



Ministerie van Economische Zaken  
Directie Energiemarkt  
t.a.v. mevr. M. Traas  
Postbus 20101  
2500 EC DEN HAAG

18 april 2013

### **Beantwoording vragen Staatstoezicht op de Mijnen inzake Opslagplan Gasolieopslag Twente-Rijn De Marssteden, Twente**

Geachte mevrouw Traas,

Op 15 maart 2013 heeft AkzoNobel aan Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) nader toelichting gegeven inzake het door AkzoNobel op 16 januari 2013 bij EZ ingediende Opslagplan Gasolieopslag Twente-Rijn De Marssteden, Twente. Daarbij zijn m.b.t. een drietal onderwerpen vragen gesteld en zijn tevens een paar kleine tekstuele punten of punten waarop nog wat extra informatie nodig was aan de orde gekomen.

Onderwerpen waarover extra vragen zijn gesteld zijn:

1. de afsluiting van de pekeltoevoer om vrije uitstroom tijdens laad-/losactiviteiten te beperken;
2. de (on)zekerheid m.b.t. het uitlogen van met olievezadigd zout, en daarmee de kans van slagen van het terughalen van olie die in weg te logen pockets in het dak vast zit;
3. de dakstabiliteit in de rapporten van IfG en WEP.

Tekstuele punten of onderwerpen waarop extra informatie gewenst is zijn:

- de mogelijkheid om middels microseismiciteit de stabiliteit van cavernedaken te monitoren;
- de in het verleden onstane sinkhole in het boorterrein in Hengelo;
- het gebruik van vage termen als 'aanzienlijke tijd' en 'maatschappelijk relevante periode' in D5 en D8 in het Opslagplan;

- de onduidelijkheid m.b.t. de 'hoeveelheid stoffen op te slaan' en over de verwachting van hoeveelheden die er jaarlijks in en uit de caveerne gaan.

In voorliggend document wordt toegelicht op welke manier deze vragen beantwoord zijn. De memo's en brieven aan SodM, waarin deze vragen beantwoord zijn, zijn als bijlage bij deze brief gevoegd. Voorliggend document inclusief deze bijlagen, maakt deel uit van het officiële verzoek tot instemming met het Opslagplan Gasolieopslag Twente-Rijn De Marssteden, Twente.

### **1. Afsluiting van de pekeltoevoer**

Met betrekking tot dit punt heeft AkzoNobel brief en een memo opgesteld, welke gezamenlijk als Bijlage 1 bij deze brief gevoegd zijn.

### **2. (On)zekerheid m.b.t. het uitlogen van met olievezadigd zout**

Ten behoeve van het verschaffen van zekerheid over de mogelijkheid om met olie vezadigd zout, na afloop van de gasolieopslag, nog probleemloos te kunnen logen en zo ook het weglogen van eventueel in het cavernedak aanwezige 'pockets', waarin na afloop van de opslag eventueel olie zou kunnen achterblijven, mogelijk te maken, zijn aan SodM drie artikelen toegezonden:

- SMRI-report No. 7879-3, 1979. Cavity shape alteration due to product displacement with cooler and/or under-saturated brine.
- Reda, D.C. & A.J. Russo, 1986. Experimental studies of oil withdrawal from salt cavities by freshwater injection. SPE Production Engineering, January 1986.
- Lord, D., B. Roberts, K. Gutierrez & D. Rudeen, 2012. Solution Mining Characteristics of U.S. Strategic Petroleum Reserve Oil Drawdown. SMRI Spring 2012 Technical Conference, 23 – 24 April 2012.

Tevens heeft AkzoNobel een memo opgesteld over de ervaringen met het weglogen van een cavernedak, waartegen jarenlang olie had gestaan.

Deze zijn als Bijlage 2 (respectievelijk 2a, 2b, 2c en 2d) bij deze brief gevoegd.

### **3. Dakstabiliteit in de rapporten van IfG en WEP**

Ten behoeve van de verduidelijking van de dakstabiliteit in de drie bij het Opslagplan gevoegde rapporten van WEP en IfG, zijn extra notities opgesteld door WEP en door IfG waarin op de vragen van SodM omtrent de dakstabiliteit is ingegaan:

- Memo Clovis project, Dakstabiliteit van vijf kandidaat-opslagcavernes, v.1. Well Engineering Partners, 25 maart 2013.
- Memorandum IfG GmbH, Leipzig – Mr. D. Brückner, d.d.15 april 2013.

Tevens heeft AkzoNobel een notitie opgesteld over de dakstabiliteit.

Deze drie notities zijn als Bijlage 3 (respectievelijk 3a, 3b en 3c) bij deze brief gevoegd.

### **4. Microseismiciteit en ontstaan van één sinkhole**

AkzoNobel heeft middels een brief aan SodM toegelicht waarom is besloten om in de olieopslagcavernes geen gebruik te maken van de mogelijkheid om microseismiciteit te meten en waarom ervan afgezien is om in het Opslagplan deze sinkhole expliciet te noemen. Deze brief is als Bijlage 4 bij deze brief gevoegd.

### **5. Gebruik van vage termen**

AkzoNobel heeft middels een brief aan SodM de gebruikte vage termen in Onderdeel D) Gegevens inzake beëindiging opslag, deel D5) Verwachting t.a.v. langetermijn stabiliteit van opslagcavernes nader toegelicht. Deze brief is als Bijlage 4 bij deze brief gevoegd. De toelichtingen zijn tevens opgenomen in de definitieve versie van het Opslagplan Gasolieopslag Twente-Rijn De Marssteden, Twente, d.d. 18 april 2013.

### **6. Hoeveelheid stoffen op te slaan**

AkzoNobel heeft middels een brief aan SodM de hoeveelheid stoffen op te slaan (in onderdeel B), delen B1.1) en B5.3)) en de duur van de opslag (in deel B5.4)) nader toegelicht. Deze brief is als Bijlage 4 bij deze brief gevoegd. De toelichtingen zijn tevens

opgenomen in de definitieve versie van het Opslagplan Gasolieopslag Twente-Rijn De Marssteden, Twente, d.d. 18 april 2013, onder deel B5.4).

Ik vertrouw er op u met deze informatie gediend te hebben.

Hoogachtend,

**T.P.F. Koopmans**

Projectmanager Olieopslag Twente

**Bijlagen:**

- Bijlage 1a Brief betreffende de beantwoording van de vraag over de afsluiters aan de pekelzijde, d.d. 2 april 2013.
- Bijlage 1b Memo betreffende de beantwoording van de vraag over de afsluiters aan de pekelzijde, d.d. 2 april 2013.
- Bijlage 2a Artikel: SMRI-report No. 7879-3, 1979. Cavity shape alteration due to product displacement with cooler and/or under-saturated brine.
- Bijlage 2b Artikel: Reda, D.C. & A.J. Russo, 1986. Experimental studies of oil withdrawal from salt cavities by freshwater injection. SPE Production Engineering, January 1986.
- Bijlage 2c Artikel: Lord, D., B. Roberts, K. Gutierrez & D. Rudeen, 2012. Solution Mining Characteristics of U.S. Strategic Petroleum Reserve Oil Drawdown. SMRI Spring 2012 Technical Conference, 23 – 24 April 2012.
- Bijlage 2d Memo betreffende de ervaringen van AkzoNobel met het uitloggen van een met olievezadigd zoutdak in boorterrein Hengelo, d.d. 9 april 2013
- Bijlage 3a Memo: Dakstabiliteit van vijf kandidaat-opslagcavernes, v.1. Well Engineering Partners, 25 maart 2013.
- Bijlage 3b Memo: Memorandum IfG GmbH, Leipzig – Mr. D. Brückner, d.d.15 april 2013.
- Bijlage 3c Brief betreffende de beantwoording van de vraag m.b.t. dakstabiliteit inzake Opslagplan Gasolieopslag Twente-Rijn De Marssteden, Twente, d.d. 28 maart 2013.
- Bijlage 4 Brief betreffende de beantwoording van overige vragen voortgekomen uit het overleg van 15 maart 2013 inzake het Opslagplan Gasolieopslag Twente-Rijn De Marssteden, Twente, d.d. 3 april 2013.



Staatstoezicht op de Mijnen  
T.a.v. dhr. De Waal, dhr. Roest, mevr. Muntendam-Bos en mevr. Kraaiveld  
Postbus 24037  
2490 AA 's-Gravenhage

2 april 2013

**Beantwoording vraag m.b.t. afsluiters aan de pekelzijde inzake Opslagplan  
Gasolieopslag Twente-Rijn De Marssteden, Twente**

Geachte heren en dames,

Op 15 maart 2013 hebben Tjeerd Koopmans en Remco Groenenberg u nader toelichting gegeven inzake het door AkzoNobel op 16 januari 2013 bij EZ ingediende Opslagplan Gasolieopslag Twente-Rijn De Marssteden, Twente. Daarbij is onder andere gesproken over de afsluiters aan de pekelzijde, die noodzakelijk zijn om de vrije uitstroom van olie vanuit de olieput (in geval van een calamiteit bij de olieput) te beperken tot de uitstroom door het dichtheidsverschil en de uitzetting, zijnde ca. 200 m<sup>3</sup>.

Bijgevoegd ontvangt u een door ons opgestelde notitie waarin de aanwezige barrières nader worden toegelicht, zowel in de opslagfase (geen activiteit) als tijdens vullen of legen van een caveerne. Zoals uit de notitie blijkt, bevinden zich zowel aan de pekel- als aan de oliezijde in iedere denkbare situatie voldoende beveiligingen die de olie-uitstroom in geval van een calamiteit beperken, o.a. door de toestroom van pekel naar de caveerne af te sluiten.

Ik vertrouw er op u met deze informatie gediend te hebben.

Hoogachtend,

**T.P.F. Koopmans**

Projectmanager Olieopslag Twente

Bijlage:

- Memorandum 'Veiligheidsmaatregelen tegen uitstroom van gasolie door toevoer van pekel', AkzoNobel, 2 april 2013.





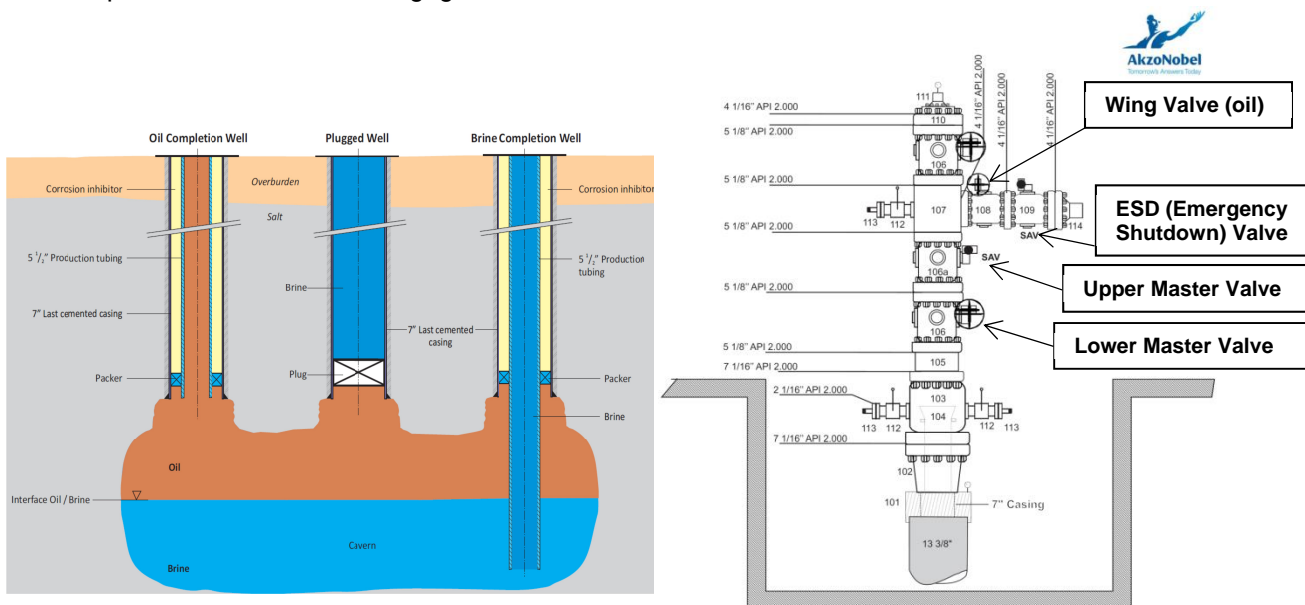
To Staatstoezicht op de Mijnen, Ministerie van Economische Zaken  
 From Tjeerd Koopmans – AkzoNobel Industrial Chemicals BV  
 Date 02-04-2013  
 Subject Veiligheidsmaatregelen tegen uitstroom van gasolie door toevoer van pekkel

**Introductie** AkzoNobel heeft op 16 januari 2013 het Opslagplan Gasolieopslag “Twente-Rijn De Marssteden” ingediend bij EZ. EZ heeft Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) om advies gevraagd. AkzoNobel heeft op 15 maart 2013 het Opslagplan aan de adviseurs van SodM toegelicht en daar een drietal vragen gekregen die nog beantwoord dienden te worden. Een van de vragen betreft de veiligheden (barrières) die in het systeem ingebouwd worden tegen de continue toevoer van pekkel. SodM beschouwt de pekkeltoevoer als een ‘kunstmatige opvoermethode’ die nodig is om uit de opslagcaverne te kunnen blijven ‘produceren’. Als tijdens het vullen of legen er een calamiteit plaatsvindt aan de oliezijde waardoor olie vrij kan uitstromen, en aan de pekkelzijde de pekkeltoevoer open staat, kan er, door de continue toevoer van pekkel, veel meer olie uitstromen dan de genoemde 200 m<sup>3</sup>, maximaal zelfs de totale inhoud van de caverne, als er voldoende pekkel beschikbaar zou zijn. Dit betekent dat er goede barrières op de pekkeltoevoer moeten zitten om deze af te sluiten bij vrije uitstroom van olie aan de oliezijde.

In voorliggende memo wordt aangetoond dat er zowel aan de pekkelzijde als aan de oliezijde in iedere situatie voldoende beveiligingen (waaronder afsluiters) aanwezig zijn om de olie-uitstroom uit de caverne te beperken door de toestroom van pekkel náár de caverne af te sluiten.

**Ontwerp van  
systeem en  
wellheads**

De situatie in een olieopslagcaverne is zoals weergegeven in onderstaand plaatje (links). Het ontwerp van de putafsluiter is rechts weergegeven.



Figuur 1: schematische weergave van de situatie in een deels met olie gevulde olieopslagcaverne (links) en ontwerptekening van een putafsluiter (rechts).

Zoals in het ontwerp van de putafsluiter te zien is, bevinden zich op de putafsluiter twee “master valves” (waarvan één automatisch) gevolgd door nog eens twee “wing valves” op de aftakking (waarvan wederom één automatisch). Hoewel niet op de tekening te zien, bevindt zich op de pekelleiding zelf nog een derde, handmatige afsluiter, geplaatst tussen de plek waar de pekelleiding uit de grond komt en de putafsluiter.

Scenario's Er zijn twee situaties te onderscheiden:

1. De opslagfase. In deze situatie is de caveerne (deels) gevuld met gasolie. Er vinden geen activiteiten plaats aan de oliezijde of de pekelijde en de oliepompinstallatie is niet aangesloten op de olieput.
2. De leeg- of vulfase. In deze situatie kan er aan de oliezijde olie de caveerne in- of uitgepompt worden en aan de pekelijde kan er pekeli in- of uitstromen. De oliepompinstallatie is dan aangesloten op de olieput. Er zijn dan twee mogelijkheden:
  - a. er is een tankwagen aangesloten op de pompinstallatie;
  - b. er is geen tankwagen aangesloten op de pompinstallatie.

In alle drie deze situaties kunnen zich calamiteiten voordoen die mogelijk leiden tot de uitstroom van gasolie. Daarom dienen in alle drie deze situaties (1, 2a en 2b) voldoende beveiligingen aanwezig te zijn, zowel om de putafsluiter te beschermen tegen calamiteiten (aanleg onder maaiveld, regelmatige controle op beschadiging), als om de (effecten van) uitstroom van olie te beperken (zoals de opvang van olie in de boorkelder, gevoelige lekdetectie, etc.). De energiebron achter het uitstromen van olie is enerzijds de in de caveerne aanwezige overdruk, welke leidt tot ca. 200 m<sup>3</sup> uitstroom, anderzijds de toevoer van pekeli via de pekelleiding, omdat pekeli zwaarder is dan olie. Hierdoor kan, bij voortdurende pekelaanvoer het gehele in de caveerne opgeslagen olievolume uitstromen. Hierna zullen we voor elk van deze drie situaties benoemen welke barrières (m.n. in de vorm van afsluiters) er aanwezig zijn en hoe deze gezamenlijk het risico op een dergelijke situatie minimaliseren, waarbij gebruik wordt gemaakt van de Best Beschikbare Technieken (BBT).

Opslagfase In tijden van rust (opslagfase) is er een groot aantal barrières aanwezig. Aan de pekelijde zijn er vijf kleppen geïnstalleerd, waarvan twee automatisch, die de pekeli toevoer afsluiten. Aan de oliezijde zijn er vier kleppen plus een blindflens geïnstalleerd die de olieleiding afsluiten. Aan de pekelijde (de 'energiebron' die het verschil maakt tussen een put waaruit maximaal 200 m<sup>3</sup> olie kan stromen en een put waaruit in het ergste geval zelfs de volledige caveerne-inhoud kan stromen) bevinden zich dus vijf barrières. Hieronder wordt de werking van elk van deze barrières kort beschreven, gaande vanaf de plek waar de pekelleiding uit de grond komt naar de putafsluiter:

1. Hoofdafsluiter pekelleiding – Deze bevindt zich tussen de plek waar de pekelleiding uit de grond komt en de putafsluiter, maar wel binnen het geplaatste hek dat de site begrenst. Voor de bediening, die uitsluitend is toegestaan door een operator van AkzoNobel (gewaarbord d.m.v. een slot), gelden strikte procedures. Deze hoofdafsluiter mag alleen worden geopend ná plaatsing en correcte aansluiting van de oliepompinstallatie.
2. Handmatige wingvalve – Deze bevindt zich op de pekelaftakking op de putafsluiter. Ook deze kan alleen worden bediend door een operator van AkzoNobel (gewaarbord d.m.v. een slot). Ook deze afsluiter mag pas worden geopend ná plaatsing en correcte aansluiting van de oliepompinstallatie.
3. Handmatige (lower) mastervalue – Deze bevindt zich direct op de putafsluiter. Ook deze kan alleen worden bediend door een operator van AkzoNobel (gewaarbord d.m.v. een slot). Ook deze afsluiter mag pas worden geopend ná plaatsing en correcte aansluiting van de oliepompinstallatie.
4. Automatische wingvalve – Deze bevindt zich op de pekelaftakking op de putafsluiter. Openen is uitsluitend mogelijk indien de oliepompinstallatie aangesloten is. Is dit niet het geval (i.e. in de opslagfase) dan is deze afsluiter dicht.
5. Automatische (upper) mastervalue – Deze bevindt zich direct op de putafsluiter. Openen is uitsluitend mogelijk als de oliepompinstallatie aangesloten is. Is dit niet het geval (i.e. in de opslagfase) dan is ook deze afsluiter dicht.

Vul- en leegfase Ten tijde van laden of lossen van olie is de situatie complexer omdat dan diverse handmatige afsluiters aan zowel de pekelijde als de oliezijde opengedraaid zijn en de automatische afsluiters worden bediend, zodat bij het vullen of legen van tankwagens pekeli naar of uit de caveerne kan stromen en tegelijk olie uit of naar de caveerne. Ook in die situatie dienen er echter voldoende beveiligingen aanwezig te zijn die enerzijds de uitstroom van olie aan de oliezijde voorkomen of beperken, en



anderzijds de toevoer van pekels aan de pekelszijde, in geval van nood of als deze niet nodig is, afsluiten om zo de 'energiebron' weg te nemen en de olie uitstroom beperken tot de hoeveelheid die er door het dichtheidsverschil en drukverlies in het slechtste geval vrij uit kan komen stromen (200 m<sup>3</sup>).

Hieronder nemen we de verschillende stappen van het aansluiten van de pompinstallatie en het vul- of leegproces door, zodat een beeld ontstaat van de werking van de aanwezige beveiligingen.

De hele situatie, inclusief de aanwezige verbindingen, afsluiters, etc. is schematisch weergegeven in Bijlage 1. Om een goed inzicht te krijgen in de risico's, de oorzaken, de in te stellen barrières, de gevolgen en de mogelijk te nemen mitigerende maatregelen in deze situatie, is specifiek voor deze situatie een Bowtie-analyse gemaakt. De Bowtie is als Bijlage 2 bijgevoegd.

### **Aansluiten pompinstallatie**

De pompinstallatie wordt geplaatst naast de olieput, binnen het aanwezige hek. Voordat er ook maar één afsluiter geopend wordt, wordt de pompinstallatie aangesloten op de olieaftakking van de olieput, waar eerst de blindflens zat. Daarmee worden aan de oliezijde twee extra barrières geplaatst, namelijk één automatische (de pomp zelf) en één handmatige. Deze aansluiting zal gebeuren onder toezicht van een operator van AkzoNobel die alle aansluitingen controleert. Pas nadat alle aansluitingen gecontroleerd zijn en goed zijn bevonden, wordt de hoofdafsluiter van de pekelleiding bij de pekelput door de operator van AkzoNobel geopend.

De overige twee handmatige afsluiters op de pekelput, evenals de twee handmatige afsluiters op de olieput, worden pas geopend als het vul- of leegproces daadwerkelijk gaat beginnen. Zo wordt voorkomen dat deze langere tijd openstaan zonder dat er activiteit is. Ook indien er langere tijd niet gevuld of gelegeerd wordt, bijvoorbeeld als er alleen overdag gevuld of gelegeerd wordt en er 's nachts dus geen activiteit is, dienen de vier handmatige afsluiters gesloten te worden door de operator van AkzoNobel.

Via een draadloos CCTV systeem houdt de meetkamer videotoezicht op de geplaatste pompunit. Zij kunnen in geval van een calamiteit de nooddiensten alarmeren.

### **Aansluiten tankwagens**

Voordat er gevuld gelegeerd gaat worden, zijn de vier handmatige afsluiters dus geopend door de operator van AkzoNobel. In deze situatie zijn er aan de pekelszijde dus twee automatische afsluiters (dicht) en zijn er aan de oliezijde drie automatische afsluiters (waarvan één in de pompinstallatie) en één handmatige afsluiter.

De chauffeur van de vrachtwagen sluit de slangen van zijn wagen aan op de pompinstallatie. Nadat alles is aangesloten en hij alle aansluitingen gecontroleerd heeft, opent hij de enige nog gesloten handmatige afsluiter. Dit is dus de enige handmatige afsluiter die door de chauffeur bediend kan worden.

### **Vullen of legen van een tankwagen**

Via het bedieningspaneel van de pompinstallatie geeft de chauffeur opdracht tot het vullen of legen van de tankwagen of het legen van de tankwagen. Door middel van dit signaal openen de twee automatische afsluiters op de pekelput, de twee automatische afsluiters op de olieput en de afsluiter in de pompinstallatie (i.e. de pomp zelf). Daarvoor dient er dus wel een bedieningskabel te lopen van de pompinstallatie naar de afsluiters op de pekelszijde.

Het belangrijkste gevaar tijdens laden/lossen schuilt in het losschieten van een van de aangesloten slangen terwijl alle afsluiters geopend zijn, waardoor enerzijds olie vrij uit de caverne kan stromen en anderzijds mogelijk de in de tankwagens aanwezige olie daar vrij uit kan stromen (afhankelijk van welke slang losschiet). Dit risico is d.m.v. snel te sluiten automatische afsluiters op de olieput, de pekelput, in de pompinstallatie en op de tankwagen goed te minimaliseren. Hieronder beschrijven we de aanwezige veiligheidsvoorzieningen:

1. Rode noodknop - De automatische afsluiters worden gesloten zodra de rode noodknop door de operator wordt ingedrukt. Deze bevindt zich direct buiten de pompinstallatie, nabij het bedieningspaneel. Indien gewenst kunnen er ook op verschillende plekken noodknoppen gemonteerd worden, bijvoorbeeld zowel binnen als buiten de pompinstallatie en bijvoorbeeld ook bij de pekelput.

2. Koppeling met flowmeter (hoeveelheid) - De flowmeter registreert de per keer doorgelaten hoeveelheid olie. Deze kan maximaal 42 m<sup>3</sup> bedragen. Na passage van deze hoeveelheid wordt een signaal gegeven naar het bedieningspaneel dat er voor zorgt dat de automatische afsluiters, zowel aan de pekelzijde als aan de oliezijde, sluiten;
3. Koppeling met flowmeter (debiet) - De automatische afsluiters sluiten indien de flowmeter een debiet registreert van meer dan 150 m<sup>3</sup>/uur. In geval van vrije uitstroom bedraagt het debiet echter 220 m<sup>3</sup>/uur, wat dus een trigger is voor het sluiten van de automatische afsluiters;
4. Lekdetectie – De gevoelige lekdetectie in de boorkelder registreert oliedamp in deze boorkelder. Lekkage door het losschieten van de slang van de olieput zal dan ook direct gedetecteerd worden waarna een signaal wordt gegeven aan het bedieningspaneel en de automatische afsluiters, zowel aan de pekelzijde als aan de oliezijde sluiten.
5. Druksensoren – Op diverse plekken zijn druksensoren gemonteerd, waaronder op de olieput en op de pekelpuut. Het losschieten van een olieleiding waardoor de olie vrij uit kan stromen, leidt tot een drukval. Omdat de drukafname echter niet heel snel gebeurt, zal deze druksensor zo gevoelig moeten zijn dat al bij een geringe drukafname een signaal wordt gegeven aan het bedieningspaneel en de automatische afsluiters, zowel aan de pekelzijde als aan de oliezijde sluiten.
6. CCTV – Cameratoezicht vanuit de meetkamer van AkzoNobel op de locatie in combinatie met een vanuit de meetkamer te bedienen noodknop om de automatische afsluiters, zowel aan de pekelzijde als aan de oliezijde, te sluiten zorgt ervoor dat, ook in het geval van een ongeluk waarbij de chauffeur niet meer in staat is de op de locatie aanwezige rode knop te bedienen, de automatische afsluiters op afstand kunnen worden gesloten.
7. Sensoren in en op de tankwag en – In en op de tankwag en zijn diverse sensoren (druk, flow, level) die de toestroom beëindigen bij hoger vullen dan gewenst, bij het wegvallen van de flow, etc.

### **Loskoppelen van een tankwag en**

Nadat de automatische afsluiters gesloten zijn, na het vullen of legen van een tankwag en, sluit de chauffeur eerst de handmatige afsluiter in de pompinstallatie, waarna de tankwag en kan worden losgekoppeld. De chauffeur van de vrachtwag en koppelt de slangen van zijn wag en los van de pompinstallatie. Indien er langere tijd niet gevuld of geleegd wordt, bijvoorbeeld als er alleen overdag gevuld of geleegd wordt en er 's nachts dus geen activiteit is, dienen vervolgens de vier handmatige afsluiters gesloten te worden door de operator van AkzoNobel.

#### Overige barrières en maatregelen

Om de milieurisico's te minimaliseren worden daarnaast de nodige barrières opgeworpen, die de kans op het optreden van het gevaar minimaliseren (BBT; Best Beschikbare Techniek), en mitigerende maatregelen getroffen die, in het geval dat het gevaar optreedt, de gevolgen ervan minimaliseren (wederom BBT). Hieronder geven we daarvan een overzicht.

### **Verdiept, geheel onder maaiveld aangelegde boorgatafwerking**

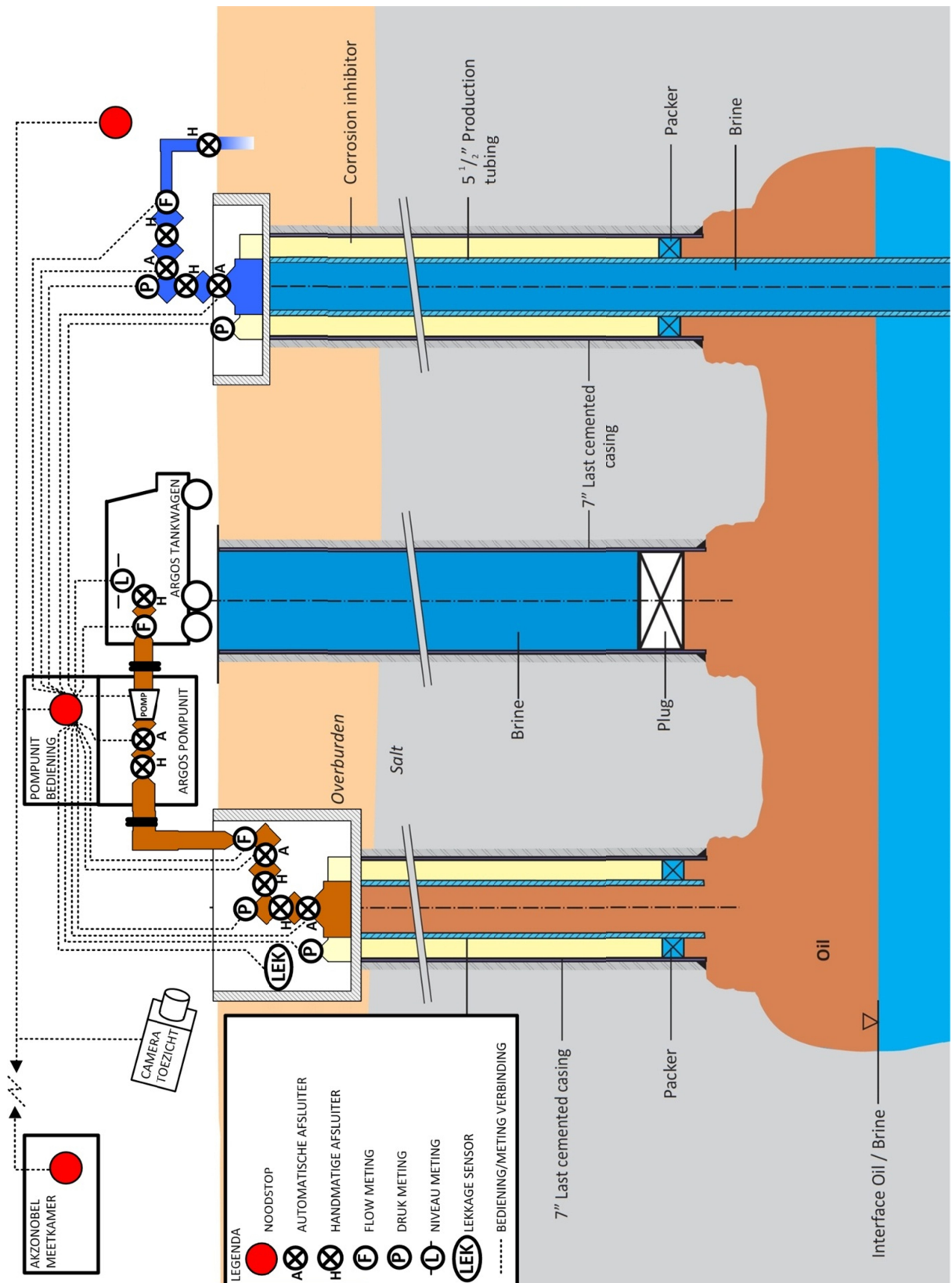
De boorgatafwerking wordt verdiept, volledig beneden maaiveld, aangelegd en afgedekt door een betonnen plaat waardoor deze 100% beschermd is tegen het belangrijkste gevaar, namelijk een aanrijding door een vrachtwag en. Tegelijk ontstaat hiermee een boorkelder met een volume van ca. 50 m<sup>3</sup>, waarin in geval van uitstroom nabij het boorgat olie tijdelijk kan worden opgevangen. Dit biedt ook tijd om, in geval van uitstroom door een kleiner gat, maatregelen te treffen, zoals het inzetten van een oliepomp om uitstromende olie naar tankwag en over te pompen en om maatregelen te treffen aan de pekelzijde (dichtdraaien handmatige afsluiters), mocht dat nodig zijn.

### **Afscheiding van de put en de pompinstallatie**

De olieput is omheind door een hekwerk, waarbinnen de pompinstallatie geplaatst is, als deze aanwezig is voor activiteiten. De pompinstallatie is uiteraard met een slot afgesloten. Ook de toegang door het hek is d.m.v. een slot afgesloten.



### Bijlage 1 – Schematisch overzicht afsluiters en beveiligingen tijdens operatie

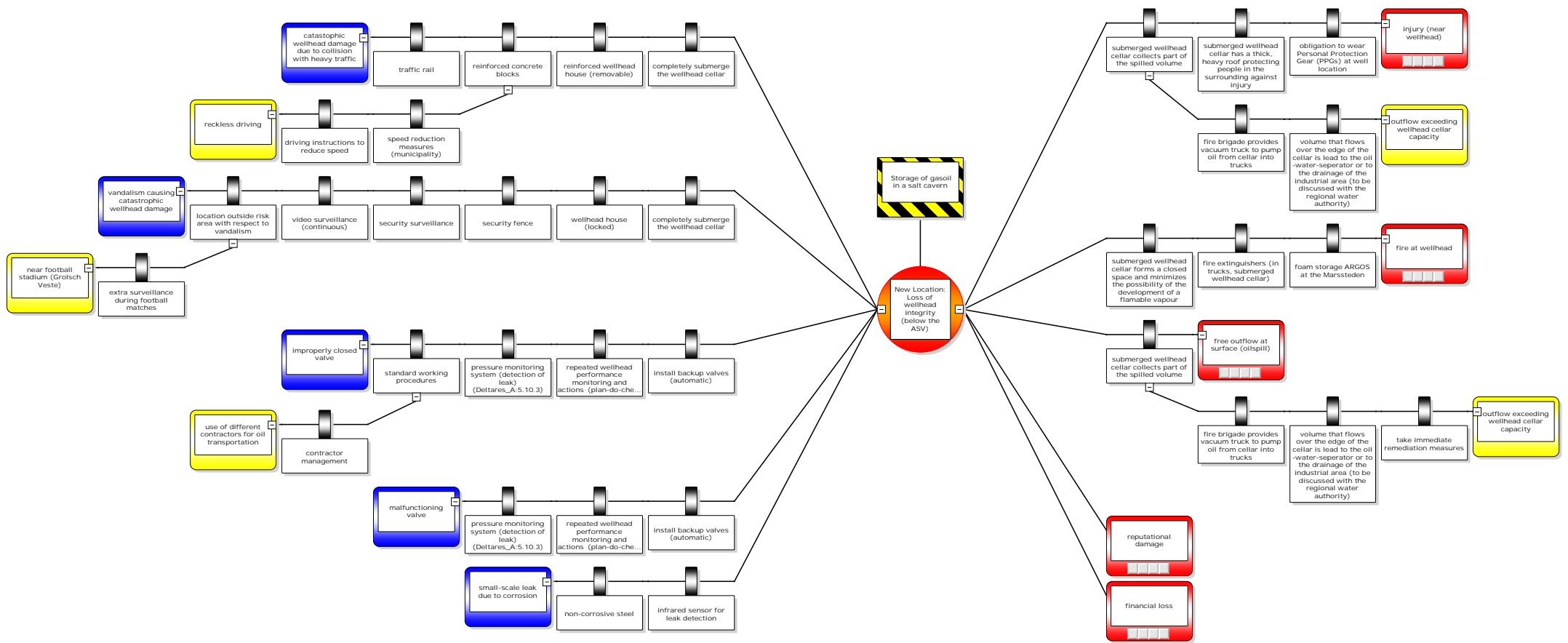






**AkzoNobel**  
Tomorrow's Answers Today

**Bijlage 2 – Bowtie diagram event 'Continue olie-uitstroom (volume > 200 m<sup>3</sup>)**



CAVITY SHAPE ALTERATION DUE TO PRODUCT  
DISPLACEMENT WITH COOLER AND/OR  
UNDER-SATURATED BRINE

SMRI REPORT NO. 7879-3  
SEPTEMBER 1979

**A**

---

~~1701 EVERGREEN AVENUE~~

The Solution Mining  
Research Institute  
1745 Chris Ct.  
Deerfield, IL 60015

1  
/.  
—  
M

## INTRODUCTION

The configuration of a storage salt cavity potentially can be altered by two mechanisms; creep in rock salt under the differential pressure between the overburden and the cavity pressures and/or additional leaching by ballast brine used to displace the stored product, which is the subject of this study.

In field practice, saturated brine is most commonly used as the ballast brine. The use of fully saturated brine reduces cavity enlargement to a minimum which is determined by the temperature difference between the cavity (formation) and the surface brine. However, if storage and displacement of the product is an often occurring event, then the total enlargement over a period of time can be significant. The greatest enlargement in a storage cavity occurs when the product is displaced with fresh water which can amount to 16% of the product volume displaced. Cavity enlargement by such a factor is generally undesirable and use of fresh water as ballast brine is rare unless dictated by the circumstances. Such is the adopted scheme for the oil displacement (drawdown) of the U. S. Strategic Petroleum Reserve. As a matter of fact, the cavity enlargement due to use of fresh water as ballast fluid is a part of cavity design. The new cavities, initially leached to 10 MMB storage capacity and filled with crude oil are to go through five oil displacement cycles to double in capacity.

The published data on cavity shape alteration due to product displacement with under-saturated brine is rare if not non-existent. The objective for this ex-



perimental study was to investigate the influence of factors such as ballast brine concentration, rate of displacement on the cavity enlargement pattern and to collect data on heat and mass transfer in the cavity during and after product displacement.

## CONCLUSIONS

The dissolution in a storage salt cavity resulting from displacement of the stored product by under-saturated brine can be divide into two components, 1) dissolution during displacement, 2) continued dissolution afterward. During product displacement the leaching mechanism is similar to cavity leaching with a moving pad. The rising ballast brine plume mixes with the dense cavity brine in the injection region and carries it to the upper part of the cavity. The result is a more uniform cavity brine above the injection level. However, when the ballast brine injection is terminated and the plume rise action has disappeared a salinity gradient in the cavity brine will form and from then on the maximum dissolution will occur at the top, just below the pad level. This process will continue until the cavity brine is fully saturated and thermal equilibrium with the formation has been established.

In general, much of the cavity enlargement occurs during the product displacement and the aftermath dissolution is small in comparison. However, for high displacement rate in small or pancake-shaped cavities, the aftermath dissolution can be significant. The displacement rate, therefore is considered a prime factor in regard to cavity enlargement pattern. On one hand, the injection rate affects the ballast brine plume rise. On the other hand, the rate together with the cavity cross sectional area determine the upward velocity of the oil/brine interface. The ballast brine temperature entering the cavity is too affected by the ballast brine injection velocity.

For a constant displacement rate, the cavity configuration determines the oil/brine interface velocity. The cavity height to diameter ratio in the brine section, which varies as the displacement continues, will affect the ballast brine plume rise (lateral confinement). The slopes of the cavity wall, affecting the local dissolution rates, also influence the cavity growth pattern. The height of cushion brine (distance between the injection level and the initial oil/brine interface level) is another factor which influences the cavity growth pattern.

The results of this experimental study merely point out the number of variables affecting the alteration in cavity shape due to product displacement. In addition the results show that:

- . Cavity enlargement can occur below the injection level when surface saturated brine is used as ballast fluid.
- . when under-saturated ballast brine is used, the maximum cavity growth will not necessarily be at the initial oil/brine contact level, although this region is exposed to dissolution the longest. Neither will it be at the injection level. These were confirmed by the results of a separate displacement test conducted in a simulated salt cavity with uniform cross section.

Therefore, it is concluded that no single formula can accurately predict cavity growth resulting from product displacement. The best tool is a numerical leaching model capable of simulating the moving oil pad condition. As a part of the ongoing SMRI research work, the existing numerical model is to be modified to provide prediction capability for such cases.

### MODEL, EXPERIMENTAL SET-UP

The model, used previously in various leaching experiments, was a half cavity, covered with a 1/2" thick glass plate on the see-through side. The cavity with a height of 54 cm had a volume of 23,800 cc. Eight sampling ports, vertically 5 cm apart, provided access to cavity fluid. A drain valve was located at the bottom of the cavity. The wellhead assembly consisted of the cemented production casing, injection tubing and a moveable temperature probe. Another probe had been mounted on the inside of the injection tube for monitoring the ballast brine temperature just before entering the cavity at the injection level.

The test room was a 4'x 4'x 8' insulated cubical with a 2'x 2 1/2' glass window. The heat source was an electrical heater placed on the floor of the cubical. Constant temperature maintenance was accomplished by plugging the heater to an electronic level monitor which controlled the mercury level of a thermometer. An electric fan affixed to the test room ceiling provided air circulation to avoid formation of a temperature gradient in the test room.

The ballast brine tank was elevated about 8' from the floor, outside the test room. A flowmeter and needle valve combination provided the injection flow control.

## EXPERIMENT A

Continuous Oil Displacement With Saturated Brine ( 74.5°F ), Variable Rate

### Procedure

Initially a volume survey of the model was conducted, which consisted of evaluating the incremental volume per centimeter of cavity height. The model, 5 gallons of mineral oil and a container with saturated brine and a block of salt were placed in the 102°F test room. After a 24 hour period when thermal equilibrium had been established, 5000 cc of brine was placed in the cavity (cushion brine) and the cavity was filled with mineral oil. The displacement experiment was started by injection of brine at 11.5 cm from the bottom and production of oil at the top of the cavity. The rate, initially at 15.6 cc/min was gradually increased to 88.7 cc/min during the 6 1/2 hours displacement experiment. Readings of temperatures, produced oil volumes and oil/brine levels were taken every 30 minutes. The mixing of the dyed ballast brine with the cushion brine was recorded on color slides. At the termination of the experiment, using the moveable temperature probe, a temperature survey of cavity fluid was conducted. The model was left in the test room for the next 24 hours to establish thermal equilibrium in the cavity system. The model was then drained and slowly brought to room temperature and another volume survey was conducted.

### Results & Discussion

The cooler ballast brine entering the cavity was slightly heavier than the cavity brine. This small negative buoyancy force caused the ballast brine to descend. While descending, it gained in temperature and concentration

(mainly by conduction & diffusion, in the absence of turbulency). The transfer of heat is much faster than the salt diffusion, therefore the negative buoyancy soon transformed into a positive buoyancy which caused the reversal of the flow direction. The combination of all these slow ascent and descent motions constituted a dispersion like flow in the injection region. Figure 1 shows the displacement rate vs. time and Figure 2 shows the corresponding locations of oil/brine interface in the cavity. Figure 3 shows the recorded temperatures. The temperature of the ballast brine entering the cavity decreased as the displacement rate was increased. The cavity brine temperature 7 cm above the injection level however was unaffected for the first 2 1/2 hours of the experiment. This, together with the temperature profile at the end of the experiment (Figure 4), confirms the visual observation of ballast brine dispersion in the injection region. The volume survey indicated a 35 cc enlargement in the cavity volume with 23 cc below the injection level (0-11.5 cm), 12 cc above the injection level (11.5-26 cm) and no dissolution in the upper part of the cavity (26-52 cm). The 35 cc measured enlargement is reasonably in agreement with 25 cc salt dissolution evaluated by mass balance calculation, considering the total volume of the cavity (23,800 cc).

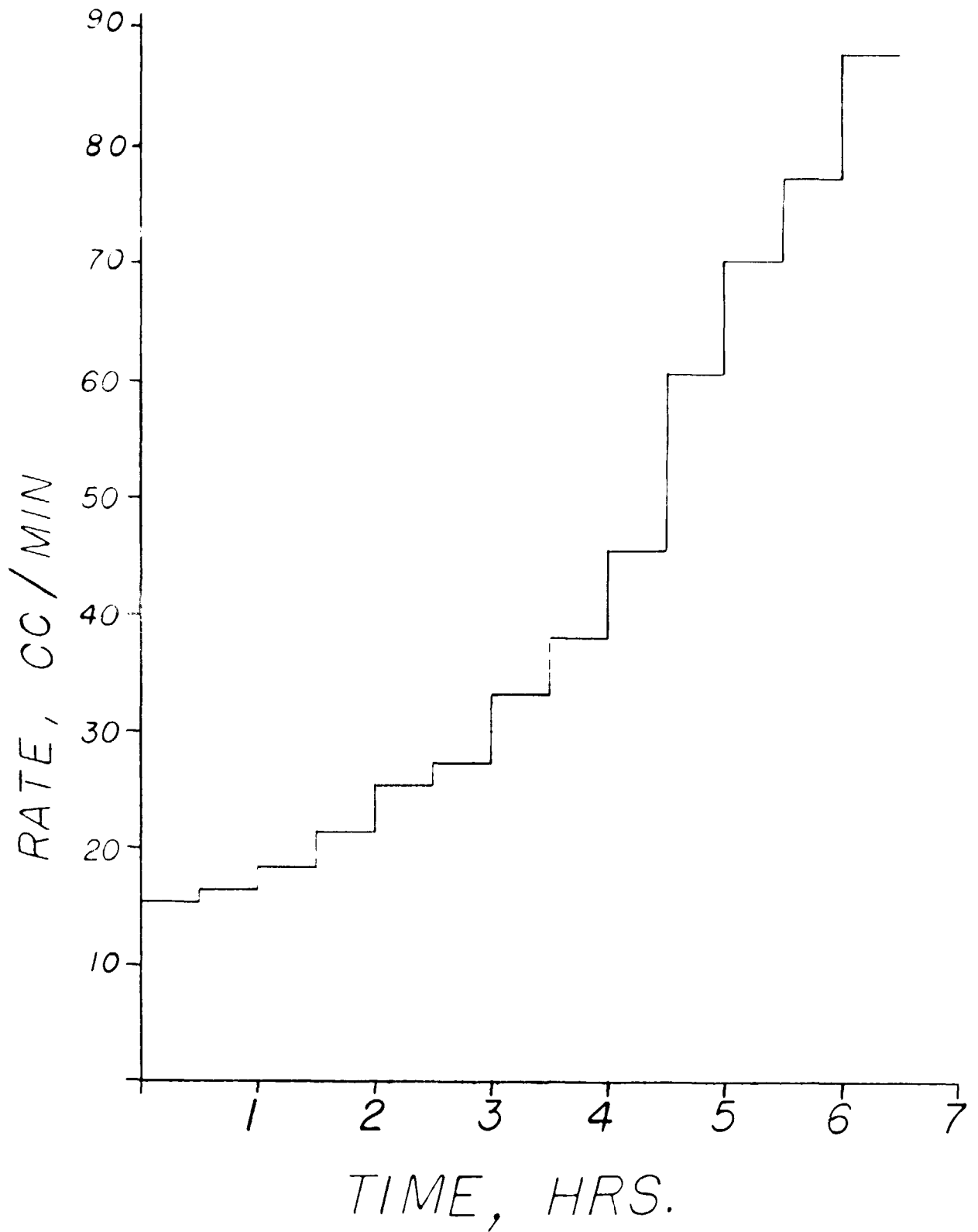


FIGURE 1 : VARIABLE DISPLACEMENT RATE, EXPERIMENT A

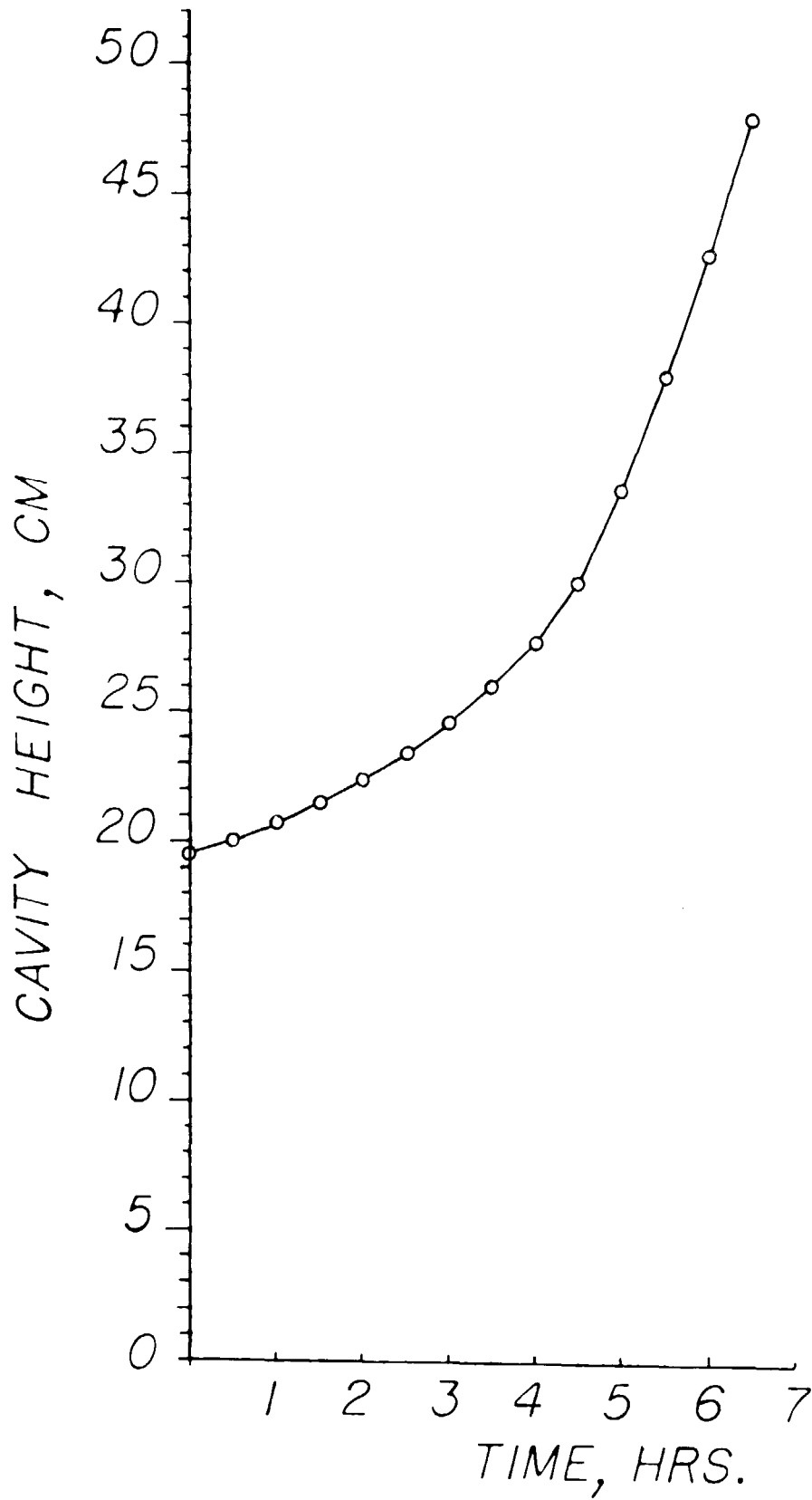


FIGURE 2 : OIL/BRINE INTERFACE LOCATION IN THE CAVITY, EXPERIMENT A



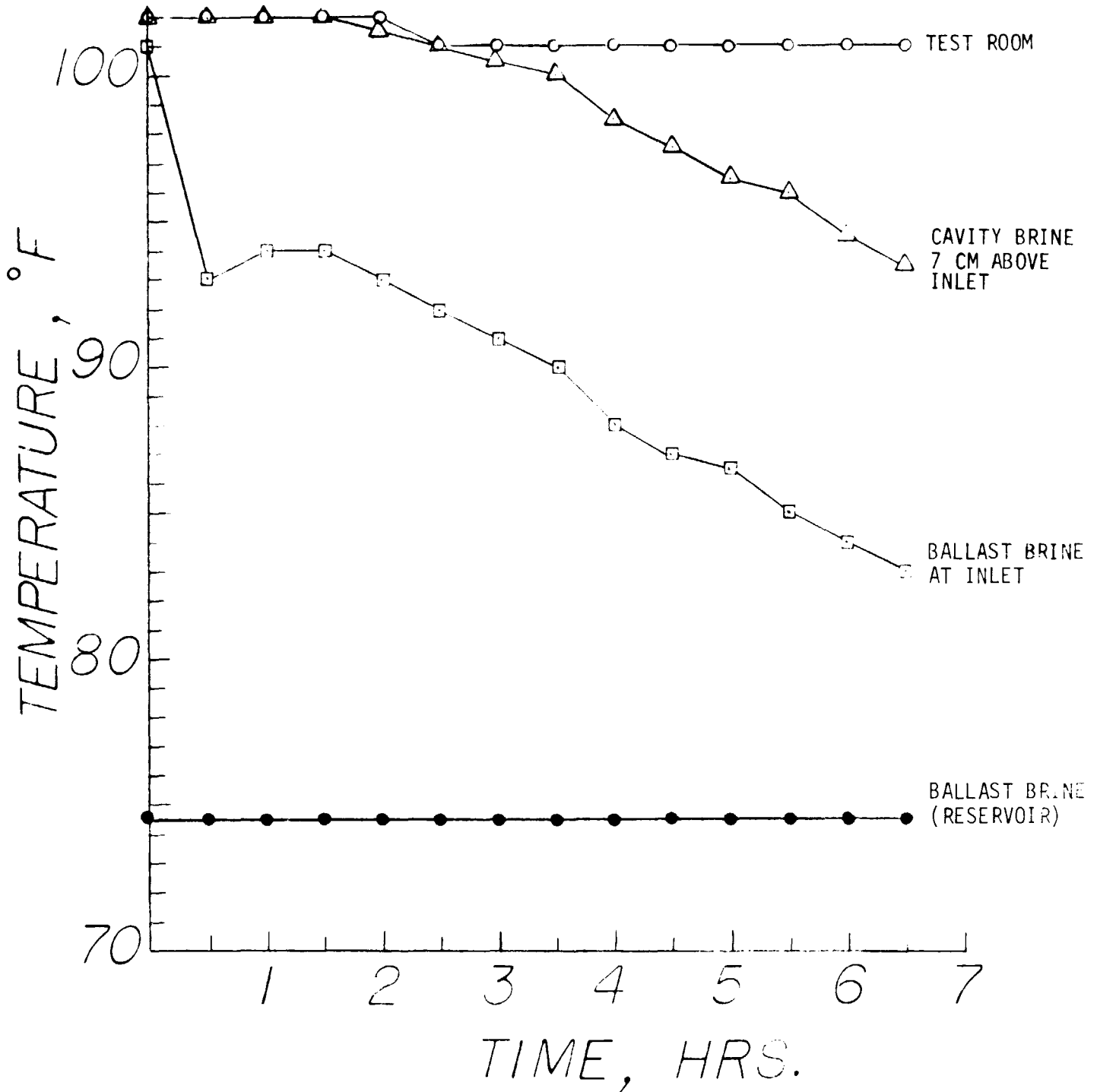


FIGURE 3 : TEMPERATURES, EXPERIMENT A

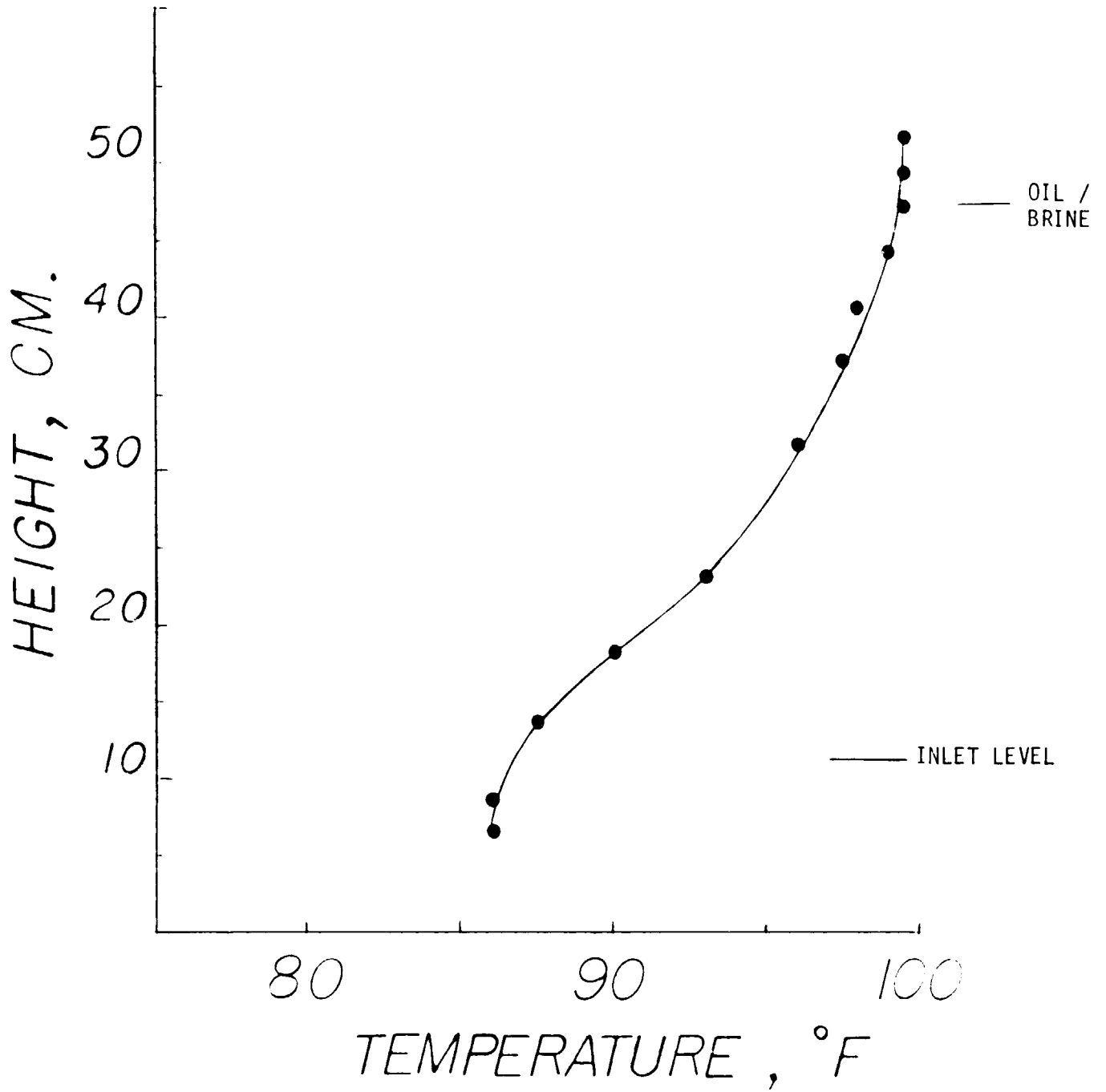


FIGURE 4 : TEMPERATURE PROFILE IN CAVITY BRINE, END OF OIL DISPLACEMENT, EXPERIMENT A

## EXPERIMENT B

### Continuous Oil Displacement With 90% Saturated Brine (75°F), Variable Rate

#### Procedure

A procedure similar to Experiment A was employed in preparation of the cavity, cushion brine and oil. The dyed ballast brine was 90% saturated (Sp. Gr. = 1.183) at 75°F. The displacement was started at a rate of 8 cc/min. This rate was gradually increased to 102 cc/min during the 6 hours and 25 minutes experiment. Readings were taken every 30 minutes and the mixing of ballast brine and cavity brine was photographed. 24 hours after completion of oil displacement, the cavity was drained and brought to room temperature and a volume survey was conducted.

#### Results & Discussion

The 90% saturated, cooler brine entering the cavity was lighter than the cavity brine which resulted in a typical plume rise to the oil/brine interface. Figure 5 shows the displacement rate vs. time and the oil/brine interface locations in the cavity are shown in Figure 6. The recorded temperatures are plotted on Figure 7. The temperature of ballast brine entering the cavity shows the decline caused by the increasing displacement rate. The cavity brine temperature 7 cm above the injection level (18.5 cm height) remained unaffected for 1 1/2 hours before declining. However, the heat and mass transfer mechanism in this case was different from Experiment A, since it was almost totally in the form of convection. The ballast brine plume had mixed with cushion brine and the mixture accumulated below the oil/brine interface.

As the injection of ballast brine continued, this zone extended downward to the injection level. The cavity fluid temperature profile at the termination of oil displacement is shown on Figure 8. The temperature uniformity of cavity brine above the injection level is indicative of the convective heat and mass transfer by plume rise mechanism.

The volume survey showed a volume increase of 151 cc in the cavity. Mass balance calculations put the potential enlargement at 203 cc. The volume increase per centimeter of height is shown in Figure 9. Salt dissolution in the 24-31 cm height interval most probably had occurred during the oil displacement where the dissolution in the 48-52 cm interval had happened during the 24 hour shut down. During this time period, in the absence of plume rise action and temperature inversion, a salinity gradient in the brine had formed and caused the maximum dissolution at the top.

