plan
	See 'training program'

Bijlage 3d - Beschermende en afschermende barrières

Barrier nr.	Barrier	Barrier type	Short description	Extended description	Implementation into the risk management plan
GuardShield_1	Concrete blocks	Guarding or Shielding	Concrete blocks will be placed around the well to reduce the impact of traffic with the wellhead house	(Heavy) traffic at the industrial area De Marssteden may damage the wellhead during a collision. To reduce the risk and minimize the potential effects of a collision, concrete blocks will be placed around the well house.	This aspect will be implemented in the wellpad layout which must be approved by State Supervision of Mines (SodM) before the start of the oil storage preparations
GuardShield_2	Landmark (salt houses)	Guarding or Shielding	The presence of the wellhead house signals that a salt cavern is present beneath the surface	Deep drilling near a gasoil storage cavern must be prevented. The presence of a wellhead house has a signalling function as it indicates the presence of a salt cavern in the subsurface below the wellhead house.	This aspect will be implemented in the wellpad layout which must be approved by State Supervision of Mines (SodM) before the start of the oil storage preparations
GuardShield_3	Protective grid to cover cellar	Guarding or Shielding	A grid will be placed over the cellar, thus protecting it from getting filled with debris at any time.	During a collision with the concrete blocks around the well house and the well house itself, debris might fall into the well cellar, reducing its capacity for collecting oil during loss of wellhead integrity. A grid that is placed over de well cellar prevents the well cellar from getting filled with larger particles of debris.	This aspect will be implemented in the wellpad layout which must be approved by State Supervision of Mines (SodM) before the start of the oil storage preparations
GuardShield_4	Security fence	Guarding or Shielding	A fence (height 2.5 m) will be placed around the wellhead house	A security fence with a height of 2.5 m will be placed around the wellhead house, and the area where the mobile pump installation will be placed. The fence will be locked when no pumping activities are taking place.	This aspect will be implemented in the wellpad layout which must be approved by State Supervision of Mines (SodM) before the start of the oil storage preparations
GuardShield_5	Wellhead cellar collects entire volume that may flow out (1.7 m ³)	Guarding or Shielding	The wellhead cellar around the wellhead will be 2 m ³ . As the maximum volume that can flow out freely is 1.7 m ³ , this entire volume can be collected in this cellar.	As the maximum free outflow volume of oil (due to the difference in hydrostatic pressure between the oil and brine well) is 1.7 m ³ , the capacity of the cellar will be 2 m ³ , such that it is able to contain the entire volume that can flow out freely, even when some smaller particles of debris have fallen into the cellar during a collision.	This aspect will be implemented in the wellpad layout which must be approved by State Supervision of Mines (SodM) before the start of the oil storage preparations
GuardShield_6	Wellhead house (locked)	Guarding or Shielding	The wellhead house will be locked	As is already the case in the present situation, the wellhead house will be locked and only AkzoNobel personnel will have a key to unlock the wellhead house.	This aspect will be implemented in the wellpad layout which must be approved by State Supervision of Mines (SodM) before the start of the oil storage preparations

KEY	
	See 'administrative plan'
	Will be discussed with SodM
	See 'monitoring plan'
	See 'maintenance plan'
	See 'What if leakage occurs' action plan
	See 'training program'