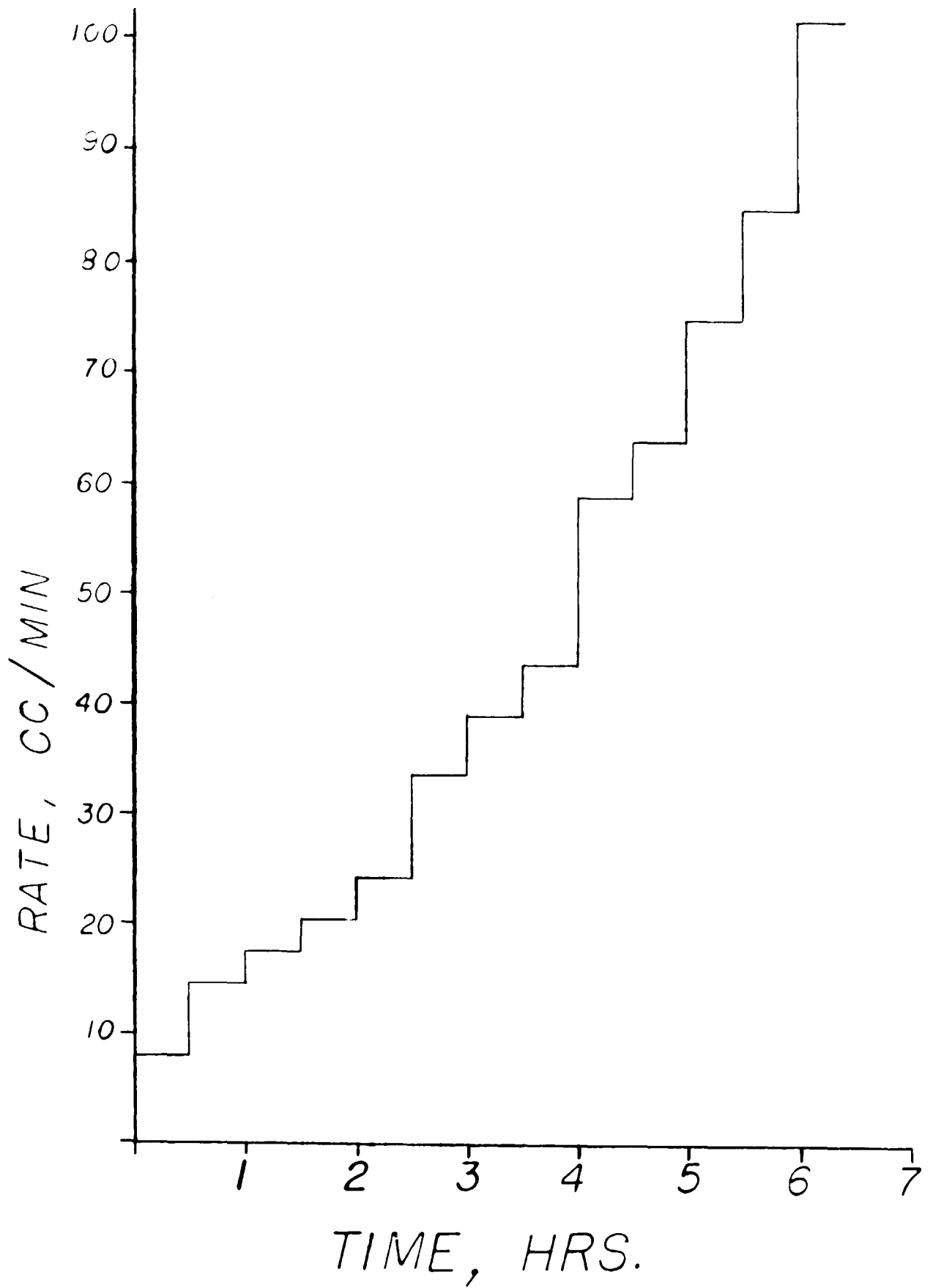


FIGURE 5 : VARIABLE DISPLACEMENT RATE, EXPERIMENT B

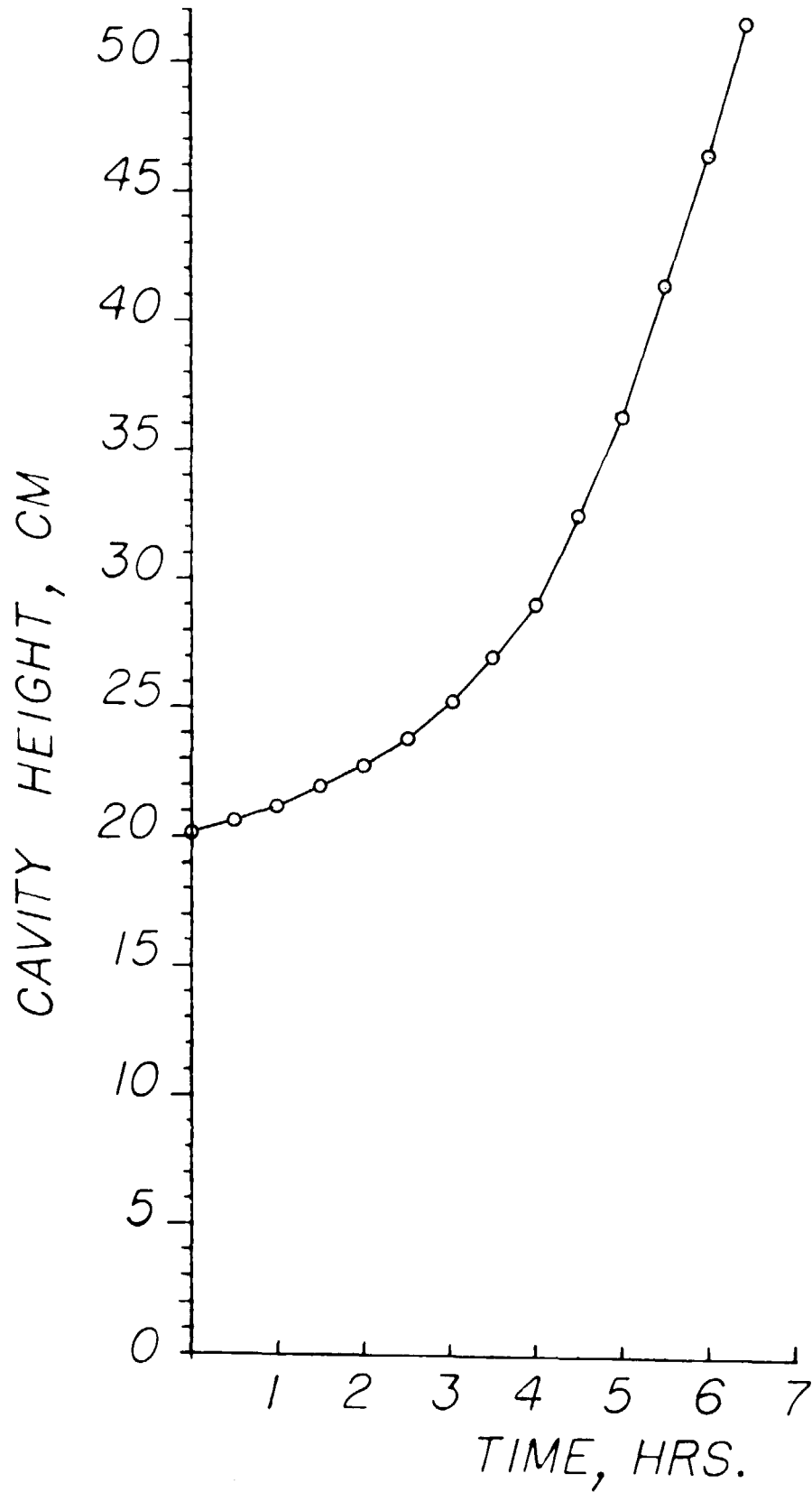


FIGURE 6 : OIL/BRINE INTERFACE LOCATION IN THE CAVITY, EXPERIMENT B

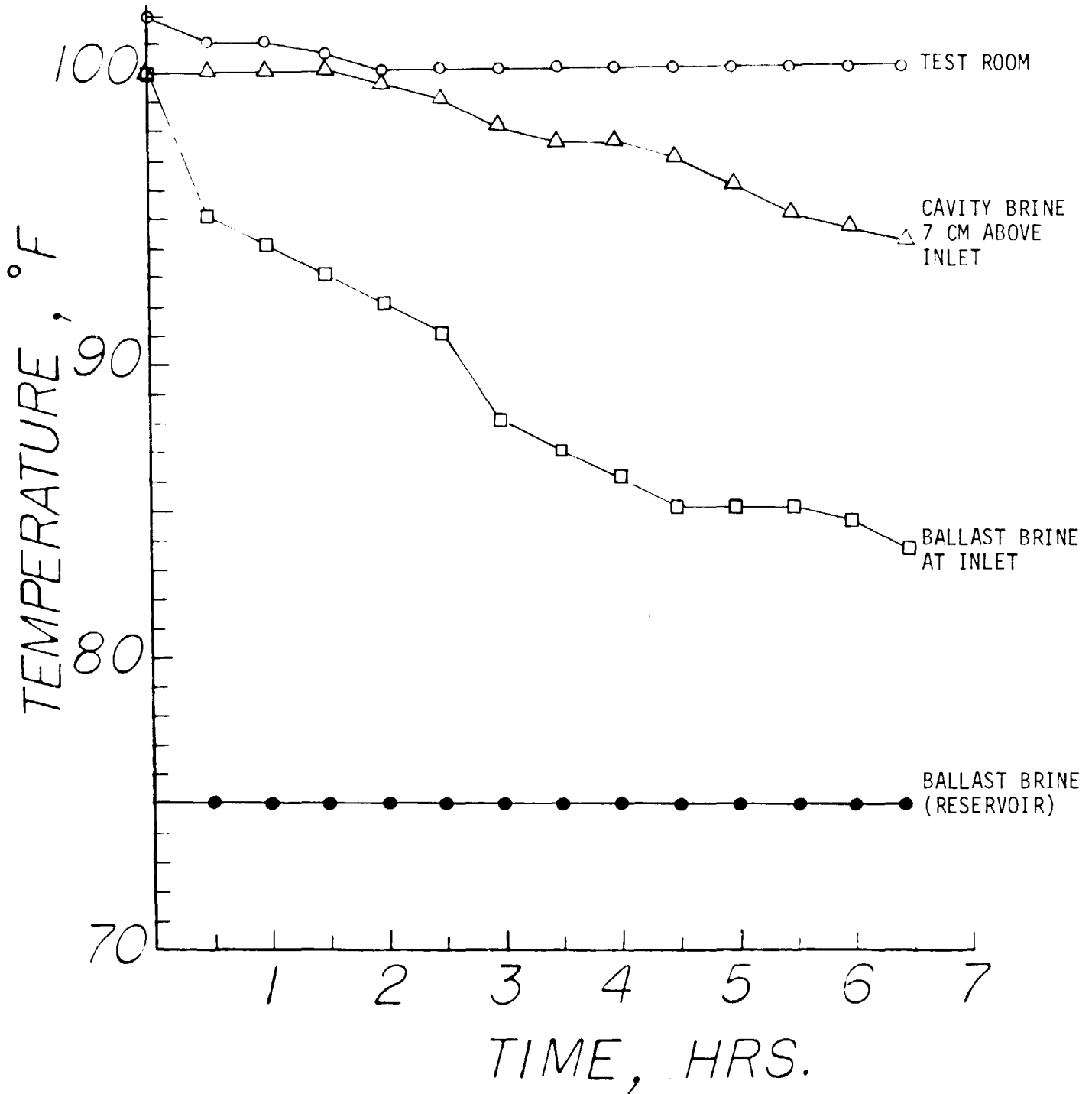


FIGURE 7 : TEMPERATURES, EXPERIMENT B

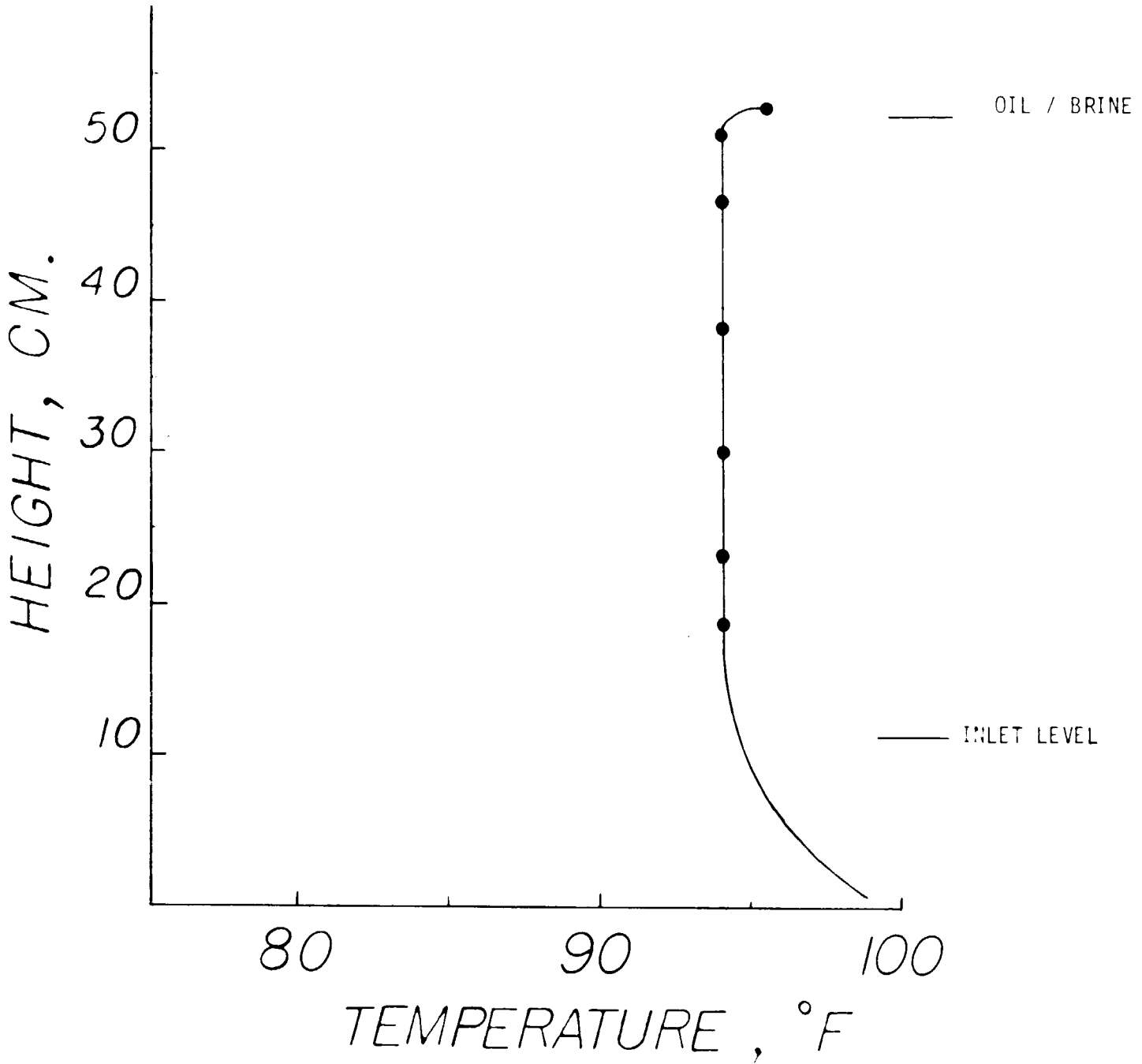


FIGURE 8 : TEMPERATURE PROFILE IN CAVITY BRINE, END OF OIL DISPLACEMENT, EXPERIMENT 3



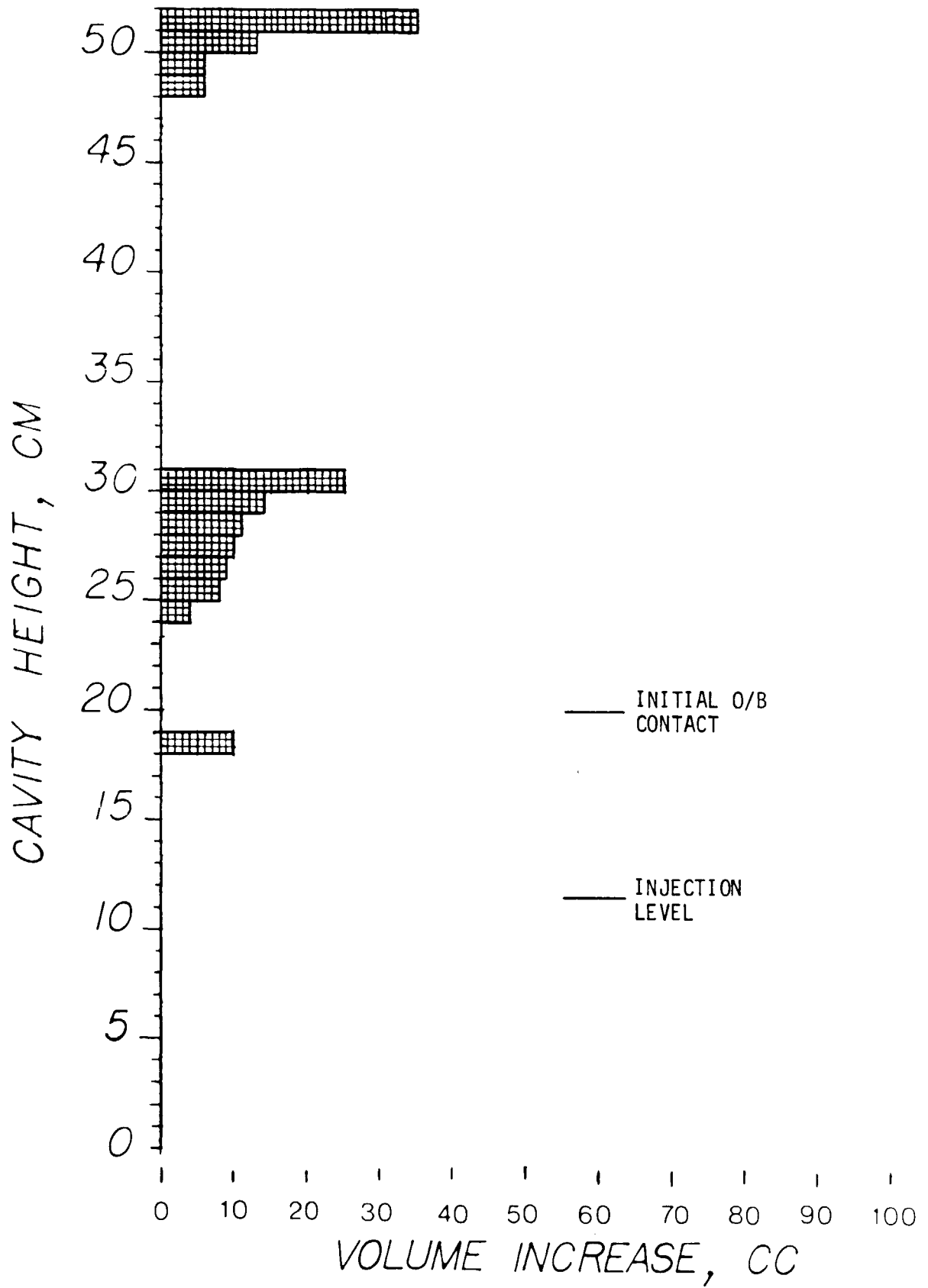


FIGURE 9 : CAVITY ENLARGEMENT, EXPERIMENT B

## EXPERIMENT C

Continuous Oil Displacement With 50% Saturated Brine (75°F), Constant Production Rate.

### Procedure

As in the other experiments, the model was filled with mineral oil and cushion brine at 100°F. Oil production at a rate of 30 cc/min began by injection of 50% saturated ballast brine at 11.5 cm height and was continued for 9 hours; at which time a temperature survey of cavity brine was conducted and brine samples were obtained through the sampling ports at different levels. After a 24 hour wait period, the model was emptied and slowly cooled to room temperature and a volume survey was conducted.

### Results & Discussion

The decreasing length of the oil column and the changes in cavity brine salinities and temperatures during the displacement experiment necessitated regulating the injection needle valve to maintain the rate around 30 cc/min. The oil production rate and the recorded temperatures vs. time are shown on Figure 10. The cavity brine temperature measured at 7 cm above injection level initially showed a decline; however, as the displacement continued and oil/brine interface moved upward there was a buildup in the temperature and the initial value was regained. The temperature of ballast brine entering the cavity also declined during the first 1 1/2 hours of the experiment and then began a very slow buildup. The location of oil/brine interface in the cavity as a function of time is shown on Figure 11. The non-uniform cavity

cross section is responsible for the interface location curve not to be a straight line. The cavity brine temperature profile after 9 hours of oil displacement is shown on Figure 12. The brine temperature in the lower half of the cavity was the same as the test room (100°F). A small temperature gradient in the upper half existed with 99°F at oil/brine interface. The salinity measurements also indicated that the cavity brine above the injection level was very uniform (25.2% by weight, salt in solution). The volume survey placed the volume enlargement at 1380 cc which is in agreement with 1408 cc salt dissolution evaluated by mass balance calculations. The volume increase per centimeter of cavity height is plotted on Figure 13. The results show that the dissolution was small in the vicinity of the injection level ( 4 cc for 10-11 cm interval ) and gradually increases with height and reaches a maximum value ( 85 cc for 28-29 cm interval ) and then declines to a small value at the top ( 9 cc for 49-50 cm interval ). In terms of radial growth the values correspond to .159 cm , 1.336 cm and .127 cm accordingly.

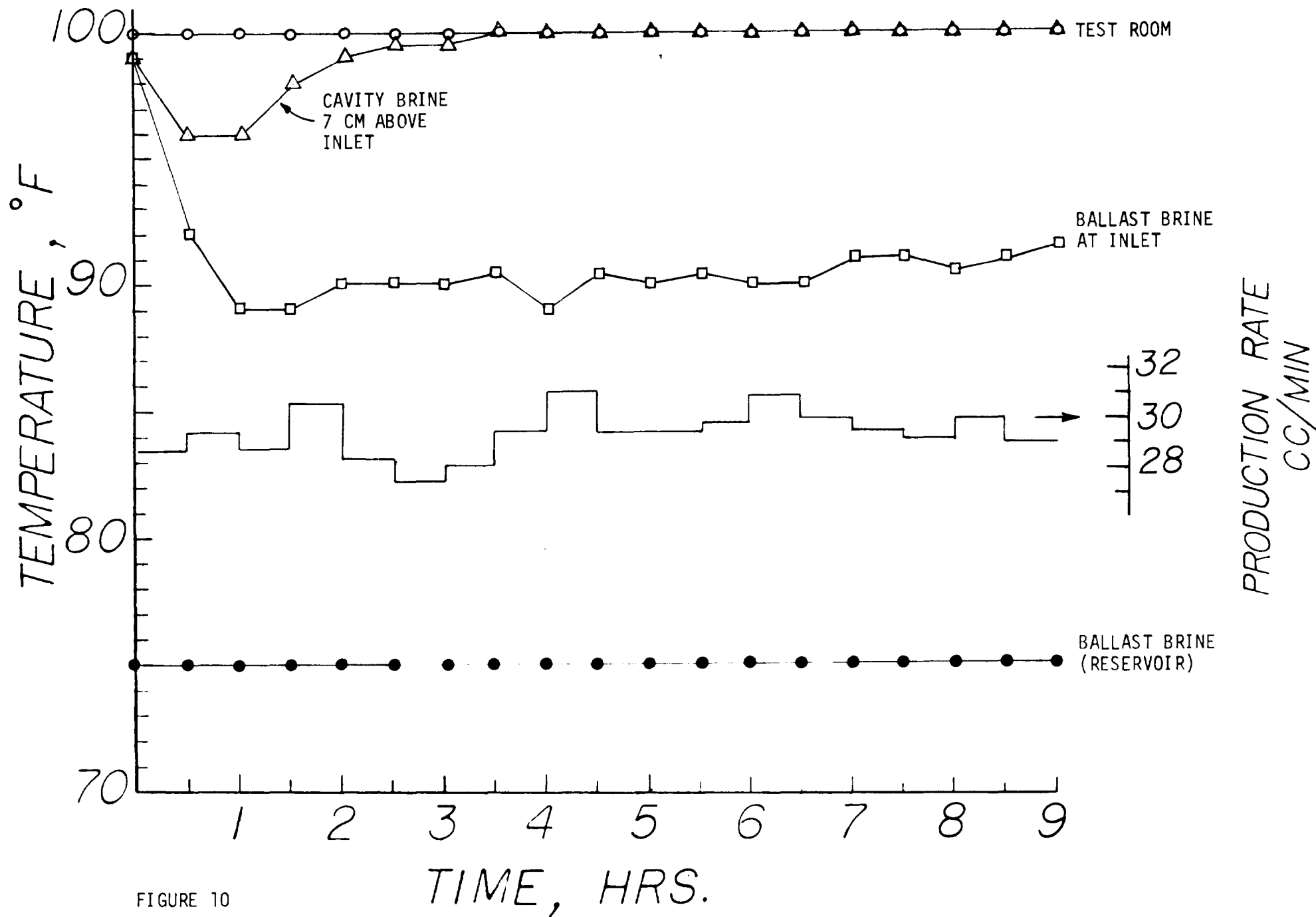


FIGURE 10

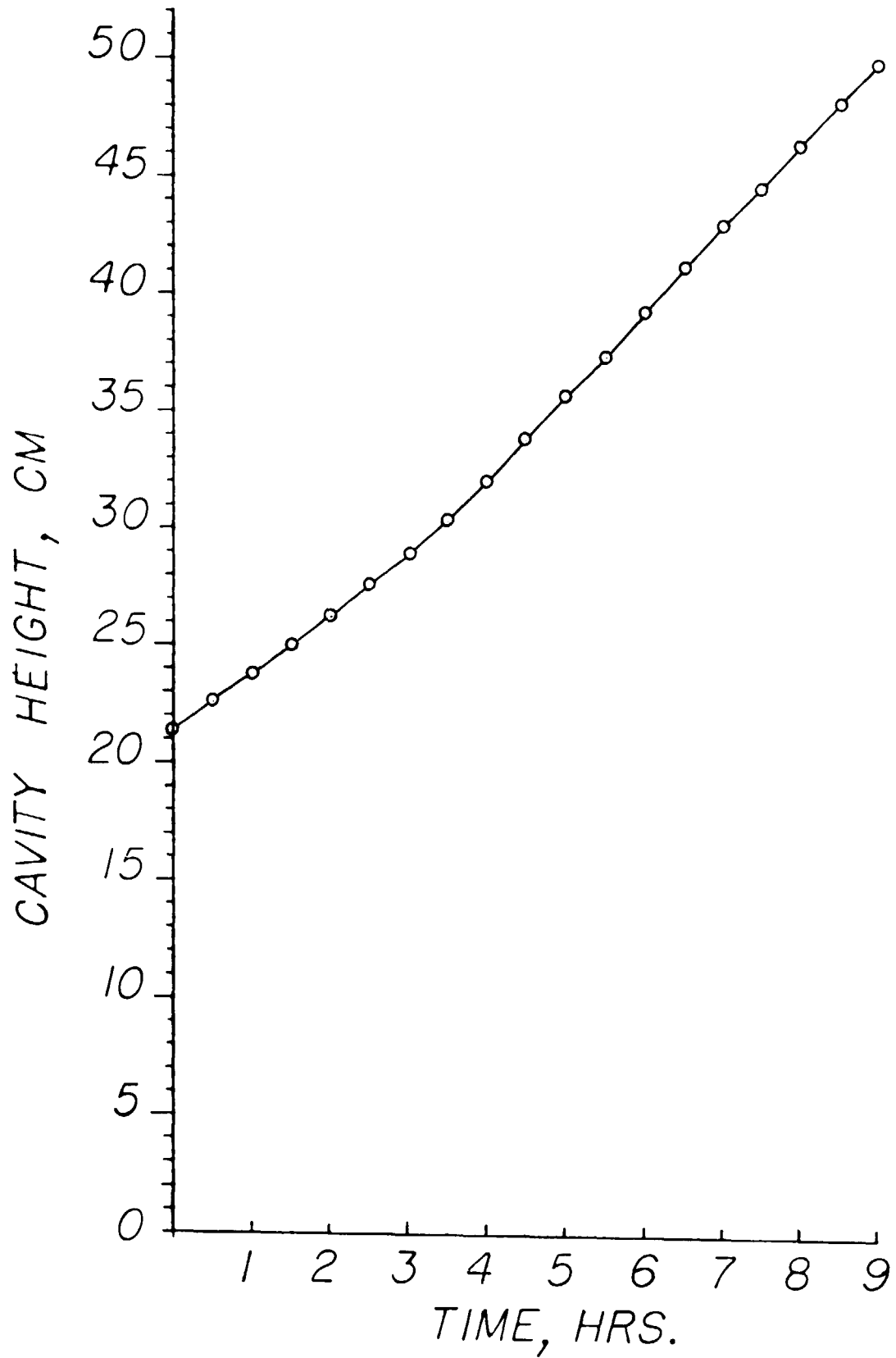


FIGURE 11 : OIL/BRINE INTERFACE LOCATION IN THE CAVITY,  
EXPERIMENT C

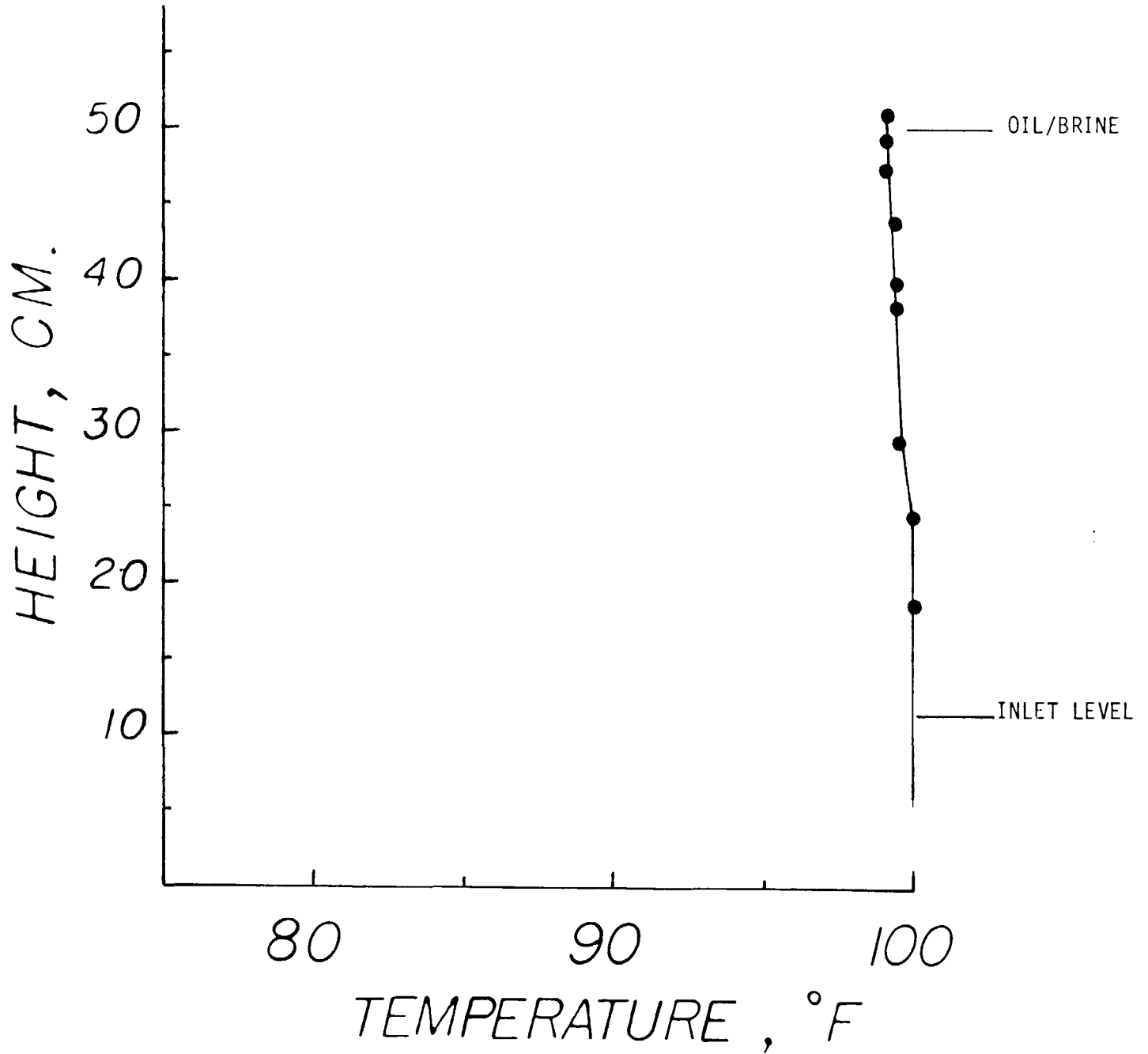


FIGURE 12 : TEMPERATURE PROFILE IN CAVITY BRINE, END OF OIL DISPLACEMENT, EXPERIMENT C

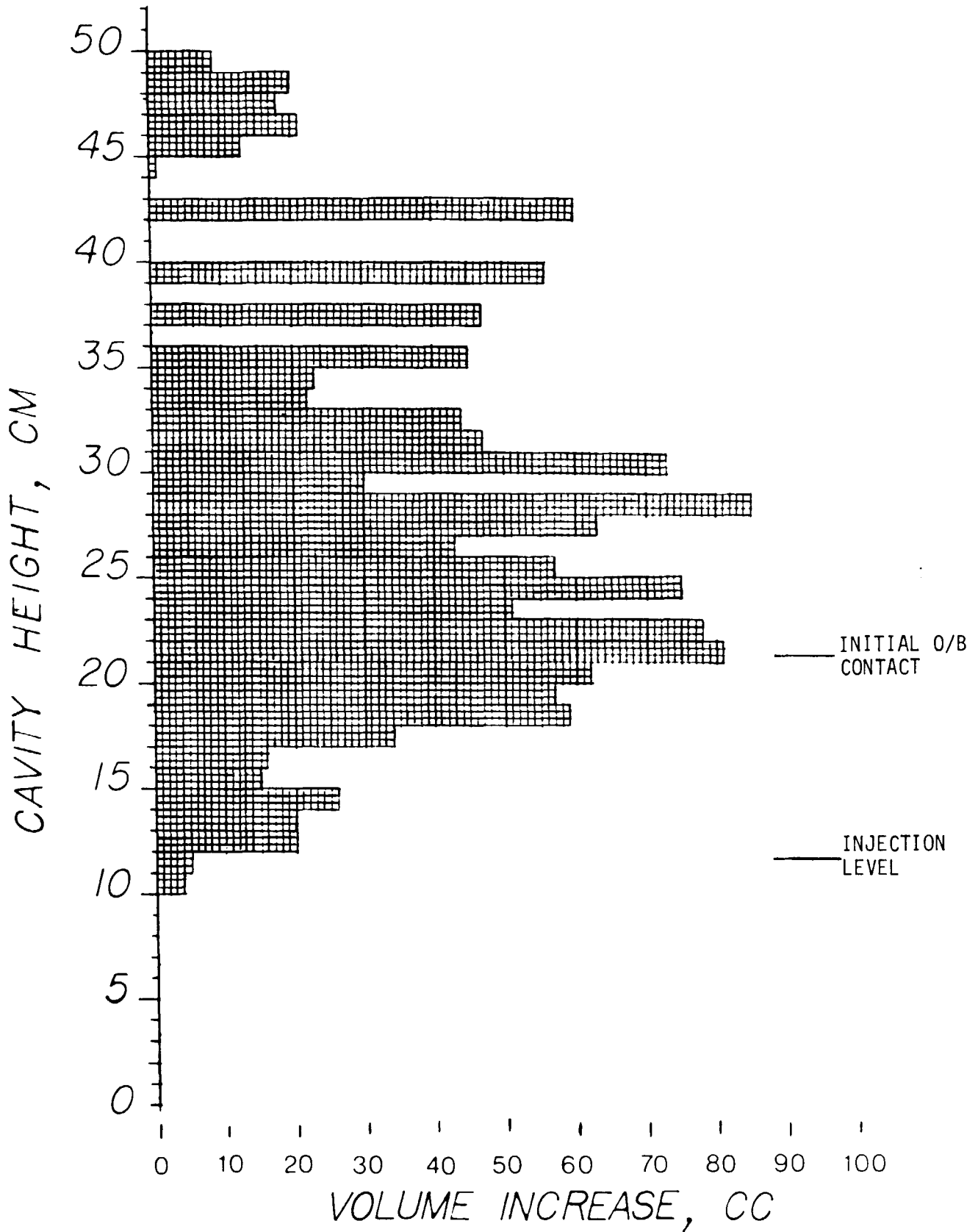


FIGURE 13 : CAVITY ENLARGEMENT, EXPERIMENT C

## EXPERIMENT D

Three Stage Oil Displacement With 50% Saturated Brine (75°F), Constant Production Rate.

### Procedure

After the model was filled with mineral oil and cushion brine at 100°F, a three stage oil displacement began. Each stage consisted of 3 hours of brine injection followed by a 24 hour shut down period. After each displacement stage, a temperature survey of the cavity brine was conducted. At the completion of the experiment, the model was drained and cooled to room temperature and a volume survey was conducted.

### Results & Discussion

The production schedule and the temperatures of cavity brine and ballast brine entering the cavity are shown on Figure 14. The oil/brine interface location in the cavity vs. time are plotted in Figure 15. Figure 16 shows the temperature profiles in the cavity brine following each stage of oil displacement. Based on the volume survey there was 1499 cc enlargement in the cavity volume which is in agreement with 1428 cc salt dissolution evaluated from mass balance calculations. The volume increase per centimeter of cavity height is plotted on Figure 17, which shows a similar dissolution pattern as Experiment C. However, in this case the dissolution is more concentrated in the region of the cavity which came in contact with under-saturated brine during the first stage of oil displacement (22-30 cm height interval).



Figure 18 shows the total enlargement in the model cavity after four displacement cycles (4 experiments). The maximum radial growth of the cavity is exhibited in the 26-31 cm height interval where the cavity wall had a negative inclination angle (salt on top of brine). On the other hand, for the 10-17 cm height interval with a positive inclination angle (brine on top of salt), the radial growth is minimal.

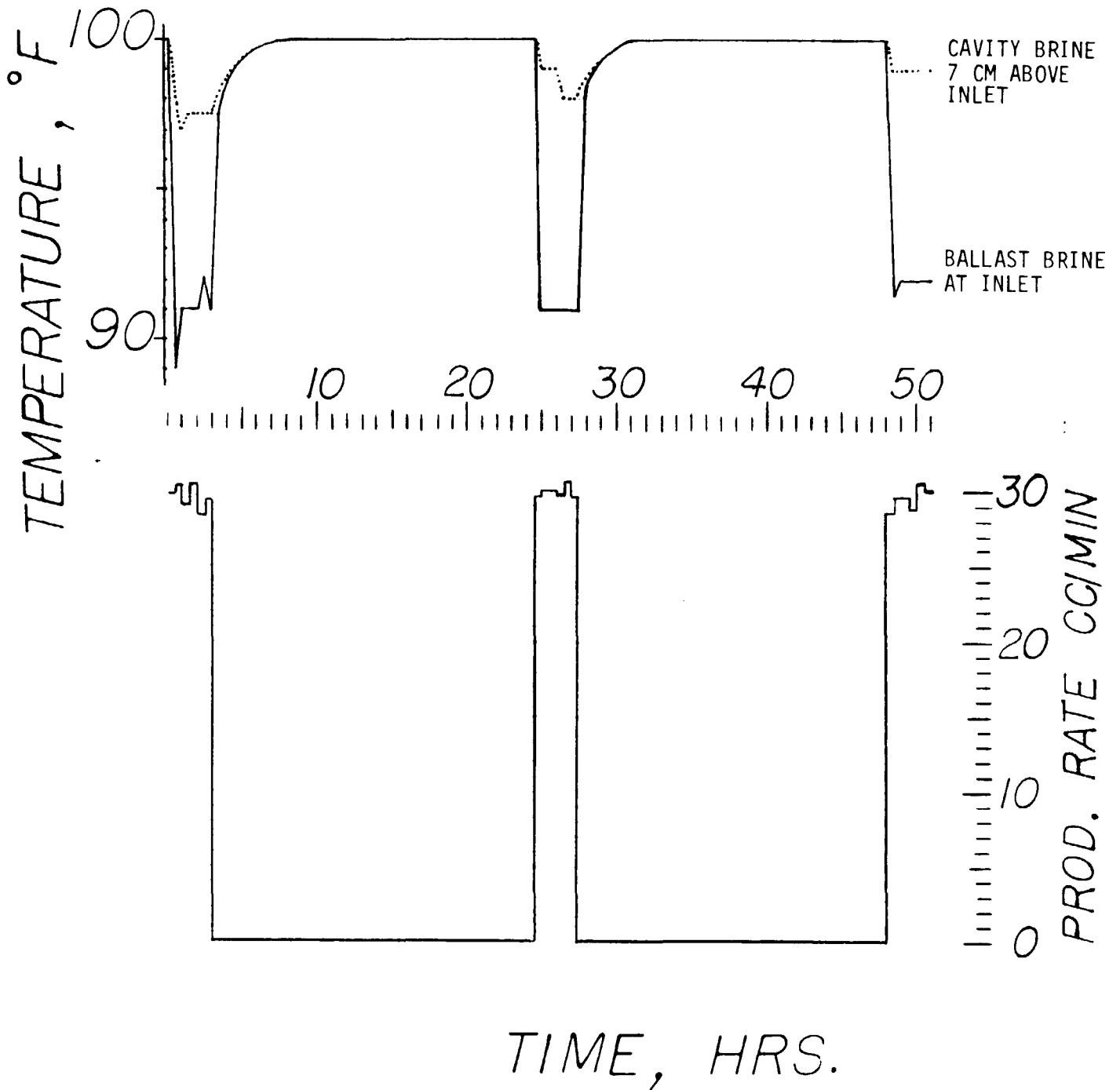


FIGURE 14

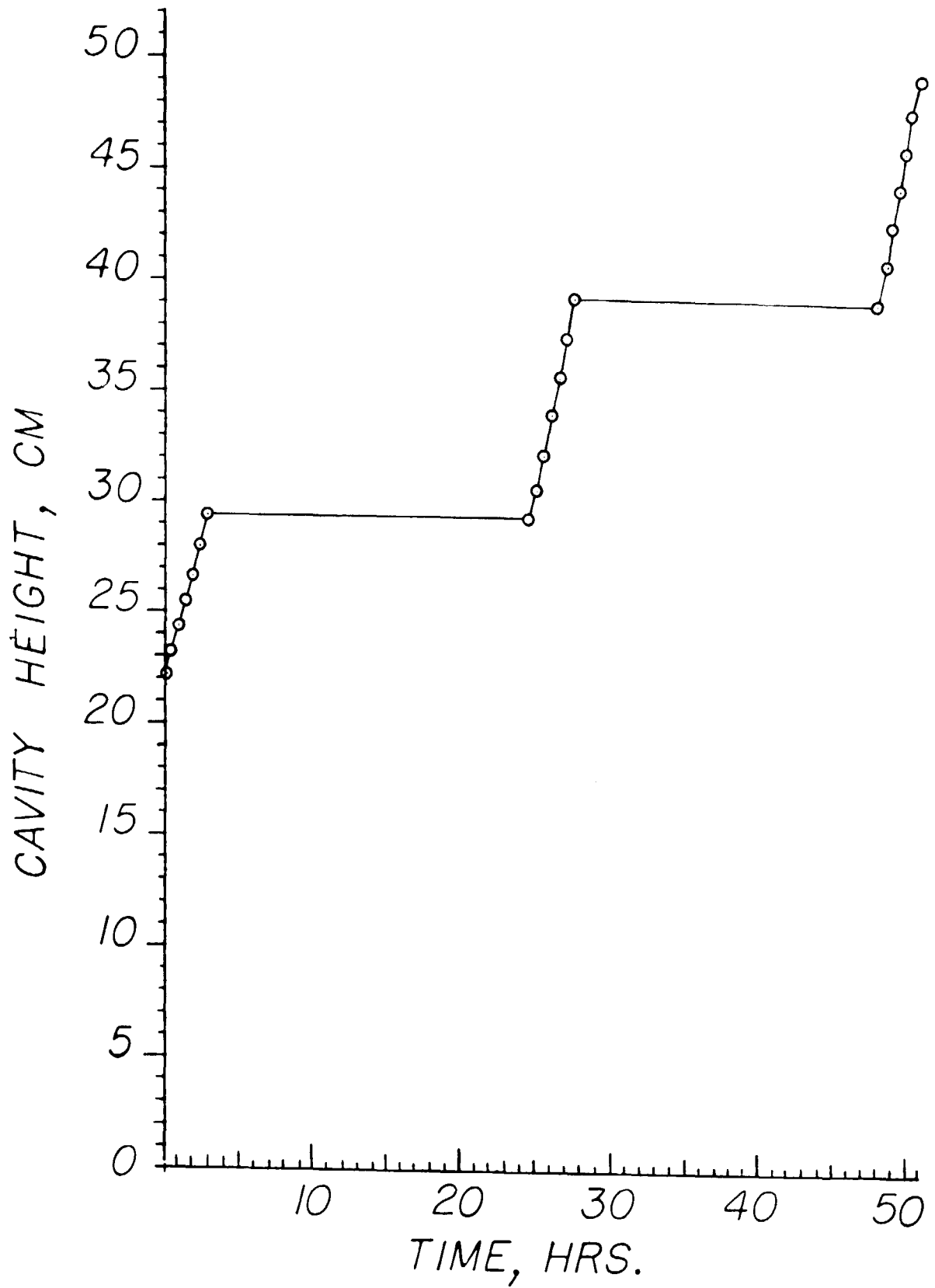


FIGURE 15 : OIL/BRINE INTERFACE LOCATION IN THE CAVITY, EXPERIMENT D

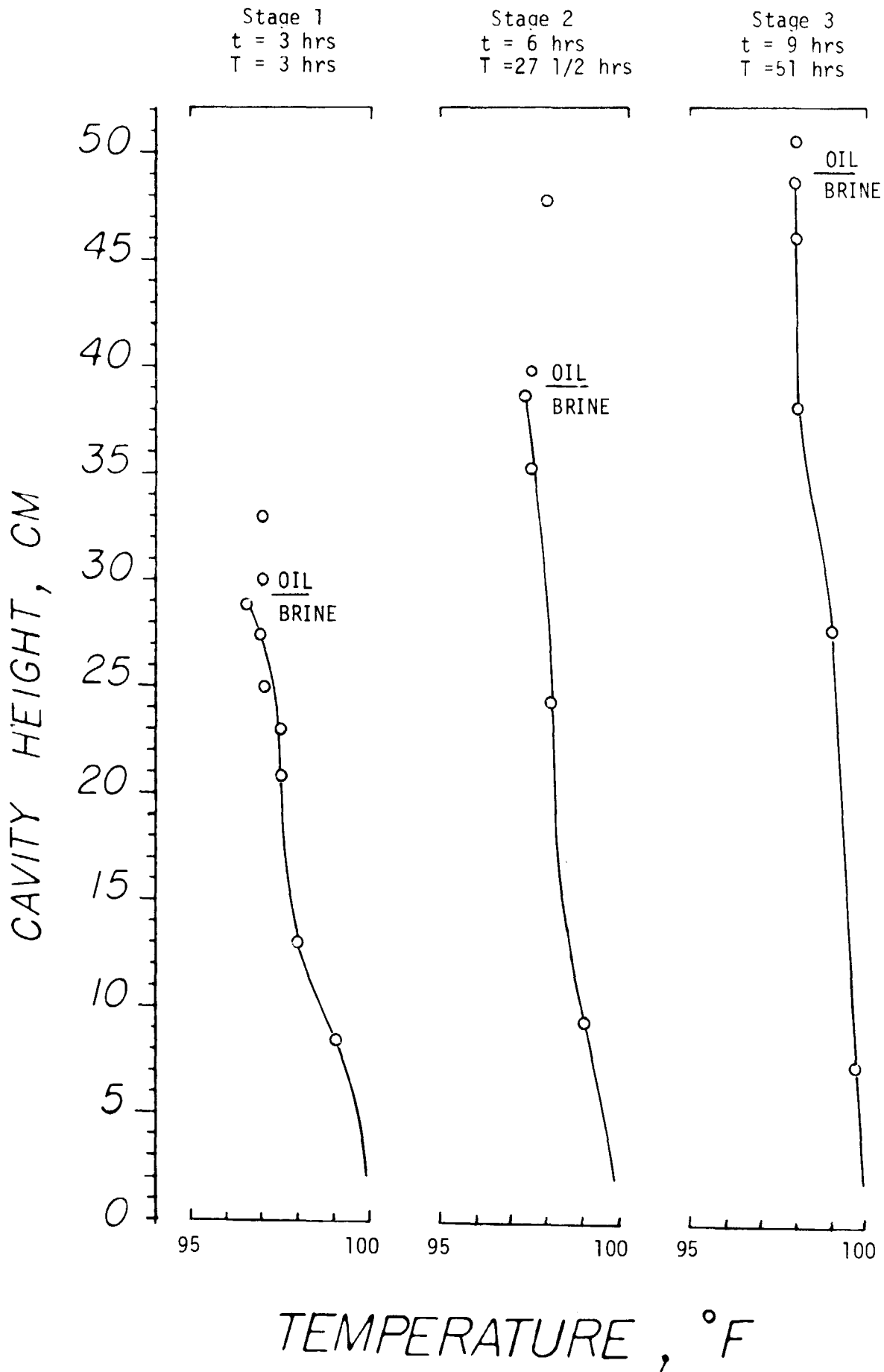


FIGURE 16 : TEMPERATURE PROFILE IN CAVITY BRINE AT THE END OF EACH DISPLACEMENT STAGE, EXPERIMENT D

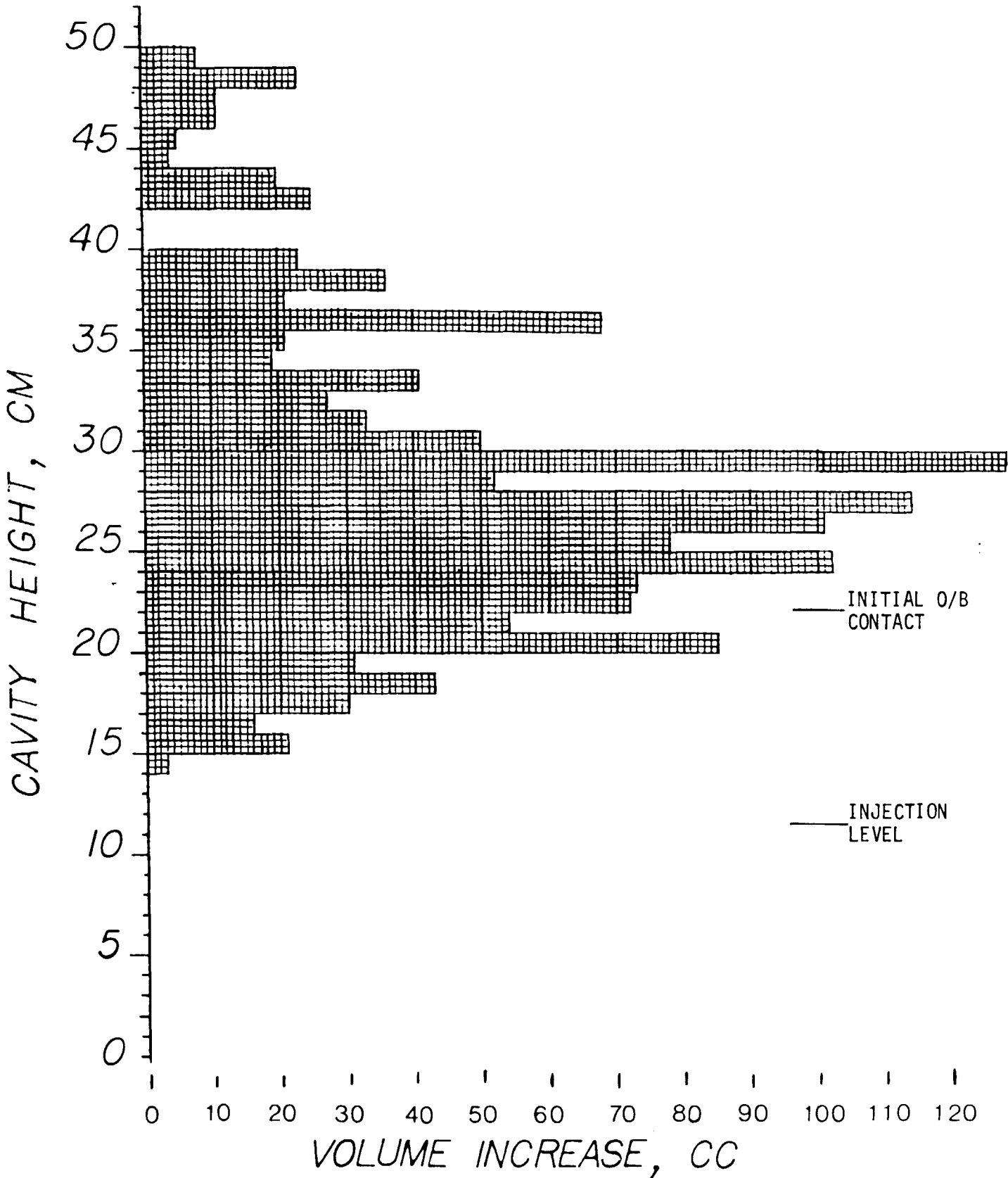


FIGURE 17 : CAVITY ENLARGEMENT, EXPERIMENT D

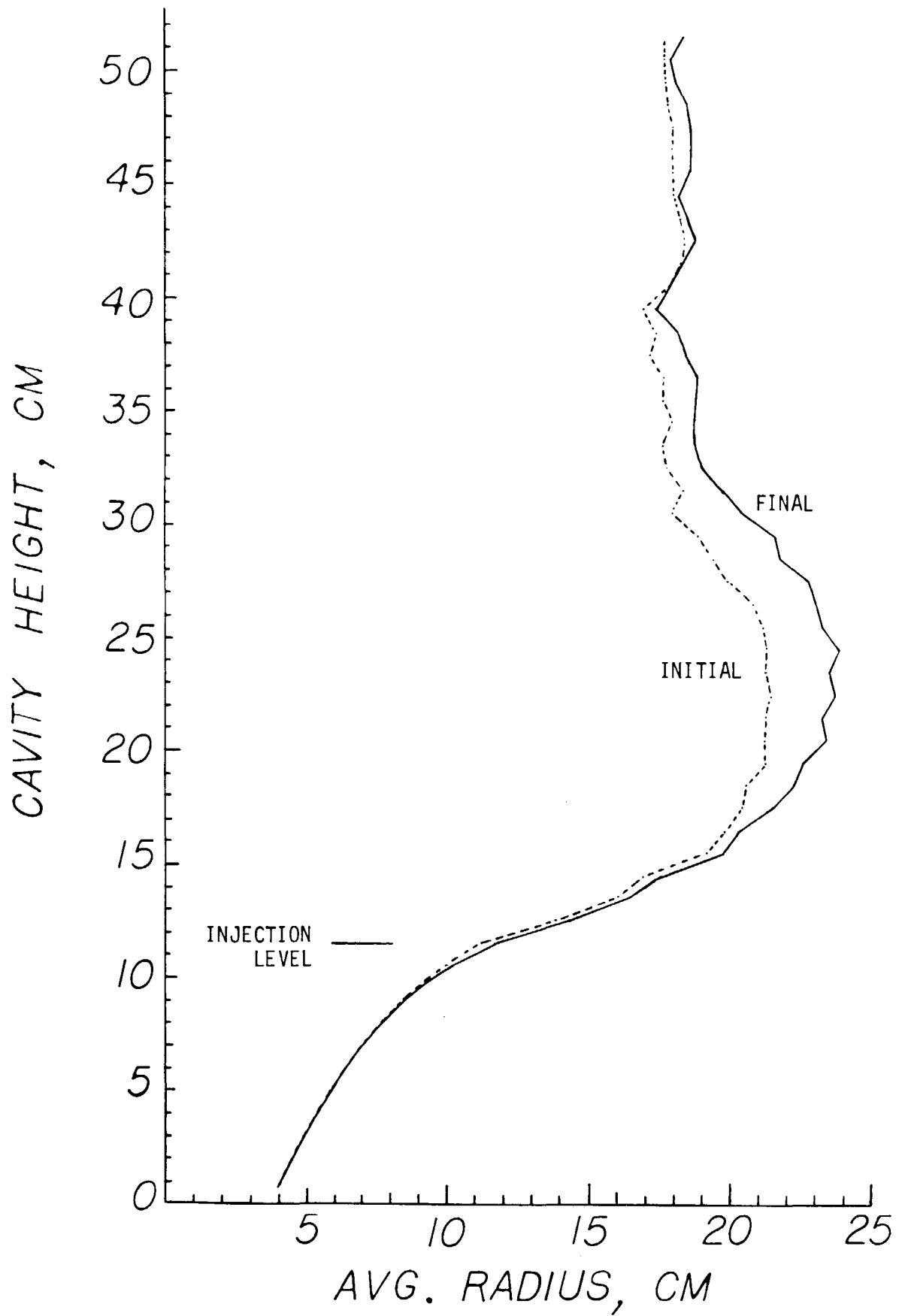


FIGURE 18 : INITIAL AND FINAL CAVITY SHAPES (EXPERIMENTS A, B, C AND D COMPLETED)

# Experimental Studies of Oil Withdrawal From Salt Cavities by Freshwater Injection

Daniel C. Reda, Sandia National Laboratories  
Anthony J. Russo, Sandia National Laboratories

---

**Summary.** The U.S. Strategic Petroleum Reserve (SPR) program coordinates storage of crude oil in underground salt caverns. Oil removed from these caverns by the injection of water into a brine volume located beneath the oil will be recovered through a production pipe near the top of the cavern. The critical question concerning this procedure was whether the crude oil would protect the salt walls from dissolution on exposure to unsaturated brine following oil/brine interface passage.

Oil/brine/salt interactions were investigated experimentally. Cylindrical cavities were created by hollowing out salt cores from one end, leaving the circular wall and bottom as an integral piece. In four experiments, a salt cavity was placed vertically in a pressure vessel and was filled with crude oil overlying a saturated-brine "pocket." The vessel was sealed and pressurized to actual SPR-cavern pressure. Fresh water was injected down a tube into the brine pocket, displacing the oil upward for recovery through a production tube. A traversable gamma-beam densitometer positioned above the initial saturated-brine/oil interface defined the presence or absence of salt dissolution (cavity shape change) during the transient oil-withdrawal process. Such measurements showed salt-wall recession immediately following interface passage in all tests; i.e., crude-oil adherence and/or penetration at the salt wall failed to protect the salt from dissolution when exposed to unsaturated brine. Measured post-test cavity shapes corroborated the transient results. Both transient and steady-state measurements were in good agreement with numerical predictions generated by SANSMIC (Sandia Solution-Mining Code) once "no oil-layer protection" was assumed.

---

## Introduction

The U.S. SPR consists of an underground oil storage system comprising caverns that have been leached in salt domes located in Louisiana and Texas. Some of the cavern space, formed during commercial brining operations, was available for oil storage shortly after the SPR program began in the mid-1970's. However, because the available volume was less than that required for the storage of  $250 \times 10^6$  bbl [ $40 \times 10^6$  m<sup>3</sup>] of oil, and a storage of up to  $10^9$  bbl [ $1.6 \times 10^8$  m<sup>3</sup>] was contemplated, the U.S. DOE undertook an extensive new cavern leaching program. Early experimental and theoretical work on salt dissolution rates and salt cavity formation techniques<sup>1-7</sup> led to the development of three numerical models to predict solution-mining processes.<sup>7-9</sup> Of these three, Saberian and Podio's<sup>7</sup> computer code was used early in the SPR program to help define initial cavern leaching schedules.

Because there was an urgency to form and to fill the reserve as rapidly as possible, considerable attention was given to devising a leaching scheme that would yield the desired size and shape of cavern in the shortest practical time. This appeared to be accomplished best with a "leach/fill" strategy in which the cavern would be simultaneously filled with oil as the leaching proceeded. To start the cavern, several wells could be drilled and simultaneously leached until the cavities coalesced to form the final storage volume. The majority of the final volume

ultimately would be filled with crude oil, which would overlie a small saturated-brine pocket located at the cavern bottom. Oil withdrawal from such caverns would be accomplished by the injection of fresh water down a pipe to a level below the initial saturated-brine/oil interface, buoyantly displacing the oil upward, where it would then be removed through a production pipe whose entrance was located near the top of the cavern.

Considering these leaching, filling, and withdrawal processes, a need to model numerically "moving interface problems" (i.e., salt dissolution below an oil interface whose location varies with time) became apparent. Because the Saberian and Podio code<sup>7</sup> was not structured to treat such problems efficiently, and because performing a very large number of computer simulations of these various processes would be necessary, a new code was developed.<sup>10,11</sup> This code, called SANSMIC, uses the same dissolution model as the Saberian and Podio code<sup>7</sup> but includes new diffusion, plume,<sup>12,13</sup> and insolubles models as well as an implicit numerical formulation that significantly reduces computer run times. Cavern geometries are treated as two-dimensional (2D) and axisymmetrical.

Cavern shapes predicted to occur during solution-mining operations were shown to be in favorable agreement with final cavern shapes measured with sonar caliper techniques.<sup>10,11</sup> It was noted, however, that for the oil-withdrawal option, a way to evaluate the code's accuracy

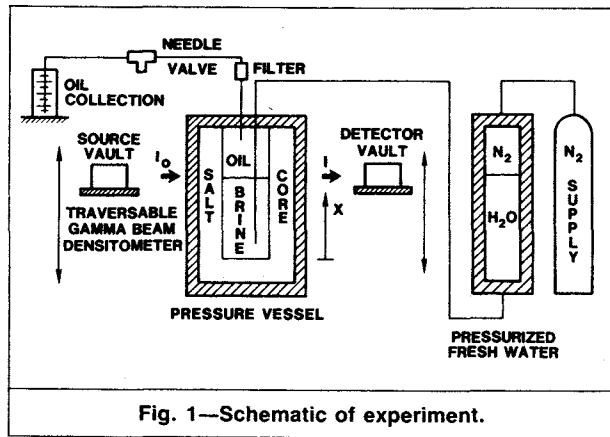


Fig. 1—Schematic of experiment.

cy does not exist. This serious limitation stems from the unanswered critical questions concerning the physics of oil/brine/salt interactions that occur during oil withdrawal.

The planned oil-withdrawal procedure calls for fresh water to be injected into the cavern below the initial saturated-brine/oil interface. As this oil/brine interface rises, cavern surfaces formerly covered by oil become exposed to unsaturated brine. If these newly exposed salt surfaces start to dissolve immediately, the cavern will grow uniformly during each oil-withdrawal cycle. However, if the oil adheres to and/or penetrates the salt, thereby protecting it from dissolution, then only the lower portions of the cavern that have never been oil-covered will undergo shape change. Highly abnormal (undercut) cavern contours would thus result. This phenomenon ultimately could lead to coalescence of adjacent caverns, collapse of unsupported salt volumes, and surface subsidence problems.

Although oil-recovery procedures noted herein have been demonstrated successfully in the field (during short-time tests), the quantity of oil temporarily removed from the SPR cavern was insufficient to allow resolution of this critical issue. To investigate such complex transient physical phenomena in a controlled, meaningful way in the laboratory would require that experiments be conducted with the materials of interest subjected to conditions of interest to simulate the actual oil-withdrawal procedure most closely. Furthermore, physical measurements should be made in a nonintrusive manner to avoid interfering with the fluid/solid interactions occurring in the near-wall region. Such experiments were undertaken as the principal objective of the present research.

### Experimental Approach

The first task in this research was to formulate an experimental approach consistent with stated objectives. Fig. 1 shows a schematic of the apparatus that resulted from these efforts.

Salt cores were machine hollowed from one end, leaving the circular wall and bottom as an integral piece. Nominal pretest dimensions were OD of 3.61 in. [9.17 cm], ID of 2.00 in. [5.08 cm], cavity depth of 8.00 in. [20.32 cm], and overall height of 9.00 in. [22.86 cm]. Each salt cavity was placed vertically in a pressure vessel with its open end at the top. The cavity interior was filled with crude oil that overlay a saturated-brine pocket. A 0.005-in. [0.013-cm] layer of saturated brine surrounded the external surfaces of the salt sample and

provided a pressure-equilibration mechanism throughout the vessel interior upon pressurization.

The test vessel was pressurized from a commercially available nitrogen bottle; the test pressure was maintained constant by a pressure regulator and adjustable-bleed-valve arrangement. The test pressure was transferred to the working fluids at a nitrogen/water interface in a separate pressure vessel.

Stainless steel tubing of 0.031-in. [0.079-cm] ID was used for the injection and withdrawal lines. For current tests, injection occurred at a vertical distance ( $X$ ), measured from the cavity bottom, of 0.50 in. [1.27 cm]; withdrawal occurred at  $X=7.50$  in. [19.05 cm]. Before the start of each test, the injection line was preflooded with fresh water, and the exit line was preflooded with oil.

A precalibrated flow-control valve on the exit line was opened to the desired vernier setting at the start of each transient, which allowed oil to begin leaving the cavity as fresh water entered. Oil volumetric flow rate was monitored continually and the needle valve adjusted (if required) to maintain the exit flow rate constant. Total oil volume collected during the withdrawal time thus defined the average exit flow rate,  $\bar{q}_{wd}$ .

At the completion of oil withdrawal, the water entry line was left open to maintain the cavity at a constant pressure until equilibrium (saturated-brine) conditions (as measured with the instrumentation system described below) were again achieved within the cavity. Overall change in liquid level (and thus volume) in the freshwater reservoir was then measured with the result  $\bar{q}_{inj} = 1.03 \bar{q}_{wd}$ . The nonequivalence of these two volumetric flow rates is caused primarily by two competing mechanisms that occur throughout the entire oil-withdrawal period: namely, water volumetric increases because of the addition of dissolved salt vs. the slightly larger volumetric increase of the cavity itself as a result of this same dissolution. Minor factors that also contribute to this empirically defined relationship are dissolvable impurities in the salt and the constant-pressure, postwithdrawal approach to equilibrium over a finite time period. Theoretically, for dissolution of pure NaCl in pure H<sub>2</sub>O, the constant of proportionality was calculated to be 1.03627.

With the apparatus defined, selecting a viable instrumentation system that could be used to investigate the transient oil/brine/salt interactions inside a pressurized salt cavity in a nonintrusive manner remained. Gamma-beam densitometry, currently being used to study two-phase flows in porous media, was chosen for this experiment. This system was used to quantify the transient interactions, as well as to measure resultant cavity shape change.

The interaction of gamma particles with matter is described by an exponential equation,

$$I/I_0 = \exp\left(-\sum_{i=1}^n \mu_i z_i\right), \dots \dots \dots (1)$$

where  $I_0$  is the initial beam intensity,  $I$  is the beam intensity of unattenuated particles exiting the test chamber, and  $\mu_i z_i$  is the product of the total linear attenuation coefficient ( $\mu_i$ ) and the total integrated path length through which the beam must pass ( $z_i$ ) for material  $i$ . The exit beam comprises both unattenuated particles (at 0.662 MeV) and particles that have been attenuated to lower



energy states but are still in the beam path; attenuated particles physically scattered out of the beam path do not enter the detector collimator tube. The relationship between beam intensity,  $I$ , and the measured count rate,  $R$ , is non-linear:  $I=R/(1-\tau R)$ , which is dependent on the characteristic time constant,  $\tau$ , of the system. Knowing  $\tau$  allows  $R$  to be converted to  $I$ . For a known  $I_o$ , the exponential law then allows the determination of any one unknown  $\mu_i$  or  $z_i$  value. System deployment, calibration, and measurement accuracy are discussed in detail in Ref. 14.

In the current experiment, all initial path lengths and material attenuation coefficients would be measured previously. Thus, during the transient oil withdrawal, if an oil layer adhered to the cavity wall, then the one unknown would be the oil layer thickness ( $\Delta$ ). However, if such a "protective" oil layer were not present ( $\Delta=0$ ), then the salt surface would undergo recession ( $\epsilon$ ), thereby allowing this one unknown to be measured. Either  $\Delta$  or  $\epsilon$  would be the length scale of interest, each occurring only in the absence of the other.

Certain criteria must be met for such measurements to be made successfully during transient oil withdrawal: (1) for  $\epsilon > 0$  ( $\Delta=0$ ), then  $\mu_s \neq \mu_b$  and  $\mu_b \approx \text{constant}$ ; (2) for  $\Delta > 0$  ( $\epsilon=0$ ), then  $\mu_o \neq \mu_b$  and  $\mu_b \approx \text{constant}$ .

Of these restrictions,  $\mu_b \approx \text{constant}$  was most suspect because significant density (specific gravity) variations with time would most likely occur at the fixed gamma-beam location during the transient oil withdrawal. Bench-top experiments were then performed before the apparatus in Fig. 1 was built so that this and related issues would be addressed. Results of these pretest experiments are discussed in the next section.

## Pretest Results

Preliminary experiments were conducted during this phase of the research to investigate oil penetration into salt, as well as to quantify the thickness of any oil layer that might form on salt-cavity surfaces during the proposed oil-withdrawal experiments. Two salt cylinders, each 2.00 in. [5.08 cm] in diameter by 6.00 in. [15.24 cm] in length, were machined from supplied salt cores taken from deposits at Bryan Mound, TX. The first cylinder was placed in an existing autoclave and was immersed first in saturated brine at 2,000 psig [13.8 MPa] for 2 days and then in crude oil at 2,000 psig [13.8 MPa] for 2 days. The second cylinder was immersed in oil only at 2,000 psig [13.8 MPa] for 2 days.

Oil penetration into salt was found to be a strong function of conditions existing within the material's pore (or grain boundary) space before its exposure to oil. In the first case, the PV was preflooded with saturated brine, effectively limiting subsequent oil penetration to the outermost regions of the sample. Measured penetration depths were  $\approx 0.24$  to  $0.28$  in. [0.6 to 0.7 cm]. In the second case, the PV was initially dry, which allowed the oil to flood the sample interior completely upon pressurization.

In these tests, as in the subsequent oil-withdrawal experiments, the salt samples were not loaded mechanically. Any existing microcracks and/or grain boundaries linking the exterior of the salt to its interior would thus remain open, thereby providing favorable conditions for oil adherence/penetration. Should the oil fail to protect the salt from dissolution under these favorable (labora-

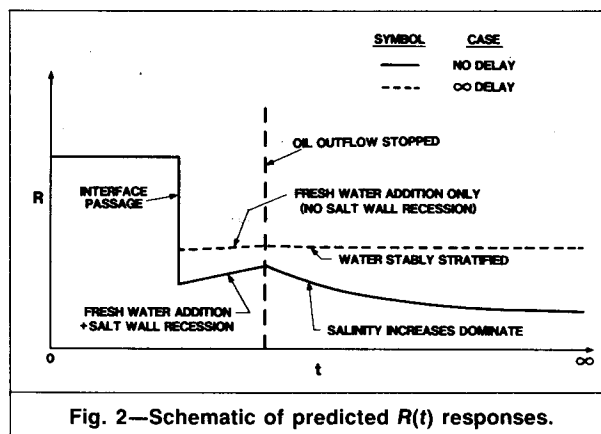


Fig. 2—Schematic of predicted  $R(t)$  responses.

tory) conditions, it most certainly would exhibit the same inability in the field (salt in actual caverns being lithostatically loaded). Conversely, should the oil protect the unloaded salt from dissolution in the laboratory, extensions of such findings to the field would be uncertain. In that case, additional, more complex experiments would have to be performed with compressively loaded salt samples.

Of the two fluid-penetration procedures outlined above, the first method would be expected to produce salt samples that best simulated cavern conditions (i.e., salt preflooded with pressurized brine during cavern leaching and exposed to pressurized oil during cavern filling). The second method would provide test samples most likely to result in the formation of a protective oil layer. Both procedures were used to prepare salt cavity specimens before the transient oil-withdrawal experiments.

Oil layer thicknesses on the salt cylinders were measured with the gamma-beam densitometer both before and after each pressurization cycle. Results showed  $\Delta \approx 0.012$  in. [0.3 mm] in all cases. No measurable reduction in count rate was observed during any of the pressurization cycles because of brine and/or oil penetration into the salt. This fact is consistent with the extremely low porosity of this material ( $\approx 0.001$ ), which dictated that the maximum possible increase in path length of either fluid be equal to the product of the diameter times the porosity, 0.002 in. [0.05 mm], an immeasurable change.

Finally, linear attenuation coefficients for salt, crude oil, and brine (the latter as a function of dissolved salt content) were measured with the gamma-beam system. These substances were found to have "sufficiently different"  $\mu$  values, as required for oil-withdrawal data interpretation/analysis. The attenuation coefficient for brine, however, was found to be a linear function of dissolved salt content, showing an  $\approx 18\%$  increase from the distilled-water limit to the fully saturated-brine limit, consistent with a theoretical increase of about 20% for maximum dissolution of pure NaCl in pure  $H_2O$ . Consequently, two unknowns appear in the exponential attenuation equation,  $\Delta$  or  $\epsilon$  and  $\mu_b$ . A requirement to measure salinity independently at the gamma-beam location thus seemed apparent.

Computer simulations of the proposed oil-withdrawal experiments were then undertaken (recall the geometry of Fig. 1). The gamma-beam equations, along with measured attenuation coefficients and postulated initial dimensions for the materials of interest, were entered into SANSMIC. Three cases for the onset of salt dissolution at

the gamma-beam location were considered: (1) no time delay (the salt wall begins to dissolve instantaneously after oil/brine interface passage), (2) infinite time delay (oil layer adherence protecting the salt from dissolution for all time), and (3) finite time delay (the oil layer peels away at some finite time after interface passage and allows dissolution to begin). Fluid flow rates and withdrawal times were the same for all three simulations.

Salt wall recession and brine salinity distributions were predicted as functions of  $X$  and  $t$  for all locations beneath the upward-moving oil/brine interface. (Note that at any  $X$  and  $t$ , the code assumes brine salinity to be uniform across the cavity core, consistent with the turbulent, fully mixed plume model.<sup>12,13</sup> Further, because gamma-beam attenuation is a function of the integrated path length traversed, the thickness of the concentration boundary layer on each cavity wall was assumed to be negligible compared with the overall cavity diameter. These predictions were then converted to predicted  $R(t)$  responses at a fixed gamma-beam location chosen to be midway between the initial and final interface locations. Fig. 2 shows a schematic representation of these predicted  $R(t)$  responses for the two limiting cases (no delay vs. infinite delay). Physical mechanisms that dictated these responses are reviewed here.

Consider first the no-delay case. At  $t=0$ , freshwater injection was initiated below the brine/oil interface, which caused it to rise. As the oil adjacent to the salt wall moved upward, the oil in contact with the salt instantly detached and exposed the salt to dissolution. Before interface passage, the count rate remained constant because no dissolution was occurring at the gamma-beam location. As the brine/oil interface passed the gamma-beam location, an abrupt reduction in beam intensity (and thus count rate) occurred because brine is more dense than oil and thus is a better attenuator. Salt wall recession at the gamma-beam location started at this time.

Between interface passage and the cessation of oil withdrawal, the predicted  $R(t)$  response must be viewed in light of three mechanisms: (1) the continued addition of fresh water, (2) salt addition to this water from an ever-increasing exposed surface area, and (3) recession of the salt wall itself. Numerical calculations showed that during this period the "competing" effects of freshwater addition and salt dissolution into it approximately balanced, which resulted in an essentially constant brine salinity and thus brine attenuation coefficient at the gamma-beam location. Hence, in this portion of the proposed experiment, the predicted positive slope for  $R(t)$  would be caused primarily by the continued reductions in the path length of solid salt through which the beam must pass.

At some preselected time, oil withdrawal was terminated. The predicted  $R(t)$  response was seen to undergo an abrupt reversal in slope—from positive to negative—followed by an exponential-like decay to steady-state conditions. Calculations showed that, following the cessation of freshwater injection, overall beam attenuation would be dominated by brine salinity increases over a large beam path length (the cavity diameter); the small additional reductions in the path length of solid salt predicted to occur during this period would have only a minor influence on  $R(t)$ . As the brine asymptotically approached a fully saturated state and the salt wall recession rate went to zero, the slope of the  $R(t)$  response likewise approached zero.

In contrast, consider now the other limiting case, an infinite-delay time. As before, freshwater injection was initiated below the brine/oil interface at  $t=0$ . In this case, however, a layer of oil adhered to the salt wall as the brine/oil interface rose, completely protecting all salt above the initial interface location from dissolution. Interface passage of the gamma-beam location again caused an abrupt reduction in beam intensity, but, in this case, it reduced to an  $R$  level measurably above that predicted to occur in the no-delay case. The reasons for this difference are twofold. The dominant reason was linked directly to the absence of salt dissolution at all locations above the initial interface location; i.e., the water at the gamma-beam location was predicted to be much less saline than before. The secondary reason was that a finite-thickness layer of oil was assumed to adhere to both sides of the cavity, and  $\mu_o < \mu_b$ . Note that count rate levels predicted to occur for the infinite-delay case were found to be a weak function of assumed oil layer thickness,  $\Delta$ , as will be demonstrated later.

During the period between interface passage and the cessation of oil withdrawal, predicted count rates were seen to be essentially constant; the small increases in  $R$  were a direct result of the continued addition of fresh water, which further reduced the already low brine salinity). Upon the cessation of oil withdrawal, the only mechanism available to influence the predicted  $R(t)$  response was molecular diffusion through a stably stratified liquid, a process that occurs over an extremely long time scale compared to transient times of interest here. As a result, the predicted  $R(t)$  curve remained at a quasisteady-state level measurably above that predicted to occur for the no-delay case. In quantitative terms, the count-rate difference between the two predicted steady-state levels was found to be  $\approx 1,000$  counts/sec as compared with experimentally observed uncertainties (statistical variations) in  $R$  of  $< 50$  counts/sec.

Between these two limiting cases, an infinite number of finite-delay-time solutions exist. Numerical simulations showed that oil layer detachment, and thus the onset of salt dissolution, after some finite time delay would result in a rapid increase in brine salinity at the gamma-beam location. Thus beam attenuation would increase abruptly, and a clearly defined transition in the  $R(t)$  response (i.e., an abrupt change from the plateau-like response of the infinite-delay case to the exponential-like decay witnessed in the zero-delay case) would result.

In summary, these computer simulations showed that the shape and level of the measured  $R(t)$  response could be used to define the presence or absence of a protective oil layer during the transient oil-withdrawal process. Independent measurements of brine salinity at the gamma-beam location were, in fact, not required. Corroborating physical evidence to support conclusions reached in this manner would be sought from post-test sectioning and examination of each salt cavity tested. The experiment thus appeared feasible, and the apparatus of Fig. 1 was built.

## Experimental Results Compared With Numerical Predictions

The internal surfaces of each salt-cavity test specimen were preconditioned by a 30-second exposure to fresh water to remove the "as-machined" surface finish. All dimensions of the test sample were then measured by a

TABLE 1—SUMMARY OF TEST CONDITIONS

Experiment	Pressurization History	$\rho_o$ (g/cm <sup>3</sup> )	$X_{i,i}$ (cm)	$q_{wd}$ (cm <sup>3</sup> /min)	$t_{wd}$ (min)	$X_{i,f}$ (cm)	$v_i$ (m/hr)
	(fluid/atm/days)						
SPR1	Saturated brine/137/2 Oil/137/2	0.872	3.68	2.86	90	16.28	0.084
SPR2	Saturated brine/137/2 Oil/137/2	0.813	3.68	12.95	22	17.62	0.380
SPR3	Saturated brine/137/2 Oil/137/2	0.813	2.29	32.44	9	16.59	0.953
SPR4	Saturated brine/137/2 Oil/137/2	0.813	3.30	14.84	19	17.04	0.434

micrometer before it was placed in the pressure vessel. Then saturated brine and crude oil were introduced into the cavity according to one of the impregnation cycles described earlier. Table 1 summarizes the test conditions during each of the four separate oil-withdrawal experiments.

Test conditions were consistent with criteria reported by Saberian and Podio<sup>7</sup> for the attainment of a turbulent injection plume and turbulent natural convection in the wall boundary layer. Oil/brine interface velocities bracketed values proposed for actual field operations. The imposed pressure was consistent with actual cavern levels, and all experiments were run at a constant temperature of 73°F [23°C].

In this report, results from Experiment SPR2 will be shown as representative of all four experiments in that all yielded the same basic  $R(t)$  response. Consequently, all four experiments support the same conclusion, independent of pressurization history, oil density, initial interface location, and interface velocity.

Fig. 3 shows the transient  $R(t)$  response for Experiment SPR2 as measured at a station 3.95 in. [10.03 cm] from the initial cavity bottom. All the characteristic features of a no-delay response are clearly evident (Fig. 2). The crude oil did not protect the salt from dissolution after interface passage.

Fig. 3 also shows comparisons with  $R(t)$  predictions (generated by SANSMIC) for the two limiting cases, no delay and infinite delay. The infinite-delay case was run for two assumed oil-layer thicknesses, one matching present gamma-beam measurements ( $\Delta=0.012$  in. [0.03 cm]) and one a factor of 3.33 larger, to demonstrate the weak dependence of the predictions on this parameter. Although some minor discrepancies between the no-delay predictions and the data can be seen, overall agreement with this case is clearly evident. Between interface passage and the cessation of oil withdrawal, the measurements exhibit a slightly greater slope than the predictions. This difference is most likely a result of the modeling in the code, which assumes a fully mixed plume and thus does not attempt to model radial variations in brine salinity. While such an assumption is justifiable on a cavern scale, such conditions may not have been achieved in the laboratory-scale experiments. The core of the buoyant plume may have contained water of a somewhat lower salinity than the surrounding liquid, which caused a path-length-integrated beam attenuation somewhat less than predicted under fully mixed conditions. Immediately following the cessation of oil withdrawal, however, both the data and the predictions show an immediate exponential-like decay to the same steady-state count rate, demonstrating ex-

cellent agreement with respect to total wall recession at the gamma-beam location.

Fig. 4 shows a post-test, sectioned view of the Experiment SPR2 salt cavity. Salt wall recession occurred at all locations exposed to unsaturated brine during the oil-withdrawal process. Some asymmetry (preferential pitting) was observed, possibly caused by nonuniform deposits of solubles other than NaCl. As can be seen, undercuts formed at both the initial and final interface locations. Both of these undercuts are attributed to the same basic phenomenon—fresh water rising vertically to its maximum allowable position (i.e., the overlying oil blanket) where it stagnated, preferentially etching the salt. After vessel pressurization, the liquids in the cavity compressed, the solid salt compressed, and the test vessel expanded, all to a minor but non-negligible extent, thereby allowing some small volume of fresh water to enter the cavity. Resultant salt dissolution at the initial interface location increased the cavity volume an incremental amount, allowing still more fresh water to enter. This sequence of events asymptotically ceased after the attainment of equal pressures in the two vessels and of saturated-brine conditions within the salt cavity. Similarly, when oil withdrawal was ceased abruptly, the final increment of injected fresh water was trapped beneath the overlying oil, etching the uppermost groove. Between these two interface locations, essentially uniform salt wall recession occurred.

By measuring the OD of the cylindrical sample before and after sectioning, the cut-plane thickness was determined. Radial distances (depths) from the cut-plane surface to the cavity wall were measured as a function of  $X$  along the centerline of each cavity half. These radial depths were added to one-half the cut-plane thickness and then averaged to derive a final cavity shape,  $r(X)$ .

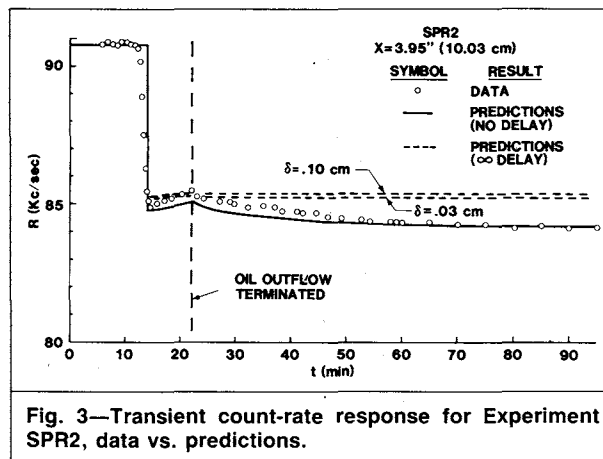


Fig. 3—Transient count-rate response for Experiment SPR2, data vs. predictions.

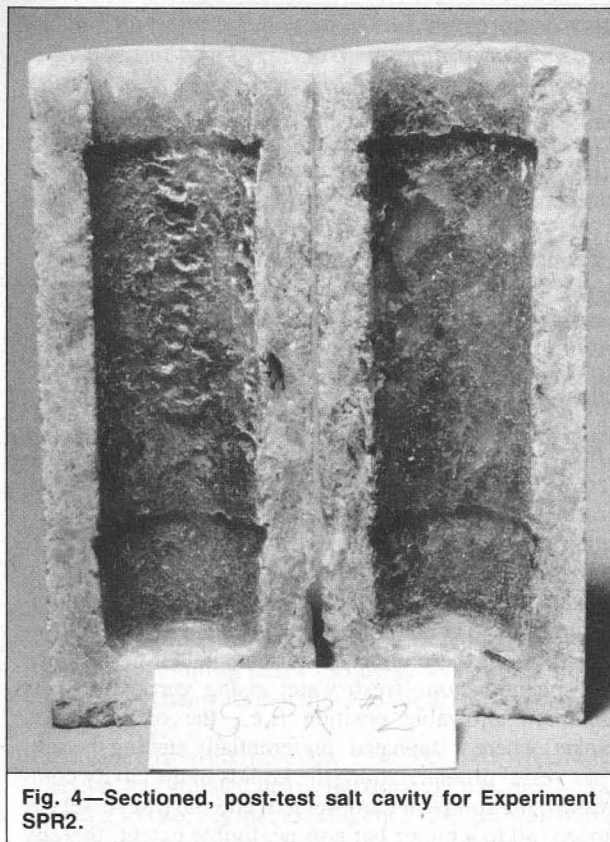


Fig. 4—Sectioned, post-test salt cavity for Experiment SPR2.

Fig. 5 shows a comparison of final cavity shapes—measured vs. predicted. The predictions were made under the no-delay assumption. The radial scale has been magnified by a factor of five over the vertical scale to illustrate cavity shape-change features better. To model the undercut phenomenon that occurred during cavity pressurization, an injection of 0.61 cu in. [10 cm<sup>3</sup>] of fresh water into the brine pocket and a 30-minute time delay were specified before the onset of oil withdrawal. Total salt wall recession everywhere above the initial interface location was well-predicted, the only discrepancies occurring in the region immediately below the final interface location where recession was underpredicted. This underprediction is attributed to plume effects, large-scale modeling vs. laboratory-scale experiments.

Three additional experiments were conducted to investigate salt cavity leaching in the absence of any overlying crude oil. The only variable in these experiments was the relative vertical position of the injection and withdrawal lines. Transient and steady-state data for direct leaching (injection below withdrawal) and reverse leaching (injection above withdrawal), in comparison with numerical predictions, are presented elsewhere.<sup>15</sup>

## Conclusions

Oil/brine/salt interactions were investigated experimentally in the laboratory in support of the U.S. SPR program. As a result of these experiments, and through comparisons with numerical predictions, the following observations were made.

1. Oil-layer adherence and/or penetration did not protect salt surfaces from dissolution following oil/brine interface passage. Therefore, when applied in actual field

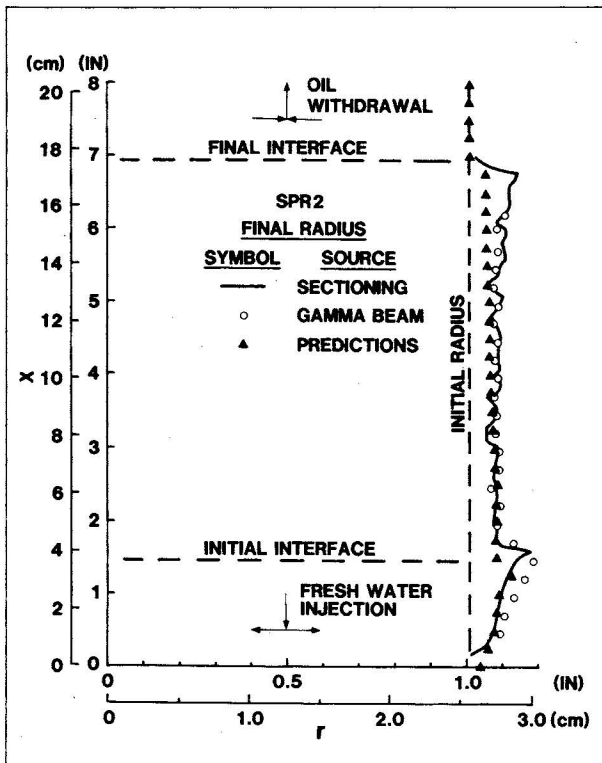


Fig. 5—Post-test cavity shapes, Experiment SPR2, data vs. predictions.

operations, the oil-withdrawal technique studied here should not adversely affect cavern shape change.

2. Measured and predicted post-test cavity shapes were found to be in good agreement, further validating the SANSMIC code<sup>10,11</sup> for use in SPR program applications.

## Nomenclature

- $I$  = unattenuated beam intensity after passage through material(s)
- $I_o$  = unattenuated beam intensity at source exit
- $\bar{q}$  = average volumetric flow rate
- $r$  = cavity radius
- $R$  = count rate
- $t$  = time
- $\bar{v}$  = average oil/brine interface velocity
- $X$  = vertical coordinate, measured from initial cavity bottom
- $z$  = coordinate measured along beam path length
- $\Delta$  = oil-layer thickness
- $\epsilon$  = salt-wall recession
- $\mu$  = gamma-beam linear attenuation coefficient
- $\rho$  = density
- $\tau$  = electronics system time constant

## Subscripts

- $b$  = brine
- $f$  = final interface location
- $i$  = initial interface location; of material  $i$  with  $\mu$  or  $z$

inj = injection  
 I = interface  
 o = oil  
 s = salt  
 wd = withdrawal

### Acknowledgment

This work was performed at Sandia Natl. Laboratories and was supported by the U.S. DOE under contract number DE-AC04-76 DP00789.

### References

1. Durie, R.W. and Jessen, F.W.: "Mechanism of the Dissolution of Salt in the Formation of Underground Salt Cavities," *Soc. Pet. Eng. J.* (June 1964) 183-190; *Trans.*, AIME, **231**.
2. Durie, R.W. and Jessen, F.W.: "The Influence of Surface Features in the Salt Dissolution Process," *Soc. Pet. Eng. J.* (Sept. 1964) 275-81; *Trans.*, AIME, **231**.
3. Kazemi, H. and Jessen, F.W.: "Mechanism of Flow and Controlled Dissolution of Salt in Solution Mining," *Soc. Pet. Eng. J.* (Dec. 1964) 317-28; *Trans.*, AIME, **231**.
4. Jessen, F.W.: "Total Solution Mechanism," *Trans.*, AIME (Dec. 1971) **250**, 298-303.
5. Von Schonfeldt, H.: "Model Studies in Solution Mining," *Proc.*, Fourth Intl. Symposium on Salt, N. Ohio Geologic Soc., Houston (1973).
6. Chang, C., Vliet, G.C., and Saberian, A.: "Natural Convection Mass Transfer at Salt-Brine Interfaces," *J. Heat Transfer* (Nov. 1977) **99**, 603-08.
7. Saberian, A. and Podio, A.L.: "A Computer Model for Describing the Development of Solution-Mined Cavities," *In Situ* (1977) **1**, No. 1, 1-36.

8. Pottier, M. and Esteve, B.: "Simulation of Gas Storage Cavity Creation by Numerical Methods," *Proc.*, Fourth Intl. Symposium on Salt, N. Ohio Geologic Society, Houston (1973).
9. Nolen, J.S. *et al.*: "Numerical Simulation of the Solution Mining Process," Paper SPE 4850 presented at the 1974 SPE European Spring Meeting, Amsterdam, May.
10. Russo, A.J.: "A Solution Mining Code for Studying Axisymmetric Salt Cavern Formation," Sandia Natl. Laboratories Technical Report, SAND81-1231 (Sept. 1981).
11. Russo, A.J.: "A User's Manual for the Salt Solution Mining Code, SANSMIC," Sandia Natl. Laboratories Technical Report, SAND83-1150 (Sept. 1983).
12. Morton, B.R., Taylor, G., and Turner, J.S.: "Turbulent Gravitational Convection from Maintained and Instantaneous Sources," *Proc.*, Royal Society, Series A (Jan. 1956) **234**, No. 1196, 1-23.
13. Turner, J.S.: *Buoyancy Effects in Fluids*, Cambridge U. Press, New York (1973).
14. Reda, D.C. and Russo, A.J.: "Experimental Studies of Oil Withdrawal From Salt Cavities Via Fresh-Water Injection," Sandia Natl. Laboratories Technical Report, SAND83-0347 (March 1984).
15. Reda, D.C. and Russo, A.J.: "Experimental Studies of Salt-Cavity Leaching by Freshwater Injection," *SPE Prod. Eng.* (Jan. 1986) 82-86.

### SI Metric Conversion Factors

atm	× 1.013 250*	E+05 = Pa
cu in.	× 1.638 706	E+01 = cm <sup>3</sup>
ft	× 3.048*	E-01 = m
in.	× 2.54*	E+00 = cm

\*Conversion factor is exact.

**SPEPE**

Original manuscript received in the Society of Petroleum Engineers office April 23, 1984. Paper accepted for publication May 10, 1985. Revised manuscript received May 10, 1985.

13307



## **SOLUTION MINING RESEARCH INSTITUTE**

105 Apple Valley Circle  
Clarks Summit, PA 18411, USA

Telephone: +1 570-585-8092  
Fax: +1 505-585-8091  
[www.solutionmining.org](http://www.solutionmining.org)

**Technical  
Conference  
Paper**



# **Solution Mining Characteristics of U.S. Strategic Petroleum Reserve Oil Drawdown**

**David Lord, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM USA**

**Barry Roberts, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM USA**

**Karen Gutierrez, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM USA**

**David Rudeen, GRAM, Inc., Albuquerque, NM USA**

**SMRI Spring 2012 Technical Conference  
23 – 24 April 2012  
Regina, Saskatchewan, Canada**

## **SOLUTION MINING CHARACTERISTICS OF U.S. STRATEGIC PETROLEUM RESERVE OIL DRAWDOWN**

David Lord, Barry Roberts, and Karen Gutierrez  
Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA

David Rudeen  
GRAM, Inc., Albuquerque, NM, USA

### **Abstract**

The U.S. Strategic Petroleum Reserve (SPR) drew down about 30.6 MMB of its crude oil inventory in summer, 2011, as part of an International Energy Agency coordinated release to mitigate global crude oil supply disruptions. This activity provided a useful opportunity to evaluate the impacts of fresh water injection on salt cavern shapes, with particular focus on leaching during oil displacement, a condition that was never rigorously validated with the current SPR solution mining code SANSMIC. Sonar surveys of the affected caverns were compared for pre- and post-drawdown conditions and analyzed against raw water injection data and simulated with SANSMIC. Moreover, fluid density, temperature, and sound speed were measured with wireline during the drawdown and leach processes in order to observe fluid properties in the leach zones. The SANSMIC modeling for final cavern axisymmetric shape agreed very well with the post-drawdown sonar surveys. Some directional features such as salt falls and preferential leach were not predicted, as those are not addressed in the SANSMIC model. It appears that SANSMIC provides adequate predictions of cavern shape changes due to fresh water addition during crude oil drawdowns to inform decisions on cavern selection to maintain preferred cavern shapes. Follow-up sonar surveys were then useful for determining if and where preferential growth was observed so that the new cavern geometry baseline was established.

**Key words:** Cavern Dissolution Modeling, Caverns for Liquid Storage, Computer Modeling, Strategic Petroleum Reserves.

### **Introduction**

During July and August, 2011, the U.S. Strategic Petroleum Reserve (SPR) sold approximately 30 million barrels (MMB) of its crude oil inventory as part of an International Energy Agency (IEA) coordinated release to mitigate global crude oil supply disruptions. This activity provided a useful opportunity to evaluate the impacts of fresh water injection on salt cavern shapes, with particular focus on leaching during oil displacement. This “drawdown” configuration was never rigorously validated with the current SPR solution mining code SANSMIC. The combination of operations data, wireline data, and sonar surveys collected during and after the drawdown provide a unique opportunity to test and potentially validate the SANSMIC model for this application. This report reviews key findings from the drawdown data and associated SANSMIC simulations.



## Background

### Prior SANSMIC Comparison with SPR Operations

SANSMIC was compared against measured cavern shapes for selected SPR caverns developed in the 1980's in Eyermann (1984). He found that SANSMIC simulated the general shape and volume of the caverns fairly well, provided the raw water flow data were correct. The code was found to over-predict the base radius by about 10% for a full leach simulation. It was also found to under-predict the cavern size in the upper 200 to 400 feet of the cavern, leading to possible leaching plans that do not have the right amount of oil added at a given stage to achieve a desired geometry. In the end, the code was determined useful for developing leach plans and monitoring of cavern development, but should be interpreted based on experience in leaching the specific salt deposit under study. Note that the Eyermann (1984) report did not investigate "drawdown" configurations with raw water pushing oil out the top of the cavern.

### SPR Drawdown 2011 Operations Summary

The summer 2011 SPR drawdown was distributed among the four storage sites as shown in Table 1, with drawdown volumes given in millions of barrels (MMB). The analysis in this report will focus on the Big Hill and Bryan Mound drawdown activities where we have collected the most complete sets of sonar surveys and site operations data to compare with SANSMIC model simulations of the drawdown-leach.

**Table 1.** Distribution of 2011 SPR drawdown, by site.

<b>SPR Storage Site</b>	<b>Oil Drawdown [MMB]</b>
West Hackberry, LA	11.95
Bayou Choctaw, LA	0.00
Big Hill, TX	5.62
Bryan Mound, TX	13.23

An overview of the cavern-specific drawdown volumes at the Big Hill (BH) and Bryan Mound (BM) sites is given in Table 2. Generally speaking, the volume ratio of raw water injected to crude oil (RW/CO) produced ranged from 1.0 to 1.06, which is centered around the theoretical ideal of about 1.03 that would occur in an isothermal system at NaCl saturation. Uncertainties in measured fluid volumes combined with ongoing leaching and thermal transients likely produce the amount of scatter observed. One cavern, BM116, exhibited a RW/CO ratio of 0.92, but the authors believe that this was due to a measurement error in the volume of raw water injected.

Analyses of sonar volumes for the leach-drawdown intervals and associated leach efficiencies are given in Table 3. Author conversations with the sonar vendors that service SPR indicate that the uncertainty in the radial measurement is about 1 foot or 1%, whichever is greater. For a cylindrical cavern with 100 foot radius, this implies about a 2% uncertainty in volume. For this analysis, a nominal 2% volume uncertainty was applied for the drawdown interval.

Change in useable ullage is defined conceptually as the new cavern volume, created by leaching, that can be utilized for oil storage. For the caverns listed in Table 3, "Δ Useable Ullage" was calculated by comparing sonar survey volumes for the caverns before and after leaching, constrained to the depth interval defined at the upper end by the oil-brine interface (OBI) depth and at the lower end by a reference plane 10 feet above the end of the hanging string. Note that SPR requires that the OBI be maintained at least 10 feet above the end of the hanging string.

The leach efficiencies calculated for the subject caverns ranged from 0.11 to 0.22, which bracket an expected maximum efficiency of around 0.15. The authors believe that the 0.22 number for BM116 is erroneously high due to an understated raw water injection volume. When sonar uncertainty is taken into consideration, leach efficiencies for this scenario can vary around  $\pm 4\text{-}5\%$ .

**Table 2.** Summary of fluid movement volumes for Big Hill (BH) and Bryan Mound (BM) caverns utilized in the 2011 drawdown.

Cavern	Raw Water Injected [MMB]	Oil Produced [MMB]	RW/CO [-]
BH101	1.515	1.443	1.05
BH102	1.516	1.463	1.04
BH103	1.310	1.295	1.01
BH104	1.438	1.419	1.01
<b>SITE TOTAL</b>	<b>5.779</b>	<b>5.620</b>	
BM114	4.208	3.984	1.06
BM115	4.380	4.250	1.03
BM116	3.735	4.072	0.92
BM4	0.919	0.919	1.00
<b>SITE TOTAL</b>	<b>13.241</b>	<b>13.227</b>	

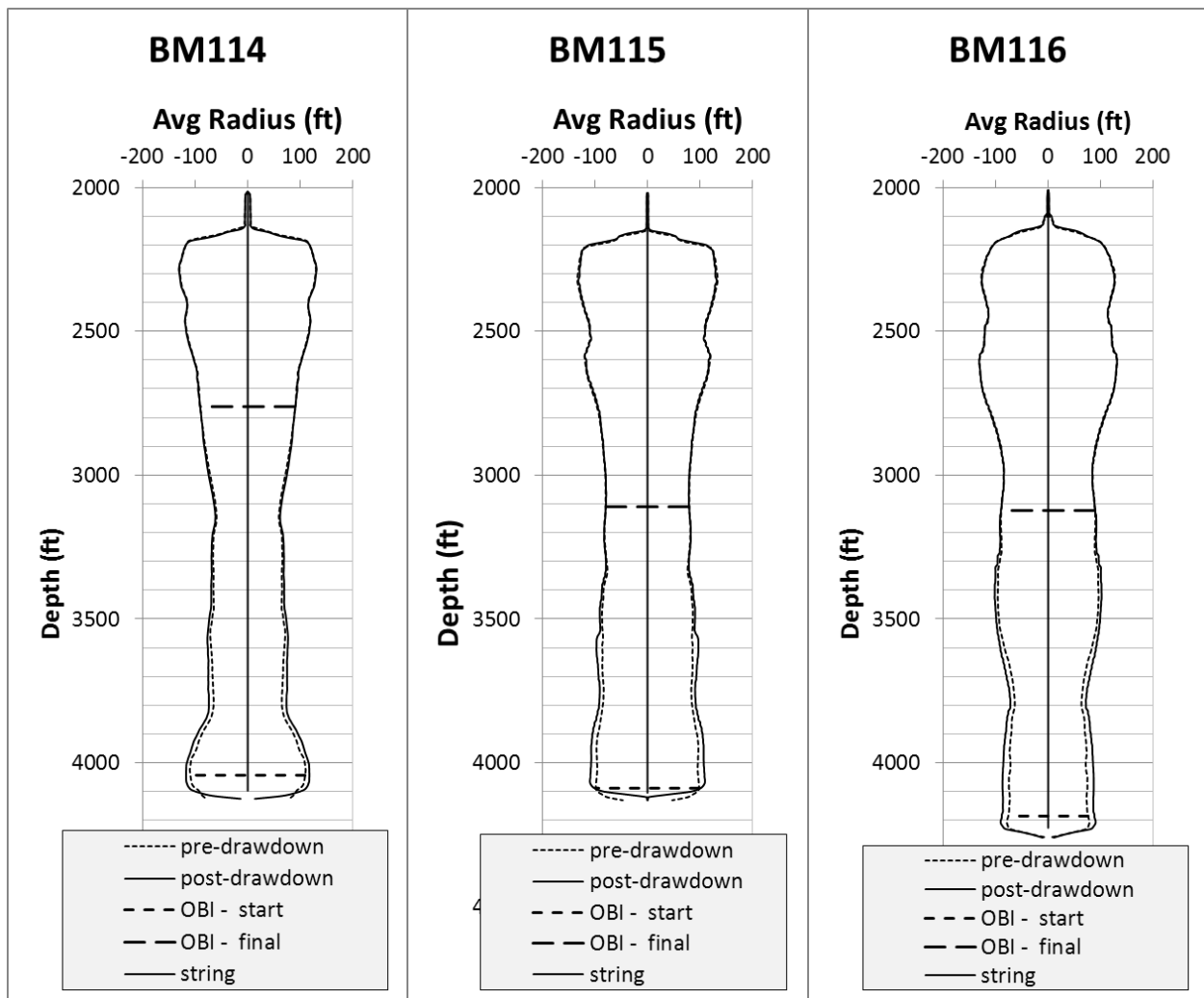
**Table 3.** Analysis of sonar volumes, leach efficiencies, and associated uncertainties from sonar.

Cavern	Drawdown Interval Sonar Volume			$\Delta$ Useable Ullage [MMB]	Leach Efficiency ( $\Delta$ Ullage / RW inj) [-]	Uncertainty Leach Efficiency [-]
	Pre [MMB]	Post [MMB]	2% Uncertainty [MMB]			
BH101	1.372	1.628	0.030	0.256	0.17	0.04
BH102	1.457	1.628	0.031	0.171	0.11	0.04
BH103	1.243	1.405	0.026	0.162	0.12	0.04
BH104	1.458	1.650	0.031	0.193	0.13	0.04
BM114	4.274	4.860	0.091	0.586	0.14	0.04
BM115	4.128	4.768	0.089	0.640	0.15	0.04
BM116	4.029	4.839	0.089	0.810	0.22	0.05

### **Axisymmetric Cavern Profiles from Drawdown-Leach**

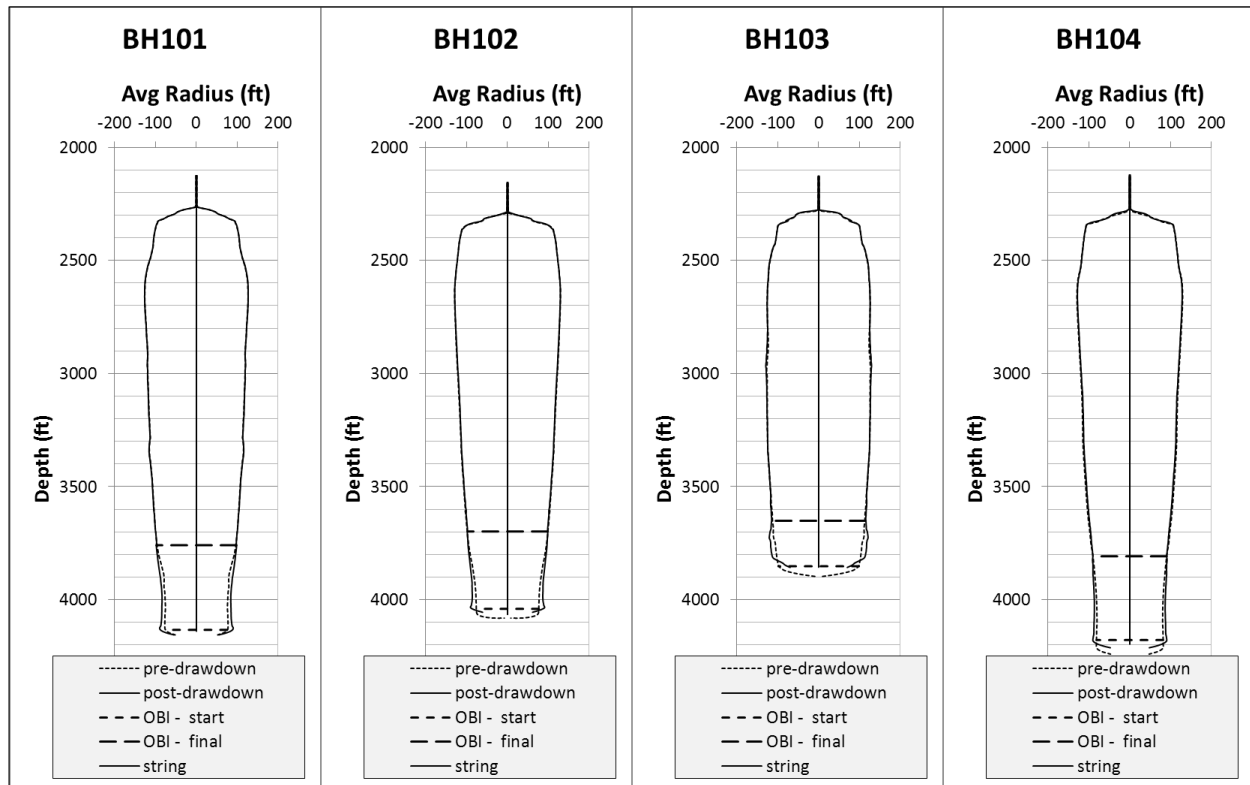
Sonar surveys were obtained for pre-and post-leach cavern configurations for all of the caverns listed in Table 2 except BM4, where post-drawdown sonar data was not available. Axisymmetric profiles were built and overlaid for three Bryan Mound caverns as shown in Figure 1. The starting and final OBI depths are also shown. Radial growth due to leaching appears to be greatest near the injection point and tapers to zero at the final OBI depth. Given the buoyancy of fresh water relative to brine, it has been hypothesized within the SPR project that fresh water may rise to the OBI and concentrate local leaching

at that depth (Khalil and Webb 2006). The sonar surveys shown here do not support that hypothesis. Rather, the water appears to mix with the brine above the injection point before it leaches the salt walls.



**Figure 1.** Axisymmetric cavern profiles for three Bryan Mound drawdown-leach caverns based on sonar surveys before and after leaching.

Axisymmetric profiles are shown for the four Big Hill caverns affected by the drawdown-leach in Figure 2. Similar to what was observed for the Bryan Mound caverns, radial growth due to leaching appears to be greatest near the injection point and tapers to zero at the final OBI depth. BH103 shows an anomalous shape to leached area relative to the other three caverns, but it also shows some degree of floor rise, which suggests a possible salt fall.

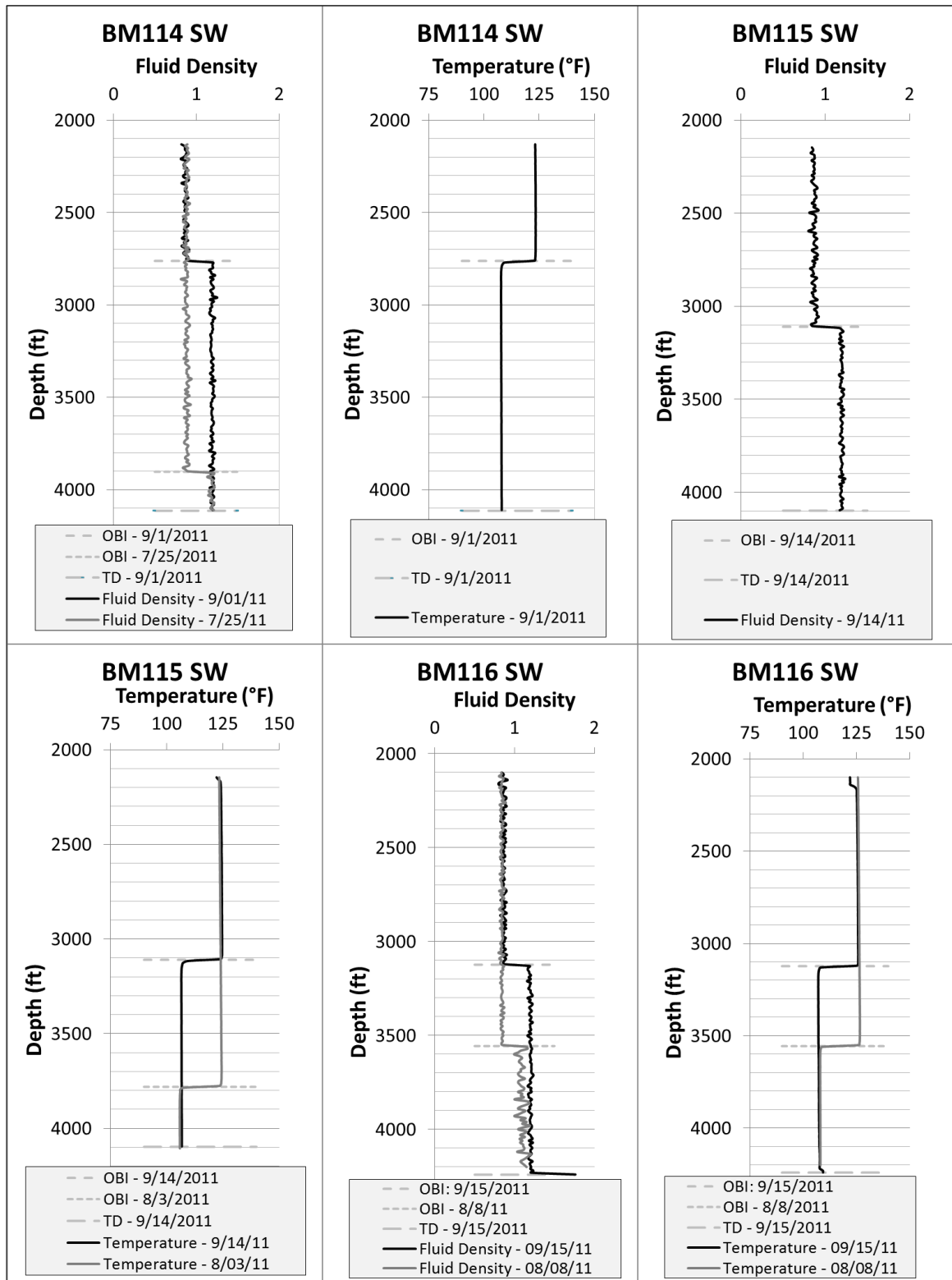


**Figure 2.** Axisymmetric cavern profiles for four Big Hill drawdown-leach caverns based on sonar surveys before and after leaching.

### Wireline Density and Temperature Surveys

Selected caverns were tested with wireline for fluid temperature and density during and after raw water injection. The objective was to determine if there was any discernible in-cavern stratification of raw water and brine during the leaching process and whether this correlated with the depth zones where leaching was observed in the caverns. Wireline surveys for three Bryan Mound caverns are shown in Figure 3. The drawdown occurred from July 16 through September 3. The timing of surveys were mid- and several days-weeks after completion of raw water injection.

Six plots are shown in Figure 3, showing three Bryan Mound caverns, and two plots for each cavern. For cavern BM114, the fluid density logs during (07/25/2011) and at the end (09/01/2011) of raw water injection clearly show the oil density around 0.87 g/mL, and the brine near 1.2 g/mL, with no evidence of fresh water pooling at the top of the brine layer. Only one temperature log was available for BM114, and it showed a uniform 108°F in the brine at the end of injection, again with no evidence of newly-injected cool fluid pooled just below the oil-brine interface. For cavern BM115, a single fluid density log taken 11 days after completion of injection on 09/14/2012 shows oil sitting on top of brine, with no stratification in brine. Temperature logs taken for BM115 during and after raw water injection show the warmer 124°F oil sitting on top of the cooler 106°F brine, but again no evidence of stratification within the brine. BM116 shows an interesting feature in the density logs taken during (08/08/2011) and after (09/15/2011) water injection. While average oil density remains constant at around 0.85 g/mL, average brine density increases from about 1.1 to 1.2 g/mL from mid- to post-leach. While the brine density signal is noisy on 08/08/2011, the data do not suggest layering or preferential positioning of fresh water at the top. The temperature logs for BM116 also show uniform temperature within each fluid layer, except for a small layer of cool oil at the very top which is associated with site operations and a small oil fill right before the temperature survey.



**Figure 3.** Wireline fluid temperature and density surveys taken during and after raw water injection for three Bryan Mound caverns utilized in the summer 2011 drawdown.

## **Leach Modeling with SANSMIC**

The **SAN**dia **S**olution **M**ining **C**ode, SANSMIC (Russo 1981; Russo 1983), was utilized to simulate leaching in the drawdown caverns. SANSMIC was validated for the full cavern leach scenario (Eyermann 1984) and used successfully to support SPR cavern development in the 1980's and early 1990's, but it was never similarly validated for leaching in SPR caverns for oil withdrawal. The summer 2011 SPR drawdown provided a valuable opportunity to gather a broad and self-consistent data set for leaching analysis.

### **Modeling Assumptions**

SANSMIC assumes an axisymmetric domain at a uniform, constant temperature. Starting cavern geometries were interpreted from the last sonar survey prior to the drawdown. The injection string position was taken from the last depth measured by wireline. Raw water injection histories were simplified to nominal rates over a seven-week injection period for Bryan Mound and three-week injection period for Big Hill. Insolubles content was set to 4% for all caverns, and solutioning properties were homogeneous with depth and radius. All of the SPR caverns simulated here have multiple wells in the field, and were simplified to a single well along the cavern axis in the simulations.

### **Modeling Results**

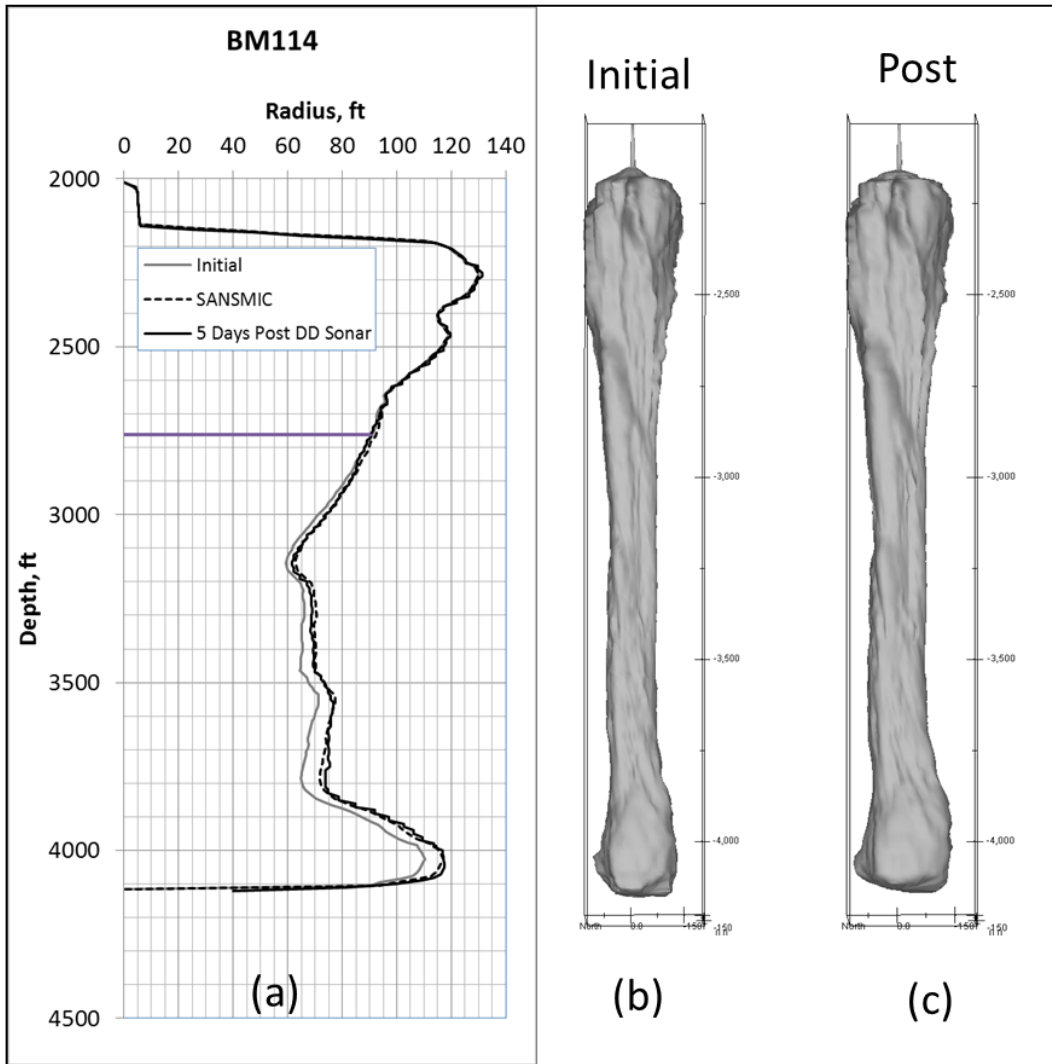
SANSMIC model output data are expressed as axisymmetric cavern profiles overlaid with sonar survey data. The timing of the SANSMIC output was chosen to correspond with the time at which the sonar surveys were run. Hence, for a sonar survey run 5 days after completion of raw water injection, the corresponding SANSMIC output are given for 5 days after completion of simulated water injection. It is understood that the Bryan Mound caverns were not completely saturated when the sonar surveys were taken, but the degree of leaching was such that 90% or more of the ultimate salt volume was already leached, and the surveys would provide a reasonable estimate of the new baseline geometry, and likely within the resolution of the sonar surveys.

#### *Bryan Mound Data-Model Comparisons*

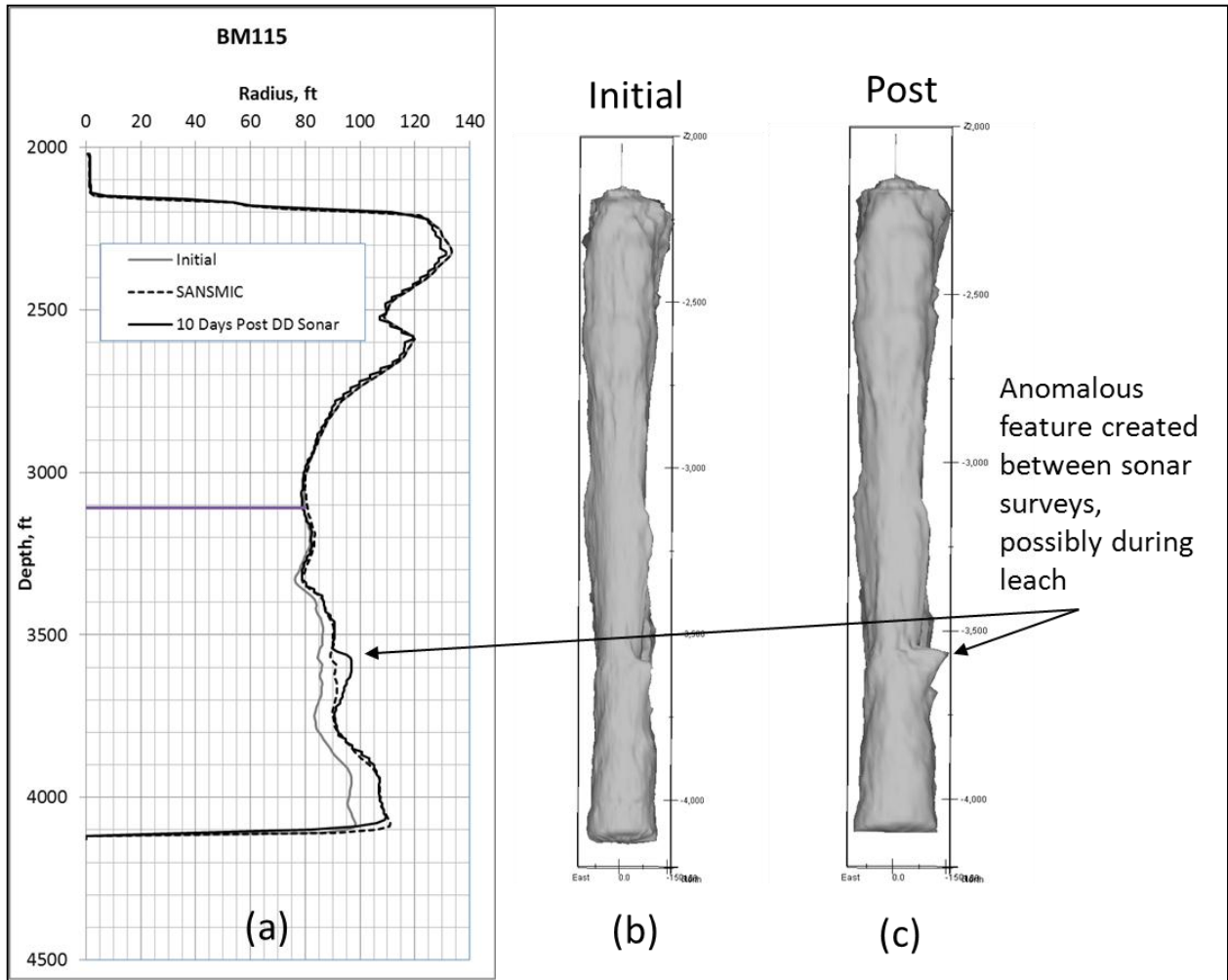
Three Bryan Mound caverns BM114, 115, and 116 were simulated with SANSMIC and compared with axisymmetric representations of sonar survey data. BM114 is shown in Figure 4, with initial input profile, SANSMIC output, and post-leach sonar survey overlaid in Figure 4(a). The SANSMIC results compare very well with the post-leach axisymmetric sonar survey data, agreeing to within 2 feet or less over the entire leach interval. Figure 4(b) and (c) show isometric views of the pre- and post-leach sonar surveys. No leaching anomalies such as salt falls or preferential leaching direction are evident from these figures.

BM115 is shown in Figure 5. Generally favorable agreement between model and measured is seen in the axisymmetric overlay in Figure 5(a), though an anomaly at about 3600 feet depth warrants a closer look. Comparing the isometric views in pre-leach Figure 5 (b) and post-leach Figure 5 (c) reveals an anomalous feature that projects to the north that was apparently created sometime between the sonar images taken in 2004 and 2011.

BM116 is shown in Figure 6. SANSMIC output again compares well with the axisymmetric profiles. A zoom of the leach region is shown on the right. Maximum radial growth was about 10 feet at the bottom of the cavern, and SANSMIC generally agreed within 1-2 feet over the leach interval, with an isolated deviation of about 4 feet.

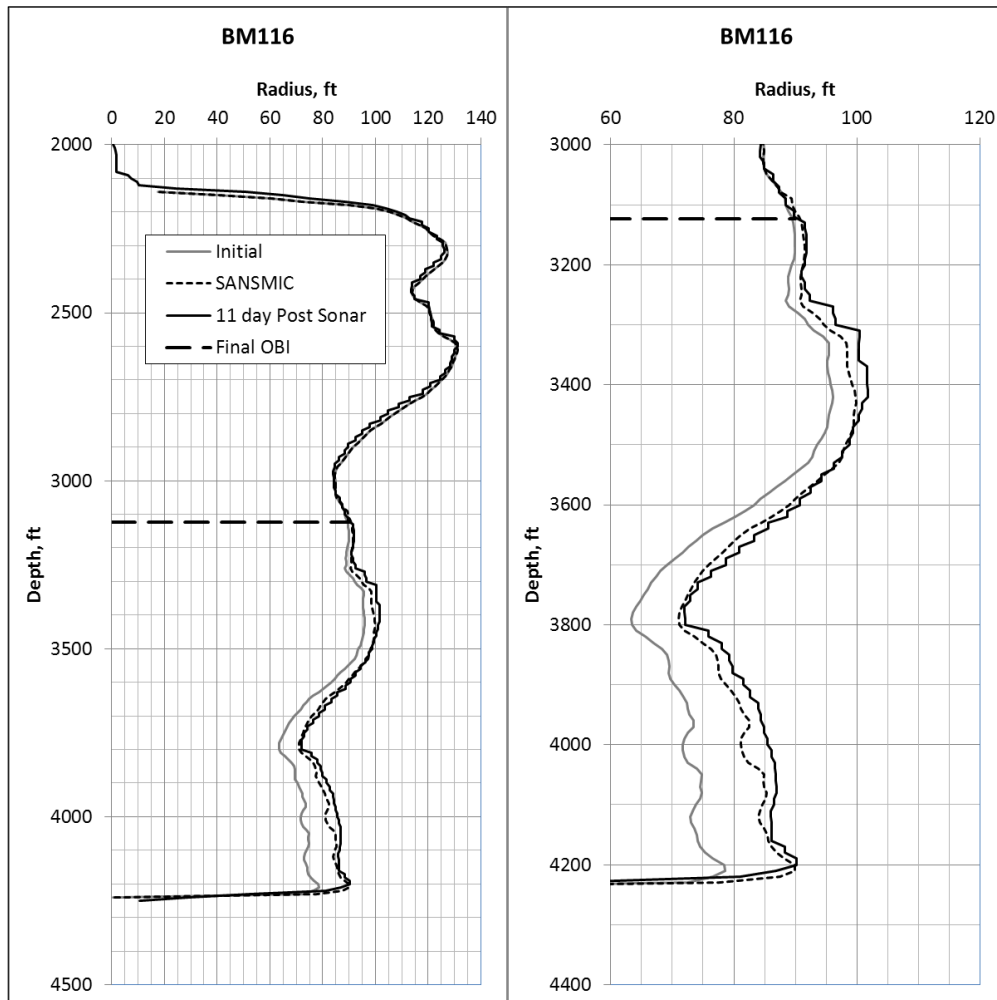


**Figure 4.** Comparison of BM114 initial and post-leach sonar surveys: (a) Axisymmetric representation (magnified radial axis) of cavern profiles with SANSMIC model overlay, (b) Isometric view of initial sonar survey, and (c) Isometric view of post-leach sonar survey.



**Figure 5.** Comparison of BM115 initial and post-Leach sonar surveys: (a) Axisymmetric representation of profiles (magnified radial axis) with SANSMIC model overlay, (b) Isometric view of initial sonar survey, and (c) Isometric view of post-leach sonar survey showing anomalous feature at 3600 feet.





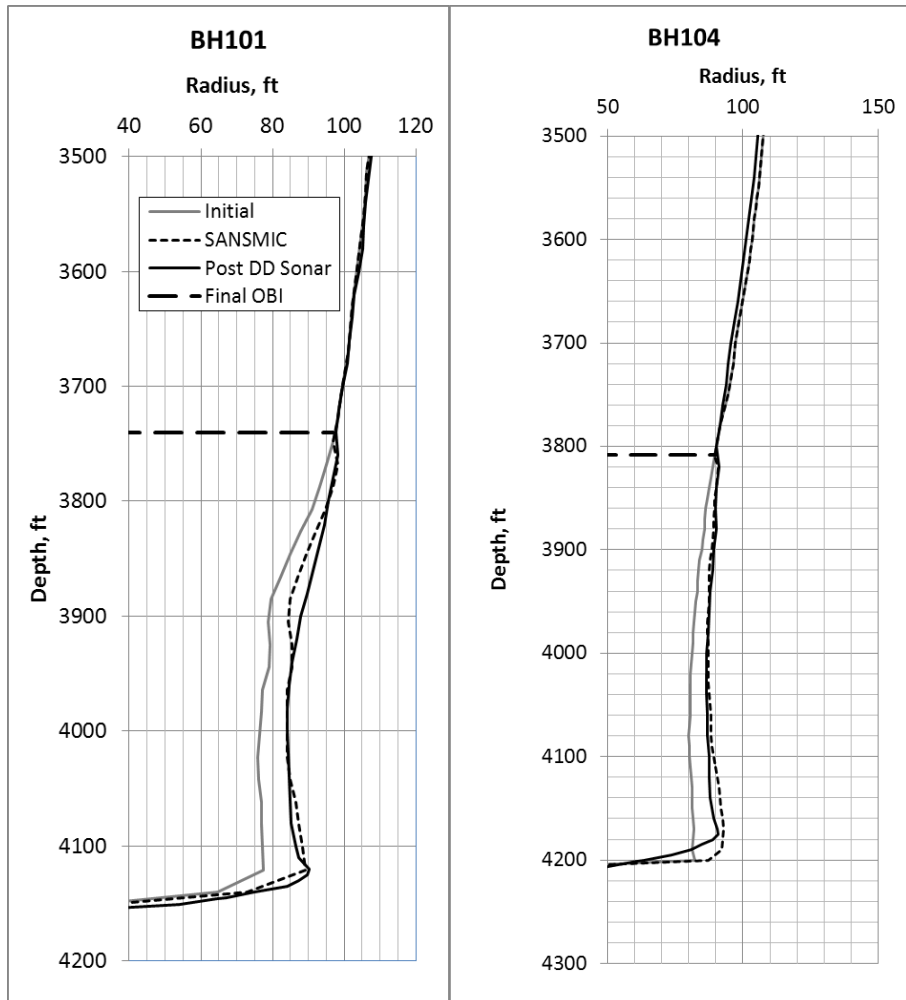
**Figure 6.** Overlay of BM116 axisymmetric profiles at expanded radial axis (left) and zoom of leach zone (right).

### Big Hill Data-Model Comparisons

Two Big Hill caverns, BH101 and 104, were simulated with SANSMIC. Axisymmetric overlays of the model and sonar survey results are shown in Figure 7. The maximum radial growth was about 5-10 feet at the raw water injection point near the bottom of the cavern, and SANSMIC captured this value within several feet. The general shape, with greatest radial growth at the injection point, tapering to the final OBI, was also captured well.