Bijlage 3e - Barrières op het gebied van inspectie en onderhoud

Barrier nr.	Barrier	Barrier type	Short description	Extended description	Implementation into the risk management plan
Inspection_1	Abandoned well brine composition measurement	Inspection	The composition of the brine in the abandoned well will be monitored at a regular basis. As oil floats on brine, any oil in the abandoned well due to leakage along the retrievable plug of the abandoned well can be easily observed at the wellhead.	The abandoned well will be plugged temporarily with a retrievable plug. The well itself will be filled with brine or with a corrosion inhibitor. This wellhead of the abandoned well will be monitored on a regular basis and the composition of the fluid will be checked. As oil floats on brine (or on the corrosion inhibitor) any leakage of oil through the plug will be seen immediately.	Monitoring of the abandoned well composition on a regular basis is included in the monitoring plan
Inspection_2	Annular fluid composition monitoring	Inspection and Maintenance	The composition of the annular fluid of the oil well will be monitored at a regular basis. As oil floats on brine or on a corrosion inhibitor, any oil in the annulus can be easily observed at the well head, so any oil leakage from the oil tube to the annular space will be detected.	The annular fluid composition will be monitored on a regular basis. In the annular space between the oil tubing and the 7" casing, either brine or a corrosion inhibitor will be inserted. If leakage occurs from the oil tube to the annulus (via the 5 1/2 " casing) or from the cavern to the annulus (via the packer) this oil will enter the annulus. As oil floats on brine (or on the corrosion inhibitor) any leakage will be detected.	Monitoring of the annular fluid composition on a regular basis is included in the monitoring plan
Inspection_3	Extra surveillance during football matches	Inspection	During football matches in the nearby stadium extra security surveillance will be planned	The Grolsch Veste, the football stadium of FC Twente, is located quite close to the industrial area where gasoil storage will take place. Therefore it is deemed necessary that during football matches extra security surveillance takes place at the industrial area near the caverns.	This will be implemented by the security surveillance company of the industrial area
Inspection_4	MIT (fluids) (Deltares_A: 5.10.2)	Inspection	A fluid-MIT will be done to ensure there are no significant leaks in the well and that the mechanical components of the well function in a manner protective of the environment and human health.	During the preparation of the caverns for gasoil storage, an MIT will be performed. This test (Mechanical Integrity Test), which will be done for each well individually, will be performed by pumping an exactly measured quantity of oil into the well, so that the oil-brine-interface is in the uncased neck of the well. Then, pressure is built up by pumping in brine up to 150% of the expected operating pressures if possible, or as close to it as can be achieved. After brine pumping stops, the pressure will slowly decrease. After a certain amount of time, the oil is retrieved again and the quantity is measured exactly. Any missing oil indicates (significant) leakage of oil through the last cemented casing, the packer, or the casing.	Specifications of the MIT procedure are included in the risk management plan. Results of the MIT's will be discussed with State Supervision of Mines (SodM) once available.
Inspection_5	Pressure monitoring system (deviation signals roof collapse) (Deltares_A: 5.10.3)	Inspection	A pressure monitoring system will be installed. It monitors the pressure at the oil- and brine wellhead. A roof collapse will change these pressures due to a sudden change in the depth of the oil-brine-interface level	Pressure monitoring is implemented to detect a change in the depth of the oil-brine-interface level, which signals either leakage from the storage system or roof collapse in the cavern. The rate of pressure decline provides a good indication of the change in depth of the oil-brine-interface level, and allows to distinguish between roof collapse and leakage. Pressures will be monitored at the oil and the brine wellheads.	A detailed description of the pressure monitoring system is included in the monitoring plan
Inspection_6	Repeated sonar measurements (after every emptying of the cavern; every 5 yrs on average; at least 10 years after last measurement)	Inspection	Sonar measurements will be done after a full recovery of the stored oil, which is expected to be every 5 yrs on average. It will be done at least 10 years after the last measurement has taken place.	Sonar measurements are performed to monitor the shape and volume of the cavern. Measurements will be done through the oil well (as the brine well has a tubing down to the cavern floor) and can therefore only be done when the cavern is not under pressure, i.e. when all the oil has been taken out of the cavern and before new oil is put into it. On average a full recovery of the oil from the cavern is expected to occur every 5 to 10 years on average and at least every 10 years. Significant differences between consecutive sonar measurements, for example due to roof collapse, will be detected.	Sonar measurement will form part of the regular maintenance operations in-between emptying and filling of a cavern and will therefore be incorporated in the maintenance plan.
Inspection_7	Repeated wellhead performance monitoring and actions (plan-do-check-act)	Inspection and Maintenance	Wellhead integrity and performance is checked at a regular basis. Any irregularities will be noticed and acted upon.	At a regular basis	Regular integrity and performance checks of the wellhead will be incorporated in the monitoring plan
Inspection_8	Security surveillance	Inspection	The industrial area has an active security surveillance	The wellhouses above the gasoil storage caverns are located on an industrial area. The roads in this area are under constant security surveillance, especially during the evening, the night and the early morning. The surveillance will be informed about specific risks with respect to the gasoil storage.	This will be implemented by the security surveillance company responsible for security of the industrial area
Inspection_9	Shallow groundwater monitoring	Inspection	If leakage has occurred above the hydrological base, monitoring of the groundwater quality will be done at locations downstream of the leakage location.	If oil leakage has occurred at a level above the hydrological base, this might have affected the quality of shallow groundwater that can be used for consumption. Groundwater monitoring will be implemented to assess the level of contamination. Groundwater monitoring wells will be placed at one or more locations, which will be selected on the basis of the shallow groundwater flow (size and direction), the size of the leak and the depth of the leak.	This aspect will be implemented in the form of a groundwater contamination remediation plan which will be made directly after a leak above the hydrological base is detected. The making of the groundwater contamination remediation plan will be incorporated in a 'What if leakage occurs' action plan.