### Modeled Leach Efficiencies

Modeled leach efficiencies were computed using SANSMIC-calculated post-leach cavern volumes. Results are compared to measured leach efficiencies in Table 4. SANSMIC-calculated leach volumes, and hence SANSMIC leach efficiencies, were generally lower than the sonar-measured. In the case of BM116, the authors believe that the measured raw water injection volume was erroneously low, driving the measured leach efficiency erroneously high. Among the four other caverns where comparisons were drawn, three simulated efficiencies were lower and one was higher. If we recall that the sonar-related volume uncertainties lead to about  $\pm 4\%$  uncertainty in measured leach efficiency (Table 3), the SANSMIC simulations perform within the accuracy of the sonar surveys.



**Figure 7.** Axisymmetric overlays of SANSMIC results for BH101 (left) and BH104 (Right) drawdown-leach caverns. Images represent zoom of leach region.

**Table 4.** Comparison of measured and SANSMIC-modeled leach efficiencies.

Cavern	Raw Water Injected [MMB]	Sonar $\Delta$ Useable Ullage [MMB]	SANSMIC $\Delta$ Useable Ullage [MMB]	Measured Leach Efficiency [-]	SANSMIC Leach Efficiency [-]
BH101	1.515	0.256	0.211	0.17	0.14
BH104	1.438	0.193	0.221	0.13	0.15
BM114	4.208	0.586	0.559	0.14	0.13
BM115	4.380	0.640	0.589	0.15	0.13
BM116	3.735	0.810	0.626	0.22	0.17

## Summary

SANSMIC was used to simulate leaching associated with crude oil drawdown at the SPR for selected caverns at the Big Hill and Bryan Mound sites. This is a moving boundary problem where the oil-brine interface climbs with raw water injection, and the leach interval grows in vertical extent with each time step. This is a unique opportunity on the SPR project to compare measured and modeled drawdown-leach for multiple caverns with a self-consistent set of pre-, during-, and post drawdown survey data.

Sonar and wireline surveys indicated that the raw water mixed completely with the brine during injection and affected leaching in a manner that was generally correlated to wall exposure time to a well-mixed unsaturated brine. Hence, radial expansion was greatest at the raw water injection point, and tapered to zero at the final oil-brine interface.

Simulated leach volumes and geometries compared well with images constructed from sonar surveys. Volume and radii generally agreed within the resolution of the sonar surveys. Some anomalous, non-axisymmetric structures were identified, indicating some level of localized preferential leach or possible salt falls. SANSMIC is not capable of predicting these features.

All caverns simulated in this exercise had similar starting geometry: nearly cylindrical with about 80-100 foot radius over the leaching zone, full of oil, and with raw water injection rates from 50-100 MBD. SANSMIC appeared to simulate these conditions fairly well. There are many possible operations scenarios that fall outside this parameter space, and the authors caution against setting performance expectations for SANSMIC in areas where it has not been tested. For example, many SPR caverns have much larger than 100 foot radius, along with lobe structures and non-cylindrical geometry. The complete raw water-brine mixing that appears to control the current leaching may not apply for the non-cylindrical geometry. Also, situations with low raw water injection rates (<25 MBD) or hanging strings broken many hundreds of feet above the cavern bottom, have not been tested.

## Acknowledgements

Sandia National Laboratories is a multi-program laboratory managed and operated by Sandia Corporation, a wholly owned subsidiary of Lockheed Martin Corporation, for the U.S. Department of Energy's National Nuclear Security Administration under contract DE-AC04-94AL85000.

## References

- Eyermann, T. J. 1984. Comparison of SANSMIC Simulation Results with Cavern Shapes on the SPR Project. Solution Mining Research Institute, Woodstock, Illinois.
- Khalil, I. and S. W. Webb. 2006. Numerical Simulations of Lab-Scale Brine-Water Mixing Experiments. SAND2006-5418, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM.
- Russo, A. J. 1981. A Solution Mining Code for Studying Axisymmetric Salt Cavern Formation. SAND81-1231, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM.
- Russo, A. J. 1983. A User's Manual for the Salt Solution Mining Code, SANSMIC. SAND83-1150, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM.





**To** Staatstoezicht op de Mijnen, Ministerie van Economische Zaken  
**From** Tjeerd Koopmans – AkzoNobel Industrial Chemicals BV  
**Date** 09-04-2013  
**Subject** Ervaringen met het uitlogen van een met olie verzadigd zoutdak in boorterrein Hengelo

**Introductie** AkzoNobel heeft op 16 januari 2013 het Opslagplan Gasolieopslag “Twente-Rijn De Marssteden” ingediend bij EZ. EZ heeft Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) om advies gevraagd. AkzoNobel heeft op 15 maart 2013 het Opslagplan aan de adviseurs van SodM toegelicht en daar een drietal vragen gekregen die nog beantwoord dienden te worden. Een van de vragen betreft de mogelijkheid om een zoutdak, dat 30 jaar in contact is geweest met olie, nog probleemloos te kunnen logen. Dit is een vereiste om in de cavernes met een onregelmatig dak (i.e. cavernes 372 en 472) na afsloop van de olieopslag de aanwezige dakpockets door middel van logen weg te krijgen en de hierin aanwezige olie terug te krijgen.

Over de mogelijkheid om met olie verzadigd zout nog te kunnen logen bestaan weinig twijfels. Zowel modelleringen als praktijkervaringen bij het uitdrukken van opgeslagen olie met water tonen aan dat het uitloogproces direct start. Het meest sprekende voorbeeld betreft de onttrekking van ca. 5 miljoen m<sup>3</sup> olie uit een viertal opslagcavernes in de VS in 2011. Uit sonarmetingen uitgevoerd na de onttrekking van de olie blijkt dat de injectie van water leidt tot groei van de caveerne, ook na 20 tot 30 jaar olieopslag. Deze groei is het grootst onderin de caveerne, waar het water geïnjecteerd wordt, en neemt naar boven toe af. Bovendien geldt: hoe hoger in de caveerne, des te geringer de tijd dat het zout in contact is met het water. Het dak van de caveerne komt zelfs helemaal niet in contact met zoet water, enerzijds omdat er gestopt wordt met de injectie van zoet water als vrijwel alle olie eruit is, anderzijds doordat er meer menging van zoet water met verzadigde pekkel plaatsvindt dan gedacht waardoor onverzadigde pekkel minder bovenin de caveerne terechtkomt dan gedacht (zie: Lord et al., 2012).

In relatie tot het vlaklogen van het dak van olieopslagcavernes stelt SodM, naar aanleiding van dit artikel, de volgende vraag:

- Kan worden aangetoond dat het uitlogen van een dak waar gedurende lange tijd olie tegenaan heeft gestaan probleemloos kan, ook in een platte caveerne zoals de beoogde olieopslagcavernes?

In voorliggende memo beschrijven we de uitlooggeschiedenis van caveerne 369 in Hengelo, waarin lange tijd (>10 jaar) het olieniveau op dezelfde hoogte gestaan heeft, waarna dit niveau is opgetrokken en uitloging probleemloos is verder gegaan. Aanleiding voor het optrekken van de oliespiegel was de slechte ontwikkeling van de caveerne in verticale zin.

Eisen en  
wensen aan het  
voorbeeld

De volgende eisen zijn gesteld aan het voorbeeld, opdat het zo veel mogelijk de onzekerheden bij SodM over de toepassing van deze techniek wegneemt:

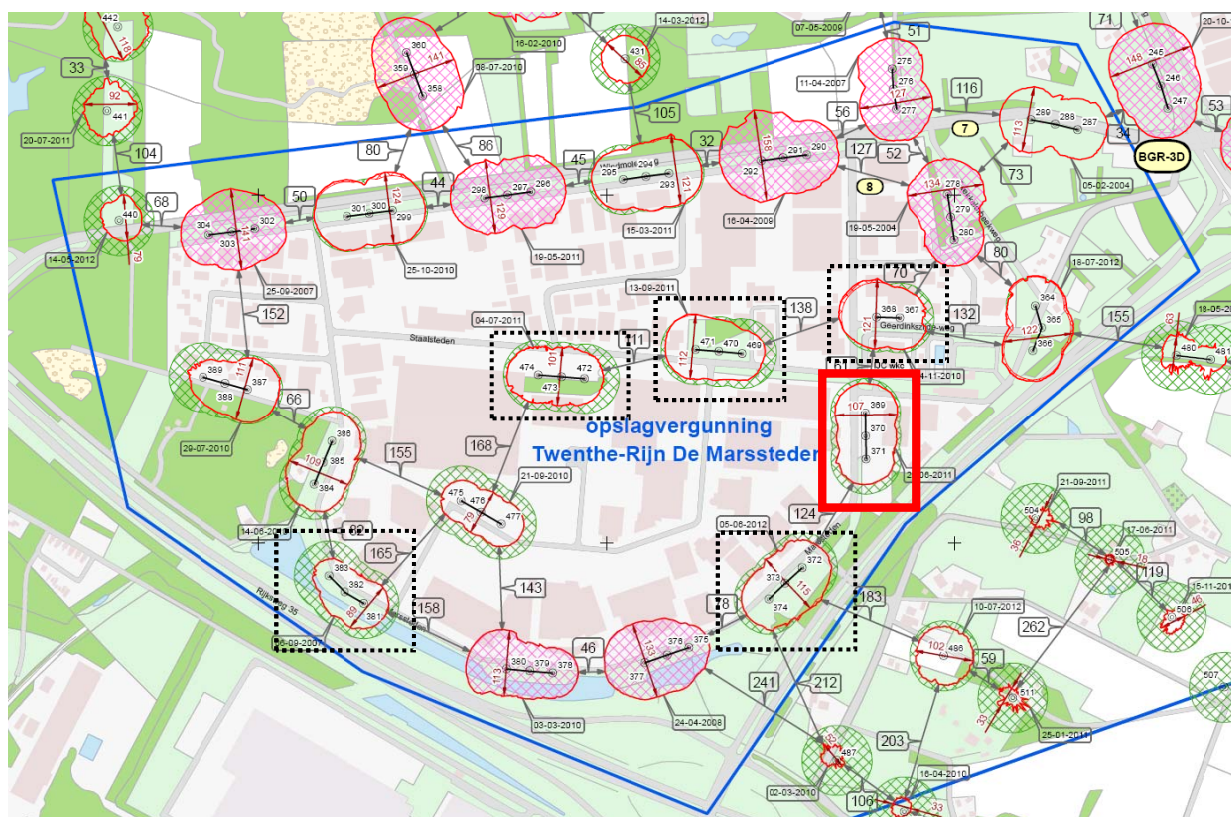
- Het olieniveau heeft eerst lange tijd op één en hetzelfde niveau gestaan, minimaal enkele jaren, maar hoe langer hoe beter;
- Er zijn sonarmetingen beschikbaar aan het einde van die uitloofase;
- Het olieniveau is opgetrokken naar een nieuw niveau, waarna is doorgedaan met uitlogen;
- Er zijn sonarmetingen beschikbaar van niet al te lang na het optrekken van het olieniveau waaruit blijkt dat het zoutdak, waar gedurende lange tijd olie tegenaan had gestaan probleemloos is weggelooft.

Daarnaast gelden de volgende wensen die het voorbeeld beter bruikbaar zouden maken:

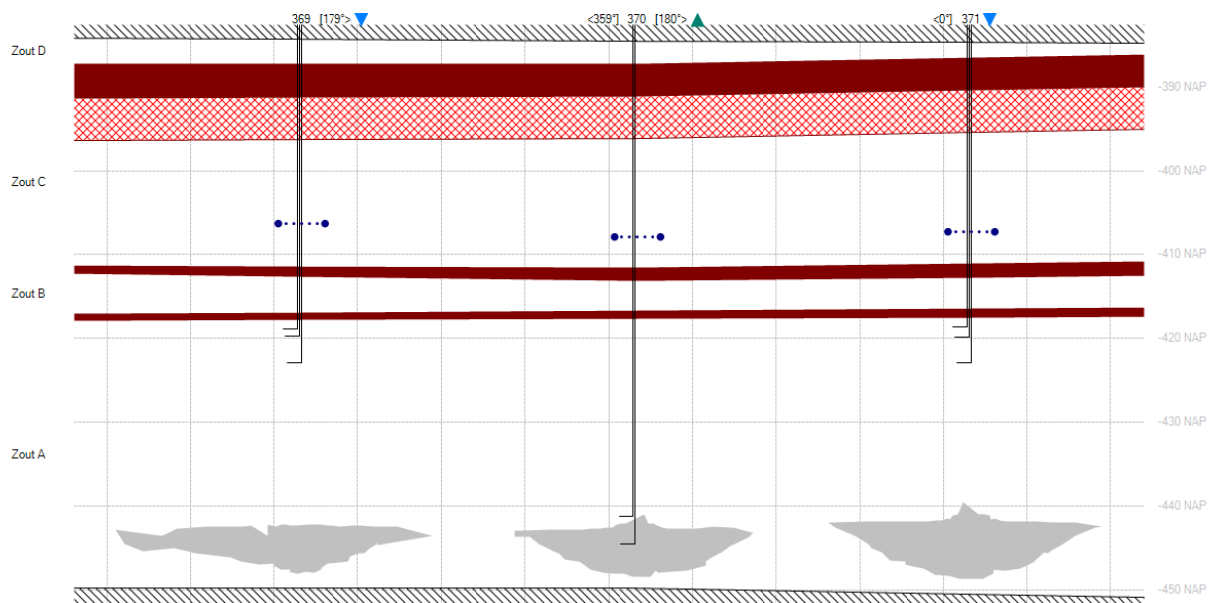
- De caveerne is bij voorkeur gelegen in de buurt van de beoogde opslagcavernes;
- Het weggelooft zoutdak betreft bij voorkeur dezelfde zoutlaag (i.e. Zout A) als het weg te logen zoutdak in de beoogde opslagcavernes.

Beschrijving van  
het voorbeeld:  
caverne 369

Een caverne die aan al deze eisen en wensen voldoet is caverne 369. Deze is, net als de beoogde opslagcavernes gelegen in De Marssteden, tussen de opslagcavernes 367 en 372 in (zie figuur 1). De boorgaten zijn eind 1990 geboord en de productie is gestart in maart 1991. Figuur 2 toont de resultaten van de eerste sonarmeting, uitgevoerd in juni 1992.

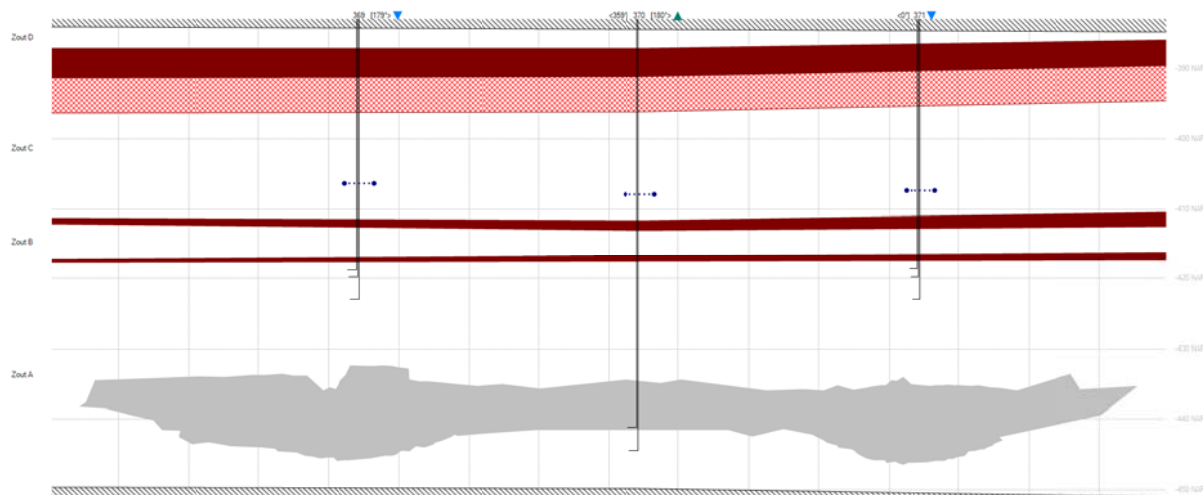


Figuur 1: Ligging van de beoogde opslagcavernes (zwart omkaderd). De voorbeeldcaverne betreft caverne 369 (rood omkaderd).



Figuur 2: Resultaten van de eerste sonarmeting in caverne 369, uitgevoerd in juni 1992. Let op: de getoonde afhangings is de actuele afhangings.

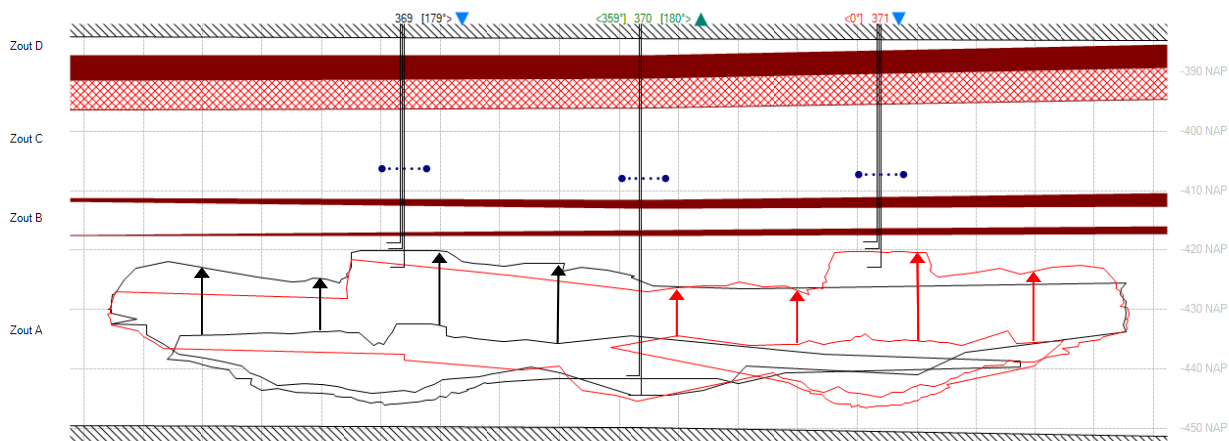
Na 13 jaar logen heeft de caveerne zich voornamelijk in de breedte ontwikkeld. Het aangebrachte oliedak blijkt te dik te zijn om voldoende ontwikkeling in de verticale richting toe te laten waardoor de caveerne zich in horizontale richting ontwikkelt. De caveerne is inmiddels ruim 150 meter breed en dreigt te dicht bij buurcavernes te komen. Figuur 3 toont de resultaten van de sonarmetingen van caveerne 369 van februari 2004.



Figuur 3: Resultaten van de sonarmetingen in caveerne 369, uitgevoerd in februari 2004. Let op: de getoonde afhangings is de actuele afhangings. Via boorgat 370 is in 2004 geen meting gedaan.

Om de groei in horizontale richting te stoppen en de caveerne te dwingen naar boven te ontwikkelen, is besloten de gecementeerde verbuizingen in boorgaten 369 en 371 weg te millen en de LCCS op een ondieper niveau opnieuw af te cementeren. Daarna is het uitlogen weer gestart. Figuur 4 toont de resultaten van de eerste sonarmetingen van caveerne 369 die hierna zijn uitgevoerd, namelijk in september 2009, geploteerd over de metingen uit 2004. De metingen via boorgat 369 zijn met zwart weergegeven, die via boorgat 371 in rood. Vanwege de grote diameter van de cavernes geldt dat een sonarmeting voornamelijk betrouwbare informatie geeft over de caveerne rondom het boorgat waardoor deze meting is uitgevoerd en minder betrouwbare informatie over het verst weggelegen boorgat. Door in de twee buitenste gaten te meten is toch een betrouwbaar beeld te krijgen van de vorm van de caveerne als geheel.

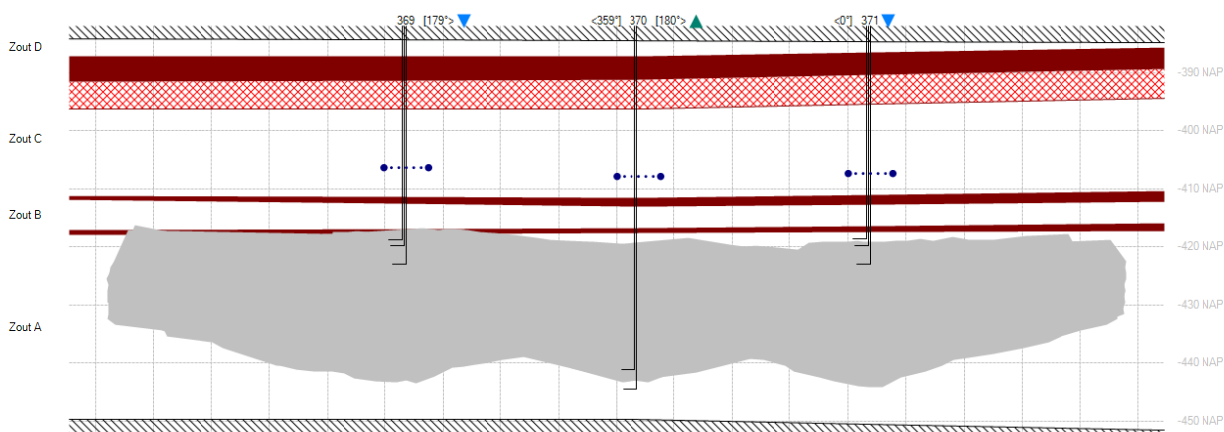
De verticale uitloging van het dak is met pijltjes weergegeven en is vrij groot vanwege het omhoog getrokken oliedak en de veel hogere flow (15-30 m<sup>3</sup>/uur).



Figuur 4: Resultaten van de sonarmetingen in caveerne 369, uitgevoerd in september 2009, geploteerd over de sonarmetingen uit februari 2004. De zwarte lijnen zijn de metingen via boorgat 369, de rode lijnen de metingen vanuit boorgat 371. De zwarte pijlen tonen de ontwikkeling van het cavernedak rond boorgat 369, de rode pijltjes rond boorgat 371. Via boorgat 370 is in 2009 geen meting gedaan.

Uit figuur 4 blijkt dat de caveerne zich voortvarend in verticale richting heeft ontwikkeld. De ontwikkeling in horizontale richting is beperkt (ca. 20 meter, oftewel 13%) terwijl de ontwikkeling in verticale richting veel groter is (gemiddeld circa 15 meter, meer dan 100%).

Ook hierna is de ontwikkeling voorspoedig verder gegaan. Figuur 5 toont het resultaat van de meest recente metingen uit oktober 2012, waaruit o.a. blijkt dat het dak alsnog grotendeels geëgaliseerd is dankzij gecontroleerde uitloging en een nauwkeurige controle van de oliespiegel met een BCS (Blanket Control System).



Figuur 5: Resultaten van de meest recente sonarmeting in caveerne 369, uitgevoerd in oktober 2012.

#### Conclusies

Uit de ontwikkeling van caveerne 369 na het millen van de gecementeerde verbuizing in boorgaten 369 en 371 in 2004 en het aansluitend optrekken van de oliespiegel blijkt dat een caveerne waarin het olie dak langere tijd op dezelfde hoogte heeft gestaan en het oliedak dus verzadigd is geraakt met olie, na optrekken van het olieniveau probleemloos uitloogt. Daarbij moet worden opgemerkt dat het doel van de optrekking in deze caveerne niet was om een zo vlak mogelijk dak te creëren met zo min mogelijk pockets, maar om de caveerne zich in verticale richting te laten ontwikkelen en zo de gewenste zoutopbrengst uit deze caveerne te halen, binnen de gesteentemechanisch omhullende. Daarom is relatief weinig olie gebruikt (veelal tussen de 50 en 150 m<sup>3</sup>), waardoor pockets niet volledig gevuld waren, en is na het optrekken met een erg hoge flow uitgelooft. Hierdoor heeft het dak zich niet altijd even regelmatig ontwikkeld.

In de beoogde olieopslagcavernes zal, ten tijde van het vlaklogen van de daken na afloop van de opslag, nadrukkelijk gestuurd worden op het wegloggen van de pockets en het vlaklogen van het dak, door:

- alle beschikbare putten te gebruiken voor het logen;
- de diepte van de verbuizing zodanig aan te passen, dat deze de ideale stromingen genereert;
- de stroomrichting zodanig aan te passen, dat de ideale stromingen ontstaan;
- het debiet zodanig aan te passen, dat de ideale stromingen ontstaan;
- het olieblanketniveau zodanig aan te passen en te controleren dat de aanwezige pockets nét vol staan met olie en de ertussen gelegen 'dammen' wel in contact komen met water en dus worden weggevoerd.

#### Referenties

Lord, D., Roberts, B., Gutierrez, K. and Rudeen, D., 2012. Solution mining characteristics of U.S. Strategic Petroleum Reserve oil drawdown. SMRI Spring 2012 Technical Conference.



# **Memo Clovis project**

## **Dakstabiliteit van vijf kandidaat-opslagcavernes**

### **v.1**



**AkzoNobel**  
Tomorrow's Answers Today

Vorbereiding: Well Engineering Partners B.V.,  
Hoogeveen

Auteur: dr.ir. A.J.H.M. Duquesnoy

Versie: 1 (definitief)

Publicatiedatum: 25 maart 2013

Goedkeuring: T. Koopmans, AkzoNobel MTD



## Inhoud

1	Inleiding .....	1
2	Gesteentemechanische analyse .....	2
2.1	Stabiliteit cavernedaken Criterium IfG .....	2
2.2	Stabiliteit cavernedaken Criterium WEP .....	2
3	Conclusie .....	3
	Referenties .....	4

## 1 Inleiding

Tijdens recent overleg van AkzoNobel met Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) over het opslagplan bij de verleende opslagvergunning 'Twenthe-Rijn De Marssteden' kwam een aanvullende vraag naar voren betreffende de berekening van de dakstabiliteit van de kandidaat-opslagcavernes. SodM concludeert dat er voor de berekening daarvan op basis van de verhouding tussen dragende daklaag en cavernespanwijdte verschillende methoden en criteria gehanteerd worden in de twee door WEP opgestelde gesteentemechanische analyserapporten van deze cavernes.

In het eerste WEP rapport van januari 2013 (ref.2) wordt exact dezelfde analysemethode toegepast als in een eerdere IfG studie uit 2010 (ref.1) naar de haalbaarheid van olieopslag in een zestal geselecteerde zoutcavernes. In het WEP rapport zijn vier van de zes cavernes volgens de meest recente resultaten van holruimtemetingen en de toekomstige zoutproductie van AkzoNobel opnieuw op stabiliteit en integriteit onderzocht. Het betreft de cavernes 367-368, 372-373-374, 469-470-471 en 472-473-474.

In het tweede WEP rapport van februari 2013 (ref.3) is de geschiktheid van caverne 381-382-383 beoordeeld. Deze caverne maakt geen deel uit van de IfG studie en is via een Addendum alsnog aan het opslagplan toegevoegd. In afwijking van de IfG methode heeft WEP in dit tweede rapport de sterkte van de dragende steenzoutlagen in het cavernedak niet gelijk gesteld aan die van de zwakkere Röt kleisteenlagen, maar is de eigenlijke sterkte gebruikt zoals aan Röt zoutmonsters gemeten door BGR (refs.4, 5). Tevens is als spanwijdte van de ongeveer ellipsvormige caverne 381 in afwijking met IfG niet de korte as genomen, maar is een grotere overspanning toegepast, die (opgevat als een cirkelvormige alzijdig ingeklemde dakplaat) leidt tot hetzelfde dakoppervlak als van de ellipsvormige caverne.

In het volgende hoofdstuk wordt voor alle vijf cavernes aangetoond, dat zowel de IfG methode als de WEP methode leiden tot de conclusie dat de cavernedaken voldoende stabiel zijn tijdens de olieopslag.

## 2 Gesteentemechanische analyse

### 2.1 Stabiliteit cavernedaken Criterium IfG

Het cavernedak wordt door IfG (ref.1) 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 caveerne. 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 caveerne een oliedruk van 36 bar ('worst case'). Van de vijf door WEP onderzochte cavernes (refs.2, 3) bestaat het dragende cavernedak 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. IfG heeft voor de bepaling van de evenwichtsvoorwaarde de Mohr-Coulomb parameters (cohesie C en interne wrijvingshoek  $\varphi$ ) van de samenstellende gesteenten afgeleid uit gesteentesterktes, die BGR eerder heeft vastgesteld in termen van Drucker-Prager evenwichtsrelaties (refs.4, 5). 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 ( $C= 2,8$  MPa,  $\varphi= 21,3^\circ$ ). Om de dakstabiliteit van de Clovis cavernes te garanderen moet volgens IfG voldaan worden aan het criterium  $D/S \geq 0,37$ . Hierin staat D voor de dikte van het dragende deel van het dak en S voor de spanwijdte ervan, beide in meters. Voor de spanwijdte S heeft IfG de grootste diameter loodrecht op de rij waarin de boorgaten zich bevinden gekozen. In feite is dit de korte as van de ongeveer ellipsvormige daken van de cavernes. De spanwijdtes worden ontleend aan de meest recente resultaten van holruimtemetingen.

In de volgende tabel zijn de actuele resultaten (status oktober/december 2012) samengevat voor de vijf cavernes. Als onderkant van het dragende 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. Op dit moment voldoen alle vijf kandidaat-opslagcavernes aan het stabiliteitscriterium van IfG.

Opslagcaverne	Spanwijdte (m)	Spanwijdte na uitlogen (m) *	Dakdikte (m)	Dakdikte na uitlogen (m) *	Verhouding D/S	Verhouding D/S na uitlogen *
367-368	121	121	47	45	0,39	0,37
372-373-374	115		62		0,54	
381-382-383	100		41		0,41	
469-470-471	112	120	53	48	0,47	0,40
472-473-474	101		49		0,48	

\*) AkzoNobel is voornemens om voor het begin van de olieopslag nog circa 22.000 m<sup>3</sup> extra zout uit caveerne 367-368 te winnen om het dak vlakker te krijgen. Het dak komt daardoor maximaal 2 m hoger te liggen, de spanwijdte neemt niet noemenswaardig toe en de D/S verhouding wordt 0,37. Uit caveerne 469-470-471 wil men met hetzelfde doel nog eens 100.000 m<sup>3</sup> zout uitlogen. Het dak komt ongeveer 5 m hoger te liggen, de spanwijdte neemt toe tot circa 120 m en de D/S verhouding neemt af tot 0,40. De beoogde nalogingen zijn dus mogelijk zonder de dakstabiliteit wezenlijk te verminderen.

### 2.2 Stabiliteit cavernedaken Criterium WEP

In een aanvullende gesteentemechanische analyse van caveerne 381-382-383 (ref.3), die geen deel uitmaakt van de IfG studie, heeft WEP naar analogie van IfG het dak van de caveerne als een alzijdig ingeklemde ronde plaat beschouwd, die belast wordt door de bovenliggende gesteenten, inclusief het gewicht van het zoutdak zelf, en die ontlast wordt door de vloeistofdruk in de caveerne.

In afwijking van de IfG benadering heeft WEP in deze aanvullende analyse van caveerne 381 de verhouding D/S op een enigszins andere wijze vastgesteld. Volgens WEP is IfG (te) optimistisch over de dakoverspanning. Men neemt hiervoor de kortste overspanning van de caveerne. Omdat het cavernedak wordt benaderd als een alzijdig ingeklemde ronde plaat is de keuze voor de kortste

overspanning onvoldoende representatief, als de dakvorm van de caveerne teveel afwijkt van een cirkel. Bij de kandidaatopslagcavernes is dit steeds het geval. Daarom is het correcter om het totale ellipsvormige dakoppervlak te benaderen door een cirkel met hetzelfde oppervlak. Verder neemt IfG de zoutlagen in het dak expliciet mee als dragend dakelement. Daarom vindt WEP het geoorloofd om de feitelijke zouteigenschappen proportioneel mee te nemen in de stabiliteitsberekening ( $C=8$  MPa,  $\varphi=28^\circ$ ). Voor de Rötzoutlagen wordt het stabiliteitscriterium  $D/S \geq 0,26$ . Verder blijkt uit een samenvatting van BGR onderzoek aan boorkernen (ref.6) dat de Röt anhydrietlaag in het toepasselijke belastingsgebied een met zout vergelijkbare breuksterkte heeft. De anhydrietbank onderin laag E wordt door WEP qua breuksterkte gelijkgesteld aan Rötzout.

In het geval van caveerne 381 is het dragende dak circa 41 m dik en het bevat netto ongeveer 50% zout in de vorm van zoutlagen en 25% anhydriet. Als men dit zout en anhydriet als dragende dakelementen beschouwd (75%) met de Röt kleisteen als aanvullend dragend element (25%) dan levert dit een minimaal vereiste verhouding  $D/S = 0,29$  op ( $0,75 \cdot 0,26 + 0,25 \cdot 0,37$ ). Caveerne 381 heeft een representatieve overspanning van 127 m (i.p.v. 100 m volgens de IfG methode). Bij een dakdikte van 41 m en een spanwijdte van 127 m bedraagt de verhouding  $D/S$  0,32. Gezien de minimaal vereiste verhouding van 0,29 voldoet het cavernedak dus voldoende aan het lange-termijn stabiliteitscriterium.

Uiteraard kan men de eerder door WEP met het IfG criterium stabiel bevonden cavernes (ref.2) ook beoordelen volgens de WEP methode, die is toegepast bij caveerne 381. In de onderstaande tabel zijn de resultaten voor de vijf cavernes samengevat.

Opslag-caveerne	Spanwijdte (m)	Dakdikte (m)	Dakdikte na uitlogen (m)*	Verhouding D/S	Verhouding D/S na uitlogen *	Zout + Anhydriet %	Kleisteen %	Dikte dakzout (m)	Dikte dakzout na uitlogen (m)*	Minimaal vereiste D/S
367-368	135	47	45	0,35	0,33	65 + 23	12	30	28	0,275
372-373-374	142	62		0,44		71 + 18	11	44		0,27
381-382-383	127	41		0,32		50 + 25	25	20		0,29
469-470-471	144	53	48	0,37	0,33	66 + 21	13	35	30	0,275
472-473-474	132	49		0,37		64 + 22	14	31		0,275

\*) Zie opmerkingen bij tabel in sectie 2.1.

Uit de tabel volgt dat caveerne 381 de minst gunstige daksamenstelling heeft aangezien het dak ongeveer twee maal zoveel kleisteen bevat als bij de andere cavernes. Toch voldoet deze caveerne aan het WEP stabiliteitscriterium. De andere cavernes voldoen ruimschoots aan het criterium. Ook de afsluitende zoutlaag in het dak van caveerne 381 is relatief dun, maar de geologische lekdichtheid bij olieopslag is onder de in ref.3 gestelde voorwaarden voldoende gewaarborgd.

### 3 Conclusie

De lange-termijn dakstabiliteit van alle vijf kandidaat-opslagcavernes is zowel aangetoond op basis van het IfG criterium als het WEP criterium voor dakstabiliteit.

## 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. Clovis project 'Second opinion' Gesteentemechanische 3-D modellering v.1.1, WEP B.V., Hoogeveen, 2 januari 2013.
3. Clovis project Gesteentemechanische analyse caverne 381 v.1.1, WEP B.V., Hoogeveen, 27 februari 2013.
4. Bohrung 480, Arbeitspaket 2: Durchführung von Versuchen an Steinsalzproben aus dem Röt, Abschlussbericht BGR, Hannover, Dezember 2004.
5. Bohrung 480, Arbeitspaket 3: Durchführung von Versuchen an Proben aus dem Grund- und Deckgebirge, Abschlussbericht BGR, Hannover, Dezember 2004.
6. Bewertung früherer Standsicherheitsuntersuchungen unter Einbeziehung aktueller Laborversuche an Kernmaterial der Bohrung 480, Abschlussbericht BGR, Hannover, Juni 2007.



**MEMORANDUM**

**TO: Akzo Nobel Industrial Chemicals B.V. - Mr. Tjeerd Koopmans**

**FROM: IfG GmbH, Leipzig – Mr. D. Brückner**

**DATE: April 15th, 2013**

**Preface**

In 2010-2012 IfG has conducted a rock mechanical appraisal for a number of selected salt caverns in the planned oil storage section of AkzoNobel in the Hengelo brine field. In total four caverns (367-368, 372-373-374, 469-470-471 and 472-473-474) were preliminary selected to be suitable for the conversion from the rock mechanical point of view.

Well Engineering Partners (WEP) has conducted a second opinion on the rock mechanical assessment and has drawn mainly the same conclusions as IfG. Just some minor differences occur concerning the practice of the assessment. In the outcome there were two questions to be answered.

**Question 1.**

One of the important rock mechanical criteria that a storage cavern should fulfil is about the roof stability. For this the cavity spanning rock salt roof layer must have a sufficient thickness and compactness to carry the vertical load of overburden weight safely. For this the D/S-ratio is important. For the 4 selected caverns that were studied by IfG, this ratio is between 0.39 (for cavern 367-368) and 0.54 (for cavern 372-373-374), so well above the limit of 0.37.

But cavern 367-368 has to be leached a little to create a more flat roof (as there are some roof pockets now), thus heightening the roof level and lowering the roof thickness. As its span is 121 meters and its remaining roof thickness will be 45 meters, the ratio will be very near the limit of 0.37. Therefore, the question arises if this ratio imposes a geomechanical risk on the use of this cavern as a storage cavern for gasoil.

**Answer 1.**

The definition of the admissible D/S-ratio bases on conservative parameter sets describing the rock strength both for rock salt as well as for anhydrite and clay stone. In this sense conservative means that values of the lower limit of the IfG database are assumed giving a

sufficient safety margin for the prediction. For this reason the ratio near the limit of 0.37 does not impose a geomechanical risk.

## **Question 2.**

With respect to the span of the caverns that has to be taken into account when determining the D/S-ratio, WEP suggests to use a different number. Instead of using the shortest distance crossing the cavern, i.e. the distance perpendicular to the longitudinal axis, they suggest to consider the caverns as circular caverns for which the circles have a surface area equal to the present surface area of the oval caverns. In this way the used span is 14 to 32 meters more than originally.

WEP has a different opinion about is the D/S-limit of 0.37.

IfG explicitly assumes the salt layers to be a supporting element in the cavern roof. Therefore, WEP assumes it to be logical that also the factual characteristics of the salt (i.e.  $C=8$  MPa,  $\phi=8^\circ$ ) should be taken into account proportionally when calculating the stability.

## **Answer 2.**

IfG agrees with the approach regarding the application of circles as a perimeter for the cavern cross section. Because larger diameters are used the results of the assessment are conservative.

The calculation of the roof spanning wall using all competent rock layers is a common procedure. Therefore, the calculations carried out using the percentage content of the hanging wall are comprehensible. Nevertheless, IfG suggests assuming the strength parameter of anhydrite according to the residual strength, i.e. no cohesion and the friction angel according to the test result. By this assumption the realistic in-situ-conditions are concerned in more detail.

Applied to the situation at the Hengelo storage field only one cavern (381) participate on this rule, the four other caverns have a sufficient rock salt content in the hanging wall. Taking into account the anhydrite layer with the residual strength the safety margin increases for these caverns while the hanging wall of cavern 381 has got more than the necessary thickness.

Therefor we can conclude that also according to this approach all caverns have sufficient roof safety for storage application.





Staatstoezicht op de Mijnen  
T.a.v. dhr. De Waal, dhr. Roest en mevr. Muntendam-Bos  
Postbus 24037  
2490 AA 's-Gravenhage

28 maart 2013

### **Beantwoording vraag m.b.t. dakstabiliteit inzake Opslagplan Gasolieopslag Twente-Rijn De Marssteden, Twente**

Geachte heren en dame,

Op 15 maart 2013 hebben Tjeerd Koopmans en Remco Groenenberg u nader toelichting gegeven inzake het door AkzoNobel op 16 januari 2013 bij EZ ingediende Opslagplan Gasolieopslag Twente-Rijn De Marssteden, Twente. Daarbij is onder andere gesproken over de dakstabiliteit van de beoogde opslagcavernes, zoals ook benoemd in het besprekingsverslag:

*“SodM constateert dat er in de notitie van WEP (Toine Duquesnoy) “gegoocheld” wordt met de eisen aan de dakstabiliteit, door het extra meenemen van Zout C als dragende daklaag. Dit betreft met name de stabiliteit van caverne 367 (die na vlaklogen van het dak op de grens van de door IfG toegestane dakverhouding van 0,37 zit) en de vijfde caverne (381) die met een verhouding van 0,32 onder de door IfG toegestane dakverhouding zit.*

*AkzoNobel zal de verschillende methoden voor de berekening van de dakstabiliteit nader toelichten en aantonen dat de dakstabiliteit van alle cavernes aan de gestelde criteria voldoet, zowel volgens de door IfG gehanteerde methode, als volgens de alternatieve methode zoals door WEP gehanteerd voor caverne 381. Daarnaast zal AkzoNobel nagaan welke waarde voor het stabiliteitscriterium binnen de Good Salt Mining Practice wordt aangehouden (indien die waarde daarin wordt meegenomen).”*

Bijgevoegd ontvangt u een notitie van WEP waarin beide methoden voor de berekening van de dakstabiliteit worden toegelicht en waarin wordt aangetoond dat de beoogde opslagcavernes aan beide methoden voldoen.

In de "Good Salt Mining Practice" (GSMP) is het door IfG en WEP gehanteerde stabiliteitscriterium niet als zodanig opgenomen. In de GSMP, die overigens geldt voor een ander type caverne (type "Single Completion Cavern") dan die waartoe de olieopslagcavernes behoren (type "Multiple Completion Cavern"), staat over de hoogte van een caverne het volgende:

*"De maximaal toelaatbare hoogte van een holruimte wordt zodanig gekozen dat deze inherent veilig is. Dit betekent dat, wanneer het dak van een caverne ondanks alle voorzorgen toch instabiel wordt en bezwijkt (migratie van de caverne), er op termijn alleen beperkte komvormige bodemdaling aan het maaiveld optreedt en de ontwikkeling van een sinkhole uitgesloten is. Bij de berekening van de inherent veilige hoogte van een caverne spelen de diepte van de Basis Tertiair (grens geconsolideerde – ongeconsolideerde formaties), de diepte van de zoutformatie (de diepte van het dak van een caverne) en de bulk factor (verhouding los gestort/vast gesteente) een rol. Dit betekent dat de toelaatbare hoogte van een caverne kan variëren met de positie van de caverne in het boorterrein. Voor de effectieve bulk factor wordt een waarde van 1.11 gehanteerd. De berekening van de inherent veilige hoogte is in bijlage 1 weergegeven."*

In de berekening van de inherent veilige hoogte in de betreffende bijlage bij de GSMP is verwerkt dat de minimale restdikte van het zoutdak 5 meter moet bedragen<sup>1</sup>. Dit stabiliteitscriterium is gebaseerd op gesteentemechanische studies (BGR, 1998) waaruit blijkt dat een restdikte van het zoutdak van 5 meter ruim voldoende is voor blijvende dakstabiliteit in het geval van een schijfvormige caverne met een doorsnede van 120 meter.

Ik vertrouw er op u met deze informatie gediend te hebben.

Hoogachtend,

**T.P.F. Koopmans**

Projectmanager Olieopslag Twente

Bijlage:

- Notitie Memo Clovis project - Dakstabiliteit van vijf kandidaat-opslagcavernes - v.1, Well Engineering Partners B.V., dr.ir. A.J.H.M. Duquesnoy, 25 maart 2013.

<sup>1</sup> De inherent veilige hoogte van een caverne wordt berekend door:

$$T_{CAV} = \{B_{CAV} + (B_F - 1) * (B_T + 40)\} / B_F \text{ of } T_{CAV} = \{B_{CAV} + 0,11 * (B_T + 40)\} / 1,11$$

waarbij voldaan moet worden aan:  $T_{CAV} \geq T_{ZC} + 5$

Wanneer hieraan niet voldaan wordt dan is  $T_{ZC} + 5$  maatgevend voor de bepaling van de toelaatbare diepte van het dak van een caverne en dus de hoogte van de caverne.



Staatstoezicht op de Mijnen  
T.a.v. dhr. De Waal, dhr. Roest, mevr. Muntendam-Bos en mevr. Kraaiveld  
Postbus 24037  
2490 AA 's-Gravenhage

3 april 2013

**Beantwoording overige vragen overleg 15 maart 2013 inzake Opslagplan  
Gasolieopslag Twente-Rijn De Marssteden, Twente**

Geachte heren en dames,

Op 15 maart 2013 hebben Tjeerd Koopmans en Remco Groenenberg u nader toelichting gegeven inzake het door AkzoNobel op 16 januari 2013 bij EZ ingediende Opslagplan Gasolieopslag Twente-Rijn De Marssteden, Twente. Daarbij zijn tevens een paar kleine tekstuele punten of punten waarop nog wat extra informatie nodig was aan de orde gekomen:

- in het deel 'Bodembeweging' kan nog worden opgenomen dat het meten van microseismiciteit een mogelijkheid is om het instorten van cavernedaken te monitoren;
- in het deel 'Bodembeweging' dient te worden opgenomen dat er in het verleden één sinkhole ontstaan is in het boorterrein in Hengelo;
- in D5 en D8 dienen vage termen als 'aanzienlijke tijd' en 'maatschappelijk relevante periode' nader gespecificeerd te worden;
- in de tabel 'hoeveelheid stoffen op te slaan' dient een tabelletje te worden geplaatst van de verwachting van hoeveelheden die er jaarlijks in en uit de caveerne gaan. Dit kan gebaseerd worden op het Vervoersplan.

In voorliggend document lichten we deze zaken nader toe en geven aanvullende informatie.

## **Microseismiciteit**

Bij onderdeel C) Gegevens inzake bodembeweging, deel C1) Aard van de bodembeweging, subkop 'bodentrilling' kan worden aangevuld dat het mogelijk is om middels zeer gevoelige downhole meetapparatuur zogenaamde microseismiciteit te meten. Dergelijke microseismiciteit, die aan het maaiveld niet voelbaar of meetbaar is (vanwege o.a. de achtergrondruis), kan duiden op het vallen van blokken vanuit het dak van een caveerne naar de bodem of zelfs het instorten van het gehele dak. Met het meten van microseismiciteit in zoutcavernes in Hengelo is echter nog geen ervaring en het is dus onduidelijk welke fenomenen wel en welke niet te meten zijn en hoe deze zich openbaren in de metingen.

De beoogde olieopslagcavernes zijn o.a. geselecteerd op basis van hun stabiliteit, het feit dat ze volledig in Zout A gelegen zijn en hun beperkte hoogte. Instorting van het dak of zelfs het vallen van brokken uit het dak wordt dan ook zeer onwaarschijnlijk geacht. Indien dergelijke zaken zich voordoen zal dit direct d.m.v. andere metingen opgemerkt worden. Zo zal het vallen van een brok uit het dak leiden tot een stijging van het oliepekelniveau (want eerst bevond het blok zich in de olie en na belanden op de bodem bevindt het zich in de pek) en een verandering van de druk aan maaiveld (door de verandering van het oliepekelniveau). Tenslotte zal ongeveer elke 10 jaar, als een caveerne vanwege verversing of om een andere reden geleegd is, een sonarmeting worden uitgevoerd die nauwkeurig wordt vergeleken met de laatste meting, zodat veranderingen van de vorm van de caveerne opgemerkt kunnen worden.

Dit alles overziende is besloten om in de olieopslagcavernes geen gebruik te maken van de mogelijkheid om microseismiciteit te meten en hier staan we nog steeds achter.

## **Ontstaan van één sinkhole**

In het verleden is er nabij Hengelo één sinkhole ontstaan boven een ingestorte zoutcaveerne. Daarnaast zijn er enkele bodemdalingskommen ontstaan, eveneens boven ingestorte cavernes (waarbij de ruimte echter al volledig is opgevuld voordat deze tot aan het maaiveld gemigreerd is). De beoogde olieopslagcavernes zijn echter juist geselecteerd op basis van criteria die hun stabiliteit waarborgen (zoals de D/S-ratio; zie rapporten IfG en WEP), het feit dat ze volledig in Zout A gelegen zijn en hun beperkte hoogte. De kans op instorting is dus zeer gering en indien deze tóch op zou treden, zou het puinmateriaal de ruimte volledig hebben opgevuld ruim voordat de ruimte tot aan de basis van de Noordzeegroep gemigreerd is (vanwege de geringe hoogte van de cavernes).

Derhalve hebben we ervan afgezien om in het Opslagplan deze sinkhole expliciet te noemen en hier staan we nog steeds achter.

### Vage termen in D5 en D8

In Onderdeel D) Gegevens inzake beëindiging opslag, deel D5) Verwachting t.a.v. langetermijn stabiliteit van opslagcavernes, wordt ingegaan op de gesteentemechanische situatie na afloop van de gasolieopslag. In de laatste alinea van D5) worden twee vage termen gebruikt:

- De BGR concludeert dat het na afsluiting van een caverne geruime tijd duurt voordat de lithostatische druk bereikt wordt.

**Toelichting:** Voor het zout in Hengelo (of voor andere gelaagde zoutafzettingen) zijn nooit berekeningen gedaan naar de periode waarin na afsluiting de lithostatische druk in de caverne bereikt wordt. Deze zijn eind jaren 90 wel gedaan voor Heiligerlee en Zuidwending. Daaruit blijkt dat, zonder temperatuureffect, dit na ca. 100 jaar het geval is. Strikt genomen is het zout in Hengelo niet vergelijkbaar met dat in Heiligerlee/Zuidwending (geringere diepte, kleinere hoogte caverne). Wel kan gesteld worden dat deze verschillen in principe tot gevolg hebben dat de periode waarbinnen de lithostatische druk in de caverne na afsluiting bereikt wordt langer zal zijn en dus minimaal meer dan 100 jaar zal bedragen.

- In de praktijk betekent dit dat gedurende een maatschappelijk relevant tijdvak de met verzadigde pekkel 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.

**Toelichting:** Wat een maatschappelijk relevant tijdvak is, wordt nergens in wet- of regelgeving gedefinieerd. In de praktijk wordt een tijdvak van 1000 jaar vanaf heden als relevant gezien en binnen het project Pilot Stabilisatie Cavernes Twente wordt zelfs 10.000 jaar aangehouden als tijdsperiode dat ingebrachte stoffen veilig dienen te zijn. Echter, aangezien deze uitspraken gebaseerd zijn op de ervaringen die zijn opgedaan in een periode van 50 tot 100 jaar, is het noemen van langere periodes niet met ervaringen onderbouwd. Hoe dan ook kan gesteld worden dat binnen de opslagperiode de holruimte zeker niet van vorm of plaats zal veranderen en dat met aan zekerheid grenzende waarschijnlijkheid te stellen is dat dit ook in de eerstvolgende honderden jaren niet het geval zal zijn.

## Hoeveelheid stoffen op te slaan

In onderdeel B) Gegevens m.b.t. het opslaan van stoffen, deel B1.1) Een beschrijving van de hoeveelheid en de samenstelling van de stoffen die worden opgeslagen, en deel B5.3) Omvang van de opslag, wordt o.a. ingegaan op de capaciteit van de opslag. Het opslagvolume bedraagt tussen de 125.000 m<sup>3</sup> en 200.000 m<sup>3</sup> per caveerne en het totale opslagvolume in de 5 beoogde opslagcavernes bedraagt circa 750.000 m<sup>3</sup>. Verder wordt in deel B5.4) Duur van de opslag, aangegeven dat de opslag een duur heeft van 30 jaar. Dit impliceert dat de olie eenmalig in de cavernes gebracht wordt en daar vervolgens 30 jaar blijft, hetgeen niet correct is. Derhalve dient deel B5.4) Duur van de opslag aangevuld te worden met de volgende tekst:

Binnen de opslagperiode van 30 jaar wordt de olie in elk van de opslagcavernes waarschijnlijk diverse keren ververst. Redenen hiervoor kunnen zijn:

- de strategische olievoorraad is nodig vanwege het ontstaan van een oliecrisis;
- de commercieel opgeslagen olievoorraad wordt op de markt gebracht vanwege de hiermee te genereren opbrengst;
- de opgeslagen olie dient ververst te worden, bijvoorbeeld omdat de specificaties van de olie veranderen of om veroudering van de opgeslagen olie te voorkomen.

In het MER (Milieueffectrapport voor de opslag van gasolie in bestaande zoutcavernes, Tauw, januari 2013) is uitgegaan van de volgende gemiddelde situatie:

Soort opslag	Activiteit	Toelichting	Volume-impact (m <sup>3</sup> )	# uitslagen (30 jr)	# inslagen (30 jr)	# bewegingen <sup>2</sup> (30 jr)	# bewegingen (per activiteit)	# bewegingen (gemiddeld p.j.)
Strategisch	Vullen/leggen	De cavernes worden volledig geleegd en gevuld, naar verwachting vijfmaal regulier geleegd en eenmaal geleegd naar aanleiding van een grote crisis <sup>1</sup>	500.000	6	6	300.000	50.000	10.000
	Grote crisis							
	Verversing							
	Kleine crisis	Er wordt een beroep gedaan op 15% van het volume door COVA	75.000	3	3	22.500	7.500	750
	Grote crisis	Naar verwachting zal een grote crisis waarbij het totale volume uit de caveerne wordt gehaald, één verversingscyclus (inslag & uitslag) onnodig maken, dit zal door timing en onvoorspelbaarheid van de crisis, waardoor al activiteiten hebben plaatsgevonden, niettemin leiden tot extra vervoersbewegingen voor 15% <sup>3</sup> van het opslagvolume	75.000	1	1	7.500	7.500	250
Commercieel	Commerciële opslag	Het volledige volume wordt ververst	250.000	12	12	300.000	25.000	10.000
				22	22	630.000		21.000

<sup>1</sup> In de praktijk zullen de cavernes één voor één worden ververst en vindt de hele cyclus gedurende twee jaar plaats, aangenomen dat alle cavernes op hetzelfde moment ververst moeten worden

<sup>2</sup> Het # bewegingen wordt berekend volgens de volgende formule: (((# uitslagen) + [# inslagen]) x [volume-impact]) / [(tankwagenvolume = 40 m<sup>3</sup>) x 2 (= heen en terug)]

<sup>3</sup> 15% is een 'best guess', afhankelijk van de timing van een crisis en daaraan gekoppeld de hoeveelheid overlap met verversing

Dit impliceert dat er gemiddeld jaarlijks 210.000 m<sup>3</sup> gasolie uit de cavernes gehaald wordt (namelijk 5.250 tankwagens van 40 m<sup>3</sup> leeg heen en vol terug, totaal dus 10.500 transportbewegingen) en eenzelfde hoeveelheid erin gebracht wordt (namelijk 5.250 tankwagens van 40 m<sup>3</sup> vol heen en leeg terug, wederom totaal dus 10.500 transportbewegingen). Uitgaande van in totaal 750.000 m<sup>3</sup> opgeslagen olie betekent dit dat iedere caveerne elke 3,6 jaar volledig geleegd en gevuld wordt. Tijdens een oliecrisis kan het echter ook voorkomen dat in één jaar bijna alle olie uit de cavernes gehaald wordt (maximaal 27.500 vrachtwagenbewegingen, oftewel 550.000 m<sup>3</sup> uitgereden olie).

Inmiddels is duidelijk dat het in het MER aangehouden aantal verversingen, crises en commerciële handelingen een overschatting is van de vermoedelijke daadwerkelijke situatie, o.a. vanwege het maximaal aantal in de milieuvergunning van de Argos-terminal in Hengelo vastgelegde olietransporten en door commercieel gebruik van de opgeslagen olie slim te plannen waardoor verversingen niet nodig zijn. In het door Argos opgestelde Vervoersplan Olieopslag in Cavernes in Twente, dat is opgesteld in nauw overleg met de gemeenten Hengelo en Enschede, is derhalve een realistischer inschatting gemaakt van de opslag. Daaruit blijkt dat er gemiddeld ca. 75.000 m<sup>3</sup> olie per jaar uit de cavernes gehaald wordt (namelijk 1.875 tankwagens van 40 m<sup>3</sup> leeg heen en vol terug, totaal 3.750 transportbewegingen) en er weer in wordt gestopt (namelijk 1.8575 tankwagens van 40 m<sup>3</sup> leeg heen en vol terug, totaal 3.750 transportbewegingen). Oftewel: elke caveerne wordt gemiddeld eens in de 10 jaar volledig geleegd en gevuld. Alleen in geval van een oliecrisis wordt vrijwel alle olie (maximaal 550.000 m<sup>3</sup>) uit de cavernes gehaald en er vermoedelijk in het jaar erna weer ingebracht. Dit is als volgt te vertalen in een tabel met (mogelijke) in- en uitgaande stromen.

Jaar	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Aantal transportbewegingen (x 1000)	25	12,5	0	0	12,5	12,5	0	0	12,5	12,5	0	0	12,5	12,5	0	0	12,5	12,5	0	0	12,5	12,5	0	0	12,5	12,5	0	0	12,5	25
Hoeveelheid uitgaande olie (x 1000 m <sup>3</sup> )	0	0	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	250	500
Hoeveelheid ingaande olie (x 1000 m <sup>3</sup> )	500	250	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	0	0
Crisis in jaar 15: uitgaande olie (x 1000 m <sup>3</sup> )															550															
Crisis in jaar 15: ingaande olie (x 1000 m <sup>3</sup> )																550														

NB: Een crisis in jaar 15 zal ertoe leiden dat er in jaar 17 en 18 nauwelijks verversing nodig zal zijn. Dit is niet in deze tabel verwerkt.

Daarbij moet echter worden opgemerkt dat het op voorhand niet te voorspellen is wanneer de olie ververst moet worden, wanneer er olie voor commerciële doeleinden opgeslagen en weer uit de cavernes gehaald wordt en wanneer een eventuele oliecrisis zich zal voordoen. Dit schema is dus puur indicatief, maar geeft gemiddeld wel een idee van de in- en uitgaande stromen, van gemiddeld dus ongeveer 75.000 m<sup>3</sup> per jaar elk.

Ik vertrouw er op u met deze informatie gediend te hebben.

Hoogachtend,

**T.P.F. Koopmans**

Projectmanager Olieopslag Twente



## Formulier aanvraag instemming opslagplan

<b><u>Artikel</u></b>	<b><u>Onderwerp</u></b>	<b><u>Beschrijving</u></b>
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
	<b>A) Algemene gegevens</b>	
	<b>A1.1) Naam indiener</b>	Akzo Nobel Salt B.V.
	<b>A1.2) Adres</b>	Postbus 247 3800 AE Amersfoort
	<b>A1.3) Contactpersoon</b>	Drs. T.P.F. Koopmans
	<b>A1.4) E-mail</b>	Tjeerd.Koopmans@Akzonobel.com
	<b>A1.5) Telefoon/ Fax</b>	Tel. 074-244 3629 Mob. 06-1340 7460 Fax. 074-244 4135
Mw 22	<b>A1.6) Indiener</b>	Is houder van vergunningen
	<b>A2) Vergunninggebieden</b>	Winningsvergunning Twenthe-Rijn Opslagvergunning Twenthe-Rijn De Marssteden
	<b>A2.1) Voorkomen koolwaterstoffen</b>	Niet van toepassing
Mb 26 lid 1a	<b>A2.2) Soort stof die wordt opgeslagen</b>	Gasolie
	<b>A3) Bestaande of nieuwe opslag</b>	Nieuwe opslag
	<b>A4) Locatie</b>	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

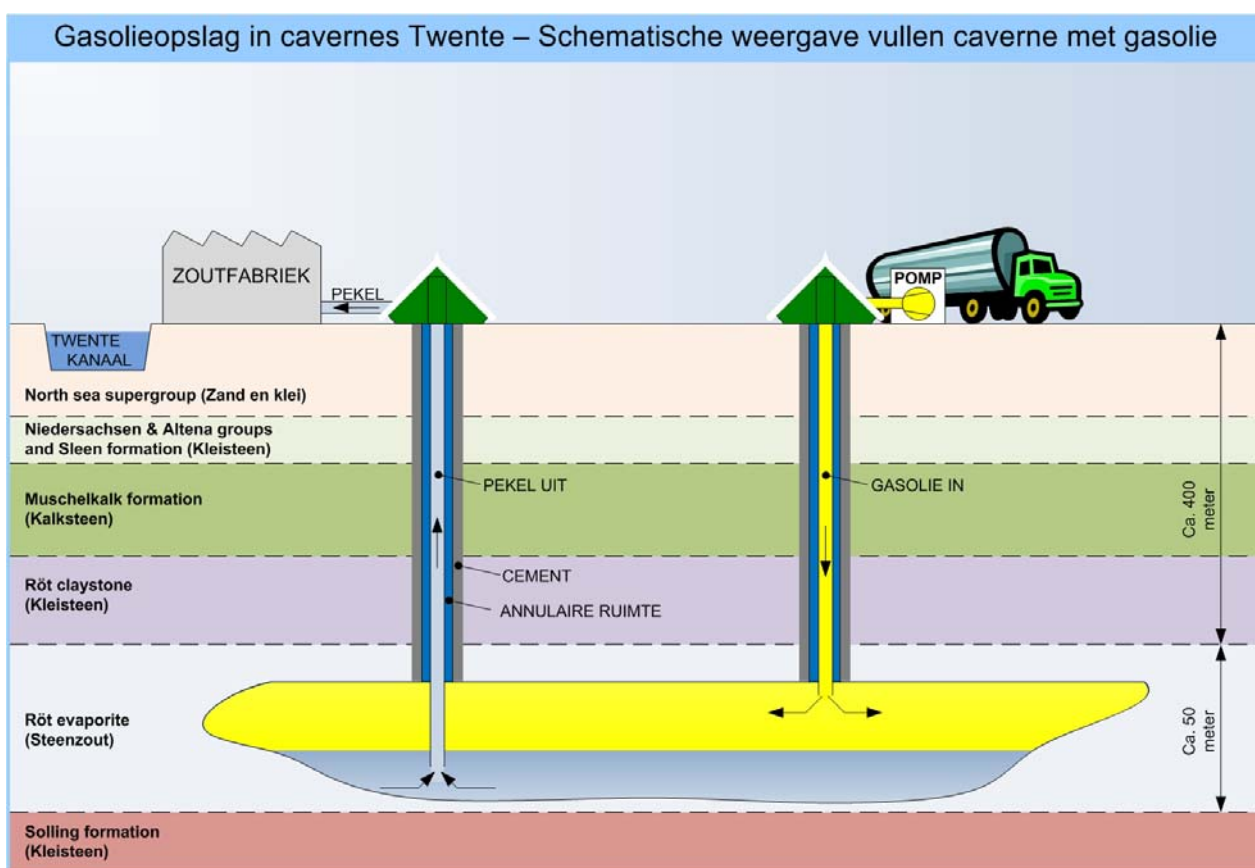
Akzo Nobel Industrial Chemicals B.V. (hierna te noemen AkzoNobel) en Argos Group B.V. (hierna te noemen Argos) zijn voornemens om gasolie op te slaan in ondergrondse zoutcavernes op het industrieterrein De Marssteden in Enschede. De gasolie wordt langdurig opgeslagen, grotendeels ten behoeve van de Nederlandse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

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



Figuur 1: Schematische weergave gasolieopslagproces

In dit opslagplan zijn, net als in het MER en de overige vergunningaanvragen, alle 5 de cavernes opgenomen (cavernes met nummers 367, 372, 381, 469 en 472).

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 5 bestaande zoutcavernes met opslagvolumes variërend tussen 125.000 m<sup>3</sup> en 200.000 m<sup>3</sup>. Het totale opslagvolume is ca. 750.000 m<sup>3</sup>. Het vullen en legen zal batch-gewijs worden uitgevoerd met tankwagens van ongeveer 40 m<sup>3</sup>. Het injectie- en extractiedebiet is maximaal 150 m<sup>3</sup> per uur. Bij de injectiefase wordt de gasolie via een elektrisch aangedreven pomp geïnjecteerd (150 m<sup>3</sup> 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.

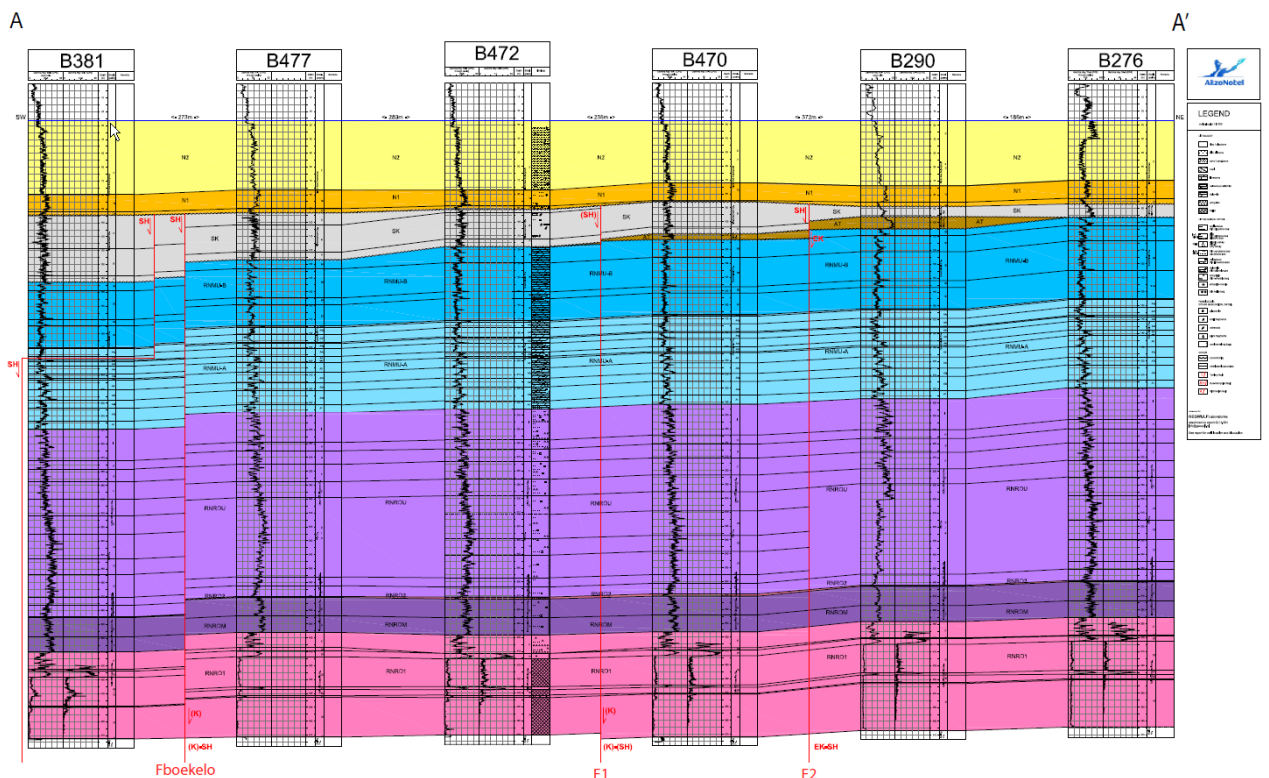
Chronostratigraphy		Lithostratigraphic code		Formation/Member	Depth SS	
Quaternary Tertiary	Pleistocene	N		North Sea Supergroup	85m	
		NU				
		NUOT	Oosterhout Fm.			
	Pliocene	NUBA	NUBAS	Upper Breda Sand Mb.		
			NUBAC	Lower Breda Clay Mb.		
	Oligocene	NM	NMRF	Rupel Fm.		
		Eocene	NL	NLFF		Asse Clay Mb.
	NLFFB			Brussels Marl Mb.		
	NLFFM			Brussels Sand Mb.		
	NLFFS			leper Clay Mb.		
NLFFY	Basal Dongen Tuff Mb.					
Paleocene		NLFFT	Landen Fm.			
Cretaceous	Upper Cret.	CK	CKGR	Ommelanden Chalk Fm.	ERODED	
			CKTX	Texel Chalk Fm.		
		KN	KNGL	KNGLU		Upper Holland Marl Mb.
			KNGLM	Middle Holland Shale Mb.		
	Lower Cret.		KNGLL	Lower Holland Marl Mb.		
		KNNC		Vlieland Claystone Fm.		
		KNNS	Vlieland Sandstone Fm.			
Jurassic	Malm	SK		Niedersachsen Gp.	110m	
			SKCF	Coevorden Fm.		
			SKWF	Weiteveen Fm.		
Dogger Lias		AT	ATBR	Brabant Fm.	ERODED	
			ATWD	Werkendam Fm.		
			ATPO	Posidonia Shale Fm.		
			ATAL	Aalburg Shale Fm.		
Triassic	Keuper		ATRT	Sleen Shale Fm.	110m	
		RN	RNKP	RNKPU	Keuper Fm.	ERODED
				RNKPD	Dolomitic Keuper Mb.	
				RNKPR	Red Keuper Claystone Mb.	
				RNKPE	Red Keuper Evaporite Mb.	
				RNKPM	Mid Keuper Claystone Mb.	
				RNKPS	Main Keuper Evaporite Mb.	
				RNKPL	L. Keuper Claystone Mb.	
	Muschelkalk		RNMU	Muschelkalk Fm.	115m	
			RNMUE	Muschelkalk Evaporite Mb.	230m	
			RNMUL	Lower Muschelkalk Mb.		
	Buntsandst.		RNRO	RNROU	Upper Röt Claystone Mb.	370m
				RNRO2	Upper Röt Evaporite Mb.	371m
				RNROM	Intermediate Röt Clayst. Mb.	396m
				RNRO1	Main Röt Evaporite Mb.	475m
				RNSO	RNSOU	U. Solling Claystone Mb.
			RNSOS	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, 12a, 12b) is op basis van de resultaten van het werk van Geowulf en van een modelmatige verspreidings-studie voor de in dit opslagplan opgenomen cavernes (caverne 367, 372, 381, 469 en 472) geconcludeerd dat geen van de aangetroffen breuken in het gebied De Marssteden een risico vormen voor de lektheid 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 km<sup>2</sup> dat wordt begrensd door de volgende punten en rechte lijnen daartussen. De coördinaten van de genoemde punten zijn:

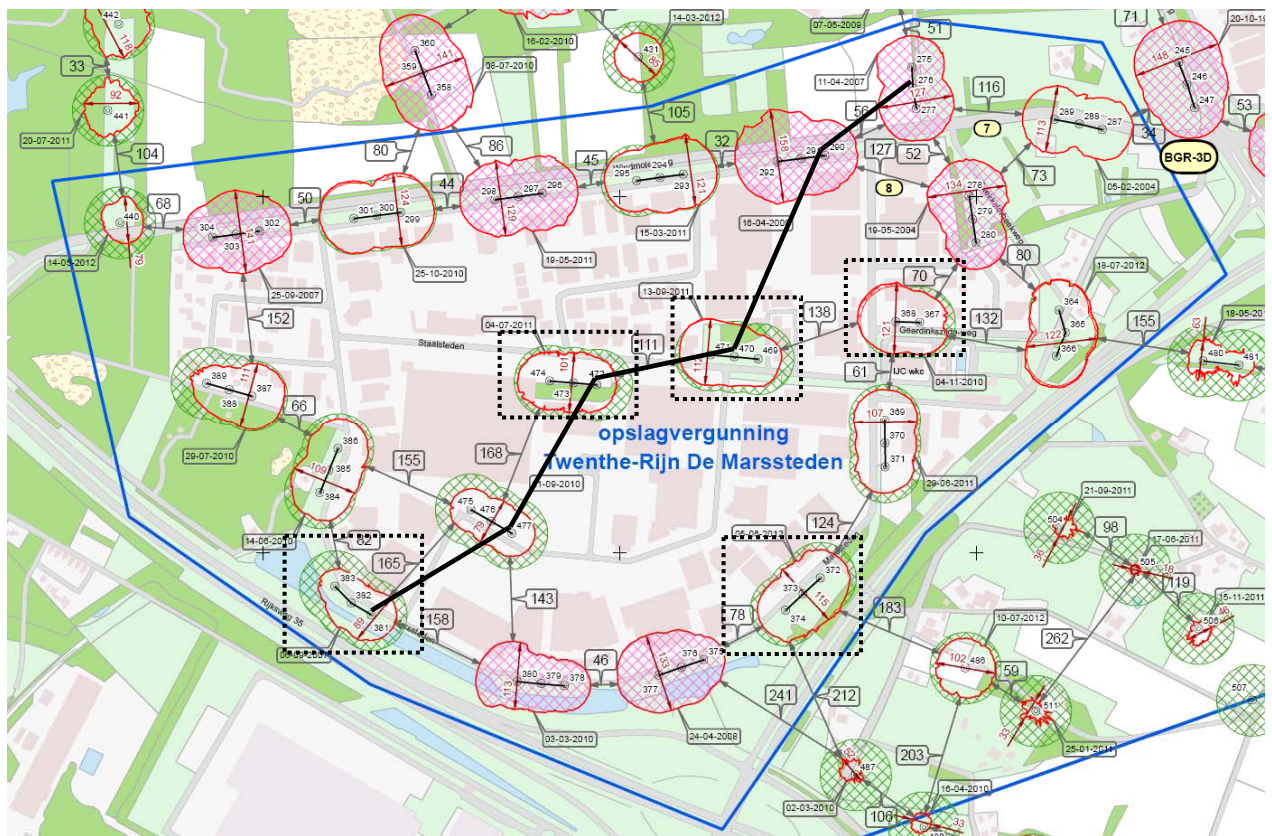
Tabel 2: Coördinaten van de Opslagvergunning

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
381	381	252582	470096	Lonneker	N	2639
	382	252548	470115	Lonneker	N	2639
	383	252521	470143	Lonneker	N	2639
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

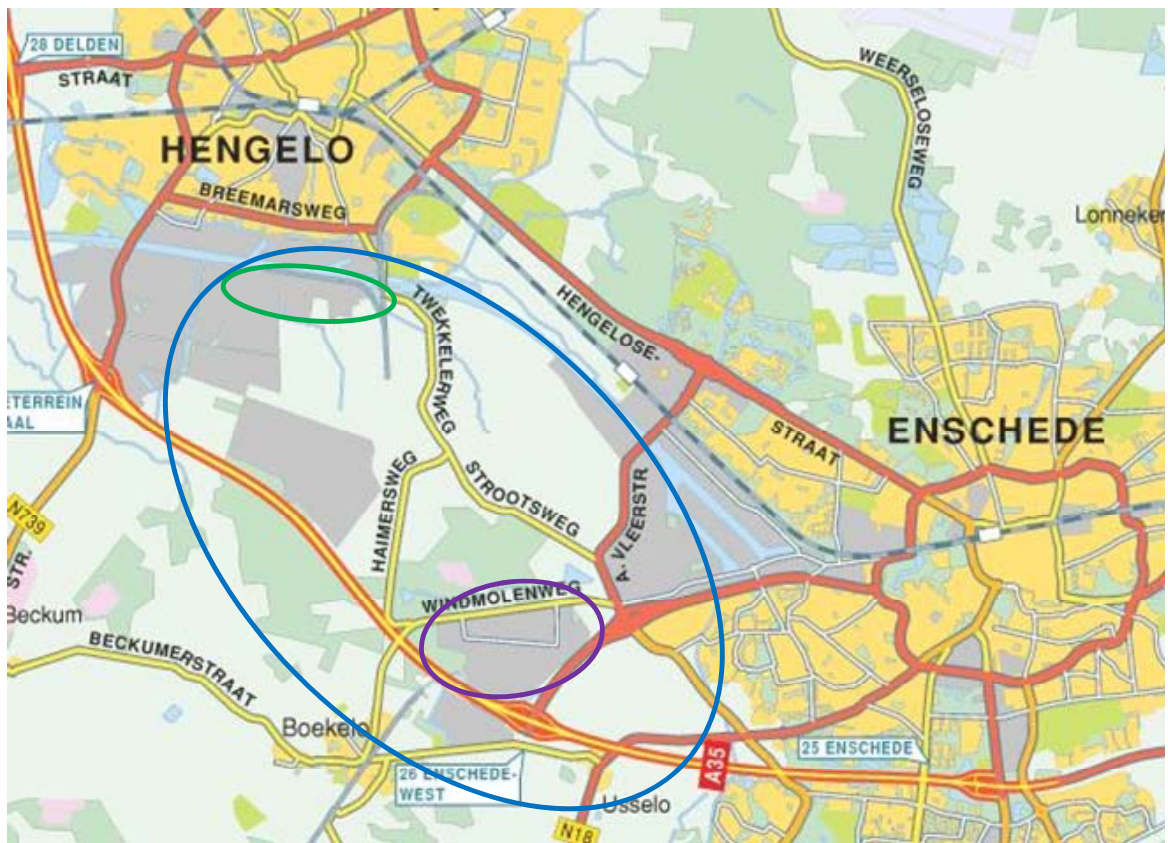


Figuur 4: Ligging van de Mijnbouwwerken. Het Opslagplan heeft betrekking op de in zwart omkaderde cavernes: 367 (boorgaten 367, 368), 372 (boorgaten 372, 373, 374), 381 (boorgaten 381, 382, 383), 469 (boorgaten 469, 470, 471) en 472 (boorgaten 472, 473, 474). De dikke doorgetrokken lijn geeft de ligging van het profiel in Figuur 3 weer.

Mb 24 lid 1d

### B3.1) Situering Mijnbouwwerk

De vijf 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 vijf in dit Opslagplan beschreven opslagcavernes 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, 381, 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

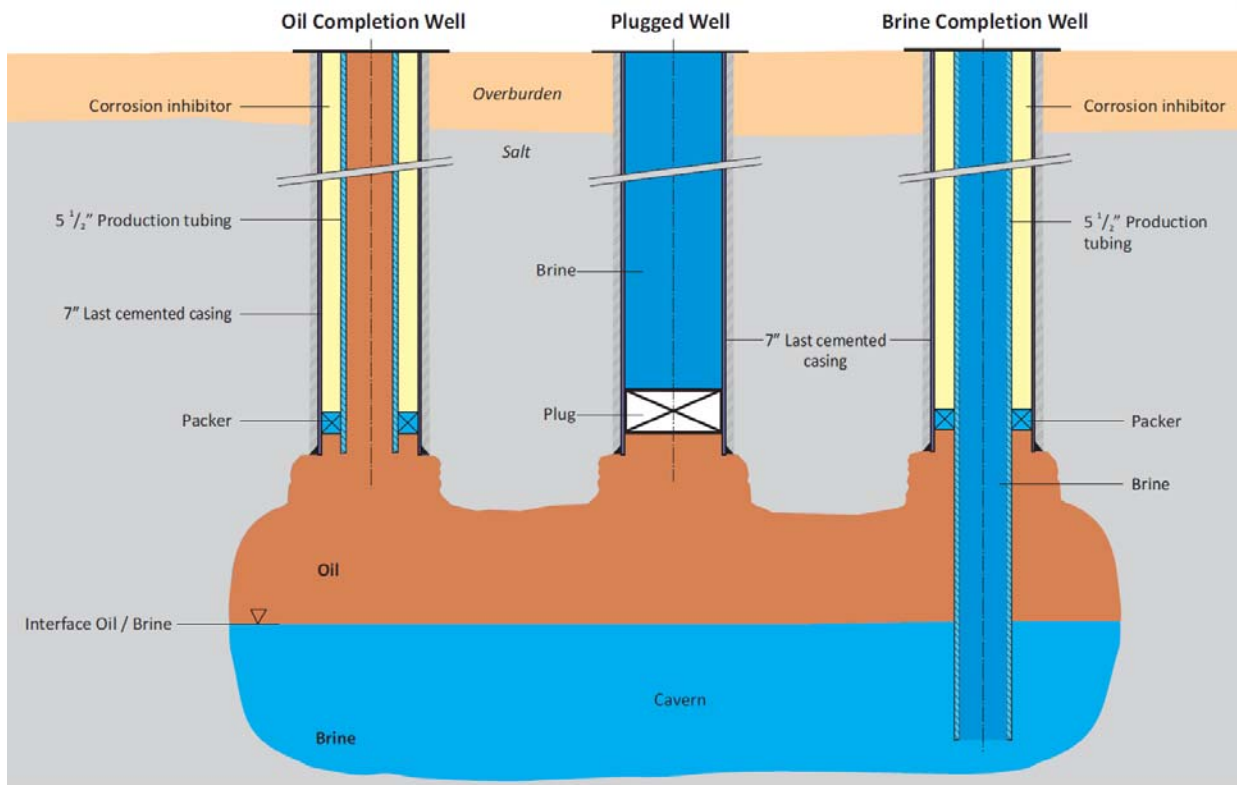
**B4.1) Schematische voorstelling boorgatcompleties**

De boorgatcompleties zijn in Figuur 6 schematisch weergegeven.

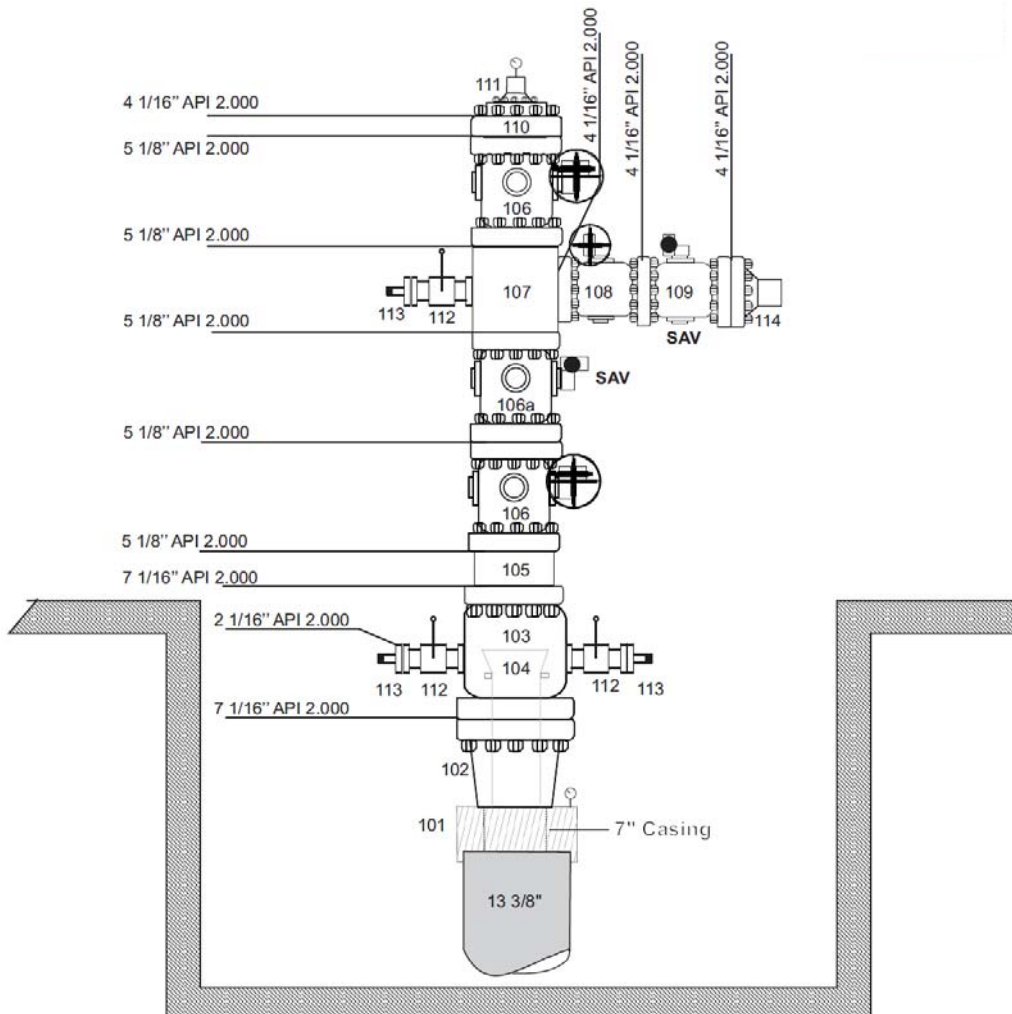
De 13<sup>3</sup>/<sub>8</sub>" conductor en 7" casing zijn bestaande verbuizingen. De conductor is op circa 20 m diepte afgezet en de casingschoen zal op een diepte tussen de 440 en 450 m worden geïnstalleerd, afhankelijk van de specifieke cavernegeometrie en geologie ter plaatse. Er wordt een nieuwe 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, 381, 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, 381, 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 6: Schematische weergave van de boorgatcompleties.



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

<b>Grootheid</b>	<b>Hoeveelheid</b>	<b>Eenheid</b>
aantal cavernes	5	stuks
totaal geometrisch volume	ca. 870	duizend m <sup>3</sup>
totaal opslag volume	ca. 750	duizend m <sup>3</sup>
volume tankwagens	ca. 40	m <sup>3</sup>
maximaal debiet vullen	150	m <sup>3</sup> /h
maximaal debiet legen	150	m <sup>3</sup> /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 caveerne 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 13a). 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.

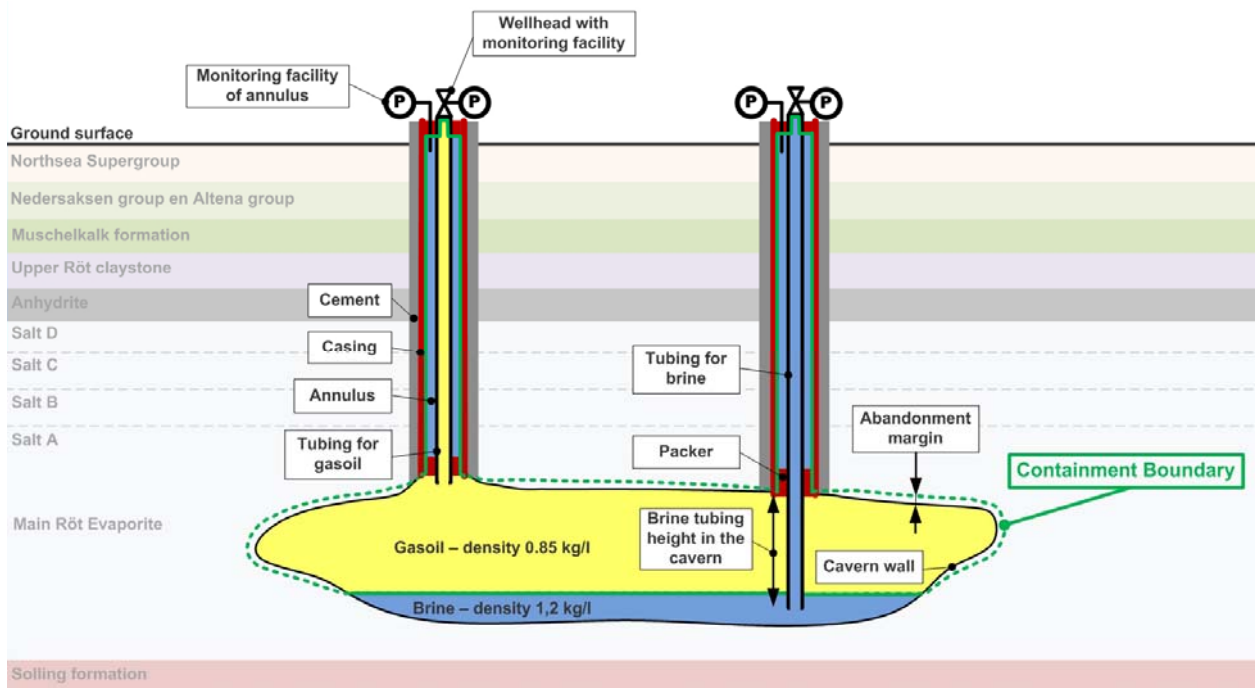
In de gesteentemechanische studie van het Duitse “Institut für Gebirgsmechanik” (IfG; Bijlage 10) ontbreekt caveerne 381 omdat ten tijde van het uitvoeren van de studie niet voorzien was dat deze caveerne al in deze 1<sup>e</sup> fase van het project voor opslag gebruikt zou worden. Voor caveerne 381 heeft Well Engineering Partners (WEP) een analyse uitgevoerd m.b.t. de gesteentemechanische stabiliteit (Bijlage 13b). WEP concludeert dat caveerne 381 stabiel is omdat voldaan wordt aan de uitgangspunten van de “Good Salt Mining Practice” (GSMP), o.a. betreffende de hoogte van de caveerne, de dikte van het veiligheidsdak boven de caveerne, 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 pekel in de caveerne. Omdat verwacht mag worden dat de gasolie tijdens de opslagperiode als gevolg van permeatie met gemiddeld 1 mm/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 (caverne, 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 geïnterpreteerd 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 caverne 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 caverne in Twente. Vervolgens is voor een aantal voorname 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 caverne die is geselecteerd voor opslag van gasolie een caverne-specifieke risico analyse uit te voeren op basis van alle beschikbare informatie over de caverne (status, geometrie, volume, vorm van het dak), de putten (staat van cementatie en verbuiging) 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 risicoanalyse uitgevoerd voor 4 van de 5 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 risicoanalyse in detail wordt beschreven is te vinden in Bijlage 12a. 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 voornamelijk risicoscenario's de effecten van optreden zijn gekwantificeerd in de vorm van hoeveelheid en verspreiding van olie in de ondergrond.

Voor caveerne 381 is door AkzoNobel zelf op basis van alle over de cavernes beschikbare informatie over historie, status, vorm, inhoud, en lokale geologie een caveerne-specifieke risicoanalyse uitgevoerd op vergelijkbare wijze zoals Deltares dit voor de overige vier cavernes heeft gedaan. De rapportage waarin deze risicoanalyse in detail wordt beschreven is te vinden in Bijlage 12b. Hierin wordt ook nader ingegaan op de vorm van het cavernedak, 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 Caveerne 381 blijkt uit recente sonarmetingen (januari 2013) dat het dak van deze caveerne nagenoeg vlak is en dat er geen aanwijzingen zijn voor pockets waarin zich niet terughaalbare olie kan bevinden.

Voor caveerne 381 is géén verspreidingsmodellering gedaan (STOMP). Het zeer geringe onderscheid tussen de resultaten van de voor de andere 4 cavernes uitgevoerde verspreidingsstudies in combinatie met de zeer vergelijkbare eigenschappen en geologische omstandigheden van caveerne 381 t.o.v. de andere cavernes billijken het niet uitvoeren van een caveerne-specifieke verspreidingsstudie. De resultaten van de verspreidingsstudies van de andere cavernes (hoeveelheid en verspreiding van olie in de ondergrond) worden van toepassing geacht op caveerne 381.

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.

Uit de caveerne-specifieke risicoanalyse blijkt dat ook caveerne 381 geschikt is voor opslag van gasolie. Caveerne 381 voldoet aan alle door Deltares en TNO 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

	<p>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.</p> <p>4. <i>Beschermende en afscherpende barrières</i> Beschermende en afscherpende 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.</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><b>B5.3) Omvang van de opslag</b></p> <p>De omvang van de opslag is circa 750.000 m<sup>3</sup>. Het betreft hier 5 cavernes met gemiddeld een opslagvolume van ca. 150.000 m<sup>3</sup>. Het werkelijke volume wisselt per caveerne, en varieert tussen 125.000 m<sup>3</sup> en 200.000 m<sup>3</sup>.</p>
Mw 35 lid 1b	<p><b>B5.4) Duur van de opslag</b></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> <p>Binnen de opslagperiode van 30 jaar wordt de olie in elk van de opslagcavernes waarschijnlijk diverse keren ververst. Redenen hiervoor kunnen zijn:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- de strategische olievoorraad is nodig vanwege het ontstaan van een oliecrisis;</li> <li>- de commercieel opgeslagen olievoorraad wordt op de markt gebracht vanwege de hiermee te</li> </ul>

genereren opbrengst;

- de opgeslagen olie dient ververst te worden, bijvoorbeeld omdat de specificaties van de olie veranderen of om veroudering van de opgeslagen olie te voorkomen.

In het MER (Milieueffectrapport voor de opslag van gasolie in bestaande zoutcavernes, Tauw, april 2013) is uitgegaan van de volgende gemiddelde situatie:

Soort opslag	Activiteit	Toelichting	Volume-impact (m <sup>3</sup> )	# uitslagen (30 jr)	# inslagen (30 jr)	# bewegingen <sup>2</sup> (30 jr)	# bewegingen (per activiteit)	# bewegingen (gemiddeld p.j.)
Strategisch	Vullen/leggen	De cavernes worden volledig geleegd en gevuld, naar verwachting vijfmaal regulier geleegd en eenmaal geleegd naar aanleiding van een grote crisis <sup>1</sup>	500.000	6	6	300.000	50.000	10.000
	Grote crisis		75.000	3	3	22.500	7.500	750
	Verversing							
	Kleine crisis	Er wordt een beroep gedaan op 15% van het volume door COVA	75.000	3	3	22.500	7.500	750
	Grote crisis	Naar verwachting zal een grote crisis waarbij het totale volume uit de caveerne wordt gehaald, één verversingscyclus (inslag & uitslag) onnodig maken, dit zal door timing en onvoorspelbaarheid van de crisis, waardoor al activiteiten hebben plaatsgevonden, niettemin leiden tot extra vervoersbewegingen voor 15% <sup>3</sup> van het opslagvolume	75.000	1	1	7.500	7.500	250
Commercieel	Commerciële opslag	Het volledige volume wordt ververst	250.000	12	12	300.000	25.000	10.000
				22	22	630.000		21.000

<sup>1</sup> In de praktijk zullen de cavernes één voor één worden ververst en vindt de hele cyclus gedurende twee jaar plaats, aangenomen dat alle cavernes op hetzelfde moment ververst moeten worden

<sup>2</sup> Het # bewegingen wordt berekend volgens de volgende formule: (((# uitslagen) + [# inslagen]) x [volume-impact]) / [tankwagenvolume = 40 m<sup>3</sup>] x 2 (= heen en terug)

<sup>3</sup> 15% is een 'best guess', afhankelijk van de timing van een crisis en daaraan gekoppeld de hoeveelheid overlap met verversing

Dit impliceert dat er gemiddeld jaarlijks 210.000 m<sup>3</sup> gasolie uit de cavernes gehaald wordt (namelijk 5.250 tankwagens van 40 m<sup>3</sup> leeg heen en vol terug, totaal dus 10.500 transportbewegingen) en eenzelfde hoeveelheid erin gebracht wordt (namelijk 5.250 tankwagens van 40 m<sup>3</sup> vol heen en leeg terug, wederom totaal dus 10.500 transportbewegingen). Uitgaande van in totaal 750.000 m<sup>3</sup> opgeslagen olie betekent dit dat iedere caveerne elke 3,6 jaar volledig geleegd en gevuld wordt. Tijdens een oliecrisis kan het echter ook voorkomen dat in één jaar bijna alle olie uit de cavernes gehaald wordt (maximaal 27.500 vrachtwagenbewegingen, oftewel 550.000 m<sup>3</sup> uitgereden olie).

Inmiddels is duidelijk dat het in het MER aangehouden aantal verversingen, crises en commerciële handelingen een overschatting is van de vermoedelijke daadwerkelijke situatie, o.a. vanwege het maximaal aantal in de milieuvergunning van de Argos-terminal in Hengelo vastgelegde olietransporten en door commercieel gebruik van de opgeslagen olie slim te plannen waardoor verversingen niet nodig zijn. In het door Argos opgestelde Vervoersplan Olieopslag in Cavernes in Twente, dat is opgesteld in nauw overleg met de gemeenten Hengelo en Enschede, is een realistischer inschatting gemaakt van de opslag. Daaruit blijkt dat er gemiddeld ca. 75.000 m<sup>3</sup> olie per jaar uit de cavernes gehaald wordt (namelijk 1.875 tankwagens van 40 m<sup>3</sup> leeg heen en vol terug, totaal 3.750 transportbewegingen) en er weer in wordt gestopt (namelijk 1.875 tankwagens van 40 m<sup>3</sup> leeg heen en vol terug, totaal 3.750 transportbewegingen). Oftewel: elke caveerne wordt gemiddeld eens in de 10 jaar volledig geleegd en gevuld (want: 750.000 m<sup>3</sup> opgeslagen olie / 75.000 m<sup>3</sup>/jaar = 10 jaar). Alleen in geval van een oliecrisis wordt vrijwel alle olie uit de cavernes gehaald (maximaal 550.000 m<sup>3</sup> per jaar) en vermoedelijk in het jaar erna weer ingebracht. Dit is als volgt te vertalen in een tabel met (mogelijke) in- en uitgaande stromen:

Jaar	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Aantal transportbewegingen (x 1000)	25	12,5	0	0	12,5	12,5	0	0	12,5	12,5	0	0	12,5	12,5	0	0	12,5	12,5	0	0	12,5	12,5	0	0	12,5	12,5	0	0	12,5	25
Hoeveelheid uitgaande olie (x 1000 m <sup>3</sup> )	0	0	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	250	500
Hoeveelheid ingaande olie (x 1000 m <sup>3</sup> )	500	250	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	125	125	0	0	0	0
Crisis in jaar 15: uitgaande olie (x 1000 m <sup>3</sup> )															550															
Crisis in jaar 15: ingaande olie (x 1000 m <sup>3</sup> )																550														

NB: Een crisis in jaar 15 zal ertoe leiden dat er in jaar 17 en 18 nauwelijks verversing nodig zal zijn. Dit is niet in deze tabel verwerkt.

Daarbij moet echter worden opgemerkt dat het op voorhand niet te voorspellen is wanneer de olie ververst moet worden, wanneer er olie voor commerciële doeleinden opgeslagen en weer uit de cavernes gehaald wordt en wanneer een eventuele oliecrisis zich zal voordoen. Dit schema is dus puur indicatief, maar geeft wel een idee van de grootte van de in- en uitgaande stromen en van het aantal jaren zonder activiteiten. Globaal bestaat het schema dus uit een afwisseling van jaren dat er 125.000 m<sup>3</sup> uit een caveerne gehaald wordt en er ook weer ingestopt wordt en jaren dat er geen activiteit plaatsvindt. Gemiddeld betekent dit dat er ongeveer 75.000 m<sup>3</sup> olie per jaar in- en uitgaat.

Mb 26 lid 1c  
Mb 27b

**B6) Stoffen die jaarlijks worden gebruikt en meegeproduceerd**

Tijdens de opslagactiviteit ontstaan geen afvalstoffen, naast geringe hoeveelheden afvalstoffen die als huishoudelijk dan wel als KWD (kantoor, winkel, diensten) afval moeten worden gezien.

De volgende stoffen zijn tijdens het proces vereist en zijn als zodanig op De Marssteden aanwezig:

Stof	Wijze van opslag	Maximale hoeveelheid (m <sup>3</sup> )	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

**C) Gegevens inzake bodembeweging.**

*(Alleen in te vullen voor opslagplannen voor voorkomens gelegen aan de landzijde van de 3 zeemijlszone).*

Mw 35 lid 1f  
Mb 26 lid 1g

**C1) Aard van de bodembeweging**

**bodemdaling**

*Zoutwinning*

De optredende bodemdaling in het boorterrein Hengelo is het gevolg van kruip van het steenzout bij het optreden van deviatorische spanning. Deviatorische spanning ontstaat doordat tijdens zoutwinning het drukevenwicht ter plaatse wordt verstoord als gevolg van onttrekking van zout. Echter, de in eerste aanleg optredende deviatorische spanning is zeer beperkt, omdat de verzadigde pekkel waarmee de caveerne gevuld is zorgt voor tegendruk. De resterende deviatorische spanning rondom de caveerne wordt herverdeeld door kruip van zout, en heeft geringe bodemdaling tot gevolg (zie onder).

Aan het maaiveld treedt de bodemdaling op in de vorm van een zogenaamde bodemdalingskom. 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 (%).

Voor de in het betreffende 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 zo gering is dat deze niet meetbaar zal zijn.

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 (onder meer als gevolg van isostasie).

Samenvattend kan gesteld worden dat geen schade als gevolg van bodemdaling door zoutwinning te verwachten is (zie ook paragraaf C4).

#### *Opslag van gasolie*

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 pekdruk 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 in het slechtste geval gelijk, wat ook bevestigd wordt door de geomechanische studies van onafhankelijke experts (zie ook paragraaf B5.1). Cavernes die voor de opslag van gasolie in gebruik zullen worden genomen zijn door zowel IfG (Bijlage 10) als WEP (Bijlage 13) als stabiel beoordeeld.

In de praktijk zal de bodemdaling nog geringer zijn, want de cavernes zullen niet meer voor zoutwinning gebruikt worden tijdens de opslagactiviteit. Door de pekeldruk 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) uitgeproduceerde pekeldrukcaveerne. Daarmee is de resulterende bodemdaling aan het maaiveld 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 huidige evenwichtige spanningsverdeling is ontstaan tijdens de pekeldrukproductie in de afgelopen decennia. Door deze 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 dan vervangen zal worden door verzadigde pekeldruk. De caveerne wordt hierdoor niet groter waardoor de situatie weer vergelijkbaar wordt met die voor begin van de opslag van gasolie (winning van steenzout).

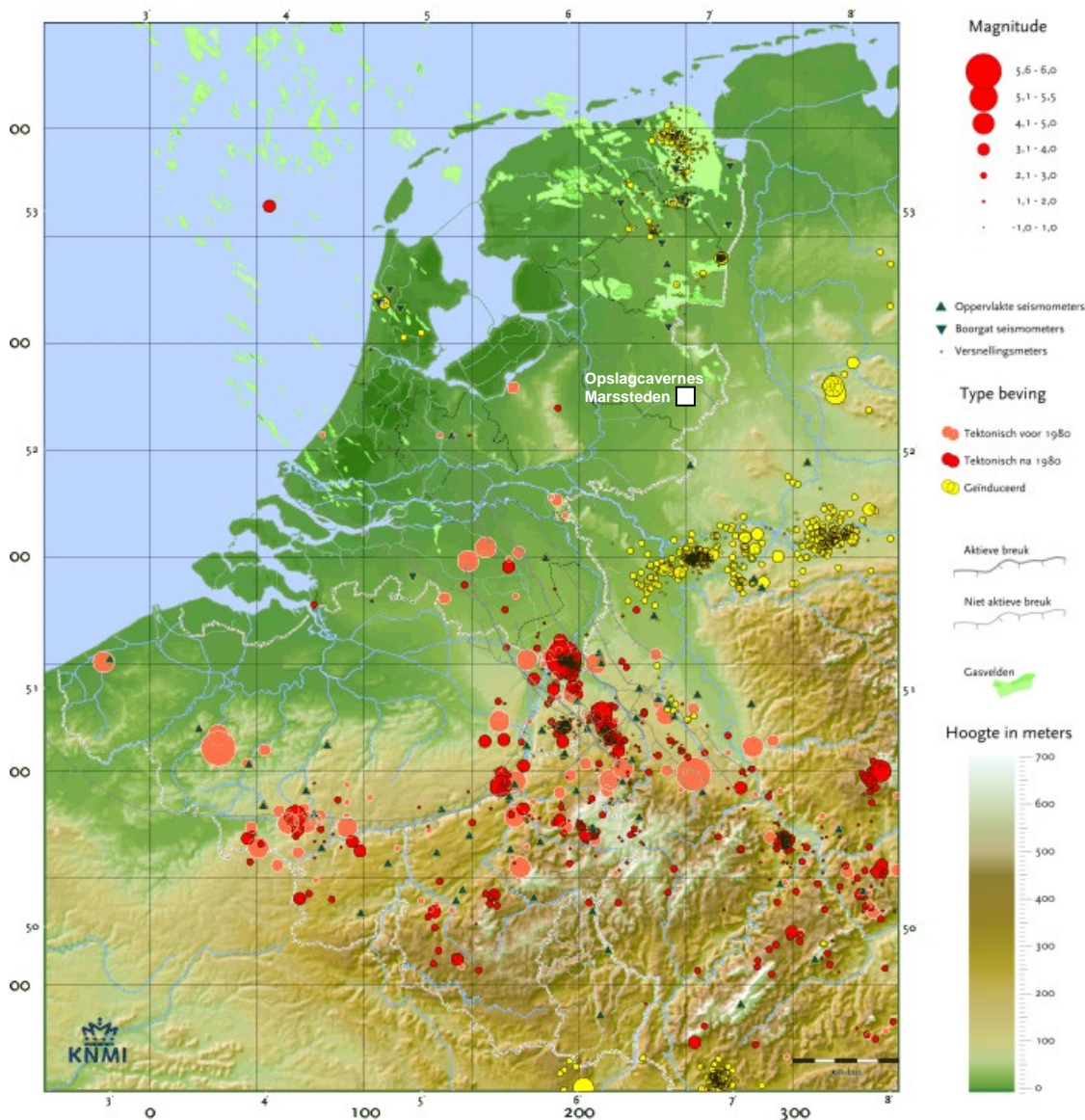
#### **☑ bodemtrilling**

Bodemtrillingen ontstaan door de schoksgewijze ontlading van over een lange periode opgebouwde spanning 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, deze deviatorische 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.

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 zijn op de website van het KNMI (<http://www.knmi.nl>) te vinden en laten 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 oplosmijnbouw (zie Figuur 9). Ook in de literatuur zijn geen aanwijzingen te vinden voor het optreden van bodemtrillingen in relatie tot de winning van zout door oplosmijnbouw.

Geconcludeerd kan worden dat het uiterst onwaarschijnlijk is dat door de winning van steenzout door oplosmijnbouw bodemtrillingen ontstaan. Hetzelfde geldt voor de opslag van gasolie in cavernes, waarvoor, zoals hierboven gesteld, het gesteentemechanische model niet wezenlijk afwijkt van dat voor de winning van steenzout.

In paragraaf C3 wordt ingegaan op de risico's veroorzaakt door natuurlijke bevingen en trillingen als gevolg van de aardolie- en aardgaswinning in Nederland (geïnduceerde bevingen).



Figuur 9: Ligging van de olieopslagcavernes in De Marssteden in relatie tot de locatie en sterkte van natuurlijke en geïnduceerde aardbevingen in Nederland en omliggende landen in de periode 1904-2004 (bron: KNMI).

Aanvullend hieraan kan gesteld worden dat het meetplan voor het betreffende gebied (Meetplan Twenthe-Rijn 2012, revisie 00 (Oranjewoud, 20 oktober 2011)) vanwege de uitbreiding van de olieopslag met caveerne 381, beperkt wordt aangepast. Deze aanpassing betreft de Meetnetkaart (Bijlage 3, P55.91.47/970 Meetplan 2012).

Vanwege de uitbreiding van de voor olieopslag bestemde cavernes met caveerne 381 is deze Meetnetkaart als volgt aangepast:

- de theoretische invloedssfeer voor bodemdaling is uitgebreid met de theoretische invloedssfeer voor bodemdaling boven caveerne 381;
- de oorspronkelijke meetkring 25 is opgesplitst in twee meetkringen (25 en 43) door toevoeging van een sectie tussen peilmerk 34F0298 en 34F0047;
- er worden twee extra meetpunten in de bestaande bebouwing aan de Winterhaarweg gerealiseerd.

Hiervoor is een Addendum ingediend op het Meetplan Twenthe-Rijn 2012, revisie 00 (Oranjewoud, 20 oktober 2011)) en is een herziene Meetnetkaart geleverd aan Staatstoezicht op de Mijnen (kaart P55.91.47/970 wijz. nr. OA).



<p>Mb 24 lid 1m</p>	<p><b>C2) Bodemdalingscontouren (uiteindelijk verwachte mate van bodemdaling)</b></p> <p>Zoals in paragraaf 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 zo gering is dat ze onder de detectiegrens ligt. Omdat de bodemdaling in de praktijk niet meetbaar is, is het niet mogelijk om een betrouwbaar beeld te geven van de contouren van de verwachte uiteindelijke bodemdaling.</p> <p>Omdat de omstandigheden bij opslag van gasolie – de druk in de caverne, en de spanningsverdeling rondom de caverne – niet wezenlijk verschillen van die bij de winning van steenzout, zijn de verwachtingen over de optredende bodemdaling gelijk, en geldt ook hier dat het niet mogelijk om een betrouwbaar beeld te geven het verwachte verloop van de bodemdaling in de tijd en, bij gevolg, de verwachte uiteindelijke bodemdaling.</p>
<p>Mb 24 lid 1n Mb 24 lid 1o</p>	<p><b>C2.1) Verloop bodemdaling in tijd</b></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 pekkel 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. Wel is in de periode november 2012 – maart 2013 een zogenaamde nulmeting uitgevoerd voor de meetpunten die betrekking hebben op de olieopslagcavernes in De Marssteden.</p>
<p>Mb 24 lid 1p</p>	<p><b>C3) Risicoanalyse omtrent bodemtrillingen</b></p> <p>In paragraaf 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). De risico's hiervan worden in dit onderdeel geadresseerd.</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 lekdichtheid gecompromiteerd wordt nihil. Echter, het bovengrondse deel van het opslagsysteem kan mogelijk schade ondervinden van de oppervlaktegolven die optreden bij een aardbeving, dit is afhankelijk van de sterkte van de aardbeving en de diepte waarop deze plaatsvindt. 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 (zie Figuur 9). 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. Omdat de drukdaling niet overal gelijktijdig en in gelijke mate optreedt, vindt differentiële compactie plaats, waardoor spanningen worden opgebouwd. De opgebouwde spanningen leiden tot plotselinge bewegingen langs bestaande breuken, waardoor in Groningen ondiepe (&lt; 4 km), lichte aardbevingen kunnen plaatsvinden, tot kracht 5 op de Schaal van Richter volgens recente studie van Staatstoezicht op de Mijnen [Ref 7]. Dit is te licht om in Twente, op een afstand van meer dan 100 km, gevolgen te hebben.</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 500 jaar voorkomt. Infrastructuur op of net onder het aardoppervlak (zoals boorgatafsluiters, buisleidingen, boorgaten) is goed bestand tegen dergelijke sterktes (Ref. 2).</p>

	Geconcludeerd mag worden dat het risico op schade aan het olieopslagsysteem als gevolg van bodemtrillingen niet te verwachten is.
Mb 24 lid 1q	<p><b>C4) Omvang en aard van schade door bodembeweging</b></p> <p><b>C4.1 Algemeen</b>  Bodemdaling door zoutwinning is een zeer geleidelijk en gelijkmatig proces en manifesteert zich aan de oppervlakte in de vorm van platte, zeer gelijkmatige bodemdalingen boven de cavernes. Deze bodemdalingen veroorzaken een hellend vlak in het maaiveld, waarvan de gradiënt zeer gering is. Voor de in het boorterrein Hengelo gebruikelijke extractiegraad – omstreeks 15 % – is de bodemdaling per 100 jaar <math>\leq 5</math> 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.</p> <p>Cavernes die voor de opslag van gasolie in gebruik genomen worden zijn door zowel IfG (Bijlage 10) als WEP (Bijlage 13) als stabiel beoordeeld. Omdat het opslagconcept erin voorziet dat de gasolie onder pekdruk wordt opgeslagen, zijn de omstandigheden bij opslag van gasolie – de druk in de caveerne, en de spanningsverdeling rondom de caveerne – niet wezenlijk verschillend van die bij de winning van steenzout. Tevens kan gesteld worden dat, omdat de olieopslagcavernes niet meer voor zoutwinning gebruikt worden tijdens de opslagactiviteit, en de pekeldruk uit de deze cavernes gestaakt is voor zij hun maximaal toegestane omvang bereiken, zij een kleiner volume hebben dan uitgeproduceerde cavernes. Bij dergelijke kleinere cavernes is de te verwachten resulterende bodemdaling aan het maaiveld verhoudingsgewijs nog geringer dan bij een grotere, uitgeproduceerde pekeldrukcaveerne. In alle gevallen geldt dat schade als gevolg van bodemdaling niet te verwachten is.</p> <p>Voor de verwachting van aard en omvang van mogelijke schade door bodemtrillingen wordt verwezen naar de paragrafen C1 en C3 van dit opslagplan.</p> <p>In paragraaf C1 wordt uitgelegd dat het zeer onwaarschijnlijk is dat bodemtrillingen zullen ontstaan als gevolg van zoutwinning uit of opslag in cavernes. Schade als gevolg van bodemtrillingen is daarom niet te verwachten.</p> <p>In paragraaf C3 wordt toegelicht dat schade aan het olieopslagsysteem als gevolg van aardbevingen of bodemtrillingen geïnduceerd door gaswinning niet te verwachten is omdat a) de olieopslagcavernes zelf op 500 m onder het aardoppervlak liggen waar het effect van de (meest destructieve) Rayleigh oppervlaktegolven minimaal is, en b) de herhalingsperiode van een bodemtrilling in het Marssteden gebied met een magnitude hoger dan 4 door het KNMI wordt berekend op eens in de 500 jaar. Lichte schade aan het opslagsysteem nabij en op het aardoppervlak is niet uit te sluiten bij een bodemtrilling met een magnitude van 4, maar een herhalingsperiode van 500 jaar wordt als zeer gering beschouwd in het licht van de aangevraagde opslagduur van 30 jaar.</p> <p><b>C4.2 Schade aan openbare infrastructuur door bodembeweging</b>  Omdat de bodemdaling een geleidelijk en gelijkmatig verloop heeft, en de resulterende vervorming (zoals scheefstand, kromming, en horizontale rek) van de bovengrond zeer klein is (in de praktijk niet meetbaar), wordt geen schade aan openbare infrastructuur verwacht als gevolg van bodemdaling. Ook schade als gevolg van bodemtrillingen door zoutwinning wordt niet verwacht.</p> <p><b>C4.3 Schade aan bouwwerken door bodembeweging</b>  Omdat de bodemdaling een geleidelijke en gelijkmatig verloop heeft, en de resulterende vervorming (zoals scheefstand, kromming, en horizontale rek) van de bovengrond zeer klein is (in de praktijk niet meetbaar), wordt geen directe schade aan bouwwerken verwacht. Ook schade als gevolg van bodemtrillingen door zoutwinning wordt niet verwacht.</p> <p><b>C4.4 Schade aan natuur en milieu door bodembeweging</b>  Omdat de bodemdaling een geleidelijke en gelijkmatig verloop heeft, en de resulterende vervorming (zoals scheefstand, kromming, en horizontale rek) van de bovengrond zeer klein is (in de praktijk niet meetbaar), wordt geen directe schade aan bouwwerken verwacht. Ook schade als gevolg van bodemtrillingen door zoutwinning wordt niet verwacht.</p>
Mb 24 lid 1r	<p><b>C5) Maatregelen om bodembeweging te voorkomen / te beperken</b></p> <p>In het selectieproces voor de olieopslagcavernes zijn een aantal criteria opgenomen die de stabiliteit waarborgen. Cavernes die voor de opslag van gasolie in gebruik genomen worden zijn door zowel IfG</p>

	(Bijlage 10) als WEP (Bijlage 13) als stabiel beoordeeld. Een van de maatregelen die getroffen wordt om dit te bewerkstelligen is de handhaving van een drukregime in de caveerne tijdens de opslagactiviteit en het afsluiten van de toegangsboringen na beëindiging van de opslagactiviteit.
Mb 24 lid 1s	<p><b>C6) Maatregelen die gevolgen van schade door bodembeweging beperken of voorkomen</b></p> <p>Teneinde schade door bodembeweging te beperken of te voorkomen, zijn stabiele, inherent veilige cavernes geselecteerd, en wordt de opslag uitgevoerd bij operationele drukken die vergelijkbaar zijn met die tijdens pekelwinning.</p> <p>De Mijnbouwwet zelf bevat een beperkt aantal voorzieningen voor schade als gevolg van zoutwinning, die vooral bedoeld zijn om een particuliere schadelijdende te ondersteunen bij zijn schadeclaim jegens de mijnbouwonderneming. Zo kan een persoon advies vragen aan de TCBB, conform paragraaf 6.2, Mijnbouwwet, over het oorzakelijke verband tussen schade en de zoutwinning, en over de hoogte van het schadebedrag. Als aanvullende bescherming en ter verzekering van het belang van omwonenden en derden is Hoofdstuk 9, “waarborgfonds mijnbouwschade”, in de Mijnbouwwet opgenomen en rust daarenboven op de exploitant van een mijnbouwwerk een risicoaansprakelijkheid voor schade die ontstaat door beweging van de bodem als gevolg van exploitatie van dat werk.</p>
	<b>D) Gegevens inzake beëindiging opslag.</b>
Mb 26 lid 1f Mb 27a	<p><b>D1) Beëindiging van de opslag</b></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 pek) gevuld. Afhankelijk van de omstandigheden kan de caveerne worden afgesloten of eventueel worden aangewend voor ander gebruik, in casu pekelwinning. In het geval van beëindiging van het gebruik van de cavernes zal binnen de daarvoor geldende termijn een sluitingsplan worden ingediend.</p> <p><b>D2) Cavernes na opslagperiode</b></p> <p>Na afloop van de opslagperiode wordt de gasolie uit de caveerne verwijderd door toevoeren van water of verzadigde pek. De pek is afkomstig uit andere zoutcavernes die voor pekproductie worden gebruikt in het zoutwingebied van AkzoNobel in Twente. Uiteindelijk blijft er een caveerne over die gevuld is met verzadigde pek. Deze eindsituatie is gelijk aan de huidige situatie na beëindiging van de zoutwinning.</p> <p><b>D3) Aanvullende maatregelen benodigd in vergelijking met andere zoutcavernes.</b></p> <p>Bij reguliere zoutwinning wordt ook gasolie gebruikt, als mijnbouwhulpstof ter bescherming van het zoutdak. Maximaal wordt 100 m<sup>3</sup> gasolie per caveerne gebruikt. Na afloop van de zoutwinning wordt de 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.</p> <p>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).</p>

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 pekkel in het omringende zoutgesteente doordringt (permeatie) en de druk in de caveerne niet verder stijgt. Er ontstaat een evenwichtstoestand waarbij de druktoename door convergentie van de caveerne en volumevergroting van de pekkel gecompenseerd worden door de hoeveelheid pekkel 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 Modelling kunnen genoemde effecten gekwantificeerd en beoordeeld worden. De tijd die verstrijkt voordat lithostatische druk wordt bereikt, de hoeveelheid verdrongen pekkel in m<sup>3</sup>/jaar en de aan het maaiveld resulterende bodemdaling kunnen zo inzichtelijk gemaakt worden.

De BGR concludeert dat het na afsluiting van een caveerne geruime tijd<sup>1</sup> duurt voordat de lithostatische druk bereikt wordt. Voor het zout in Hengelo (of voor andere gelaagde zoutafzettingen) zijn nooit berekeningen gedaan naar de periode waarin na afsluiting de lithostatische druk in de caveerne bereikt

<sup>1</sup> Toelichting:

wordt. Deze zijn eind jaren 90 wel gedaan voor Heiligerlee en Zuidwending. Daaruit blijkt dat, zonder temperatuureffect, dit na ca. 100 jaar het geval is. Strikt genomen is het zout in Hengelo niet vergelijkbaar met dat in Heiligerlee/Zuidwending (geringere diepte, kleinere hoogte caverne). Wel kan gesteld worden dat deze verschillen in principe tot gevolg hebben dat de periode waarbinnen de lithostatische druk in de caverne na afsluiting bereikt wordt langer zal zijn en dus minimaal meer dan 100 jaar zal bedragen. Er geldt namelijk dat 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. Wat een maatschappelijk relevant tijdvak is, wordt nergens in wet- of regelgeving gedefinieerd. In de praktijk wordt een tijdvak van 1000 jaar vanaf heden als relevant gezien en binnen het project Pilot Stabilisatie Cavernes Twente wordt zelfs 10.000 jaar aangehouden als tijdsperiode dat ingebrachte stoffen veilig dienen te zijn. Echter, aangezien deze uitspraken gebaseerd zijn op de ervaringen die zijn opgedaan in een periode van 50 tot 100 jaar, is het noemen van langere periodes niet met ervaringen onderbouwd. Hoe dan ook kan gesteld worden dat binnen de opslagperiode de holruimte zeker niet van vorm of plaats zal veranderen en dat met aan zekerheid grenzende waarschijnlijkheid te stellen is dat dit ook in de eerstvolgende honderden jaren niet het geval zal 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.**

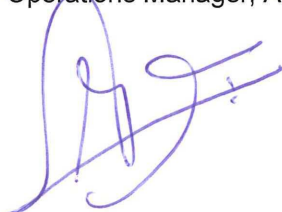
Na beëindiging van de gasolieopslag wordt een zogenaamde eindmeting (sonar) uitgevoerd om de eindsituatie vast te leggen. Verder wordt naar het onder D1 gestelde verwezen.

#### **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. Wat een maatschappelijk relevant tijdvak is, wordt nergens in wet- of regelgeving gedefinieerd. In de praktijk wordt een tijdvak van 1000 jaar vanaf heden als relevant gezien en binnen het project Pilot Stabilisatie Cavernes Twente wordt zelfs 10.000 jaar aangehouden als tijdsperiode dat ingebrachte stoffen veilig dienen te zijn. Echter, aangezien deze uitspraken gebaseerd zijn op de ervaringen die zijn opgedaan in een periode van 50 tot 100 jaar, is het noemen van langere periodes niet met ervaringen onderbouwd. Hoe dan ook kan gesteld worden dat binnen de opslagperiode de holruimte niet zal bezwijken en dat met aan zekerheid grenzende waarschijnlijkheid te stellen is dat dit ook in de eerstvolgende honderden jaren niet het geval zal zijn.

#### **Ondertekening**

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



Datum: Hengelo, 18 april 2013

# **Vertrouwelijke bedrijfsinformatie**

Bekend bij het Ministerie van Economische Zaken

## 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.	Ja	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 Dieselkraftstoff. 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
[12a]	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
[12b]	Cavern-specific risk assessment of gas oil storage in cavern 381, AkzoNobel, 2013	Nee	Ja	Ja
[13a]	Clovis Project 'Second opinion' Gesteentemechanische 3-D modellering, Well Engineering Partners (WEP), 2013	Nee	Ja	Ja
[13b]	Gesteentemechanische analyse van caverne 381, Well Engineering Partners (WEP), 2013	Nee	Ja	Ja
[14]	Bowtie 'Breach of confinement' (A0, A3)	Nee	Ja	Ja
[15]	Bowtie 'Irretrievable 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](http://www.knmi.nl/cms/content/22905/seismisch_risico_in_nederland)



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](mailto:anco.bakx@northseagroup.com)  
W [www.northseagroup.com](http://www.northseagroup.com)

### **Bijlage**

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

Depot productspecificatie <b>Diesel - 10ppm</b>					
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
<b>QPP</b> 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 <b>HBO- 1000ppm</b>					
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 [2a]

Geological Analysis of The Marssteden Area Twente Region. Geowulf Laboratories,  
GL.10.121, December 2010

**VERTROUWELIJK DOCUMENT**



Bijlage [2b] & [2c]

Appendix A and B to Geological Analysis of The Marssteden Area Twente Region. Geowulf Laboratories, GL.10.121, December 2010

**VERTROUWELIJK DOCUMENT**





Bijlage [3]

Memo Detailed Geology De Marssteden. AkzoNobel, Marinus den Hartogh, Hengelo,  
Februari 2011.

**VERTROUWELIJK DOCUMENT**



Bijlage [4]

Kartering Twenthe-Rijn, Uitbreiding Twenthe-Rijn en Buurse Concessie. Nederlands Instituut voor Toegepaste Geowetenschappen TNO, Projectnummer 147377611, Haarlem, April 1997.

**VERTROUWELIJK DOCUMENT**



Bijlage [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.

**VERTROUWELIJK DOCUMENT**



Bijlage [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.

**VERTROUWELIJK DOCUMENT**







# 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**

<b>1</b>	<b>Verkürzte Zusammenfassung</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Einführung</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Auftrag und Arbeitsumfang</b>	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>Voraussetzungen (V), Annahmen (A) und Idealisierungen (I)</b>	<b>8</b>
<b>5</b>	<b>Stoffgesetze</b>	<b>9</b>
<b>6</b>	<b>Randbedingungen und Berechnungsannahmen</b>	<b>10</b>
<b>7</b>	<b>Bewertungskriterien</b>	<b>11</b>
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
<b>8</b>	<b>Arbeitspaket 1: Derzeitiges Design</b>	<b>15</b>
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
<b>9</b>	<b>Arbeitspaket 2: Zukünftiges Design</b>	<b>44</b>
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
<b>10</b>	<b>Zusammenfassender Vergleich AP1 und AP2</b>	<b>71</b>
<b>11</b>	<b>Gebirgsmechanische Bewertung der Standfestigkeit der Klasse 0-Kavernen im Kavernenfeld Hengelo</b>	<b>72</b>
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
<b>12</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>76</b>

## 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 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 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. m<sup>3</sup> 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).

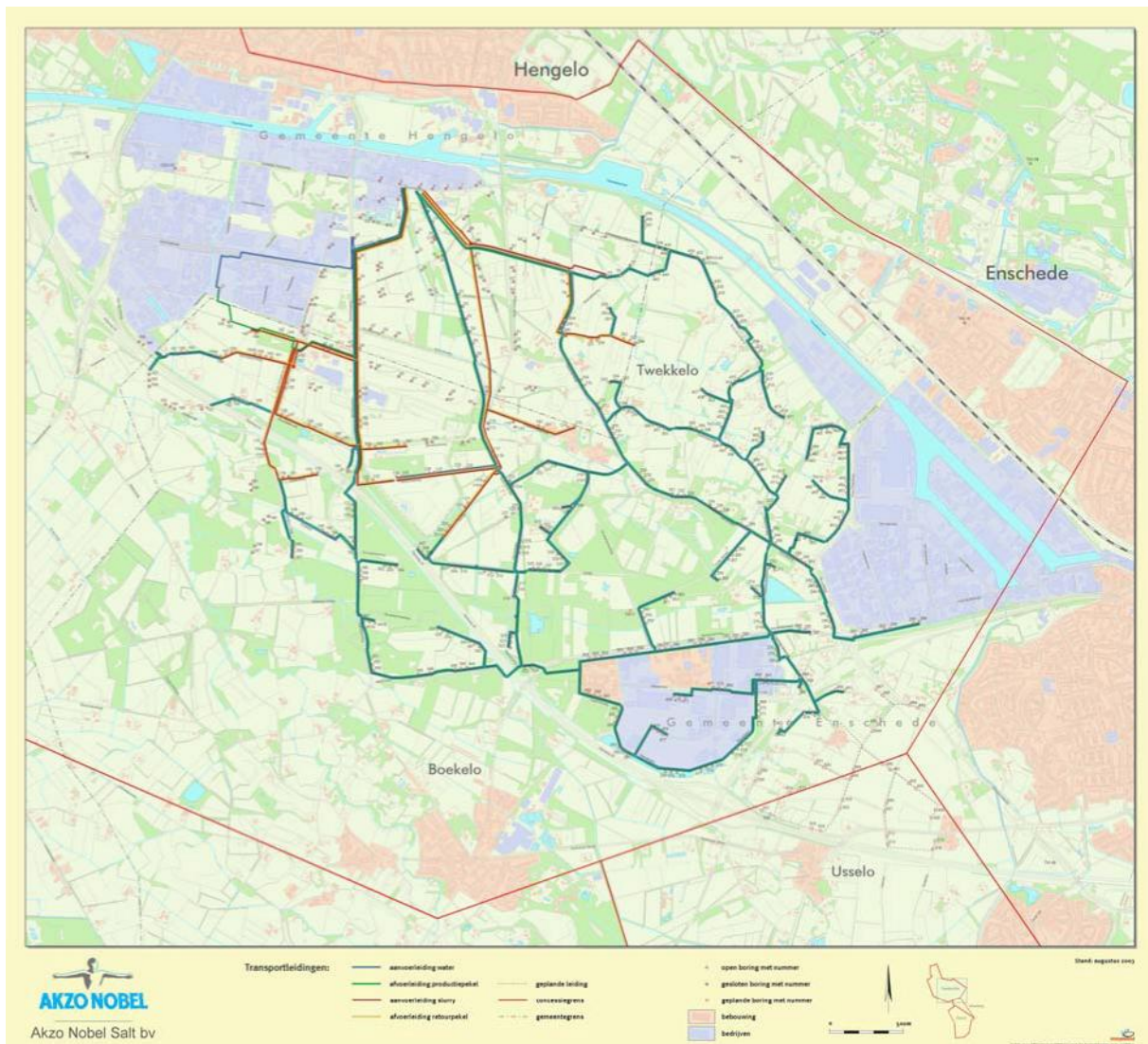


Abbildung 1: Kavernenfeld Hengelo

### 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 Soldurchmesser) und nach neuem Design (2 Bohrungen je Kaverne mit 60 m Abstand und 120 m Soldurchmesser) 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 Rötsalz wurde variiert (1, 5 und 10 m). Zusätzlich wurden im Hangenden direkt oberhalb des Rötsalzes 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 Rötsalz 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 Rötsalzes 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. Feuchte-kriechen, 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.