Inspection_10	USIT (Deltares_A: 5.10.1)	Inspection	A USIT (Ultra Sonic Imager Tool) test will be used to test the quality of the cement bond at the cement/casing interface.	Good-quality cementation at the casing shoe and in the salt section above the cavern is a basic requirement for a tight storage system. To test the quality of the cement bond at the cement-casing interface and the quality of the 7" casing itself, a USIT (Ultra Sonic Imager Tool) test will be performed for each well. For several wells this has already been done, while for some wells it still must be done. Results of the USIT tests that were already performed indicate fair to good cement bond qualities, especially in the sections directly above the cavern roof. For wells with an incorrect LCCS depth or with a bad cementation or casing quality at the lowest level, a milling operation will take place and both the well section and the LCCS will be reinstalled.	The results of the USITs will be discussed with State Supervision of Mines (SodM)
---------------	---------------------------	------------	---	---	---

KEY	
	See 'administrative plan'
	Will be discussed with SodM
	See 'monitoring plan'
	See 'maintenance plan'
	See 'What if leakage occurs' action plan
	See 'training program'

Bijlage 3f - Procedurele barrières

Barrier nr.	Barrier	Barrier type	Short description	Extended description	Implementation into the risk management plan
Procedural_1	Contractor management	Procedural	Only highly-qualified contractors will be used for work on the wellhead		This aspect will be incorporated in the maintenance plan.
Procedural_2	Driving instructions to reduce speed	Procedural	All drivers will be instructed to drive at reduced speed near the oil storage wellhead houses	All drivers of oil trucks that load or unload oil the caverns get a special training for this type of (un)loading. Part of this training will be the instruction to drive at reduced speed near all oil wells, to reduce the chance of a unwanted collision with a well house.	This aspect will be incorporated in the training program.
Procedural_3	Hire experienced consultants	Procedural	Only highly qualified contractors will be used for the MIT		This aspect will be incorporated in the maintenance plan.
Procedural_4	Leaching according to mining plan	Procedural	As long as leaching in adjacent caverns is being done according to the mining plans, the pillar width will never become too small. Sonar measurements in caverns adjacent to oil storage caverns must be performed at intervals as specified in mining plans to ensure that the maximum cavern size is not exceeded.	Maintaining the pillar width (i.e. the distance between the wall of the oil storage cavern and the nearest adjacent cavern) is an important measure in maintaining pillar integrity. The minimum distance, i.e. the maximum size of adjacent caverns is known and is incorporated in the mining plans for these adjacent caverns (Good Salt Mining Practice). As the oil storage caverns have a higher risk (as they contain oil instead of brine) monitoring the size of adjacent caverns where salt mining is still going on is of great importance. At the moment salt mining is only going on in a limited number of caverns adjacent to the oil storage caverns. For these caverns extra attention will be paid to ensure that the size of the cavern is kept within allowable limits.	This aspect will be discussed with the salt mining operation of the brine field and will be incorporated in the monitoring plan
Procedural_5	Obligation to wear Personal Protection Gear (PPGs) at well location	Procedural	During filling and emptying operations or maintenance, personell is obligated to wear Personal Protection Gear.	To reduce the risk of getting injured during loading and unloading of trucks, personell is obliged to wear Personal Protection Gear during all activities.	This aspect will be incorporated in the training program.
Procedural_6	Standard working procedures	Procedural	Closing the valves will be incorporated in the standard working procedures	After having loaded or unloaded at a cavern, all valves have to be closed. This will be incorporated in the standard working procedure. This aspect will form part of the trainig program for oil truck drivers.	This aspect will be incorporated in the training program.