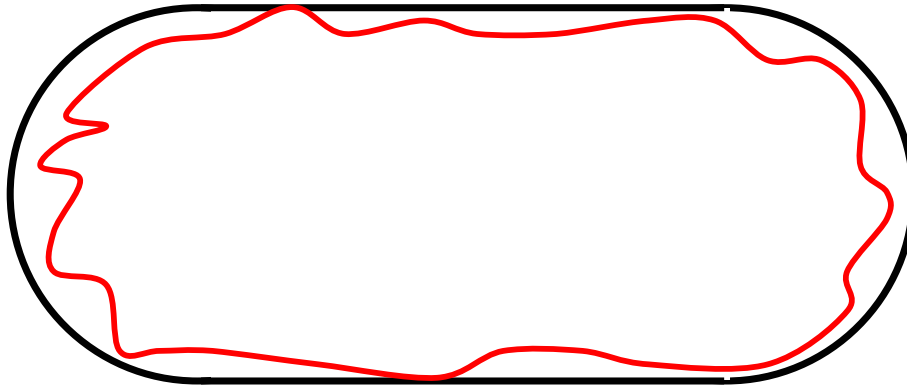


Abbildung 2: Schematischer Grundriss einer Kaverne: Für die Modellierung angenommene abdeckende Einhüllende (schwarz) und tatsächlich vorhandene Kavernenkontur (rot)

### 5 Stoffgesetze

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

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

mit

- $\dot{\epsilon}_{ij}^t$  = Gesamtverzerrungsrate,
- $\dot{\epsilon}_{ij}^{el}$  = elastischer Anteil der Verzerrungsrate,
- $\dot{\epsilon}_{ij}^{cr}$  = Kriechverzerrungsrate.

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

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

Die Kriechverzerrungsrate wird bestimmt über:

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

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

$$F = 0 = \alpha I_\sigma + \sqrt{II_s} - k$$

## 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  $\nu_i$  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  $0.010 \text{ MN/m}^3$  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.

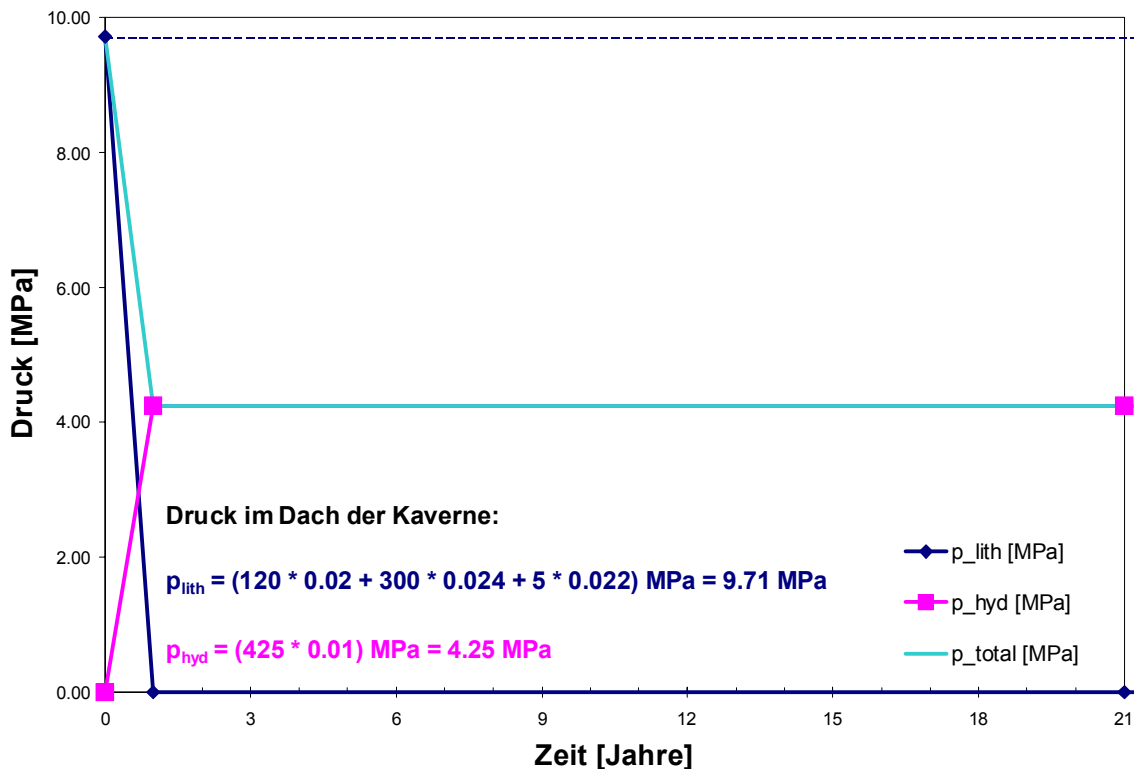


Abbildung 3: Solungssimulation (Kavernendach in 425 m Teufe)

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):

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

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  $f_2 = -0.36726 [-]$ .

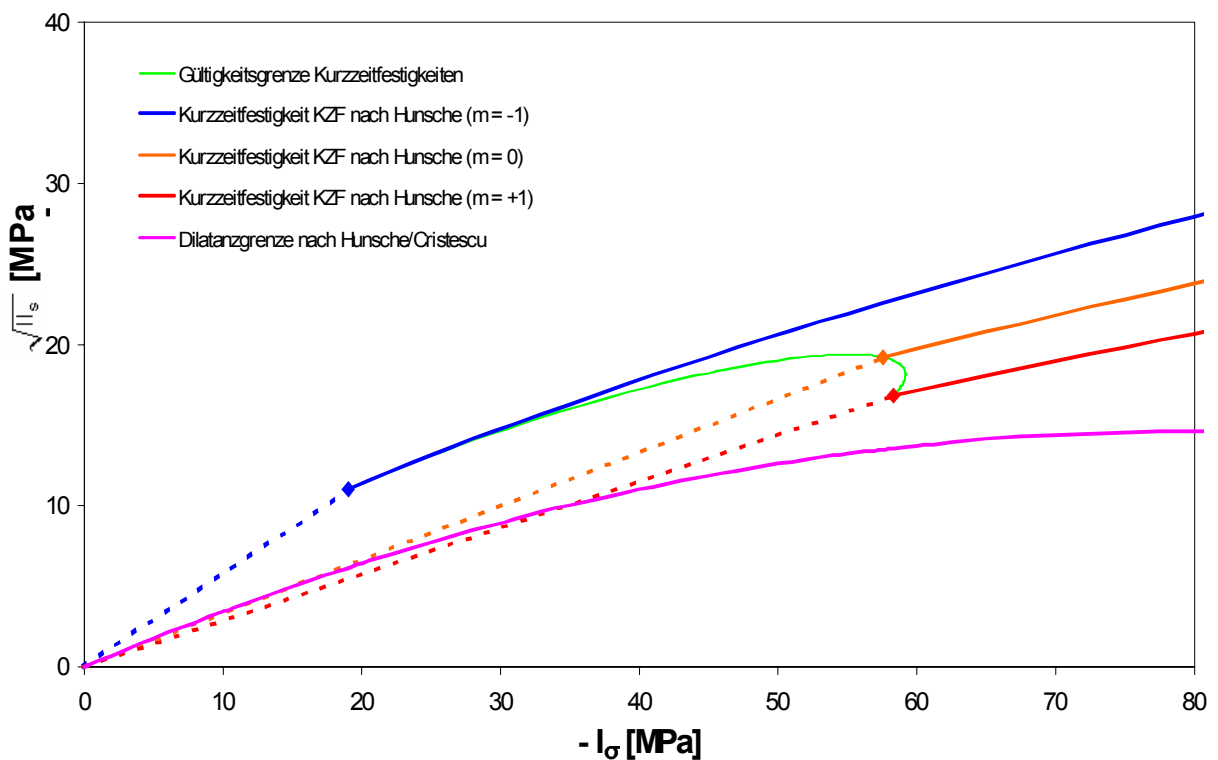


Abbildung 4: Kurzzeitfestigkeiten nach HUNSCHE, SCHULZE & LANGER (1994) und Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998)

## 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 Rötensalz 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 **kompresiblen 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	
	$\alpha$	k	$\alpha$	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:  $F = 0 = \alpha | \sigma_1 + \sqrt{II_s} - k$  , Zugspannungen positiv

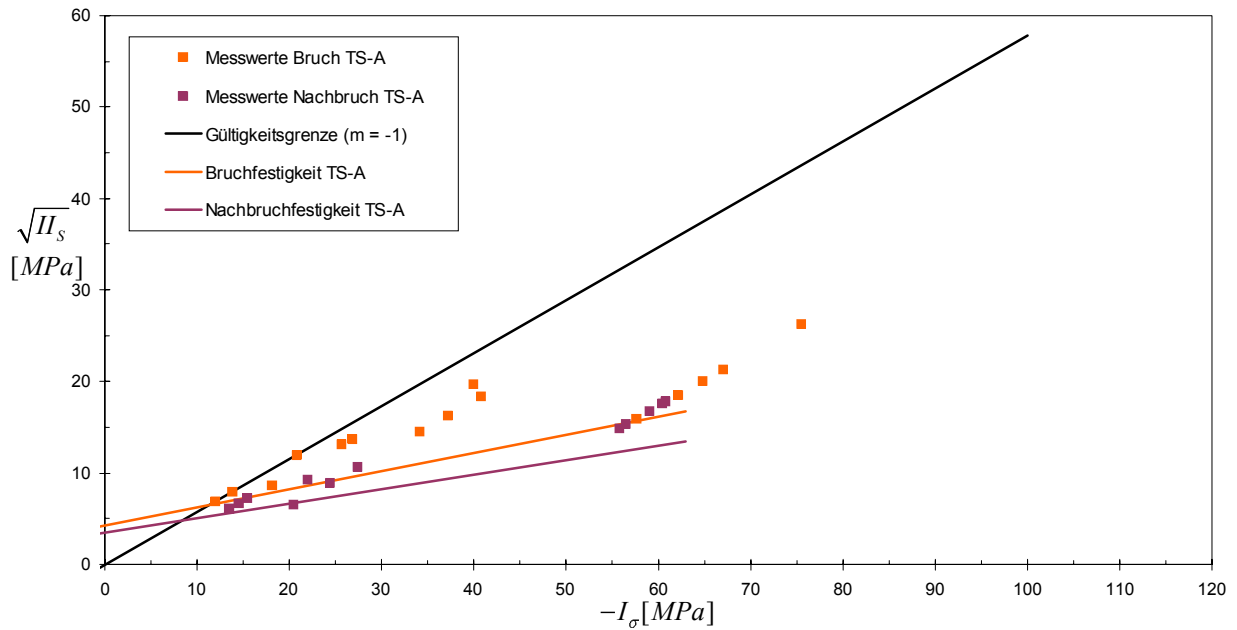


Abbildung 5: Bruch- und Nachbruchfestigkeiten von Tonstein mit geringem Anhydritanteil (TS-A)

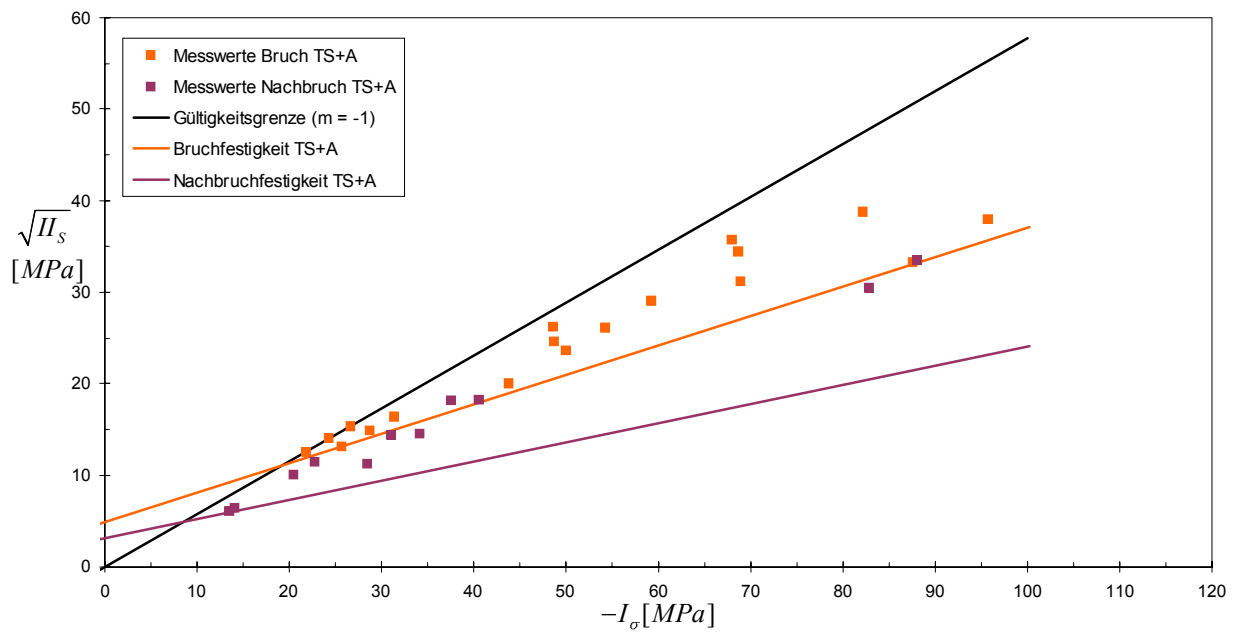


Abbildung 6: Bruch- und Nachbruchfestigkeiten von Tonstein mit hohem Anhydritanteil (TS+A)



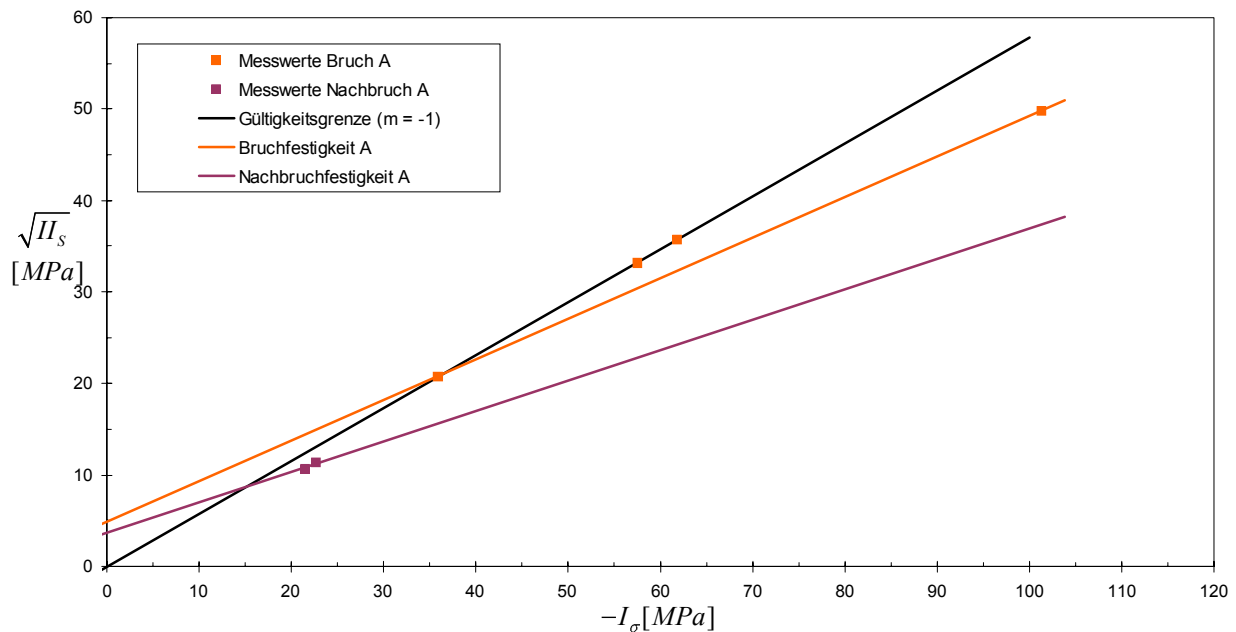


Abbildung 7: Bruch- und Nachbruchfestigkeiten von Anhydrit (A)

## 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. Diese 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]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	$\nu$ [-]	$K_0$ [-]
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

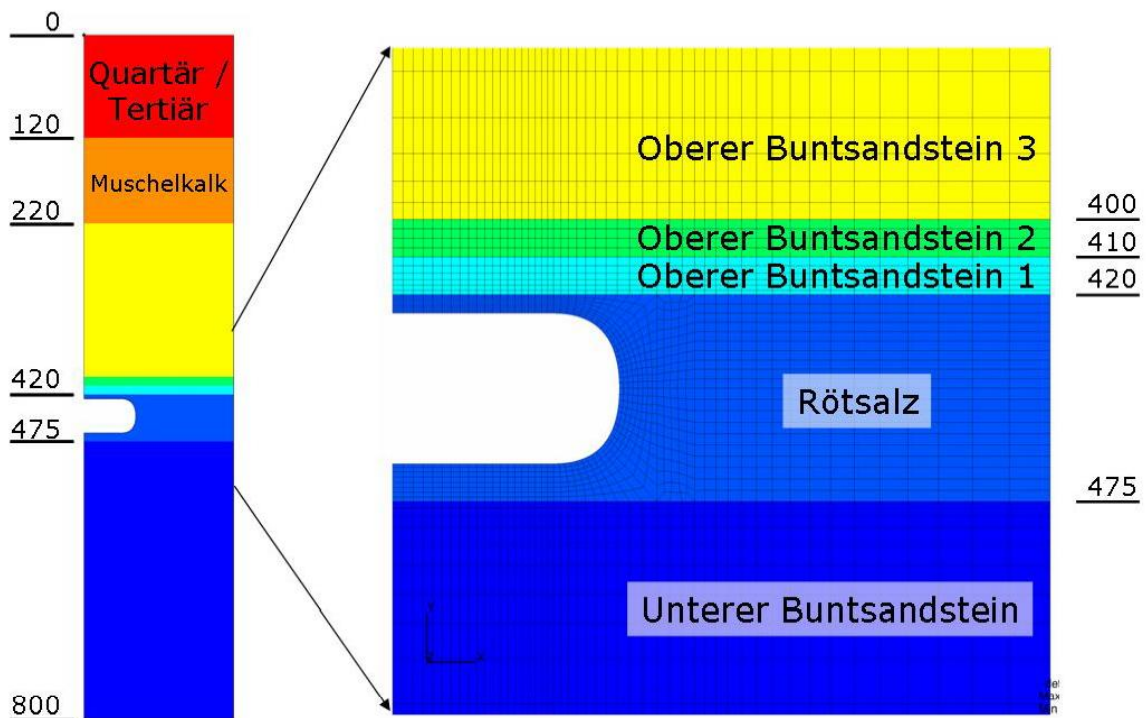


Abbildung 8 Modellierte Gebirgsschichten

## 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  $90^\circ$  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.

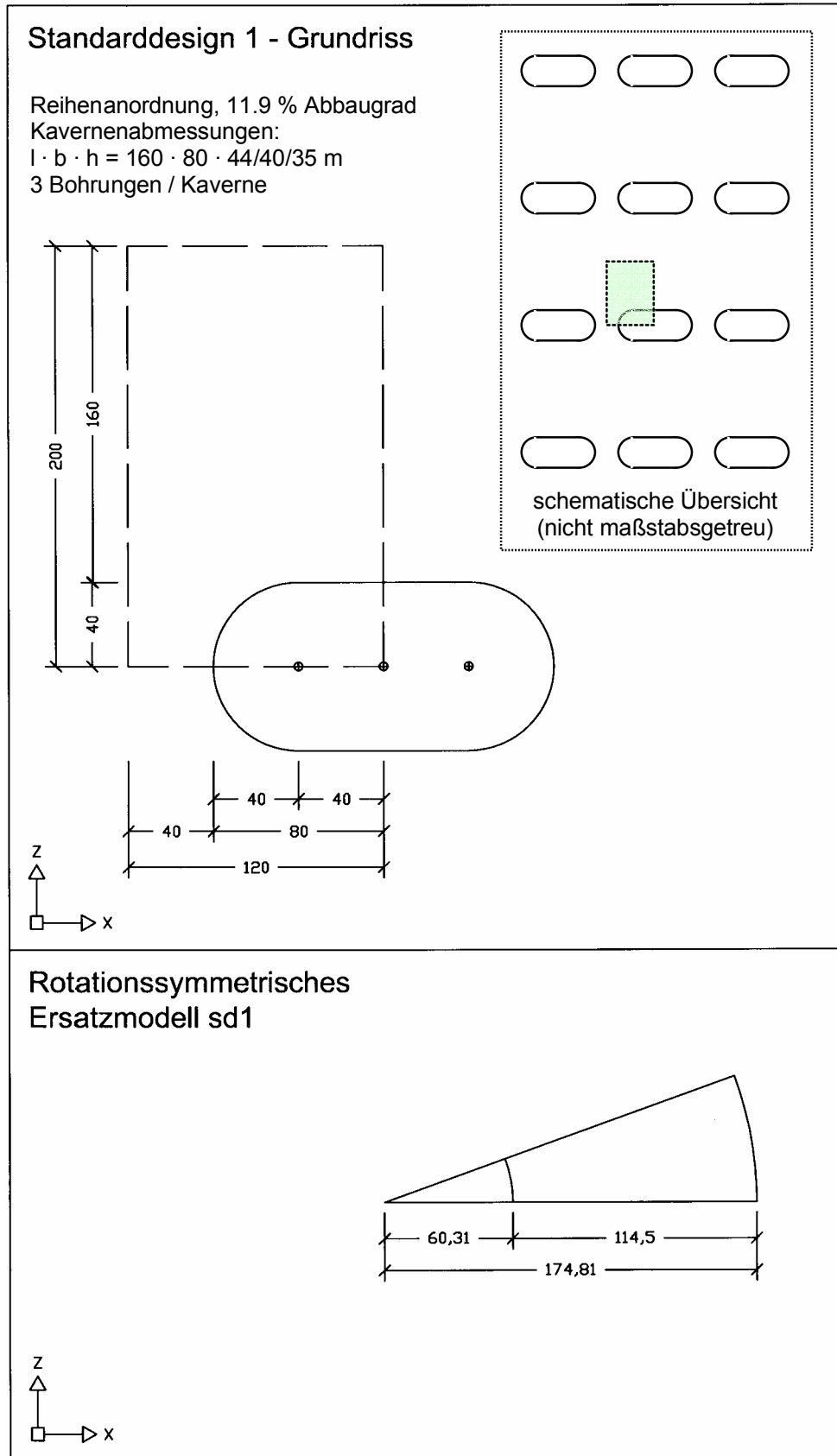


Abbildung 9: Standarddesign 1 – Grundriss und rotationssymmetrisches Ersatzmodell

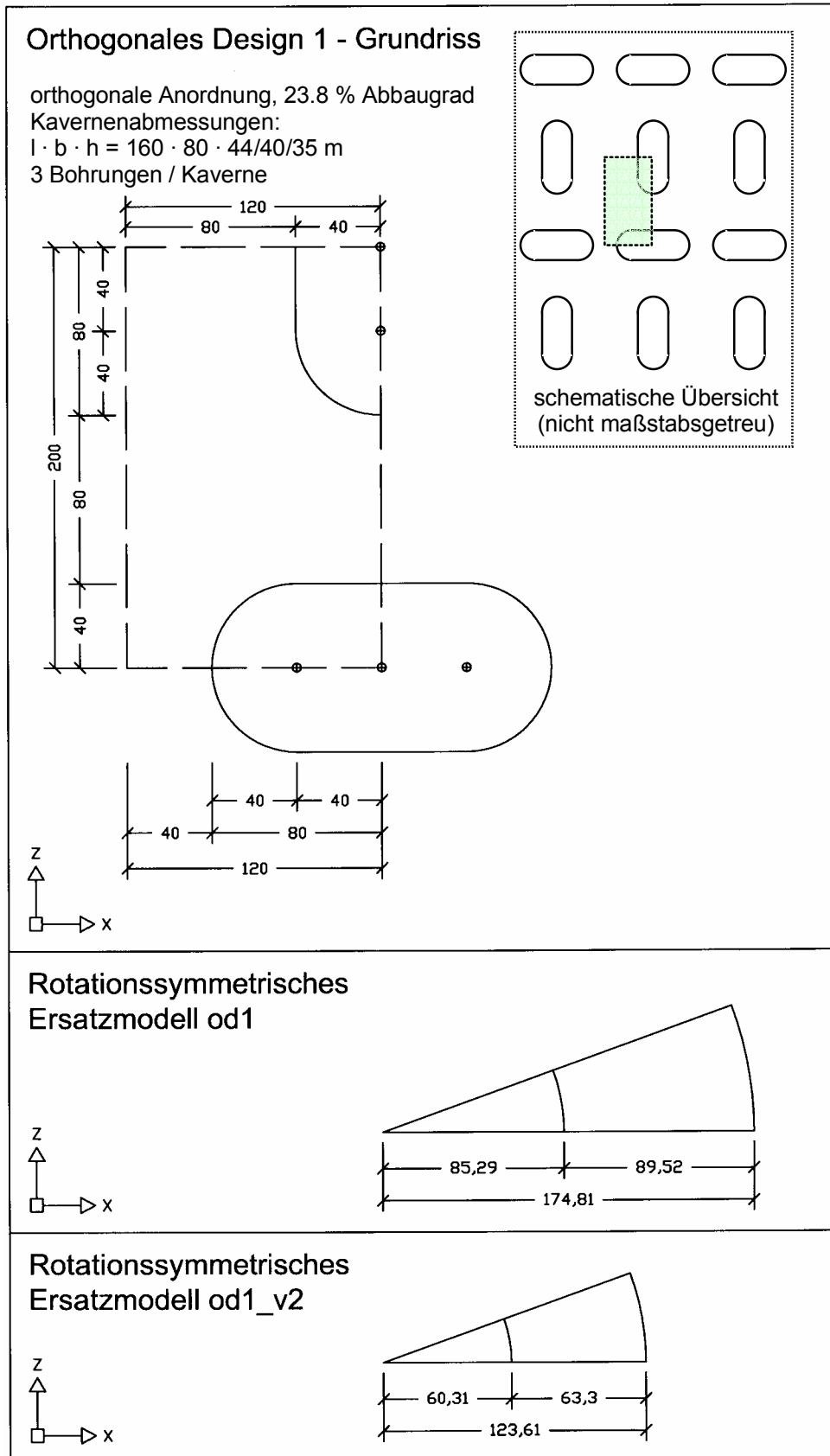


Abbildung 10: Orthogonales Design 1 – Grundriss und rotationssymmetrische Ersatzmodelle

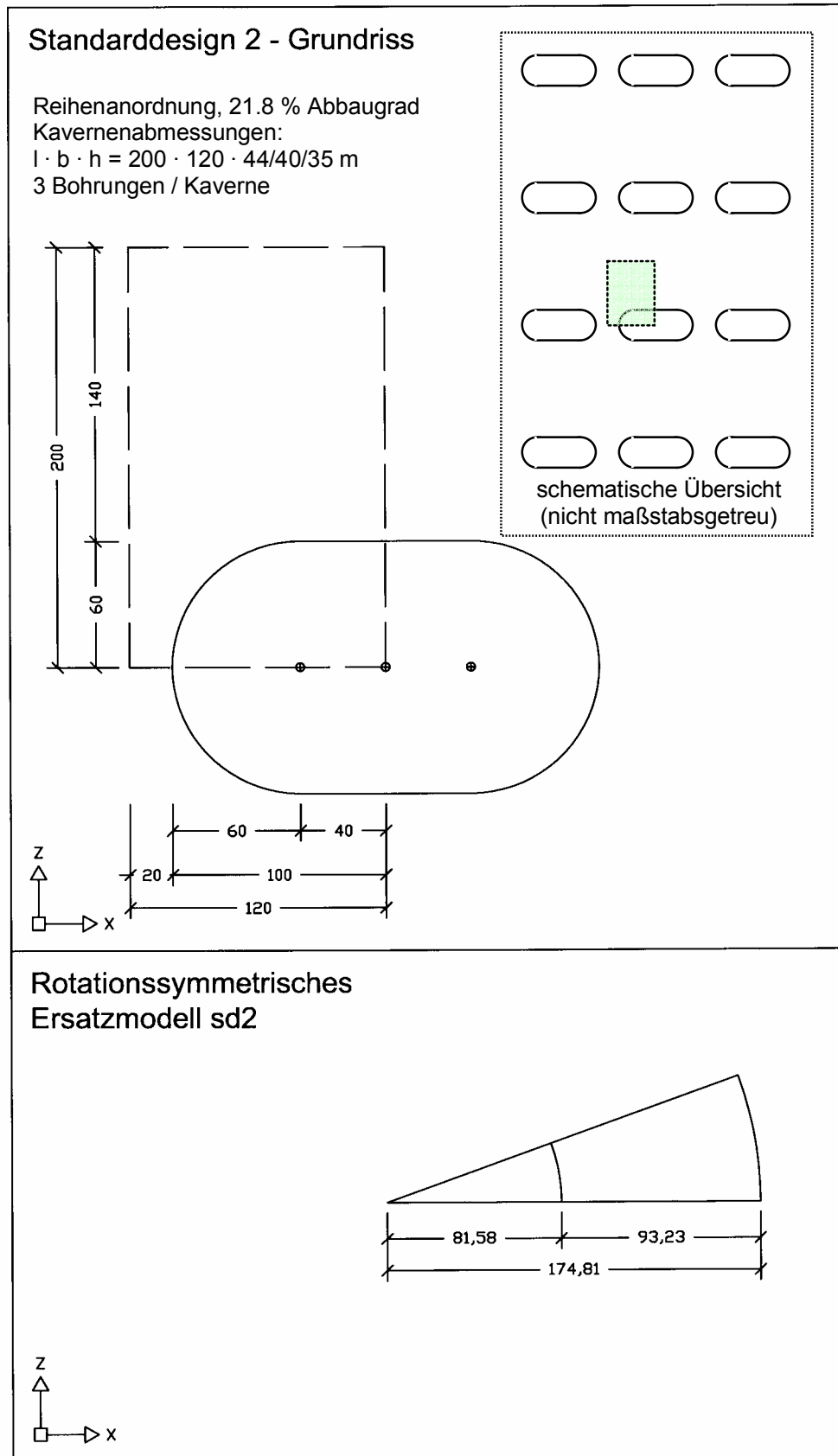


Abbildung 11: Standarddesign 2 – Grundriss und rotationssymmetrisches Ersatzmodell

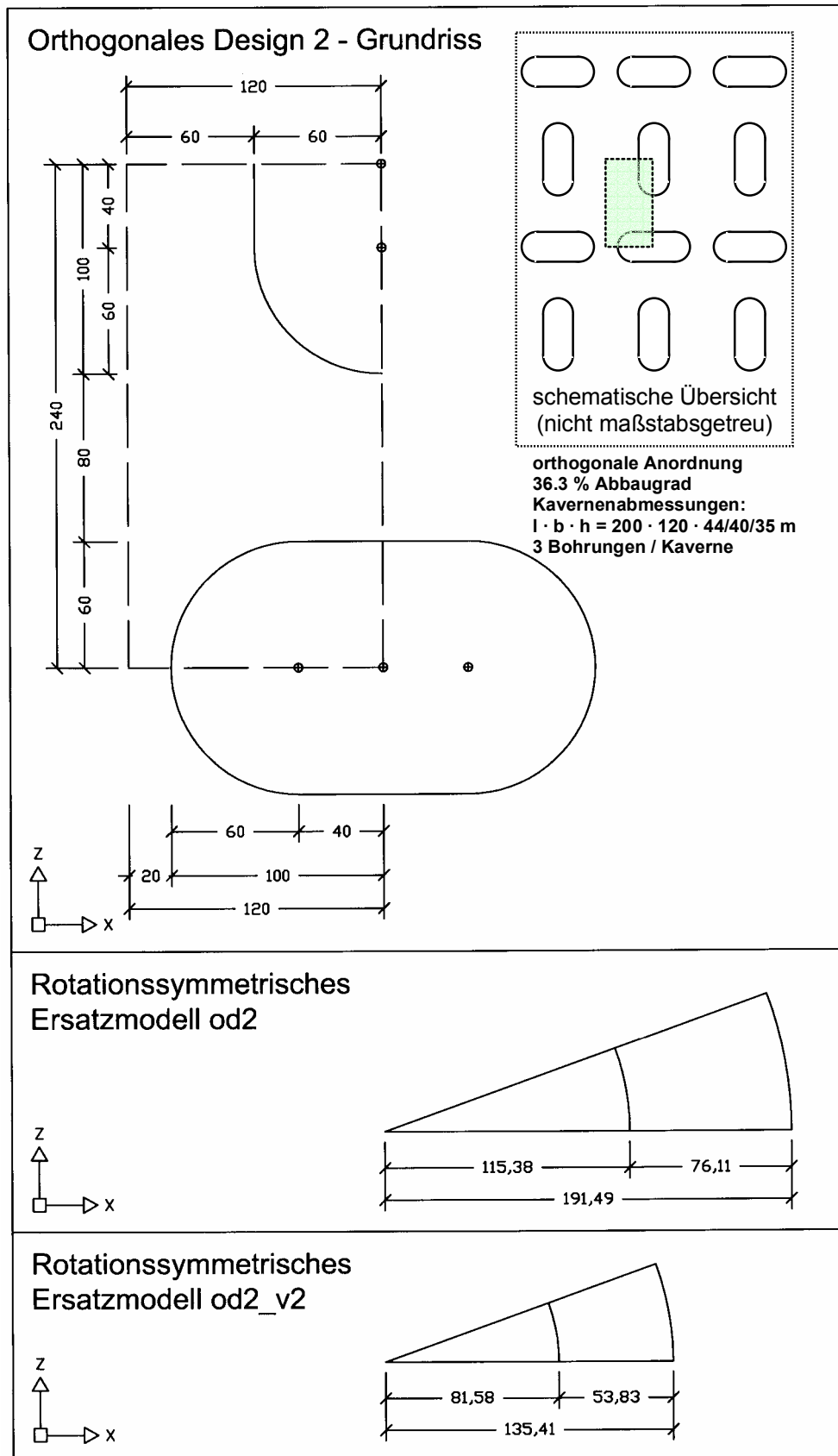


Abbildung 12: Orthogonales Design 2 – Grundriss und rotationssymmetrische Ersatzmodelle



Tabelle 3: Berechnungsmodelle – Arbeitspaket 1

Typ	Modell	Kavernen- abmessungen	Charakteristische Fläche			Kaverne	Modellrand	Abbaugrad [%]	Abb.
		l · b [m]	Länge <sub>x</sub> [m]	Länge <sub>z</sub> [m]	Fläche [m <sup>2</sup> ]	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 Rötosalz anstehenden Deckgebirgsschicht des Oberen Buntsandsteins in folgender Weise:

- Berücksichtigung unterschiedlicher Mächtigkeiten im Sicherheitsdach des Rötosalzes:
  - 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 Rötosalz:
  - 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 Teufe. Hier sind neben den aktuellen Berechnungsergebnissen auch die Berechnungsergebnisse von WALLNER & KOß (1998) berücksichtigt. Die Senkungen in 120 m Teufe 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 Teufe 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 Teufe 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 Senkungsraten 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 Senkungsraten 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  $\varepsilon_{\text{eff}}$  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.

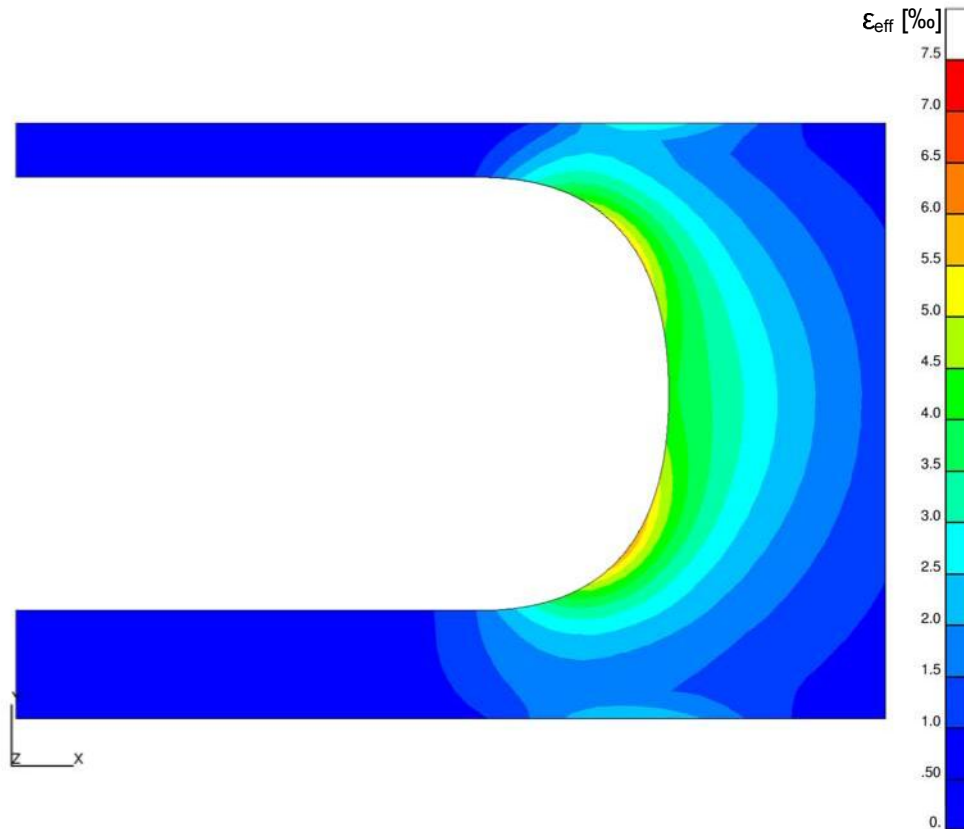


Abbildung 13: Räumliche Verteilung der Effektivverzerrungen [%] nach 40 Jahren (sd1\_05\_a)

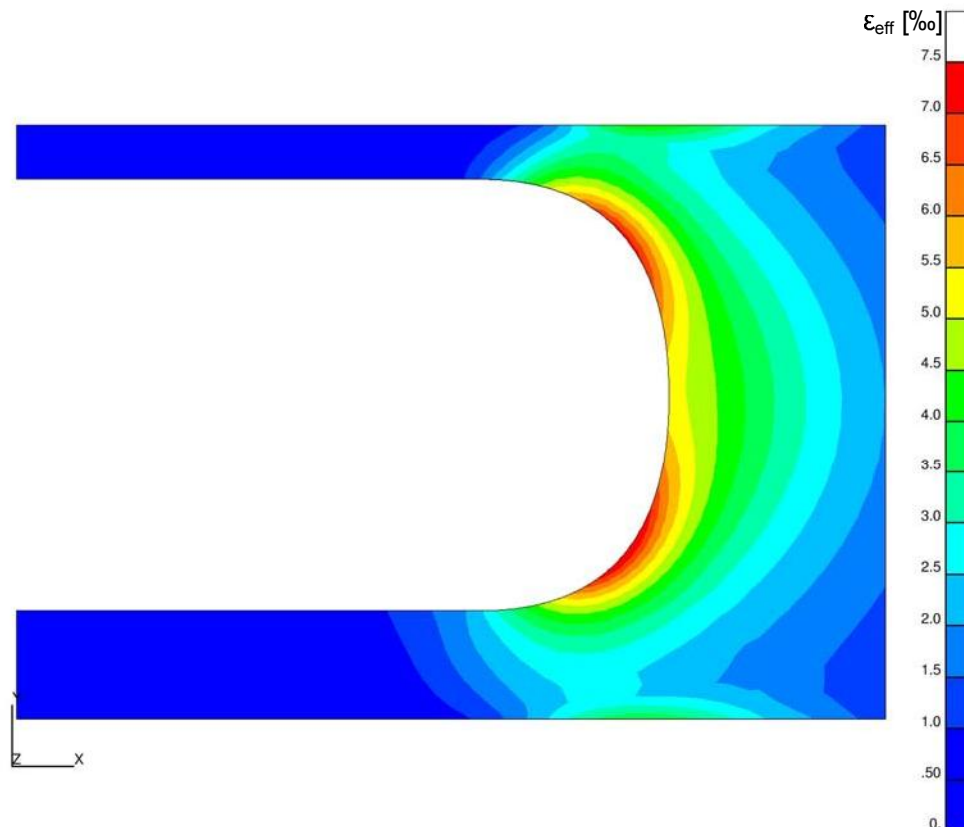


Abbildung 14: Räumliche Verteilung der Effektivverzerrungen [%] nach 100 Jahren (sd1\_05\_a)

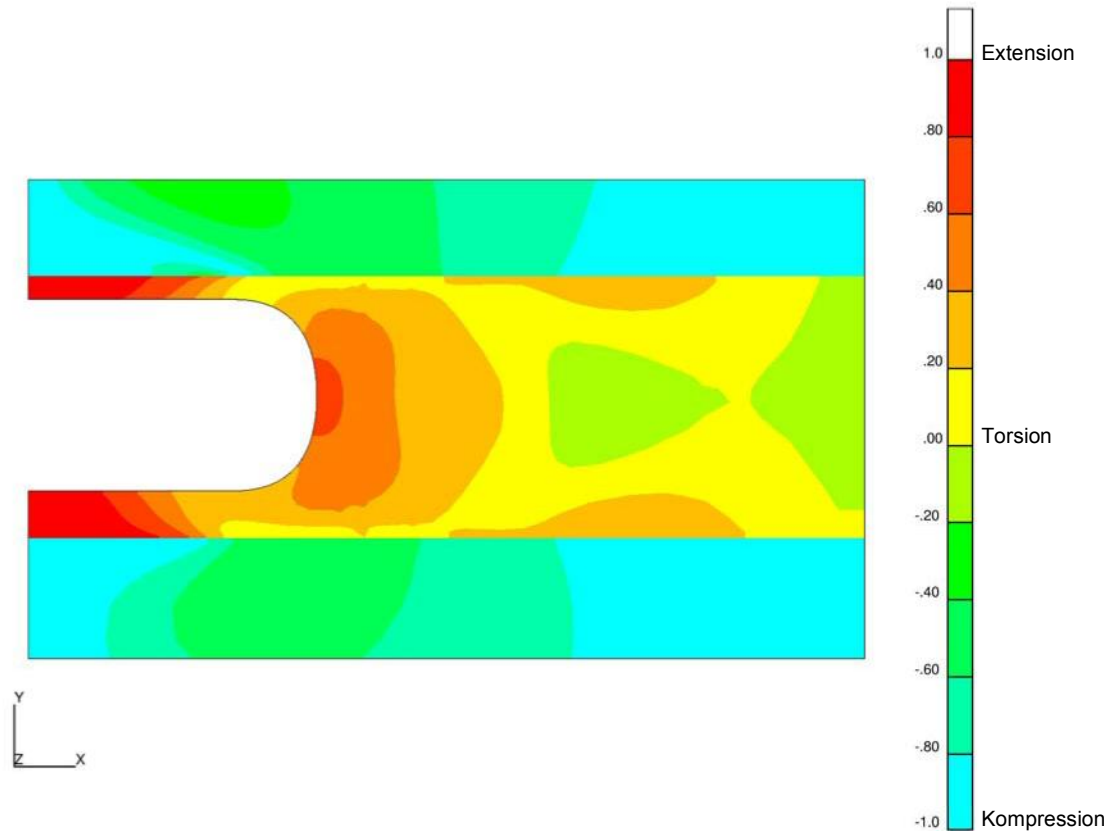


Abbildung 15: Räumliche Verteilung des Lodeparameters [-] nach 40 Jahren  
(sd1\_05\_a)

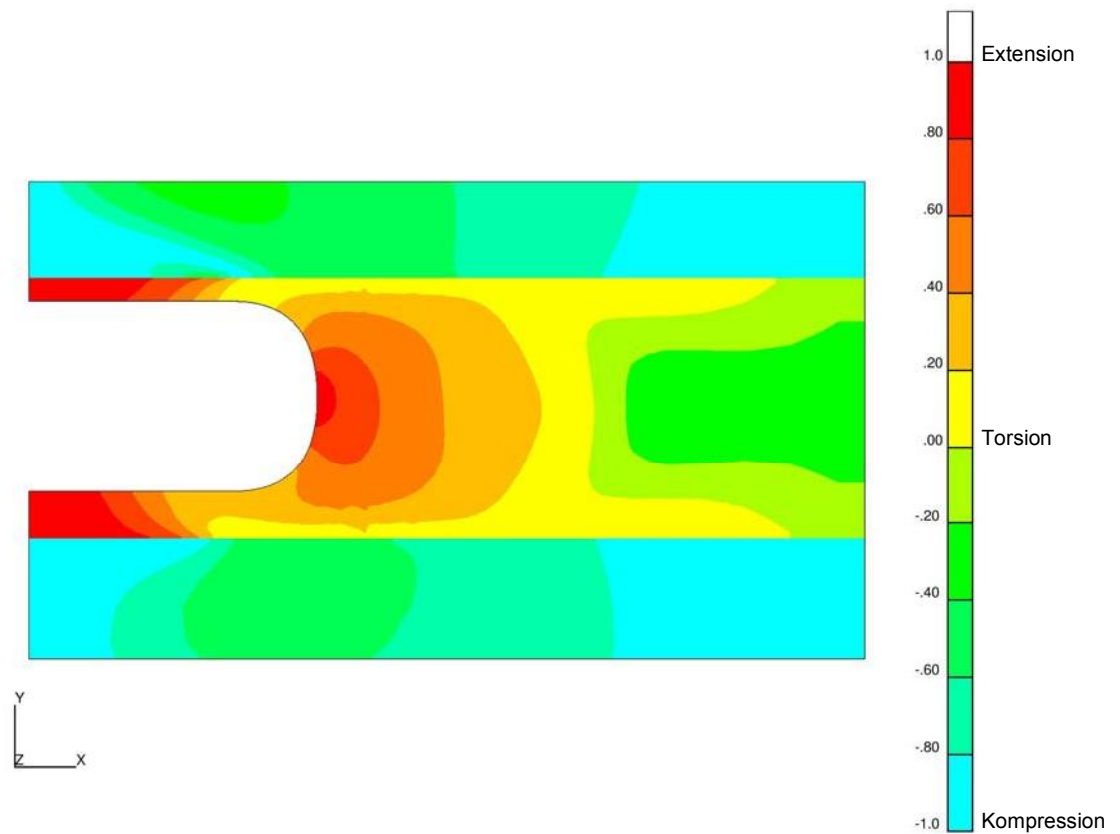


Abbildung 16: Räumliche Verteilung des Lodeparameters [-] nach 100 Jahren  
(sd1\_05\_a)

### 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.

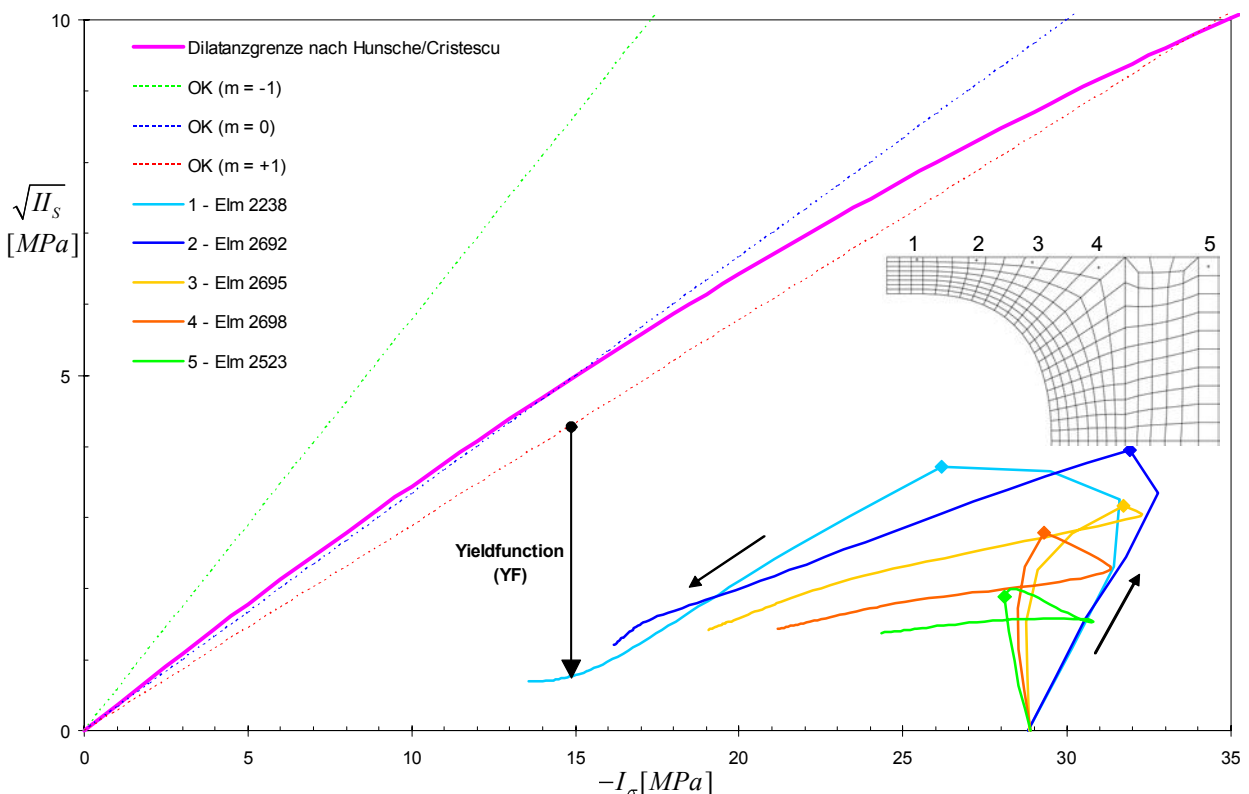


Abbildung 17: Spannungspfade im äußeren Kavernendachbereich (oben), Vergleich verschiedener Auswertelokationen (sd1\_05\_a)

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 Rötssalz 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 Rötssalzes im Übergang des Kavernendaches zum Rötssalzpfiler berechnet.

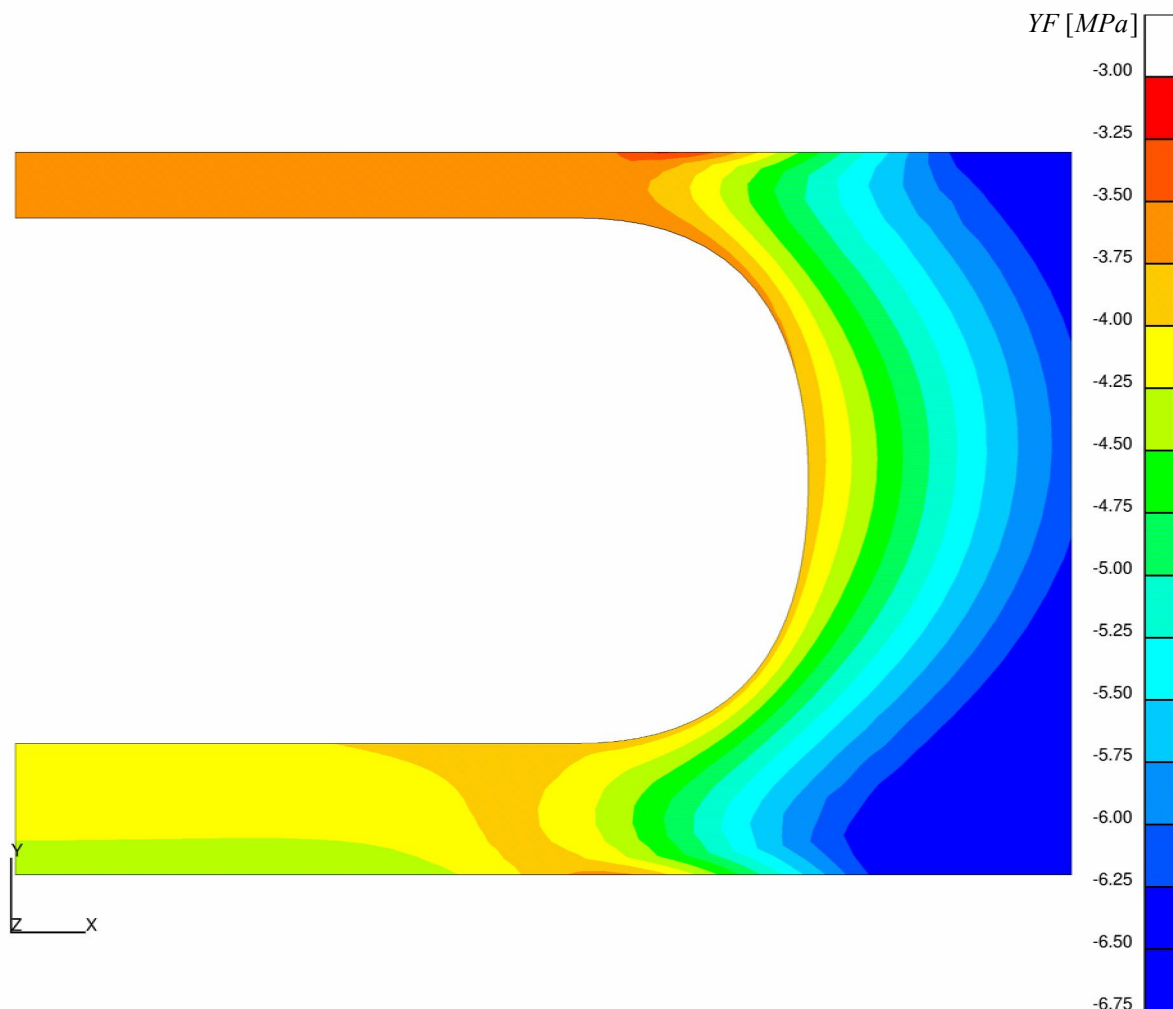


Abbildung 18: Yieldfunction im Rötssalz nach 40 Jahren Standzeit (*sd1\_05\_a*)

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

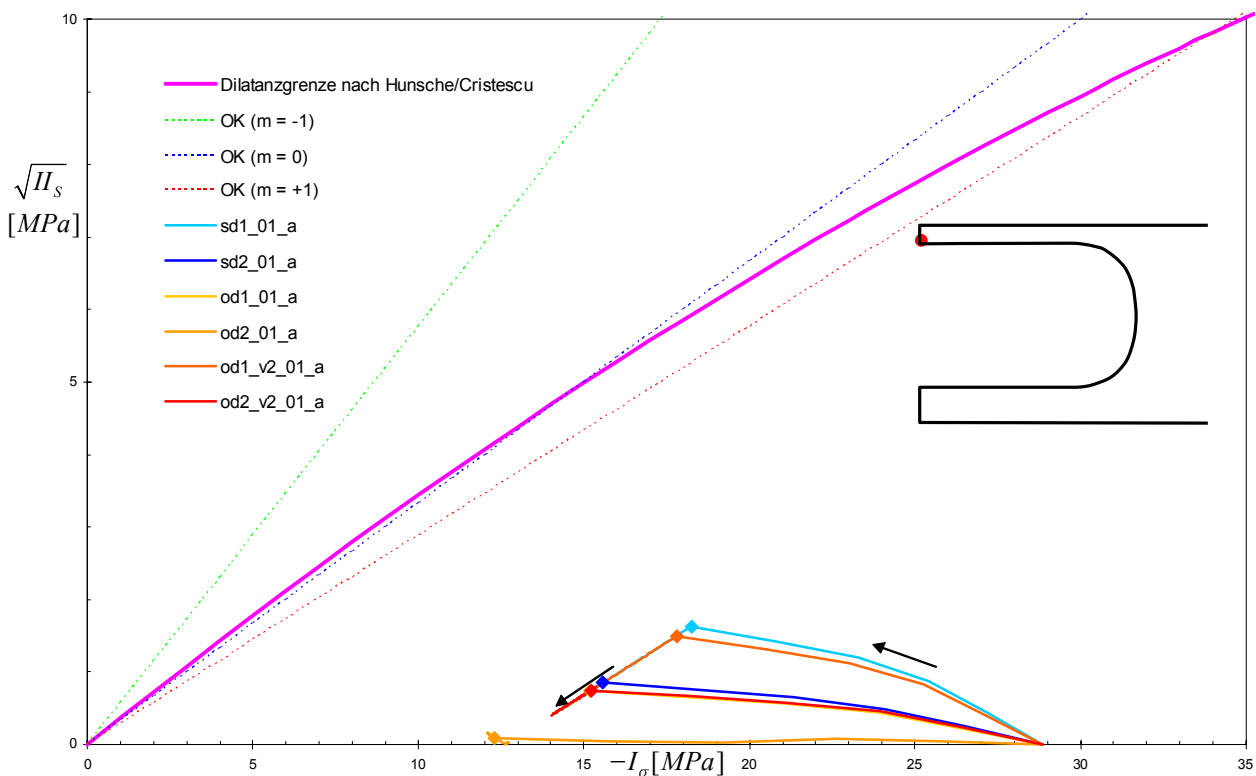


Abbildung 19: Spannungspfade in Kavernendachmitte (unten), 1 m mächtiges Sicherheitsdach (xxx\_01\_a)



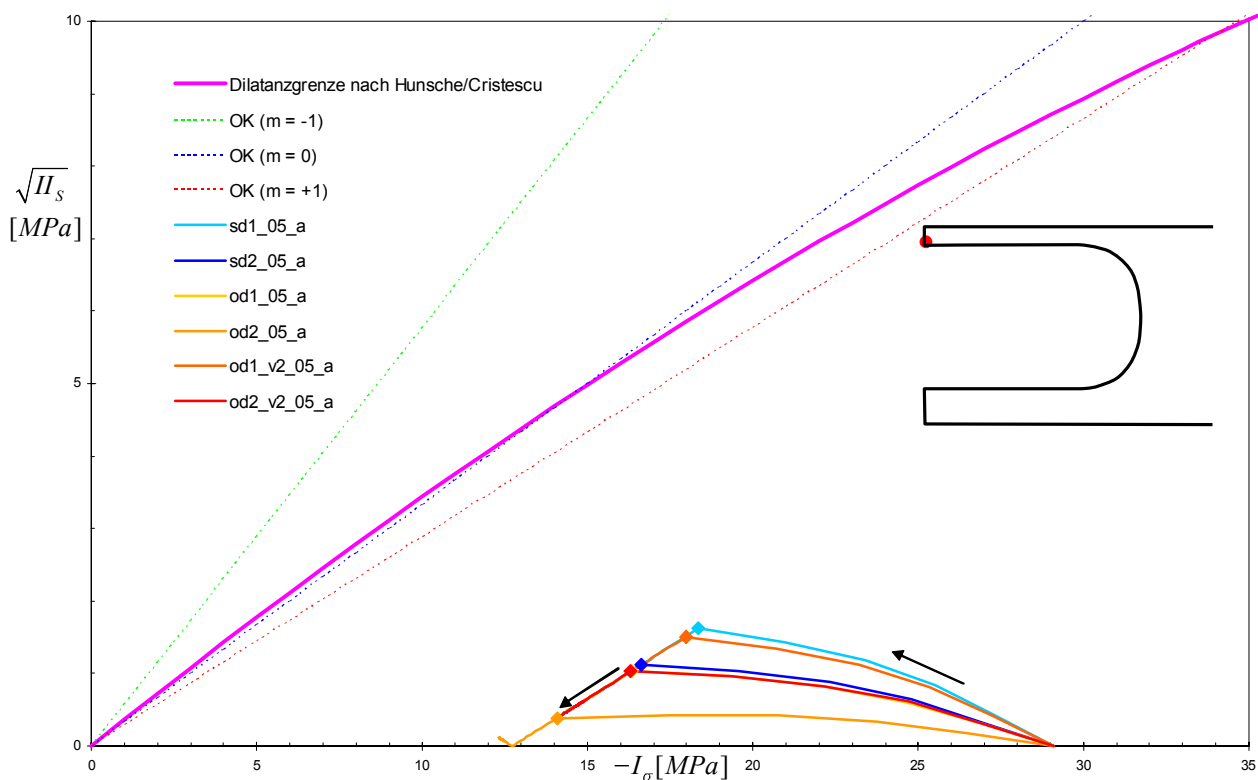


Abbildung 20: Spannungspfade in Kavernendachmitte (unten), 5 m mächtiges Sicherheitsdach (xxx\_05\_a)

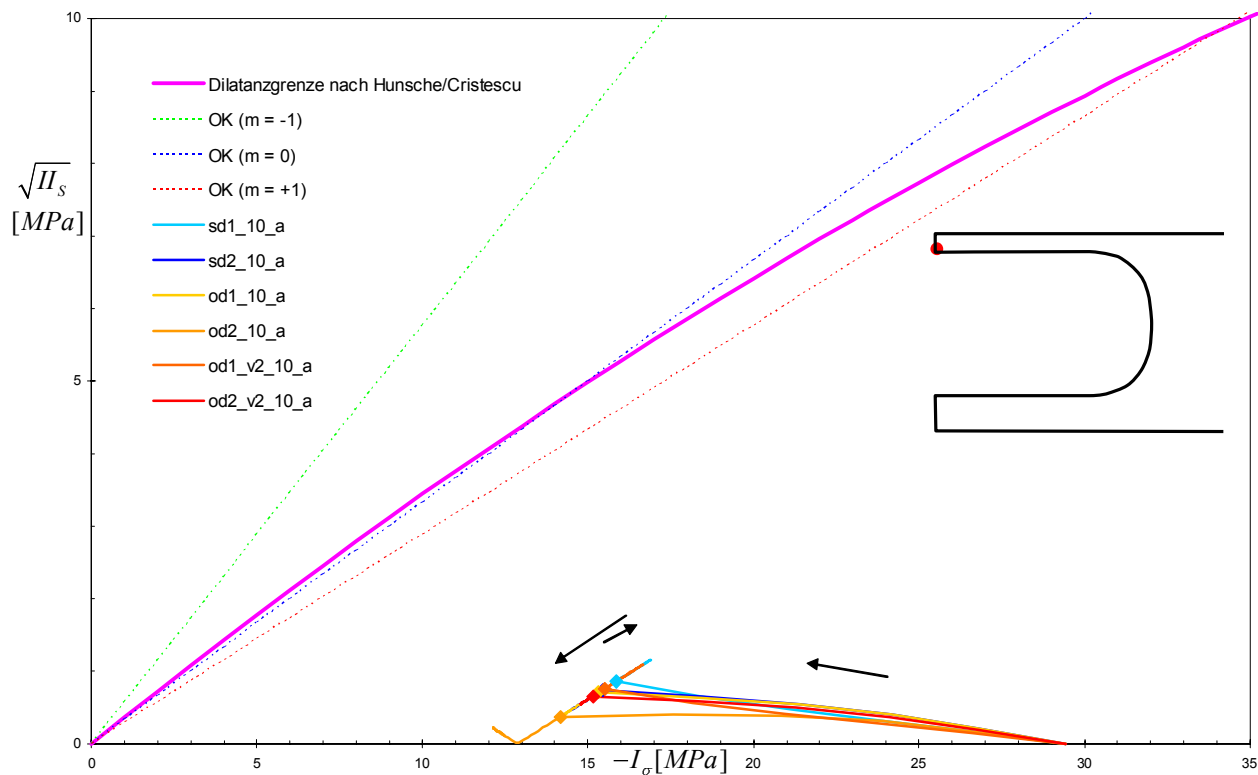


Abbildung 21: Spannungspfade in Kavernendachmitte (unten), 10 m mächtiges Sicherheitsdach (xxx\_10\_a)

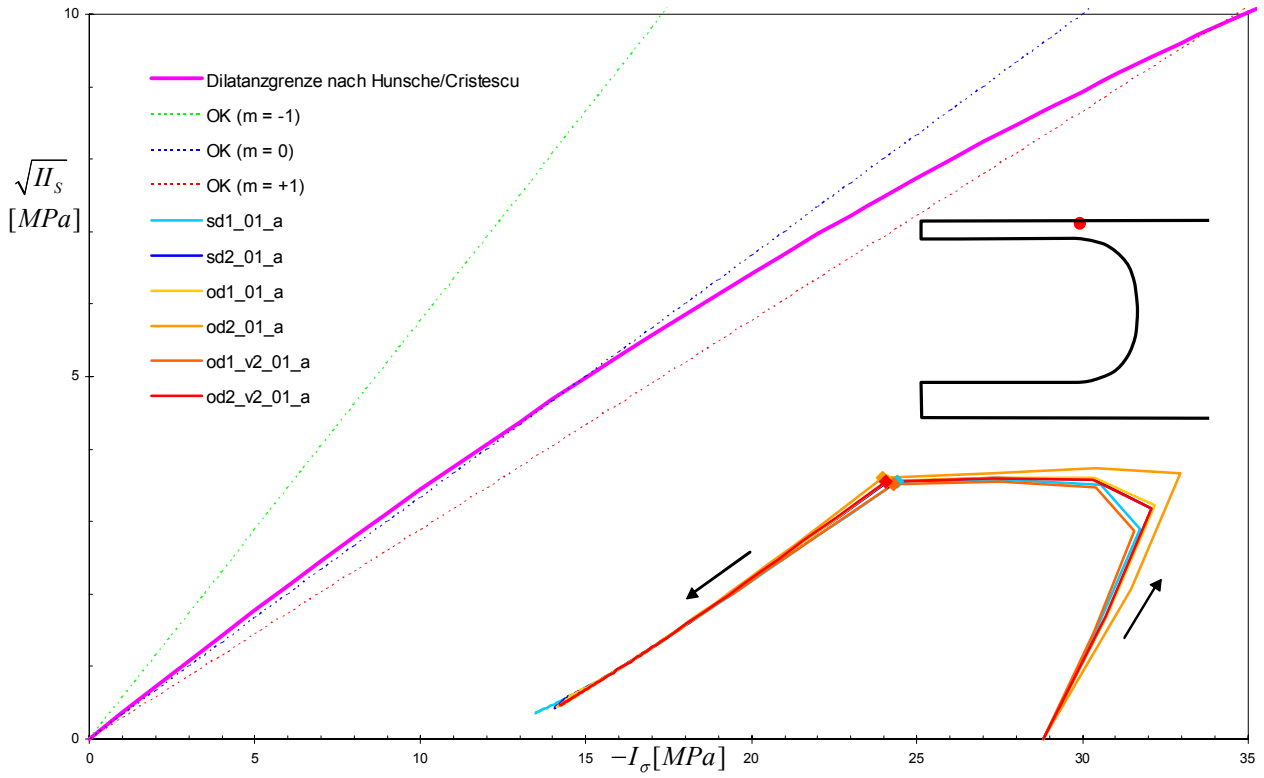


Abbildung 22: Spannungspfade im äußeren Kavernendachbereich (oben),  
1 m Sicherheitsdach (xxx\_01\_a)

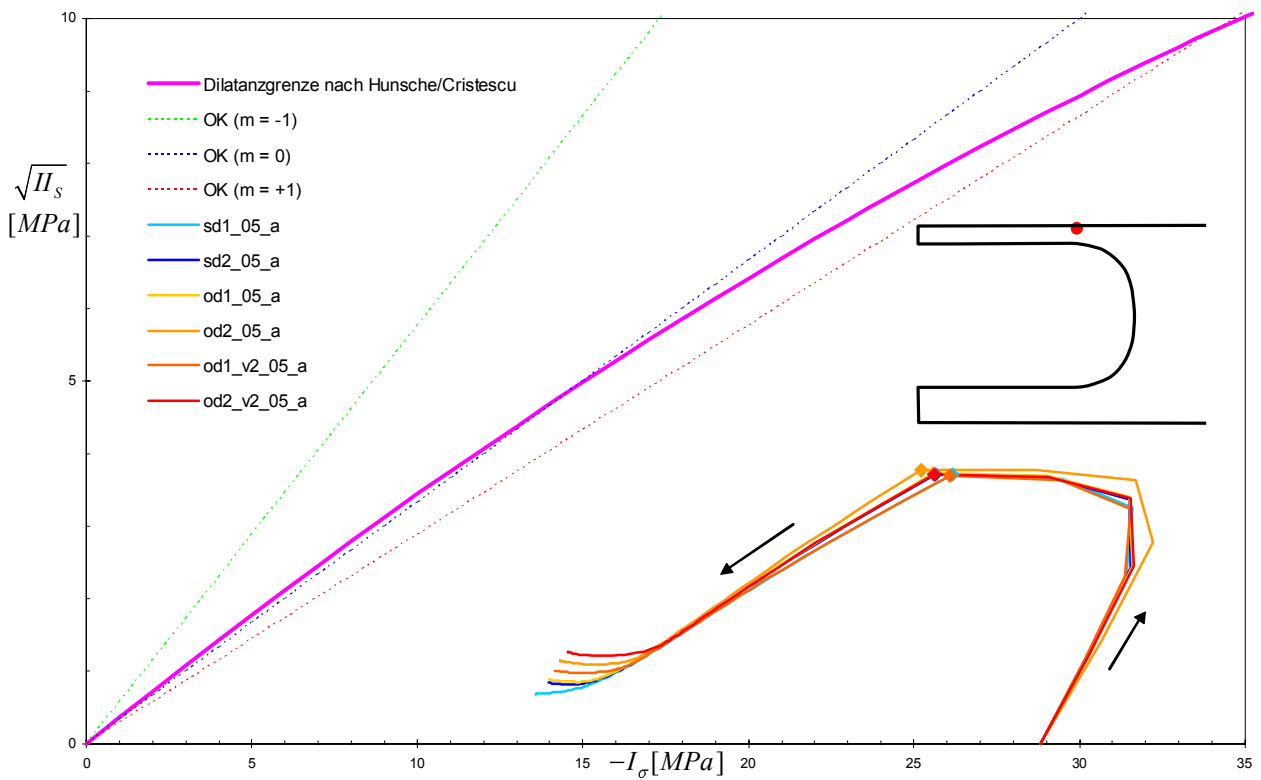


Abbildung 23: Spannungspfade im äußeren Kavernendachbereich (oben),  
5 m Sicherheitsdach (xxx\_05\_a)

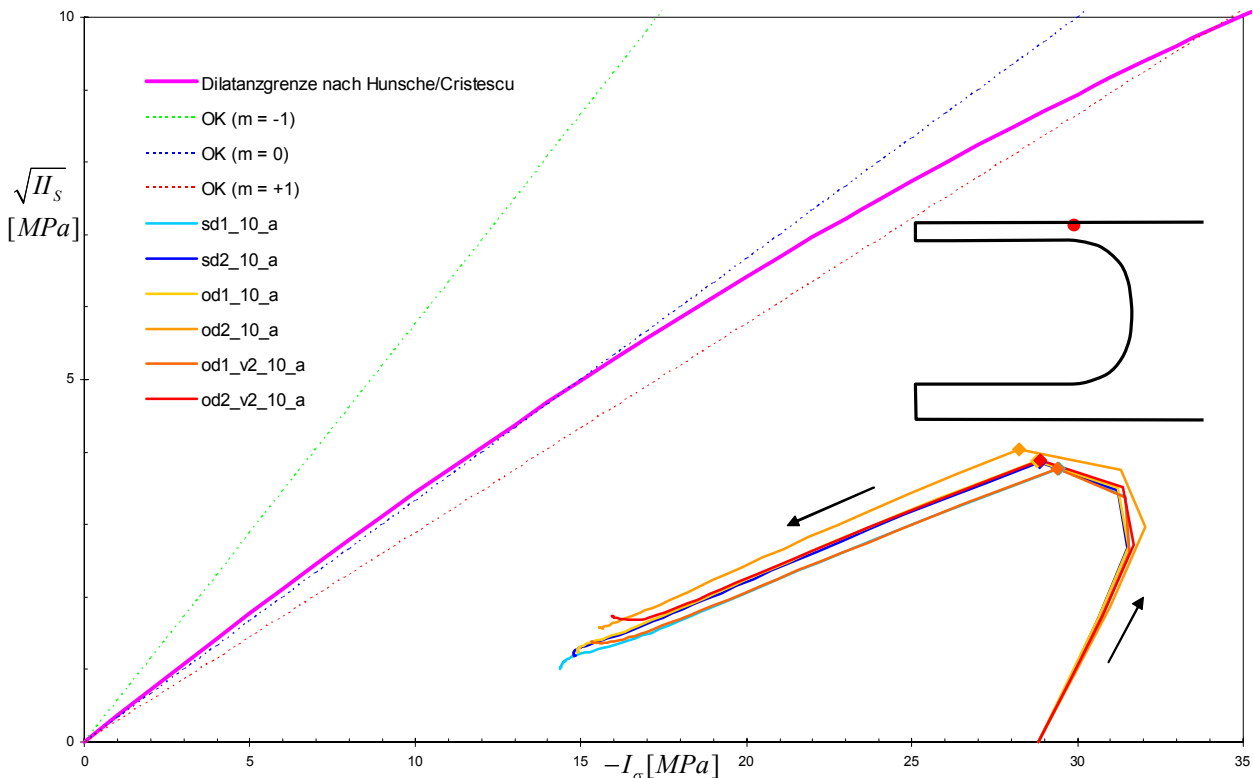


Abbildung 24: Spannungspfade im äußeren Kavernendachbereich (oben),  
10 m Sicherheitsdach (xxx\_10\_a)

### 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 Rötssalz 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.

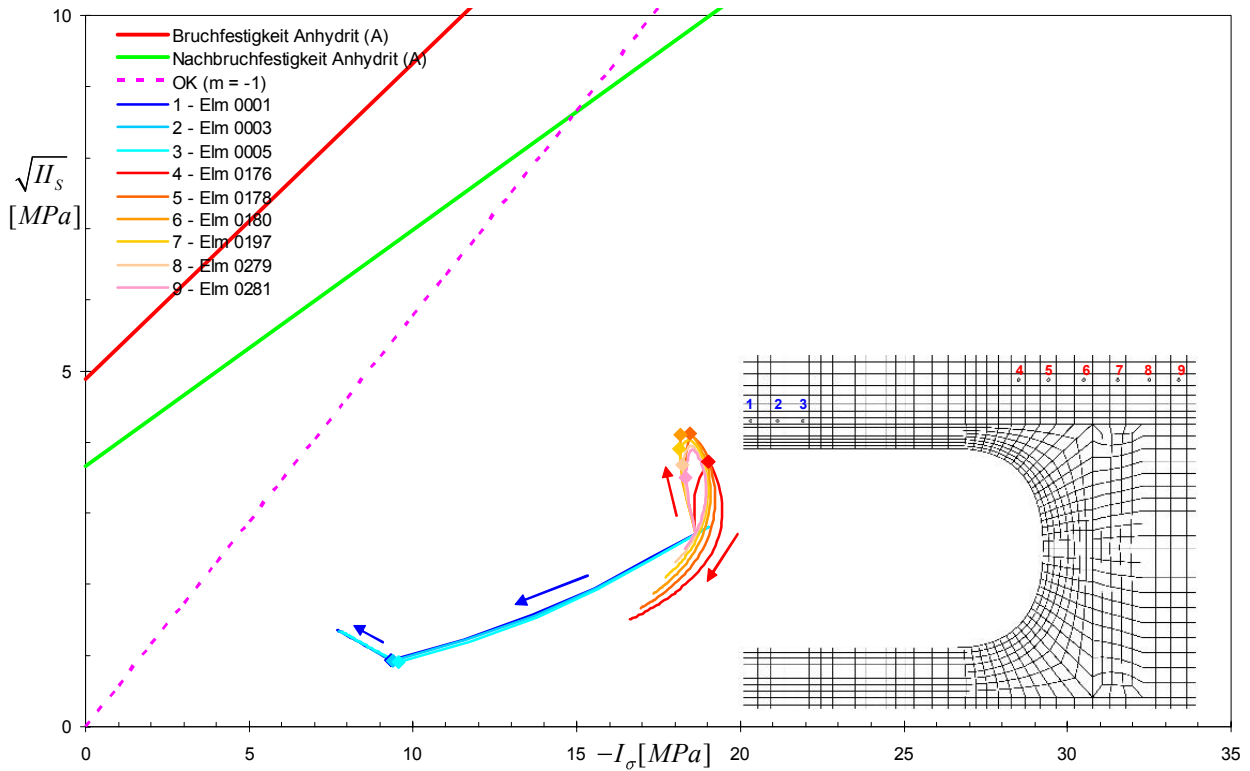


Abbildung 25: Spannungspfade Deckgebirge (Anhydrit), Berechnungsfall sd1\_05\_c

### 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 Rötsalz (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 Rötsalz 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 Rötsalz 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]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	$\nu$ [-]	$K_0$ [-]
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

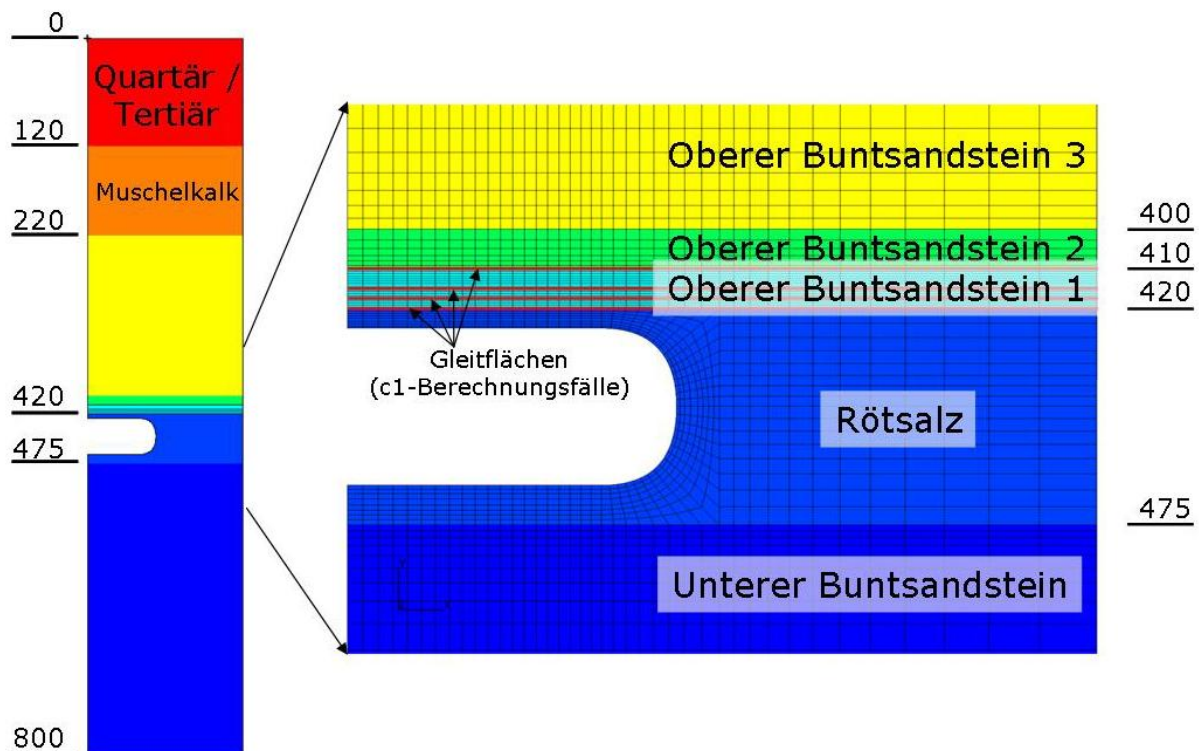


Abbildung 26: Modellierte Gesteinsschichten (mit Gleitflächen)

## 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 m<sup>2</sup> (=120 · 200 m) auf 27600 m<sup>2</sup> (=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.

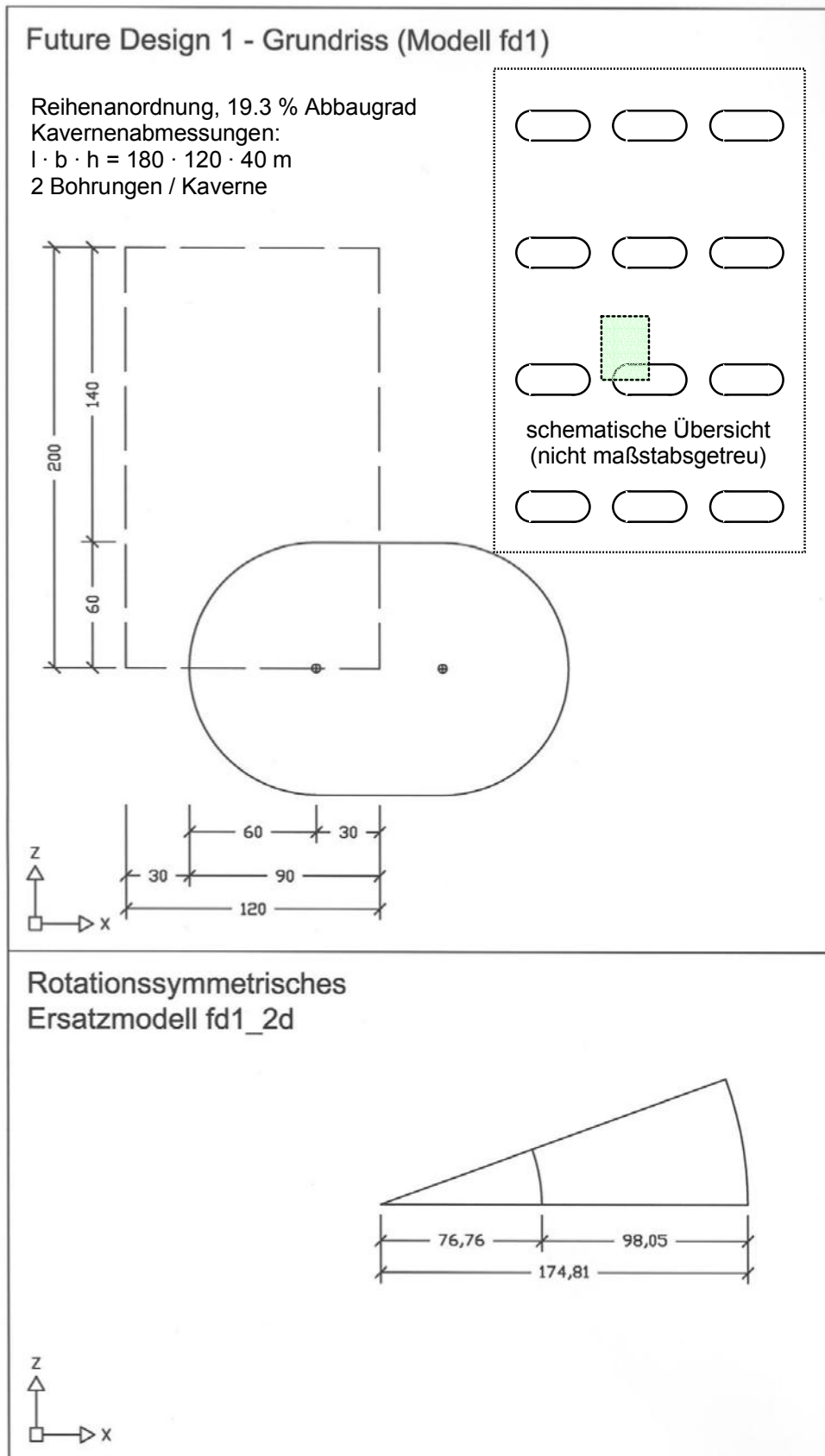


Abbildung 27: Future Design 1 – Grundriss und rotationssymmetrisches Ersatzmodell

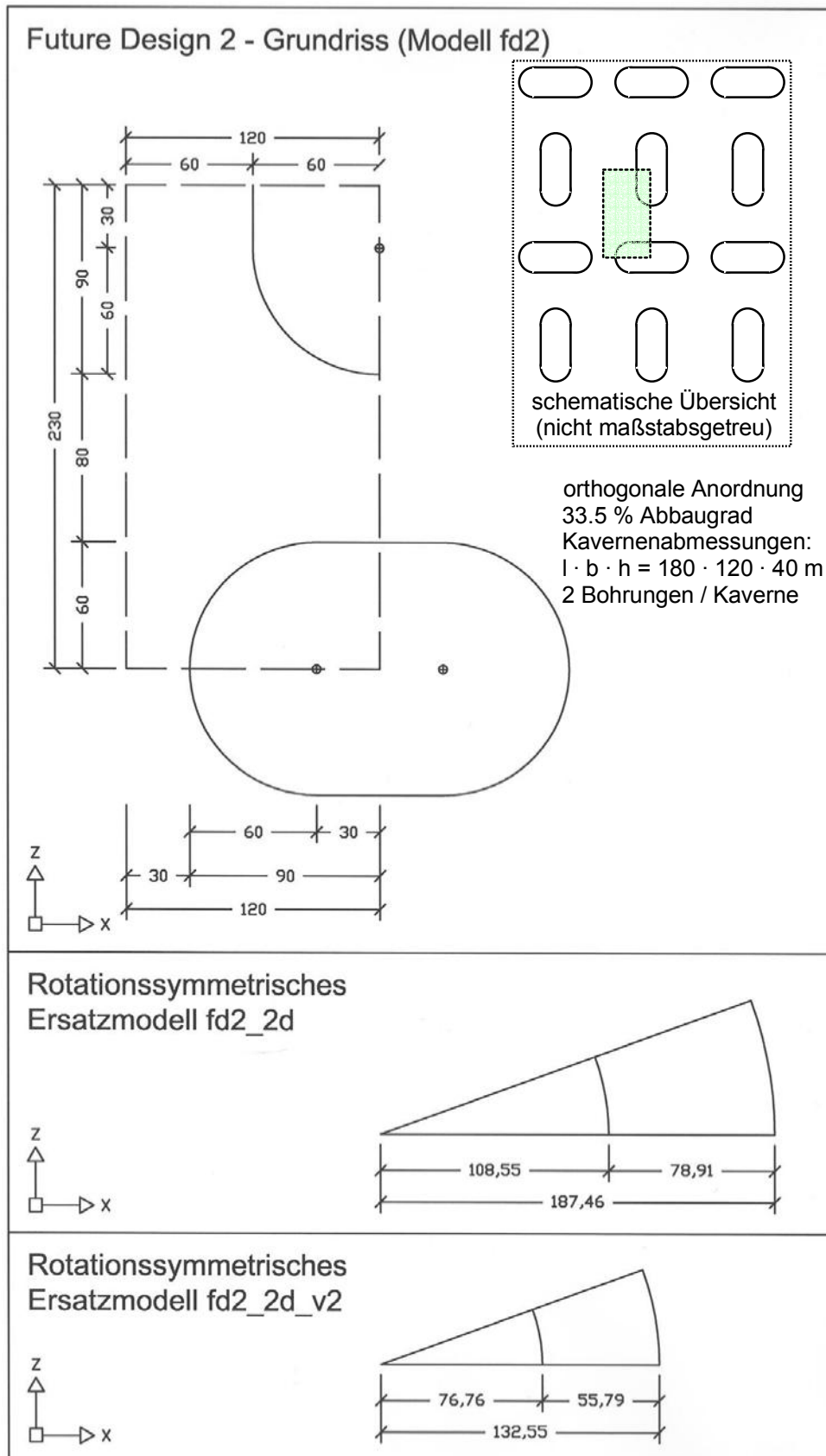


Abbildung 28: Future Design 2 – Grundriss und rotationssymmetrische Ersatzmodelle

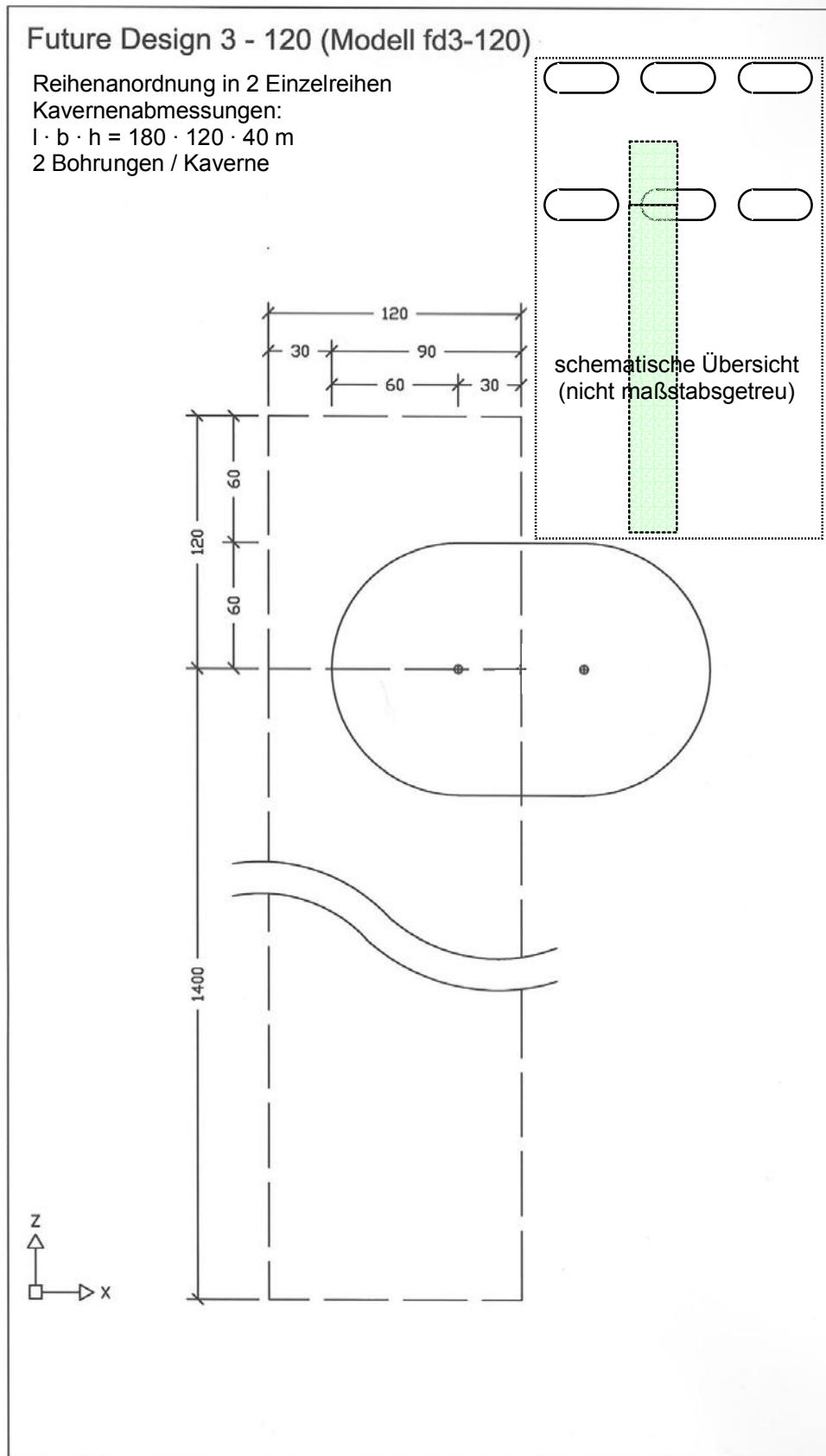


Abbildung 29: Future Design 3-120 – Grundriss

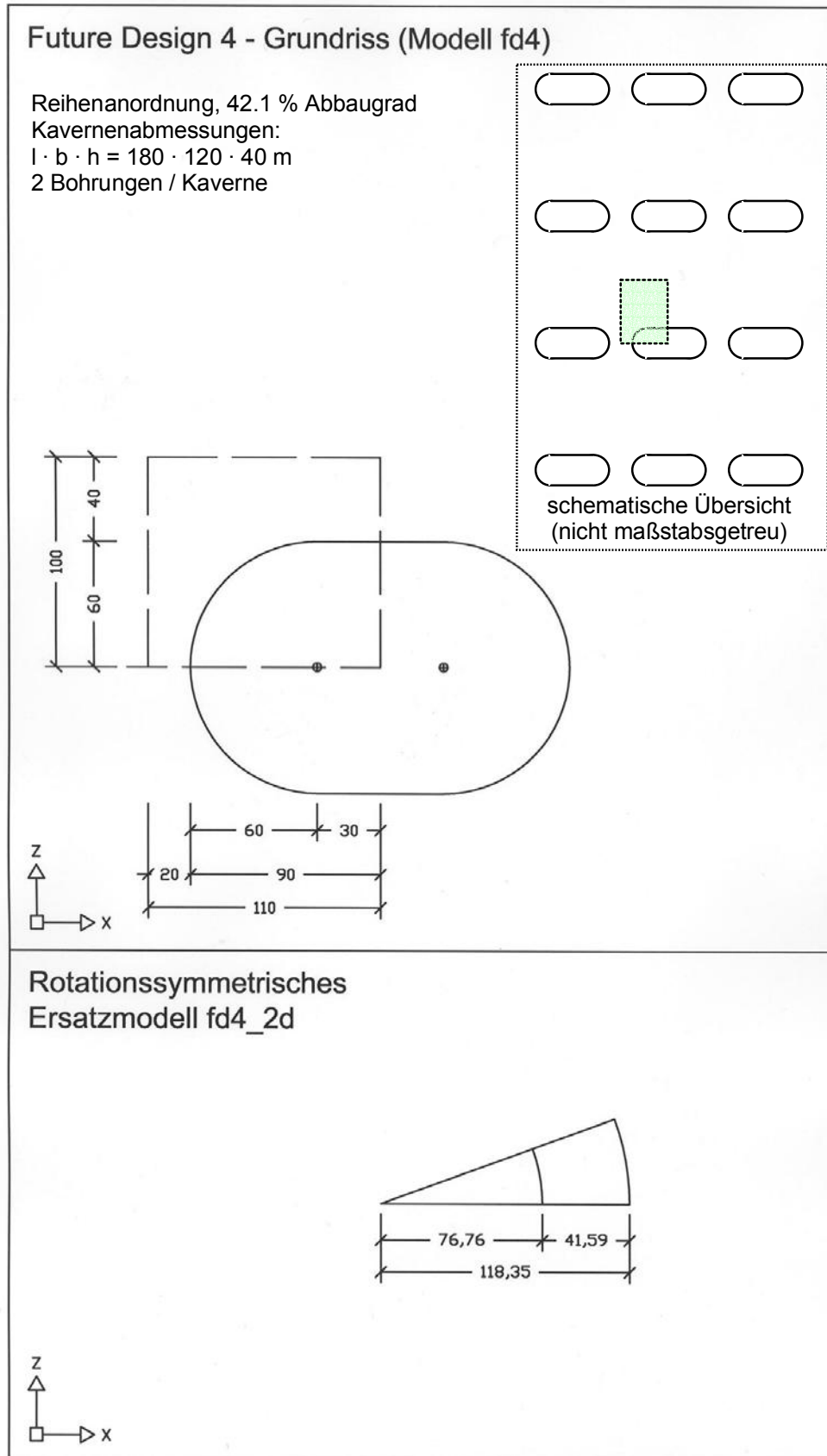


Abbildung 30: Future Design 4– Grundriss

Tabelle 19: Berechnungsmodelle – Arbeitspaket 2

Modell	Kavernen-abmessungen	Charakteristische Fläche			Kaverne	Modellrand	Abbaugrad [%]	Abb.	
	l · b · h [m]	Länge <sub>x</sub> [m]	Länge <sub>z</sub> [m]	Fläche [m <sup>2</sup> ]	Ersatzradius [m]	Ersatzradius [m]			
<b>fd1</b> Reihe – 3D	180 · 120 · 40	120	200	24000	-	-	19.3	27	
<b>fd1_2d</b> Reihe – 2D				24000	76.76	174.81	19.3	27	
<b>fd2</b> orthogonal – 3D		120	230	27600	-	-	33.5	28	
<b>fd2_2d</b> orthogonal – 2D				27600	108.55	187.46	33.5	28	
<b>fd2_2d_v2</b> orthogonal – 2D				27600	76.76	132.55	33.5	28	
<b>fd3-120</b> 2 Einzelreihen – 3D		120	-	-	-	-	-	-	29
<b>fd4_2d</b> 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 Rötssalz anstehenden Deckgebirgsschicht des Oberen Buntsandsteins in folgender Weise:

- Berücksichtigung eines Sicherheitsdaches im Rötssalz:
  - 5 m Mächtigkeit (z.B.: fd1\_05)
- Berücksichtigung einer unterschiedlicher Ausbildung der direkt über dem Rötssalz 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 Rötssalz 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 Simulierung 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	0.297
	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.

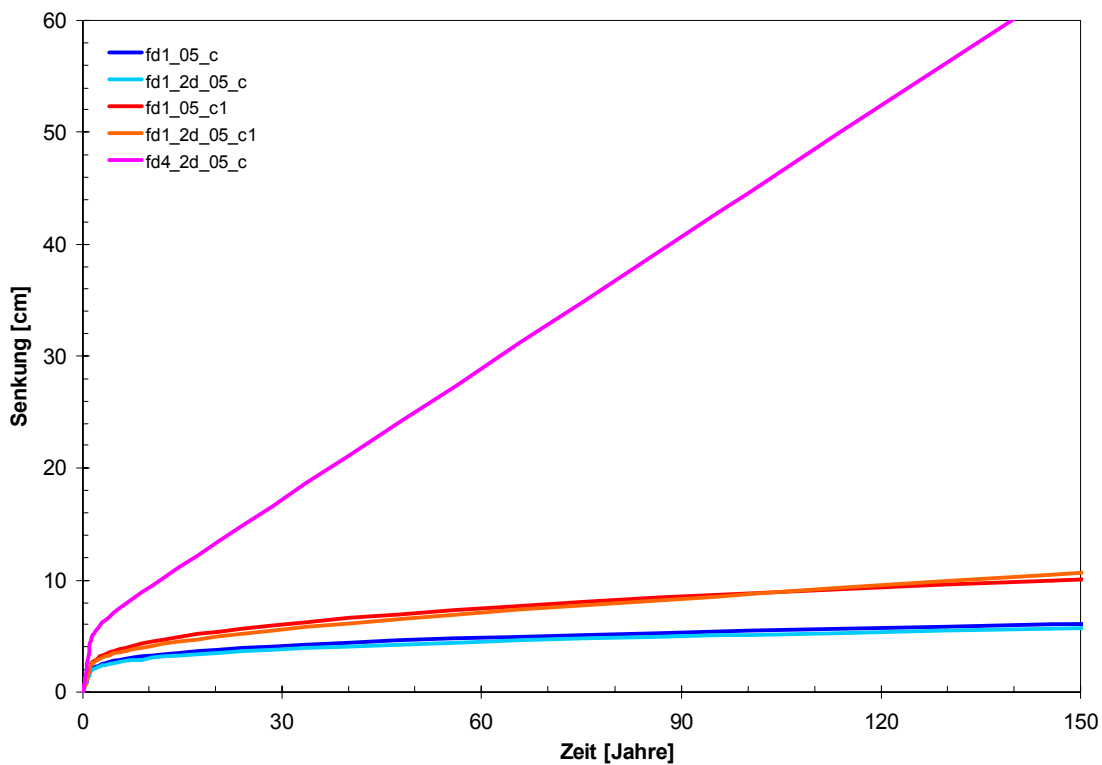


Abbildung 31: Zeitliche Entwicklung der Senkung [cm]  
(Reihenmodelle fd1 und fd4)

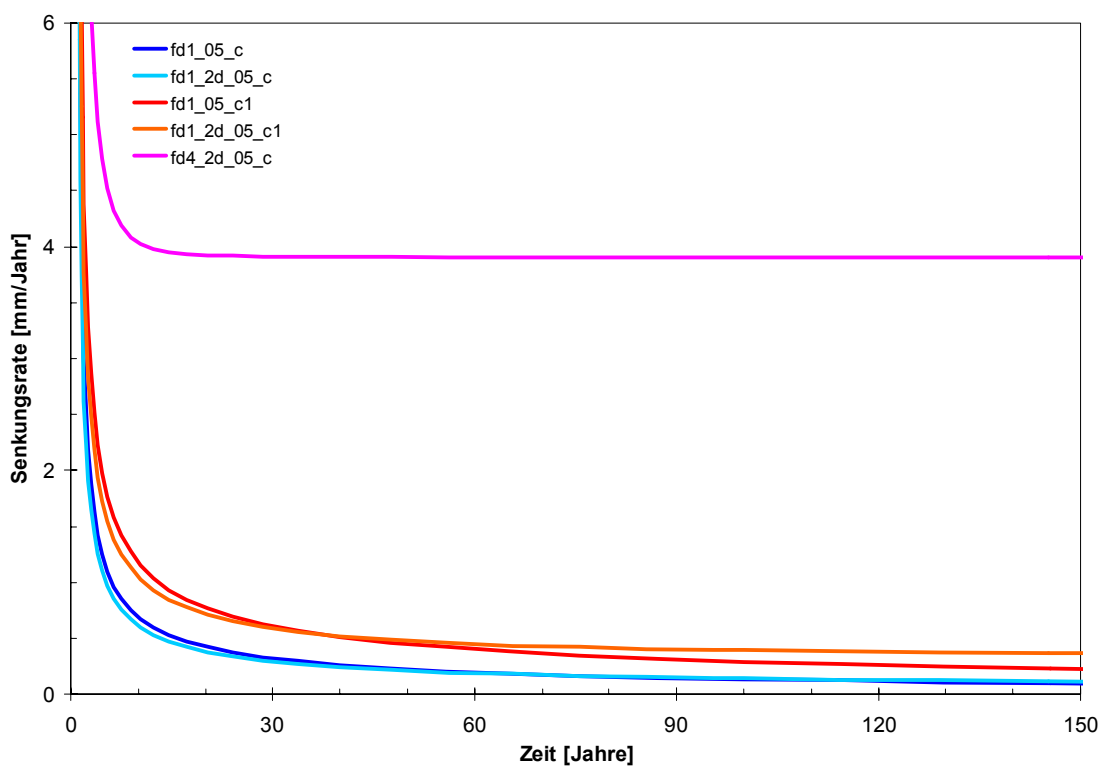


Abbildung 32: Zeitliche Entwicklung der Senkungsrate [mm/Jahr]  
(Reihenmodelle fd1 und fd4)

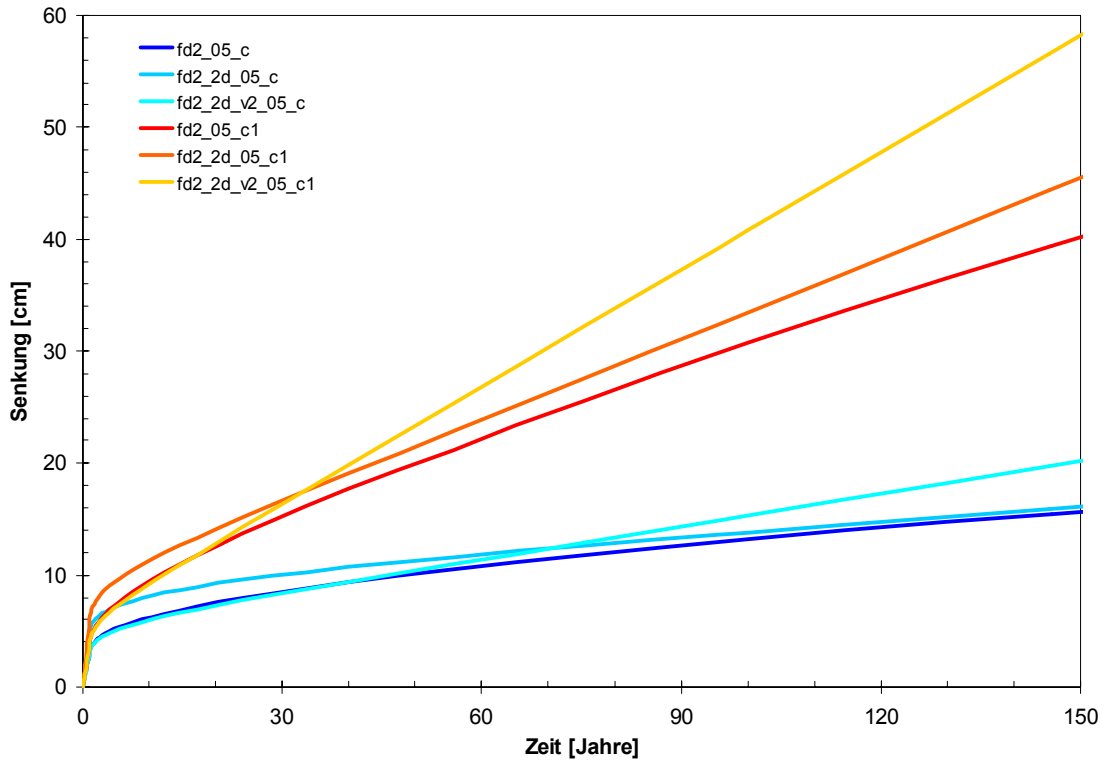


Abbildung 33: Zeitliche Entwicklung der Senkung [cm] (orthogonale Modelle fd2)

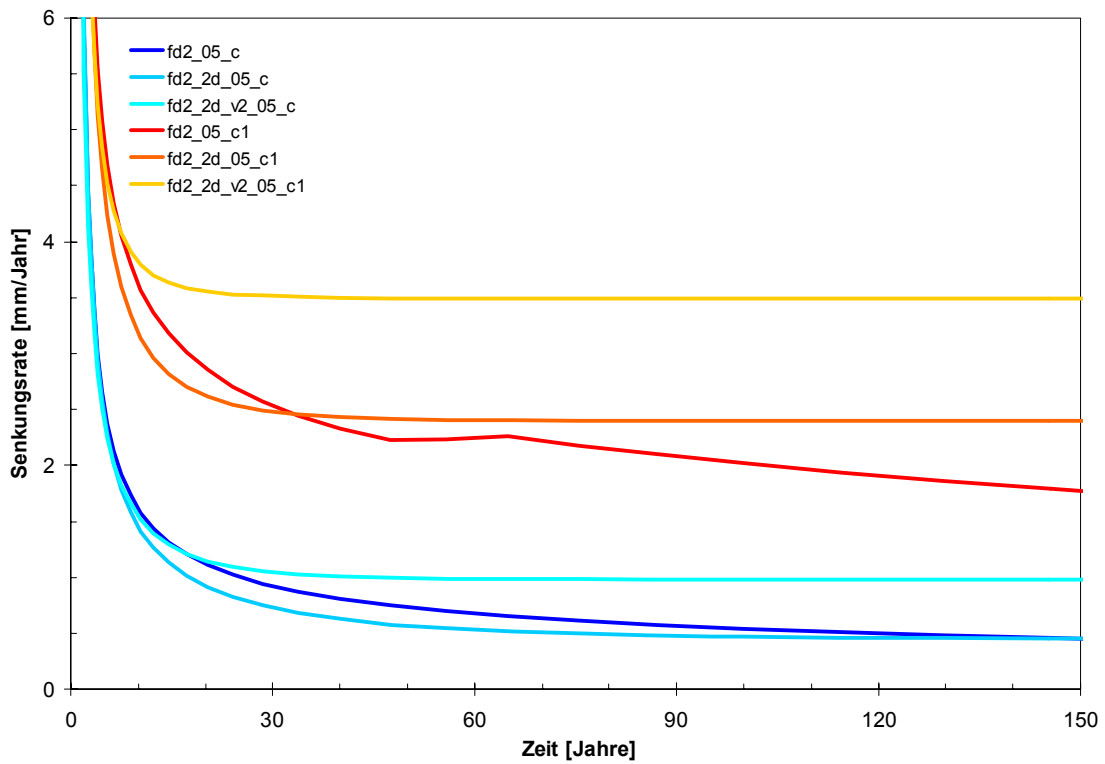


Abbildung 34: Zeitliche Entwicklung der Senkungsrate [mm/Jahr] (orthogonale Modelle fd2)

### **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 Rötzelemente 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.

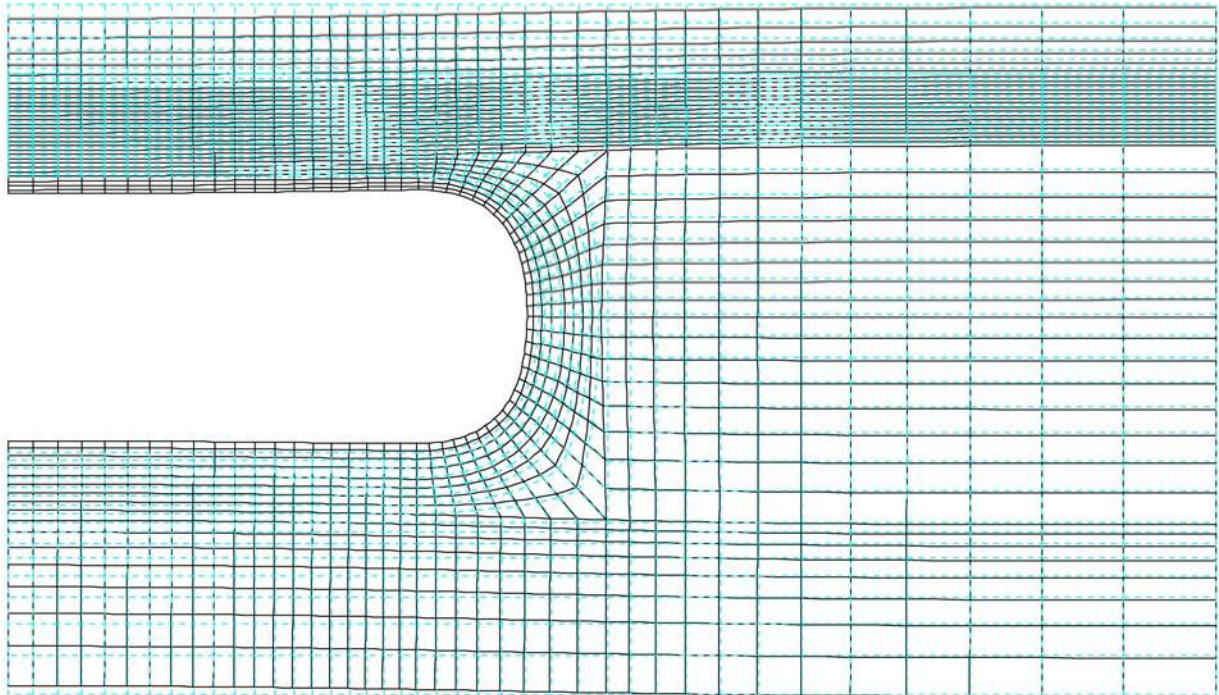


Abbildung 35: Verformte Struktur (Ausschnitt) nach 40 Jahren Standzeit, fd1\_2d\_05\_c (ohne Gleitflächen, Verschiebungen 20-fach überhöht)

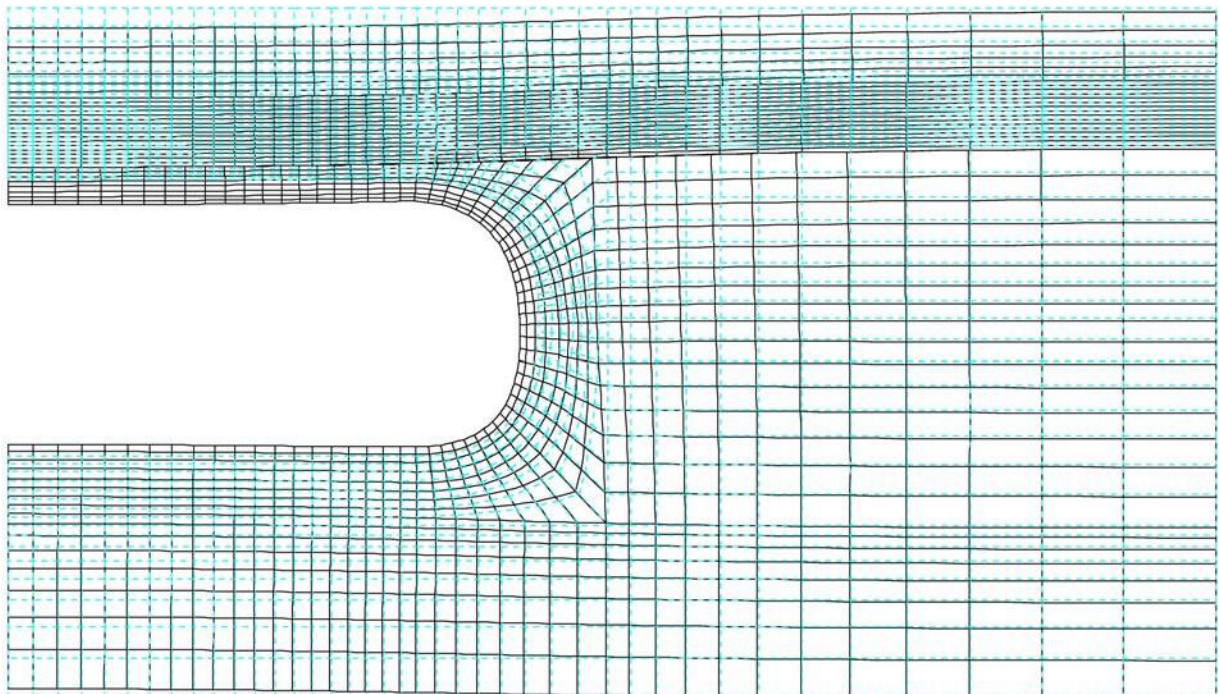


Abbildung 36: Verformte Struktur (Ausschnitt) nach 40 Jahren Standzeit, fd1\_2d\_05\_c1 (mit Gleitflächen, Verschiebungen 20-fach überhöht)

### 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.

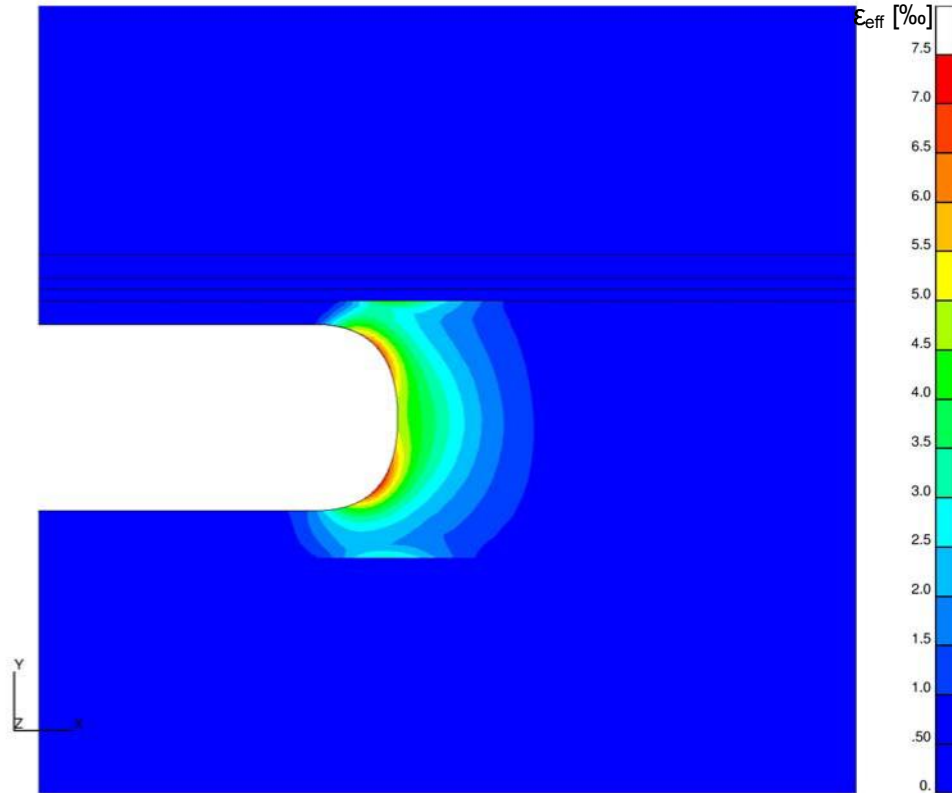


Abbildung 37: Räumliche Verteilung der Effektivverzerrungen [%] nach 40 Jahren Standzeit (Berechnungsfall fd1\_2d\_05\_c)

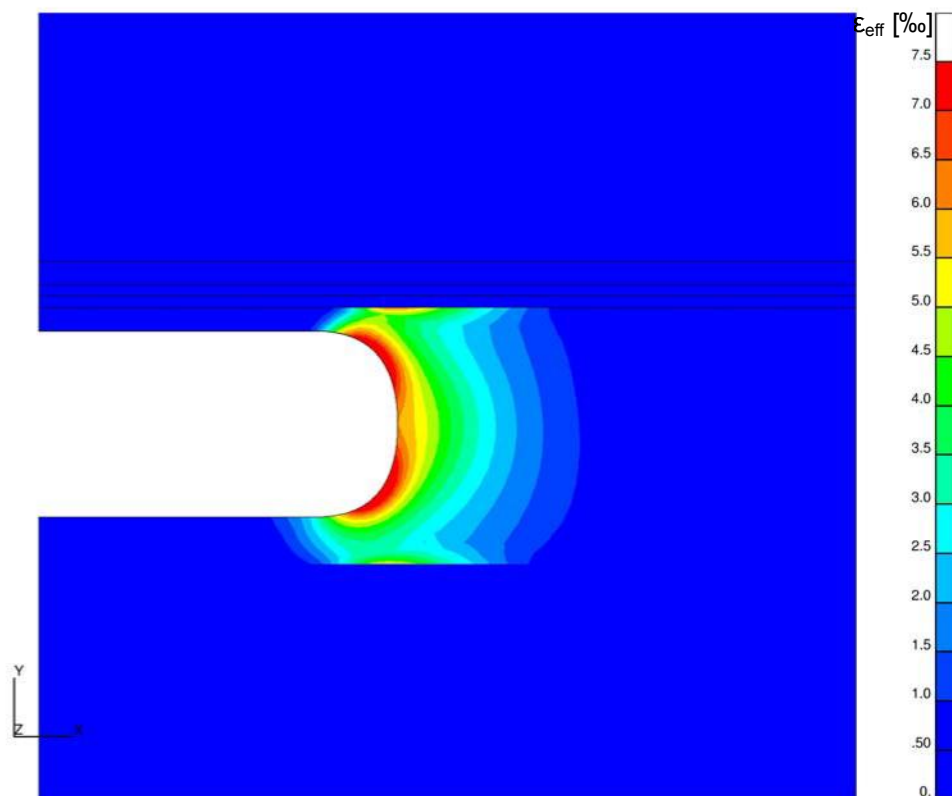


Abbildung 38: Räumliche Verteilung der Effektivverzerrungen [%] nach 100 Jahren Standzeit (Berechnungsfall fd1\_2d\_05\_c)

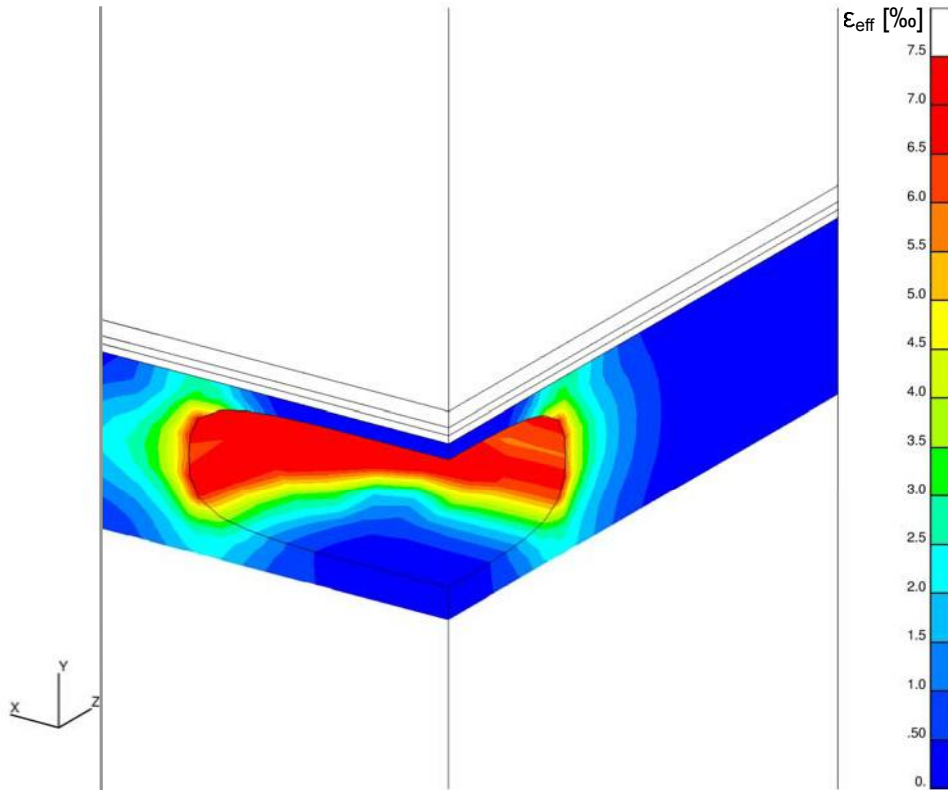


Abbildung 39: Räumliche Verteilung der Effektivverzerrungen [%] nach 40 Jahren Standzeit (Berechnungsfall fd1\_05\_c)

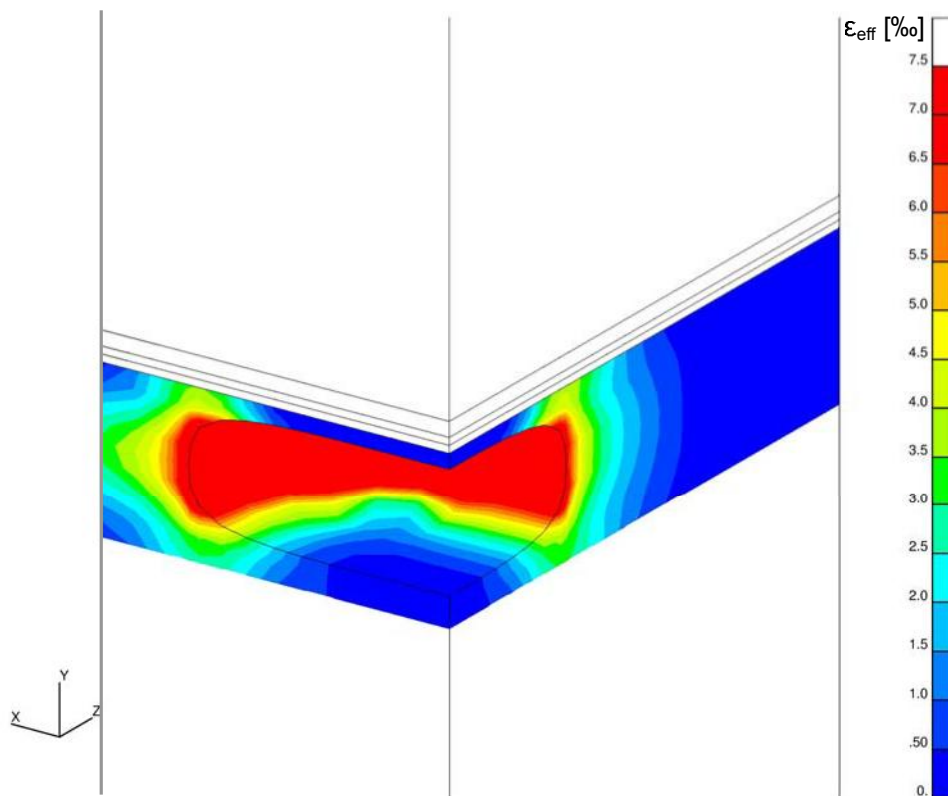


Abbildung 40: Räumliche Verteilung der Effektivverzerrungen [%] nach 100 Jahren Standzeit (Berechnungsfall fd1\_05\_c)



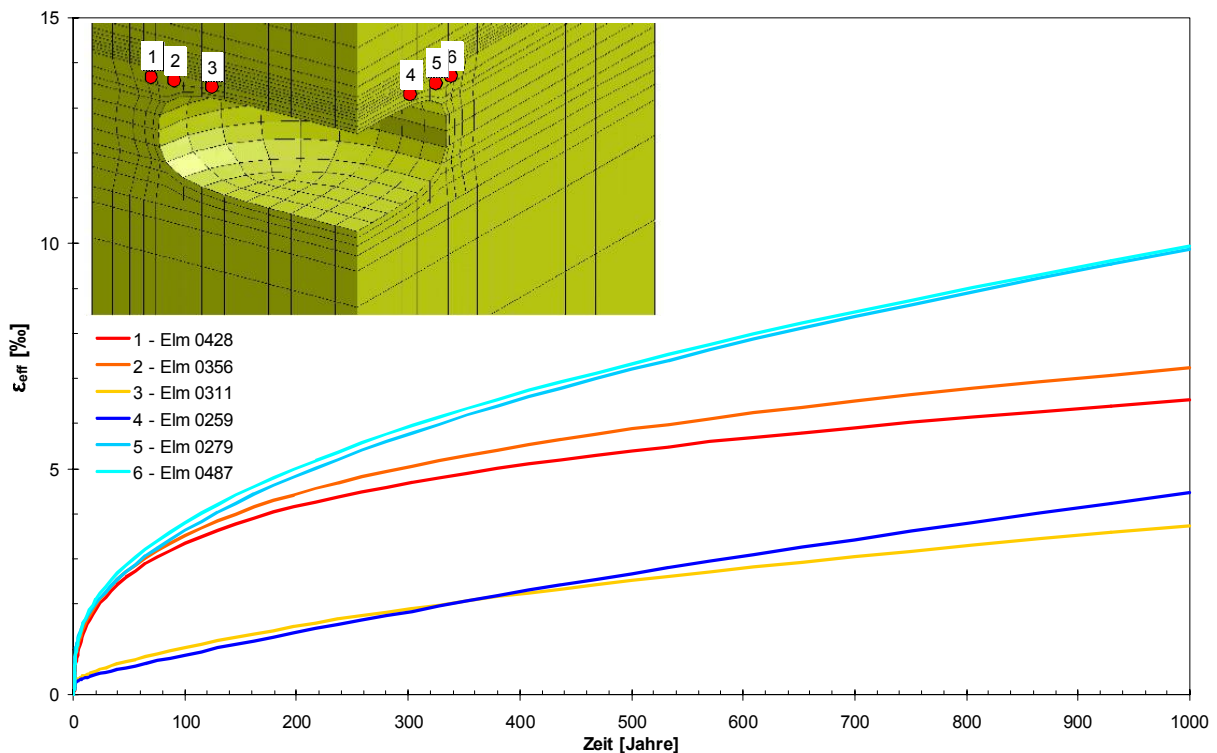


Abbildung 41: Zeitliche Entwicklung der Effektivverzerrungen im äußeren Kavernendachbereich (oben), Vergleich verschiedener Auswertelokationen (fd1\_05\_c)

#### 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 Rötssalz 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.