KEY	
	See 'administrative plan'
	Will be discussed with SodM
	See 'monitoring plan'
	See 'maintenance plan'
	See 'What if leakage occurs' action plan
	See 'training program'

Bijlage 3g - Barrières ter vermindering van het voorkomen van bedreigingen

Barrier nr.	Barrier	Barrier type	Short description	Extended description	Implementation into the risk management plan
ReductionInventory_1	Communication plan incl. emergency response	Reduction in Inventory	To prevent any reputational damage to AkzoNobel and State supervision on Mines, a good communication plan must be developed in case of oil leakage.	In case of any breach of confinement due to leakage of oil, measures must be taken to minimize reputational damage, both for AkzoNobel (being the owner of the caverns) as for State supervision of Mines (being the responsible authority). Good communication towards all stakeholders is an important measure to reduce this damage. Therefore a good communication plan must be in place for when leakage occurs.	A communication plan will be written by AkzoNobel and Argos, but this is not part of the Risk Management Plan
ReductionInventory_2	Design: cavern selection procedure aimed at minimizing presence of faults	Reduction in Inventory	During the selection procedure caverns with faults that are expected to threaten the integrity of the storage system were excluded from the selected caverns.	Salt is impermeable for fluids like oil. Measurements at salt caverns have indicated a permeability of 1,00E-05 mD to 1,00E-02 mD, and a hydraulic conductivity of 1,00E-11 to 1,00E-08. In faults, permeabilities are known to be higher. Generally, the permeability of permeable faults can be considered several orders of magnitude higher than that of the surrounding host rock. The effect of movement along normal faults on salt layers is different from that of other rock types. As a result of the viscous properties of rock salt, displacement along normal faults normally does not lead to brittle deformation and permeable faults in the salt layers. In faults zones with limited displacement, the throw will be accommodated within the salt by alterations in the crystal structure. Generally, it can be stated that the porosity and permeability of salt layers do not change significantly in such fault zones. Nevertheless, during the selection process caverns with faults with significant throw were excluded from the selected caverns. The detailed geological description of the selected salt caverns can be found in the report titled "Cavern-specific risk assessment of gas oil storage in the Marssteden concession based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)" by Deltares (2012).	This aspect was implemented in the cavern selection procedure.
ReductionInventory_3	Design: cavern selection procedure ensuring sufficient pillar width	Reduction in Inventory	During the selection procedure caverns with insufficient distance to neighboring caverns were excluded from the selected caverns.	Maintaining the pillar width (i.e. the distance between the wall of the oil storage cavern and the nearest adjacent cavern) is an important measure in maintaining pillar integrity. The minimum distance, i.e. the maximum size of adjacent caverns is known and is incorporated in the mining plans for these adjacent caverns (Good Salt Mining Practice). During the selection process caverns with insufficient distance to neighboring caverns were excluded from the selected caverns. The detailed geological description of the selected salt caverns can be found in the Cavern-specific risk assessment of gas oil storage in the Marssteden concession based on the Second Use Containment Concept (2U-CC), Deltares (2012).	This aspect was implemented in the cavern selection procedure.
ReductionInventory_4	Design: cavern selection procedure excludes non-Salt A contained caverns	Reduction in Inventory	Salt is impermeable for fluids like oil. During the selection procedure caverns which developed into other salt layers than Salt A were excluded from the selected caverns.	Salt is impermeable for fluids like oil. Measurements at salt caverns have indicated a permeability of 1,00E-05 to 1,00E-02, and a hydraulic conductivity of 1,00E-11 to 1,00E-08. All selected caverns are entirely located within Salt A and during the selection procedure caverns which developed into other salt layers than Salt A were excluded from the selected caverns. The detailed geological description of the selected salt caverns can be found in the Cavern-specific risk assessment of gas oil storage in the Marssteden concession based on the Second Use Containment Concept (2U-CC), Deltares (2012).	This aspect was implemented in the cavern selection procedure.
ReductionInventory_5	Design: cavern selection procedure excludes potentially unstable caverns	Reduction in Inventory	During the selection procedure potentially unstable caverns were excluded from the selected caverns.	Some caverns within the AkzoNobel Hengelo brine field are known to be potentially unstable. This means that subsidence may occur above these caverns due to upward cavern migration after roof collapse. As such, potentially unstable caverns were excluded from the selection. A detailed geological description of the selected salt caverns can be found in the report titled "Cavern-specific risk assessment of gas oil storage in the Marssteden concession based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)" by Deltares (2012).	This aspect was implemented in the cavern selection procedure.
ReductionInventory_6	Evacuating the oil from the storage system (if no repair is possible)	Reduction in Inventory	If no repair is possible, all oil will be evacuated from the cavern.	When repair of a leak from the cavern or the well is not possible, evacuation of the oil from the storage system is the only possibility to minimize further leakage of oil. If the location/depth of the leak is at cavern level and known, the oil-brine-interface level will be raised such that the leak is below this level.	This aspect will be incorporated in a remediation plan that will be developed as part of a 'What if leakage occurs' action plan.
ReductionInventory_7	Groundwater remediation plan	Reduction in Inventory	A groundwater remediation plan will be made when significant oil spill occurs. Remediation will be performed according to this plan.	If oil leakage has occurred at a level above the hydrological base, or when a significant oil spill has occurred, soil and groundwater remediation must take place. Remediation must be done according to a well defined remediation plan, that is made directly after the spill or leak has been detected. It will primarily be based on an investigation during which the size of the pollution is determined.	This aspect will be incorporated in a remediation plan that will be developed as part of a 'What if leakage occurs' action plan.
ReductionInventory_8	Insurance to cover financial damage	Reduction in Inventory	Financial damage to AkzoNobel must be covered by a good insurance, one that covers the costs for remediation and follow-up.	Financial damage, e.g. in the form of remediation costs associated with oil spill or leakage, must be properly insured by AkzoNobel.	Before the start of the oil storage operation AkzoNobel will verify that the present insurance covers any potential financial damage related to oil storage (mitigating actions, remediation activities, value irretrievable oil, etc.)
ReductionInventory_9	Oil-brine interface level measurements	Reduction in Inventory	As pressure monitoring is a very non-specific identifier for leakage, additional measurements must be performed in case of a significant change in pressure to find the root cause. An important measurement at cavern level is the oil-brine interface level measurement.	In case of a pressure drop at one of the pressure gauges, measuring the oil-brine-interface level gives additional information on the root cause of the change in pressure. By combining continuous pressure monitoring with periodic oil-brine-interface level measurements, valid information can be obtained on the location and the size of the leakage, such as e.g. whether the leak is above or below the oil-brine-interface level.	The oil-brine-interface level measurement technique will be explained in the monitoring plan.

ReductionInventory_10	Oil spill remediation plan	Reduction in Inventory	An oil spill remediation plan will be made when significant oil spill occurs. Remediation will be performed following this plan.	If oil leakage has occurred at a level above the hydrological base, or when a significant oil spill has occurred, soil and groundwater remediation must take place. Remediation must be done according to a well defined remediation plan, that is made directly after the spill or leak has been detected. It will primarily be based on an investigation during which the size of the pollution is determined.	Development of a remediation plan will be incorporated in a 'What if leakage occurs' action plan.
ReductionInventory_11	Repair of the leak (depends on cause)	Reduction in Inventory	If the leakage occurs in the well, and can be localized, attempts will be made to repair the leak.	After detection of a leak, and after determination of the exact location of a leak, attempts will be made to repair the leak. If the leak is in the well below the groundwater base for instance, repair may be possible. If the leak is at cavern level, the cavern will most likely be emptied and abandoned.	Development of a plan to locate and repair a leak will be incorporated in a 'What if leakage occurs' action plan.
ReductionInventory_12	Repair of the leak above groundwater base	Reduction in Inventory	If the leakage occurs above the groundwater base, the leak will be repaired, and remediation activities will start.	After detection of a leak, and after determination of the exact location of a leak, attempts will be made to repair the leak. If the leak is in the well above the groundwater base for instance, repair is most likely possible.	Development of a plan to locate and repair a leak will be incorporated in a 'What if leakage occurs' action plan.

KEY	
	See 'administrative plan'
	Will be discussed with SodM
	See 'monitoring plan'
	See 'maintenance plan'
	See 'What if leakage occurs' action plan
	See 'training program'

Bijlage 3h - Barrières die een scheiding in tijd of plaats betreffen

Barrier nr.	Barrier	Barrier type	Short description	Extended description	Implementation into the risk management plan
Separation_1	Probability of a significant magnitude earthquake in Twente is extremely low (no active tectonism; no oil and gas production)	Separation (Time or Space)	In Twente the probability of an earthquake with a significant magnitude is extremely low as there is no known active tectonism in the area. Also, there is no gas and oil production in the vicinity of the caverns, which excludes damage due to induced seismicity.	Earthquakes cause ground accelerations which may affect the oil storage caverns. Earthquakes can have a natural cause (i.e. tectonic movement along a fault) or be induced due to oil and gas production. Induced seismicity: as the distance to areas where oil and gas production is taking place is large (over 60 kilometers) any induced seismicity will not have an impact on the stability of the oil storage caverns in Twente. Naturally occurring earthquakes: tectonic movement along faults is only known in the most southern provinces of the Netherlands, i.e. in Brabant and Limburg, and across the border in Germany ("Roer valley graben system"), at distances of 80 km or more from Twente. Furthermore, if an earthquake occurs, this will mainly affect the earth surface and will have negligible effect on the caverns at a depth of 450 meters, because the primary cause of damage during earthquakes are the so-called Rayleigh surface waves, which propagate along the earth surface.	No action required
Separation_2	Distance to drinking water extraction points	Separation (Time or Space)	The wells are located far away from any drinking water extraction locations.	When leakage of oil in the subsurface has occurred and groundwater has become polluted, the polluted groundwater will travel through the subsurface by groundwater flow. Depending on the permeability, porosity and differences in groundwater level, this flow has a magnitude of several meters up to approximately 100 meters per year. As the wells and caverns are located at large distances from drinking water extraction points (several kilometers) it will take tens to hundreds of years before polluted groundwater will arrive at the drinking water extraction location and then only if the groundwater flow is in the right direction.	No action required
Separation_3	Distance to water extraction points from deep aquifers (if any)	Separation (Time or Space)	The wells are located far away from any locations where groundwater is extracted from deep aquifers.	When leakage of oil in the subsurface has occurred and groundwater has become polluted, the polluted groundwater will travel through the subsurface due to groundwater flow. The magnitude of this flow depends on the permeability, porosity and differences in groundwater level. In deep aquifers this flow normally has a magnitude of several meters up to tens of meters per year. As the wells and caverns are located at large distances of deep groundwater extraction points (several kilometers) it will take hundreds of years before polluted groundwater will arrive at the groundwater extraction location and then only if the groundwater flow is in the right direction.	No action required
Separation_4	Location outside risk area with respect to vandalism	Separation (Time or Space)	The area 'De Marssteden' is not located near a city centre or near an area with many pubs, etc.	The area 'De Marssteden' is not located near the city centre of Enschede, where many pubs and clubs are present, and there is no other area with pubs nearby. This lowers the risk of vandalism.	No action required
Separation_5	Multiple impermeable layers (claystone) between cavern and known aquifers	Separation (Time or Space)	If leakage has occurred below the groundwater base, then the presence of multiple impermeable claystone layers between the leakage point at depth and the aquifers prevents contamination of these aquifers for a long period of time (tens of thousands of years, if at all)	When leakage of oil in the subsurface has occurred at a deep level (i.e. at cavern level), it will take tens of thousands of years for the oil to reach an aquifer due to the presence of several thick impermeable layers between the point of leakage and the aquifers. A detailed geological description of the selected salt caverns can be found in the report titled "Cavern-specific risk assessment of gas oil storage in the Marssteden concession based on the Second Use Containment Concept (2U-CC)" by Deltares (2012).	No action required
Separation_6	Wellbore (casing, cementation)	Separation (Time or Space)	In case of failure of the packer, the casing and cementation of the well form important barriers reducing the probability of leakage of oil into the surrounding rock and the environment.	Both at the oil well and at the brine well, a 5 1/2" inner tube will be placed within the 7" last cemented casing, with packers at the downside of the annulus. This means that always two barriers are present between the oil in the inner tube and the cementation (i.e. the packer and 7" casing), and that even three barriers are present between the oil and the overburden rock (i.e. packer, 7" casing and cement bond). Reader is referred to the storage plan for an overview of the well design.	This design aspect will be implemented in the detailed engineering design which must be approved by State Supervision of Mines (SodM) before the start of the oil storage preparations

KEY	
	See 'administrative plan'
	Will be discussed with SodM
	See 'monitoring plan'
	See 'maintenance plan'
	See 'What if leakage occurs' action plan
	See 'training program'