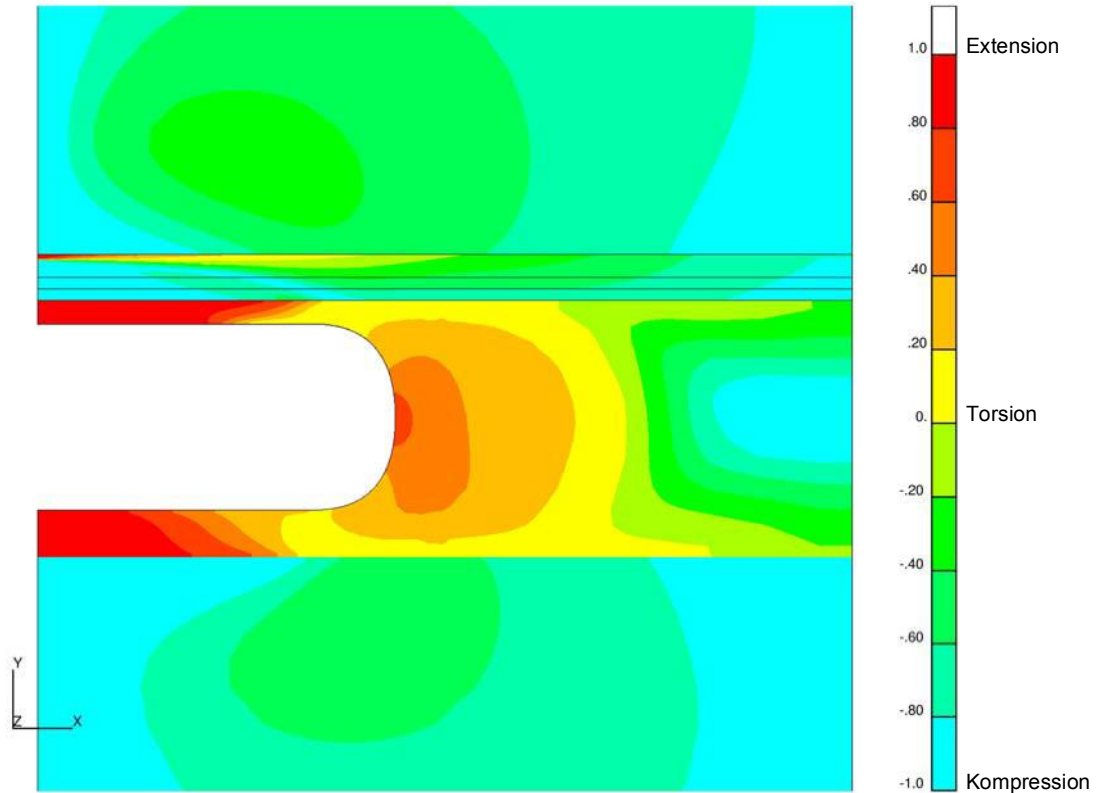


Abbildung 42: Räumliche Verteilung des Lodeparameters [-] nach 40 Jahren Standzeit (Berechnungsfall fd1\_2d\_05\_c)

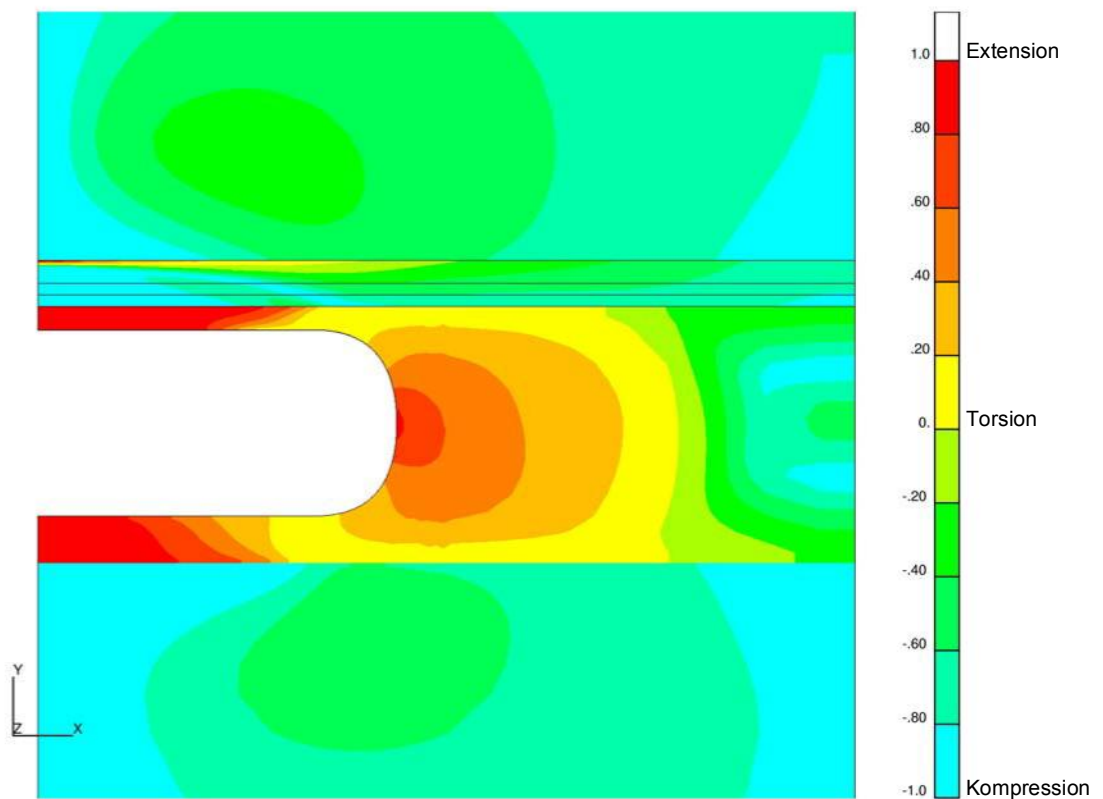


Abbildung 43: Räumliche Verteilung des Lodeparameters [-] nach 100 Jahren Standzeit (Berechnungsfall fd1\_2d\_05\_c)

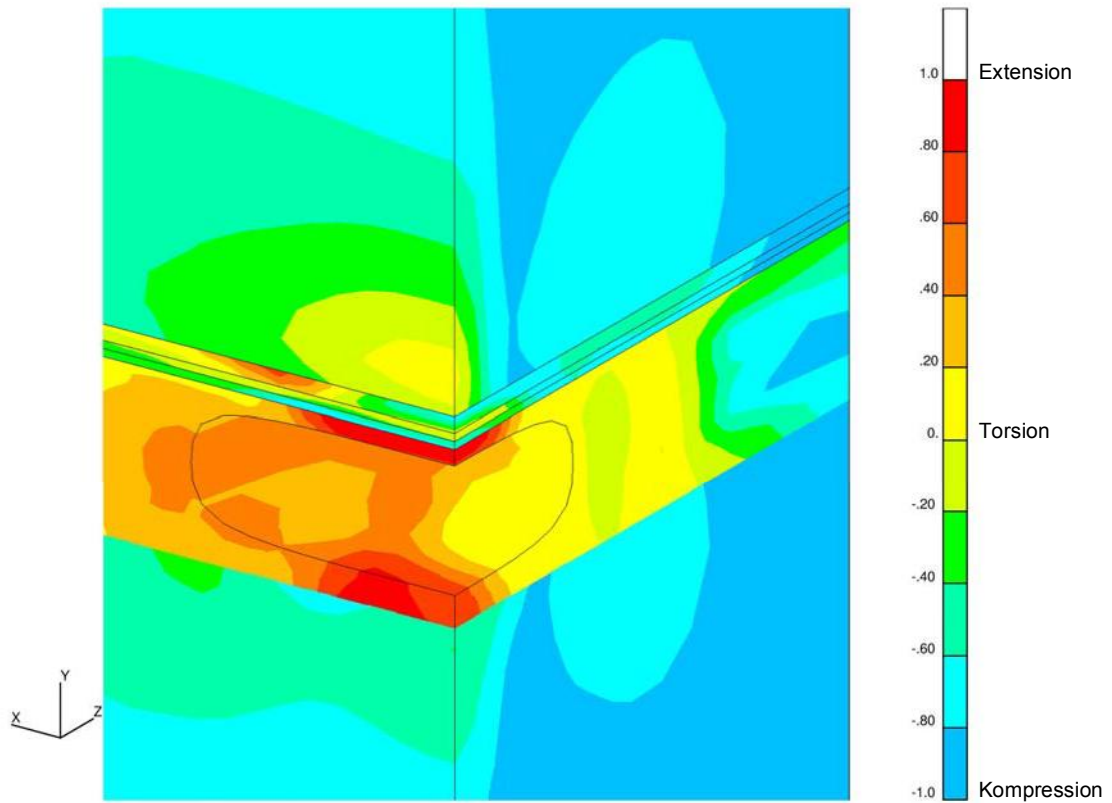


Abbildung 44: Räumliche Verteilung des Lodeparameters [-] nach 40 Jahren Standzeit (Berechnungsfall fd1\_05\_c)

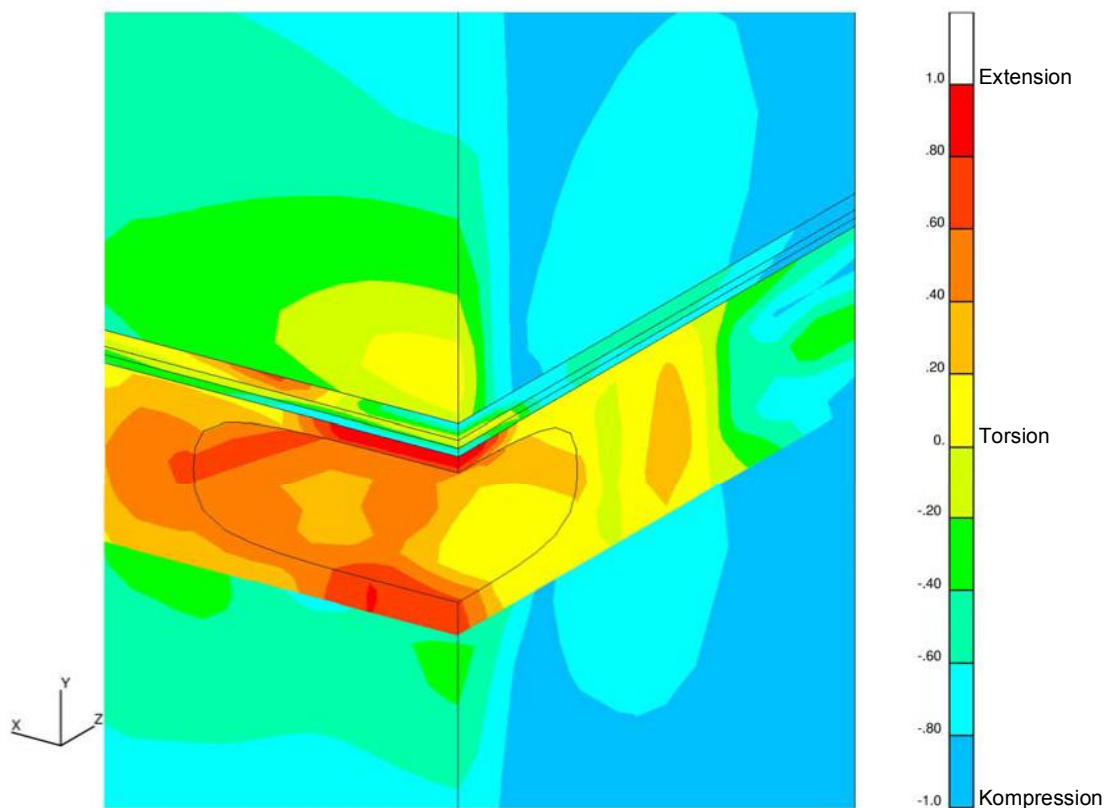


Abbildung 45: Räumliche Verteilung des Lodeparameters [-] nach 100 Jahren Standzeit (Berechnungsfall fd1\_05\_c)

### 9.4.5 Exemplarische Darstellung von Spannungspfaden im Rötssalz

In Abbildung 46 sind oberhalb des Kavernenrandes Spannungspfade im Rötssalz 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 Rötssalz 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.

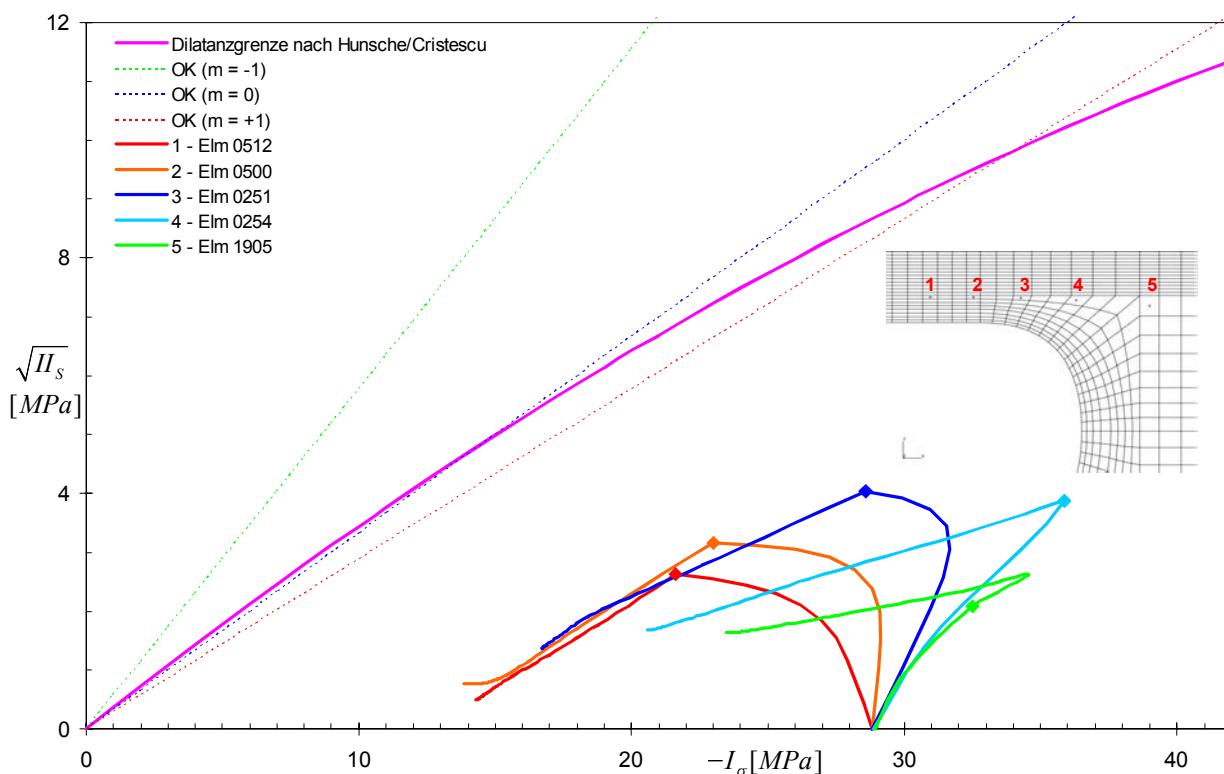


Abbildung 46: Spannungspfade im äußeren Kavernendachbereich (oben), Vergleich verschiedener Auswertelokationen (fd1\_2d\_05\_c)

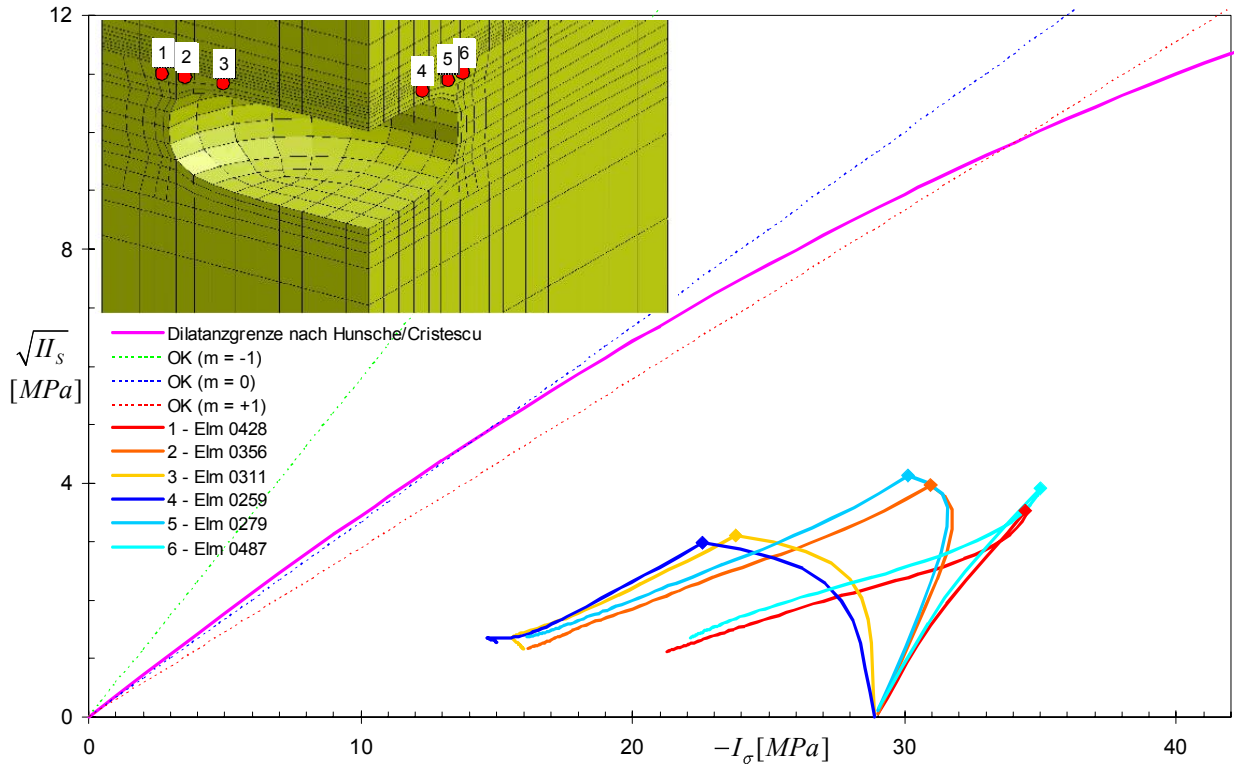


Abbildung 47: Spannungspfade im äußeren Kavernendachbereich (oben), Vergleich verschiedener Auswertelocationen (fd1\_05\_c)

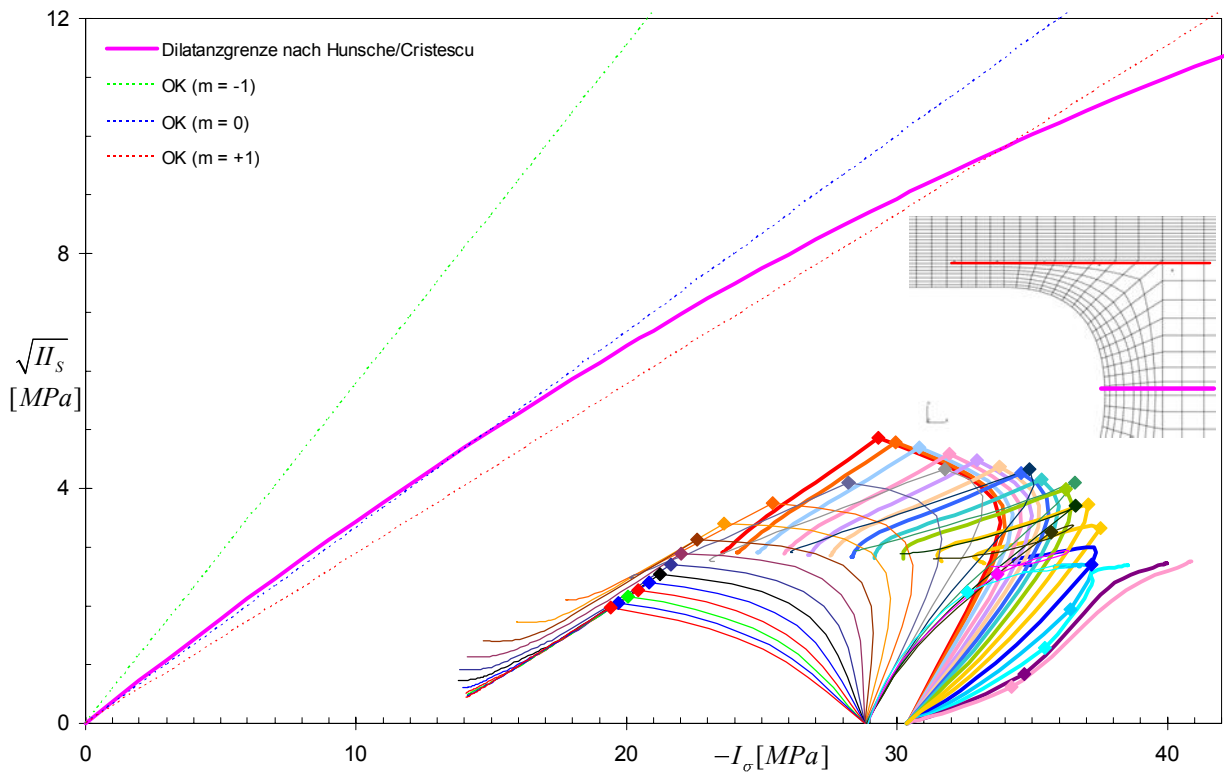


Abbildung 48: Spannungspfade im oberen Kavernendach und im Pfeilerbereich, Vergleich verschiedener Auswertelocationen (fd4\_2d\_05\_c)

#### 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.

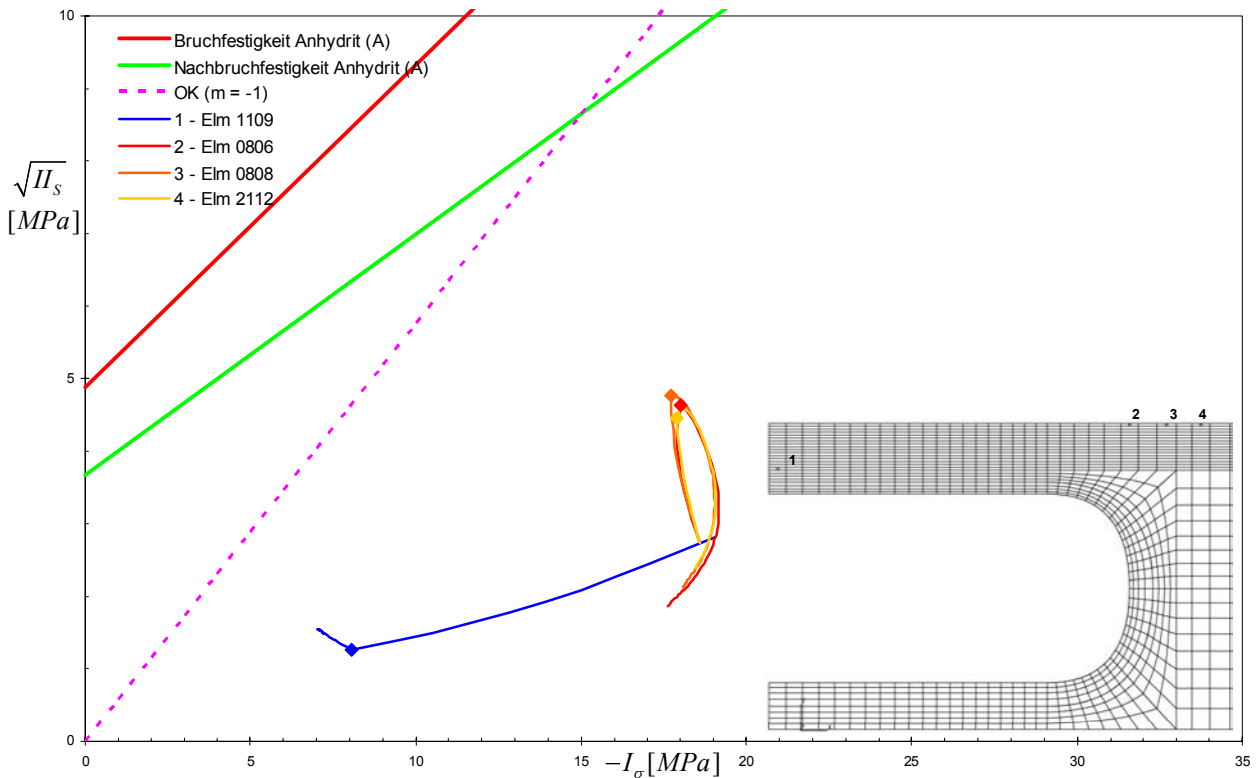


Abbildung 49: Spannungspfade in der 10 m mächtigen Anhydritschicht (Berechnungsfall fd1\_2d\_05\_c, ohne Gleitflächen)

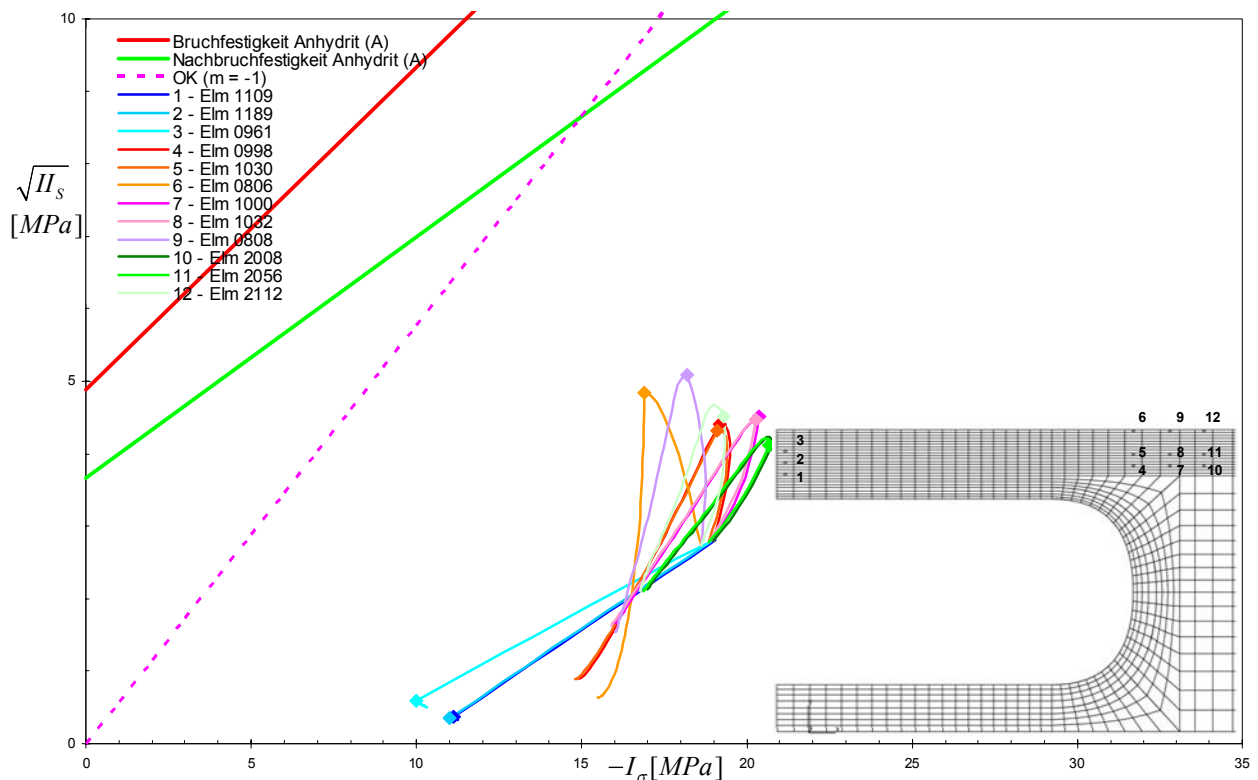


Abbildung 50: Spannungspfade in der 10 m mächtigen Anhydritschicht (Berechnungsfall fd1\_2d\_05\_c1, mit Gleitflächen)

## 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 Rötssalz wurde zu 5 m angenommen. Im Hangenden wurde direkt über dem Rötssalz 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 & HUNSCH (1998) im Rötssalz 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.

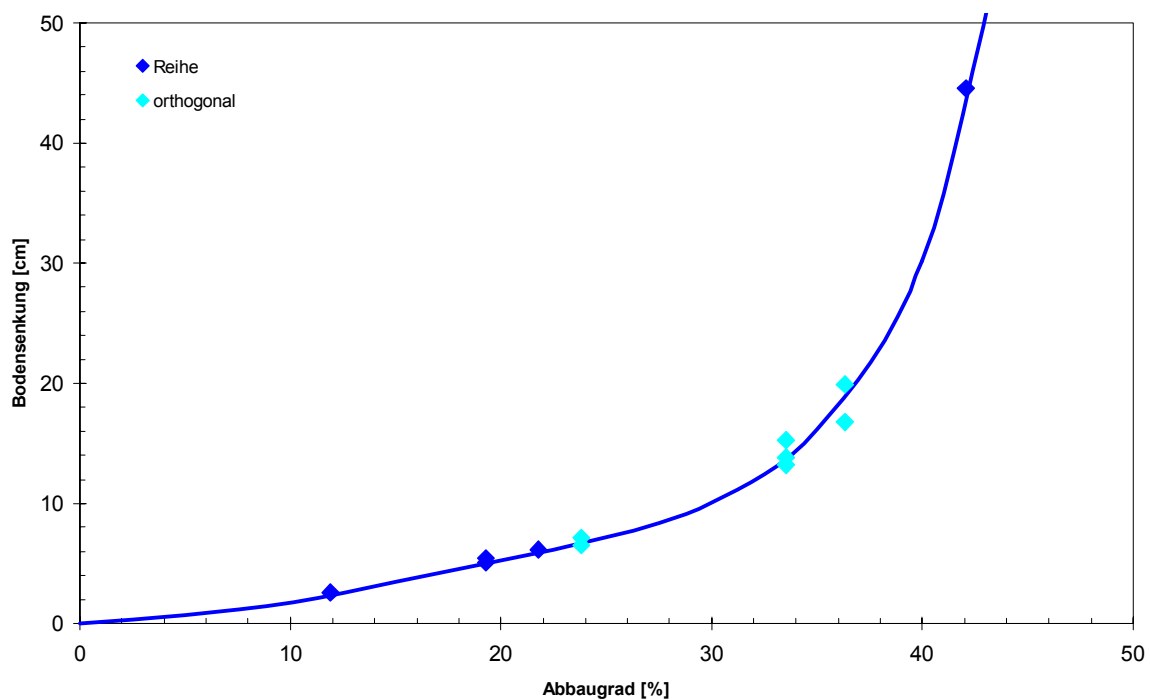


Abbildung 51: Geländesenkung nach 100 Jahren als Funktion des Abbaugrades

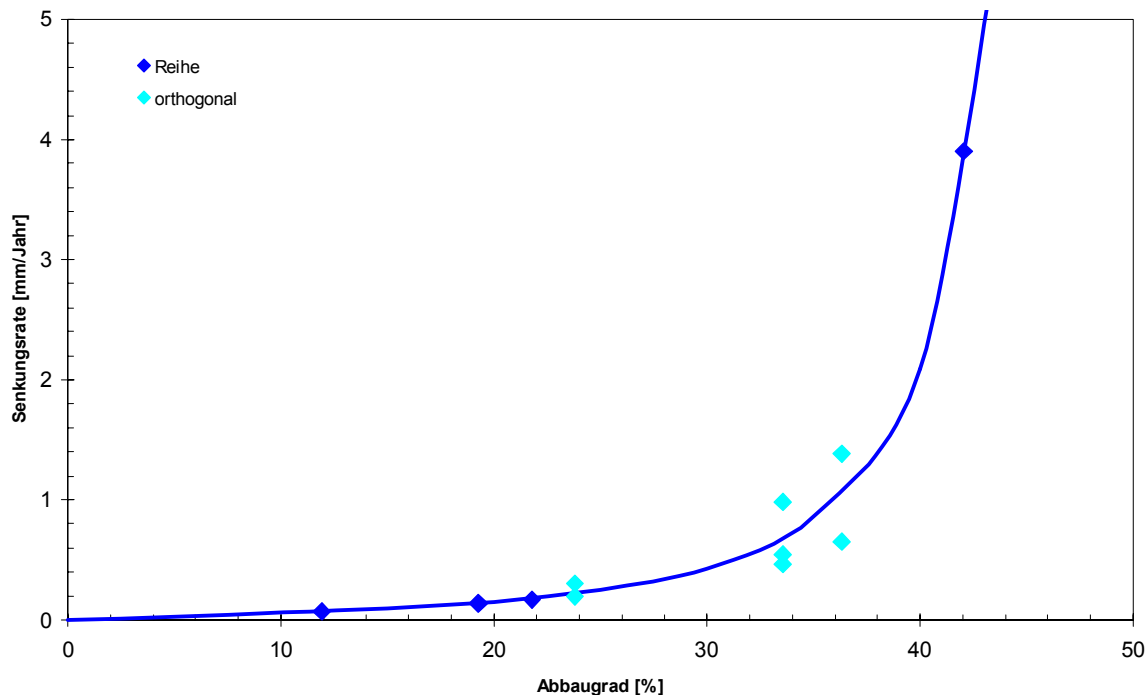


Abbildung 52: Senkungsrate nach 100 Jahren als Funktion des Abbaugrades

## 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 Söldurchmesser 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 Söldurchmesser 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 Schwäche zonen sind Standfestigkeitsprobleme nicht auszuschließen. Wenn solche Schwäche zonen 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 & HUNSCHE (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).





# 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**

<b>1</b>	<b>Einführung</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Auftrag und Arbeitsumfang</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Stoffgesetze</b>	<b>5</b>
<b>4</b>	<b>Randbedingungen und Berechnungsannahmen</b>	<b>6</b>
<b>5</b>	<b>Bewertungskriterien</b>	<b>7</b>
5.1	Kurzzeitfestigkeit und Dilatanzgrenze für Steinsalz	7
5.2	Bruch- und Nachbruchfestigkeit des Deckgebirges	10
<b>6</b>	<b>Materialparameter</b>	<b>11</b>
6.1	Berechnungsmodelle	12
<b>7</b>	<b>Ergebnisse</b>	<b>19</b>
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
<b>8</b>	<b>Empfehlungen</b>	<b>30</b>
<b>9</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>32</b>

## 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. m<sup>3</sup> 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.

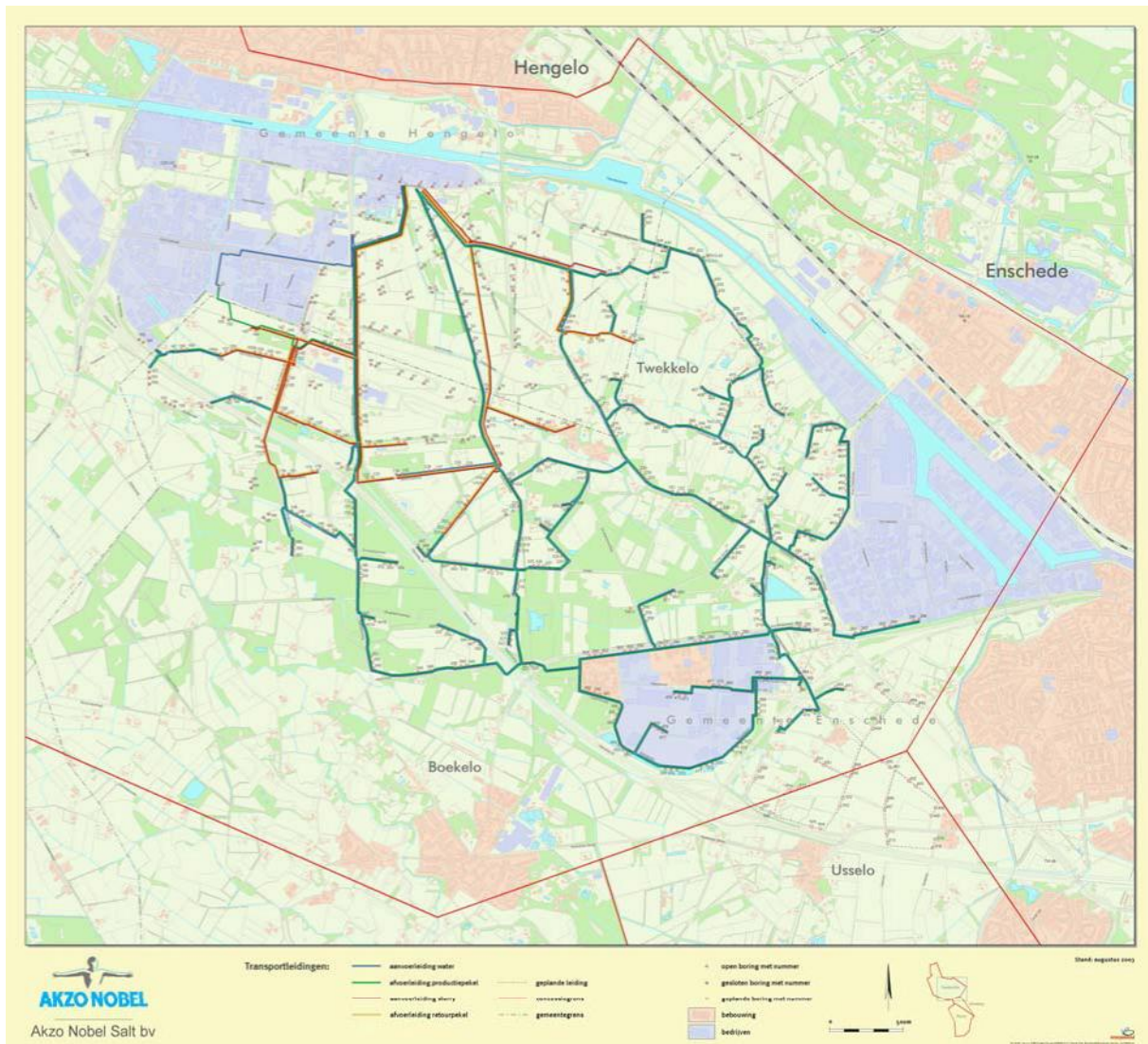


Abbildung 1: Kavernenfeld Hengelo

## 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  $\eta$ -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:

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

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

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 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  $\nu_i$  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<sup>3</sup> 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 Rötsalzschiehten A – D werden nicht als solche modelliert, sondern dem Rötsalz zugerechnet.

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

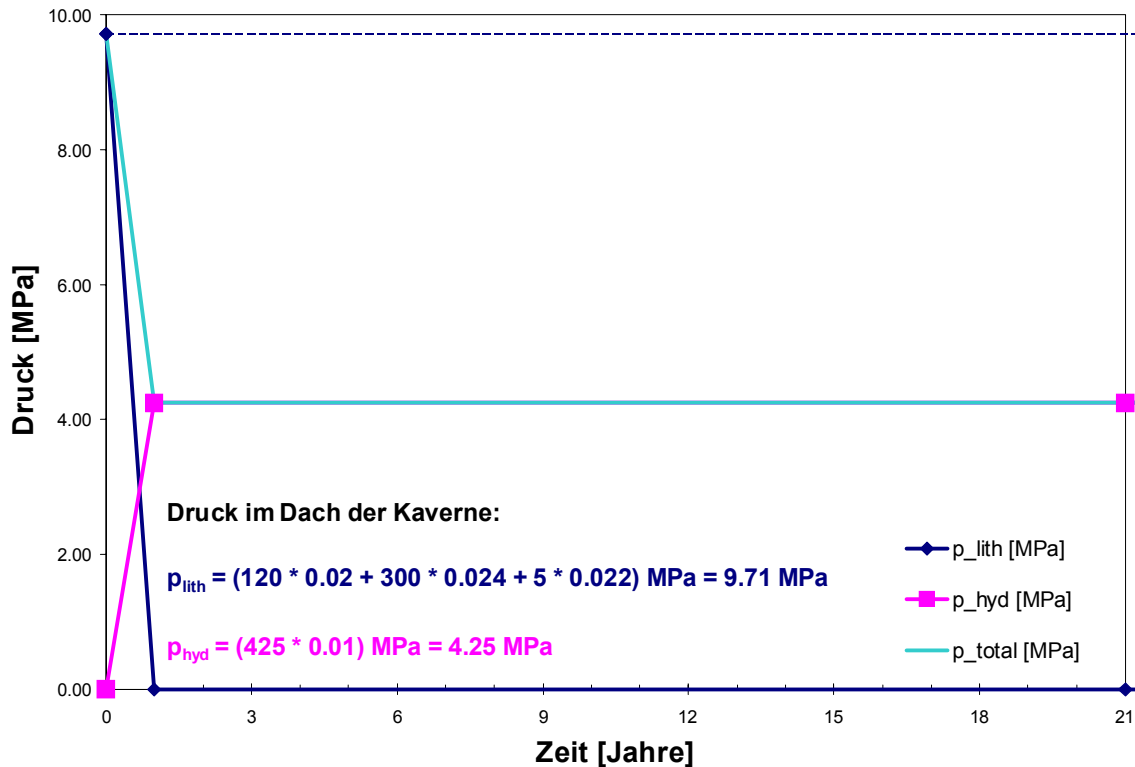


Abbildung 2: Solungssimulation (Kavernendach in 425 m Teufe)

## 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  $\eta$ -Kurven für  $\eta = 25, 30$  und  $35\%$ .

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

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

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  $f_2 = -0.36726 [-]$ .



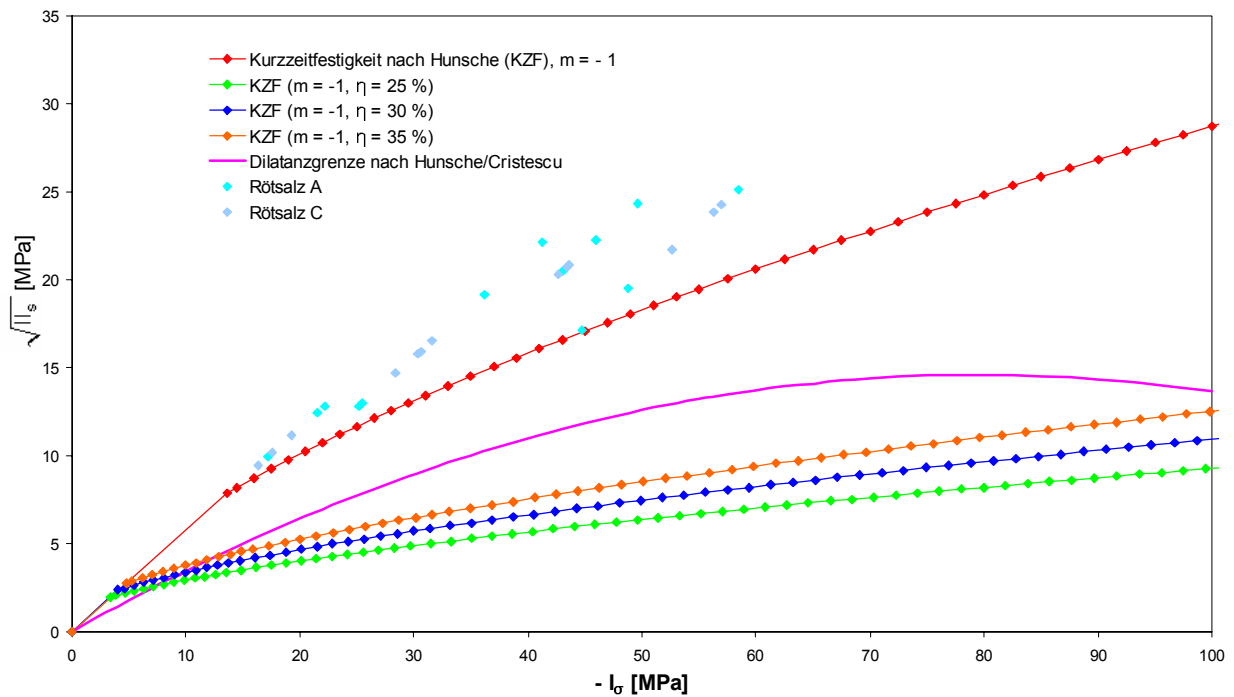


Abbildung 3: Kurzzeitfestigkeit (KZF) nach HUNSCH, SCHULZE & LANGER (1994) mit ausgewählten  $\eta$ -Kurven ( $m=-1$ ) und Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCH (1998) sowie Laborergebnisse für Rötalsalz A und C

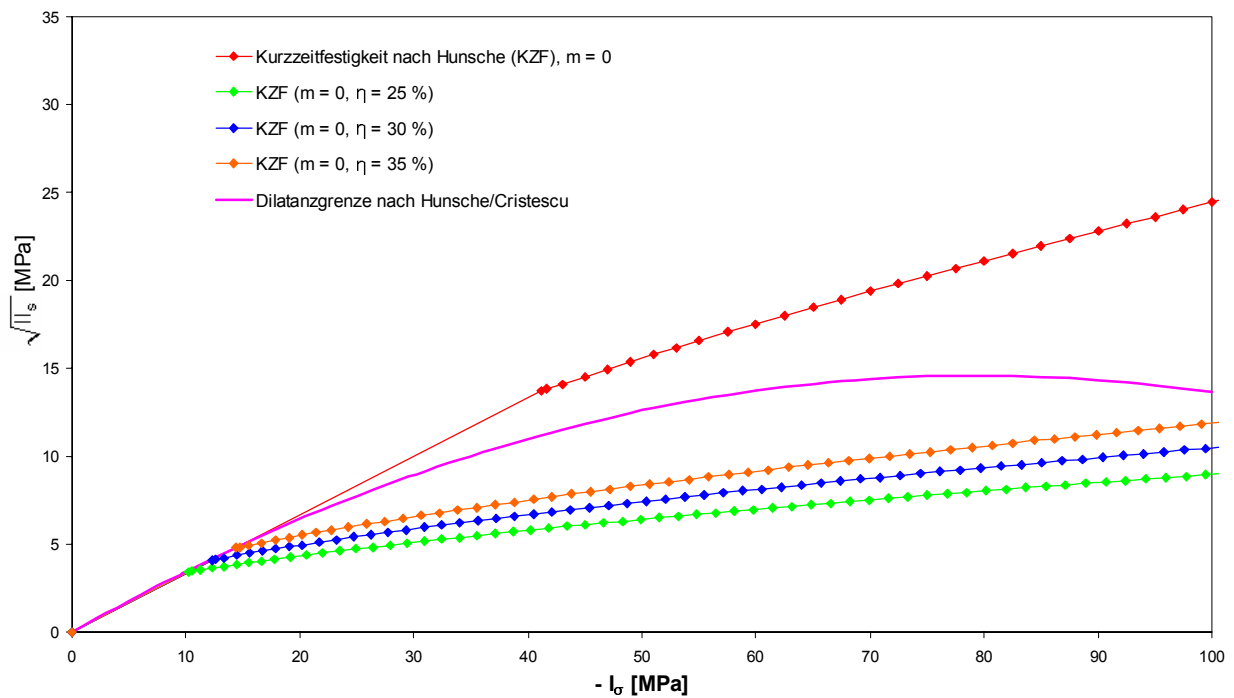


Abbildung 4: Kurzzeitfestigkeit (KZF) nach HUNSCH, SCHULZE & LANGER (1994) mit ausgewählten  $\eta$ -Kurven ( $m=0$ ) und Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCH (1998)

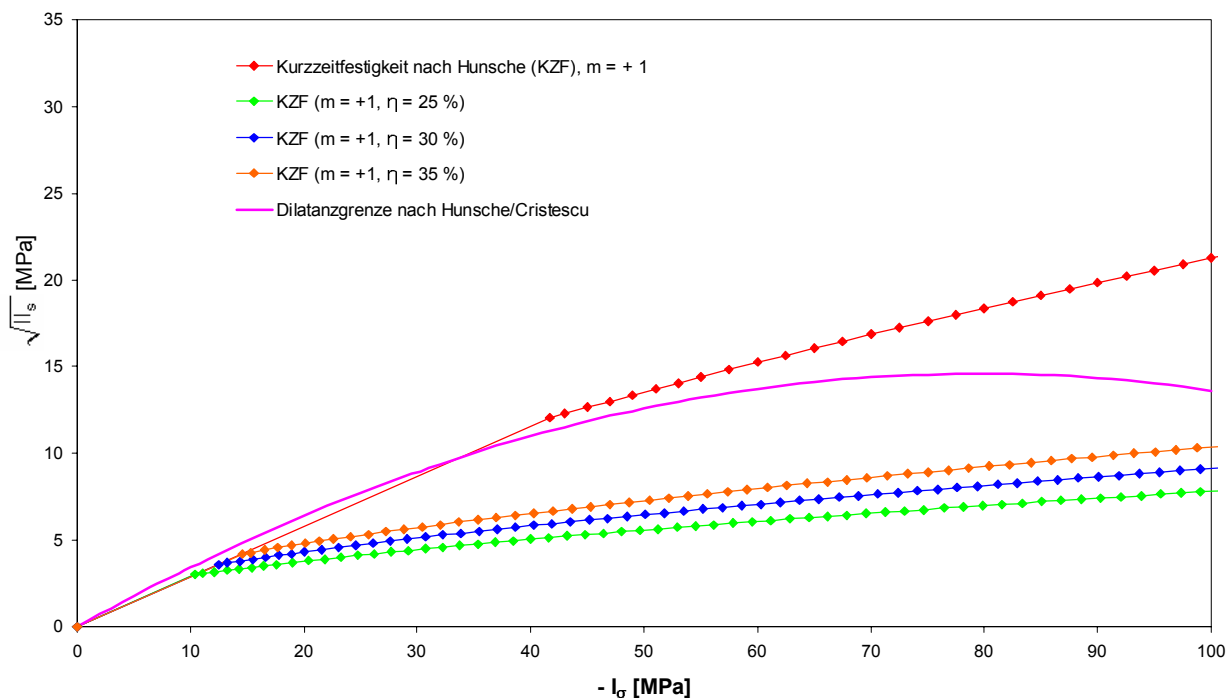


Abbildung 5: Kurzzeitfestigkeit (KZF) nach HUNSCHÉ, SCHULZE & LANGER (1994) mit ausgewählten  $\eta$ -Kurven ( $m=+1$ ) und Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHÉ (1998)

### 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	
	$\alpha$	k	$\alpha$	k
Anhydrit (A)	0.4442	4.888	0.3332	3.666
Drucker-Prager-Kriterium: $F = 0 = \alpha I_{\sigma} + \sqrt{I_{1s}} - k$ , Zugspannungen positiv				

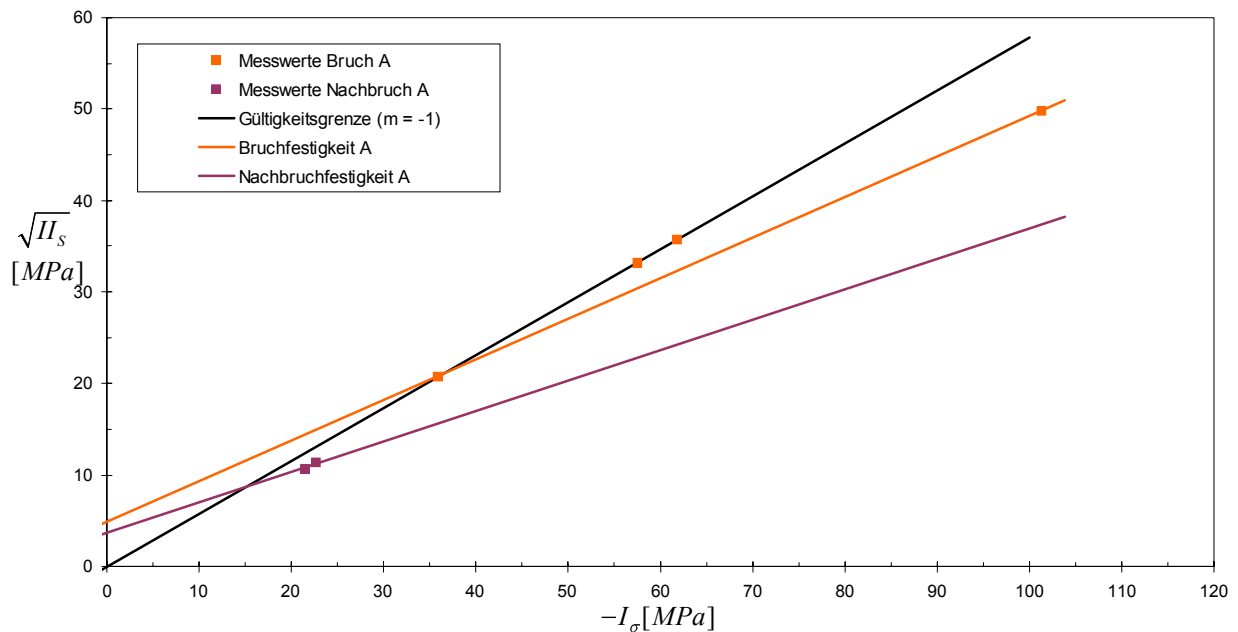


Abbildung 6: Bruch- und Nachbruchfestigkeiten von Anhydrit (A)

## 6 Materialparameter

Die verwendeten Kriechparameter für das Röttsalz 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]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	$\nu$ [-]	$K_0$ [-]
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.

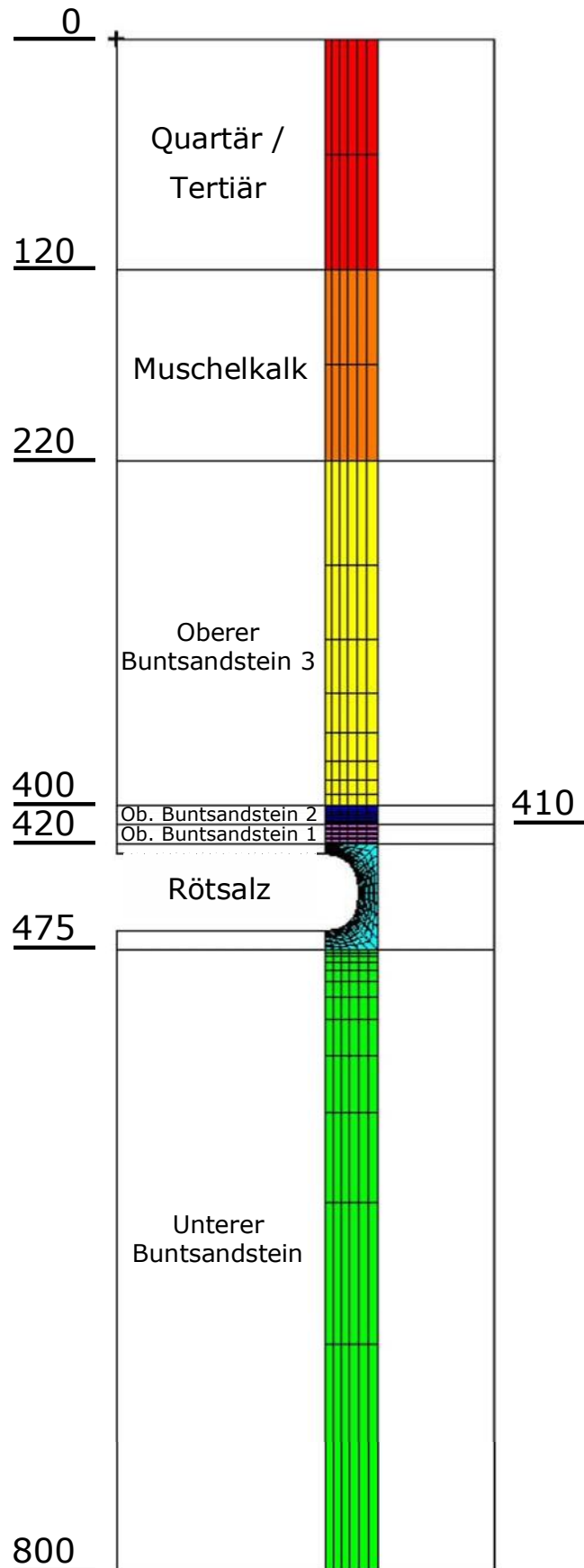


Abbildung 7: Fall 1: Kavernenhöhe 40 m, kompakter Anhydrit (gesamtes FE-Netz)

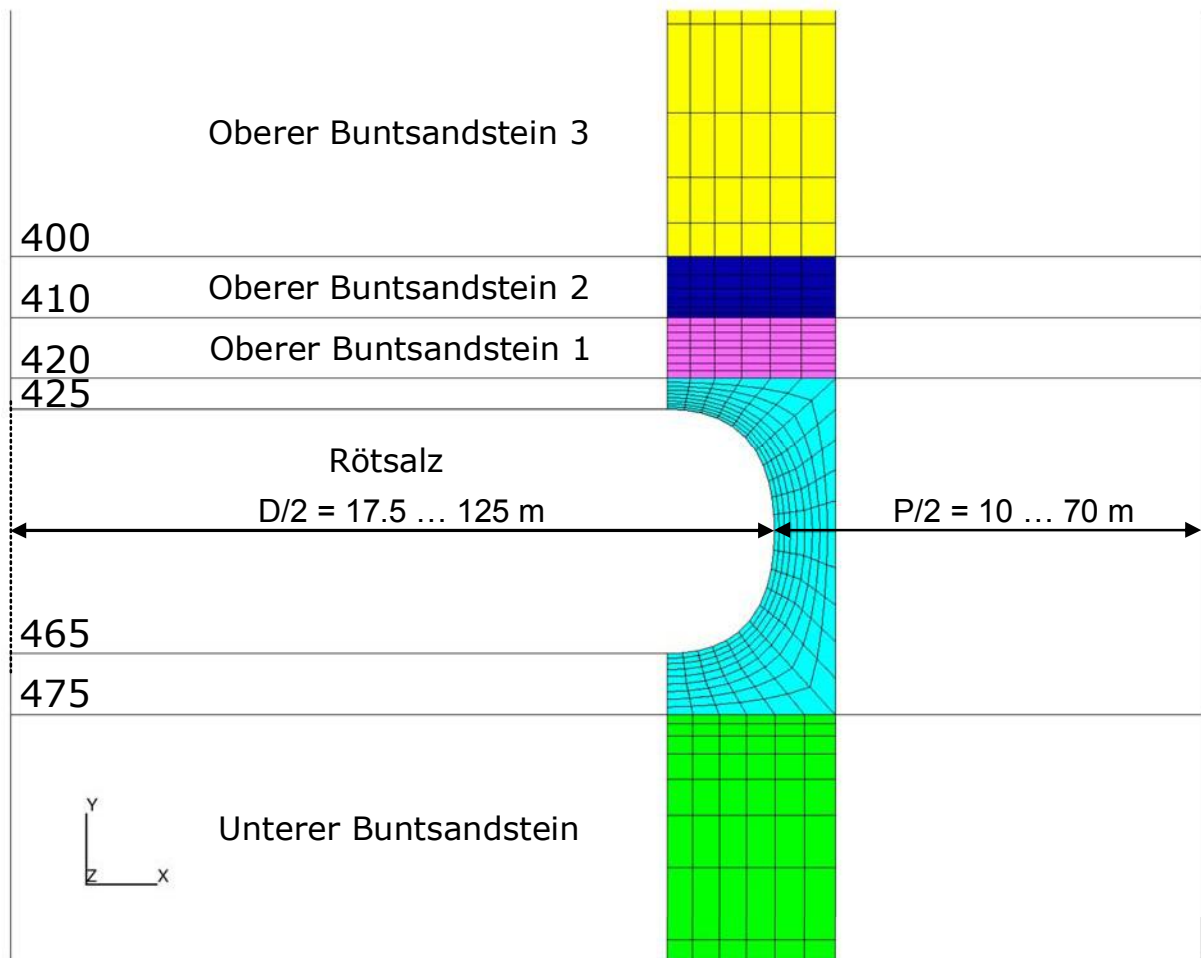


Abbildung 8: Fall 1: Kavernenhöhe 40 m, kompakter Anhydrit (Ausschnitt FE-Netz)

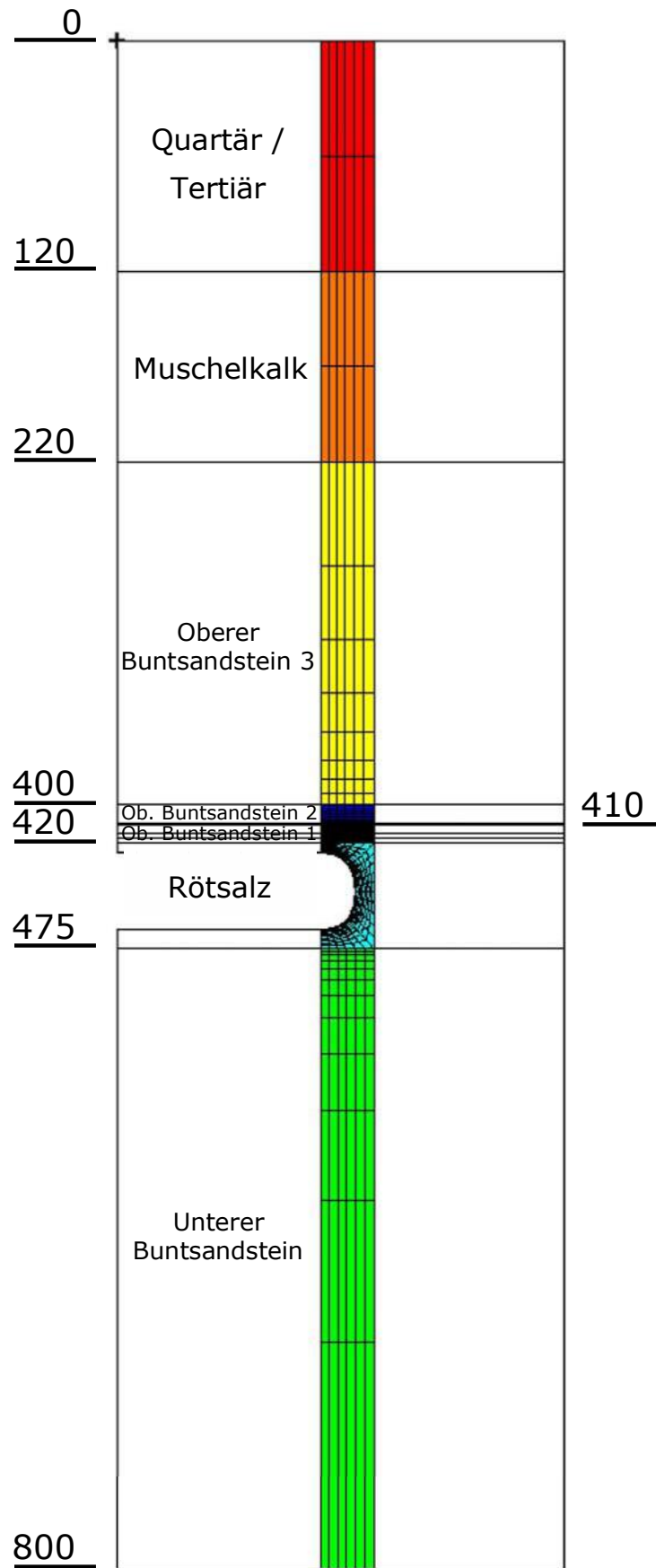


Abbildung 9: Fall 2: Kavernenhöhe 40 m, geklüfteter Anhydrit (gesamtes FE-Netz)

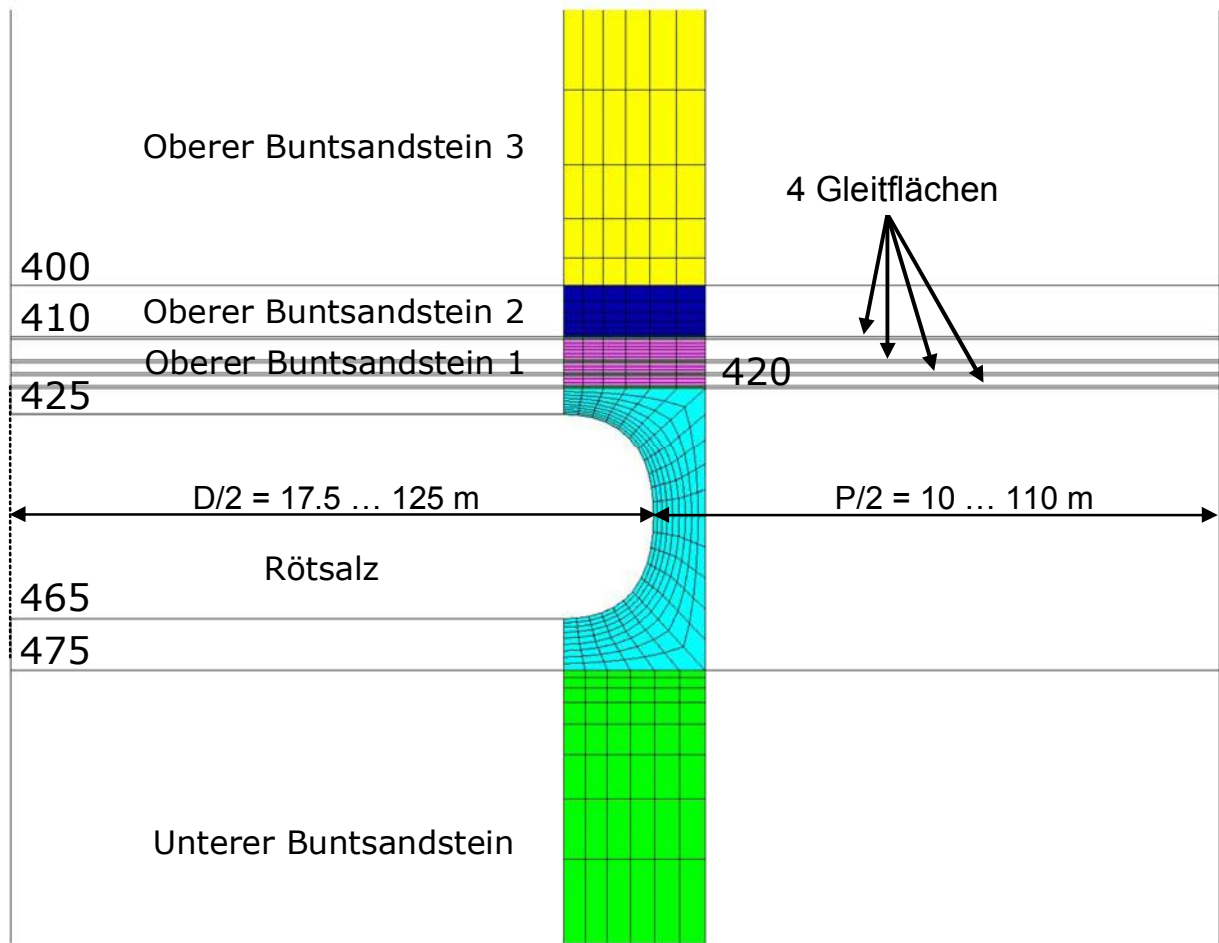


Abbildung 10: Fall 2: Kavernenhöhe 40 m, geklüfteter Anhydrit (Ausschnitt FE-Netz)



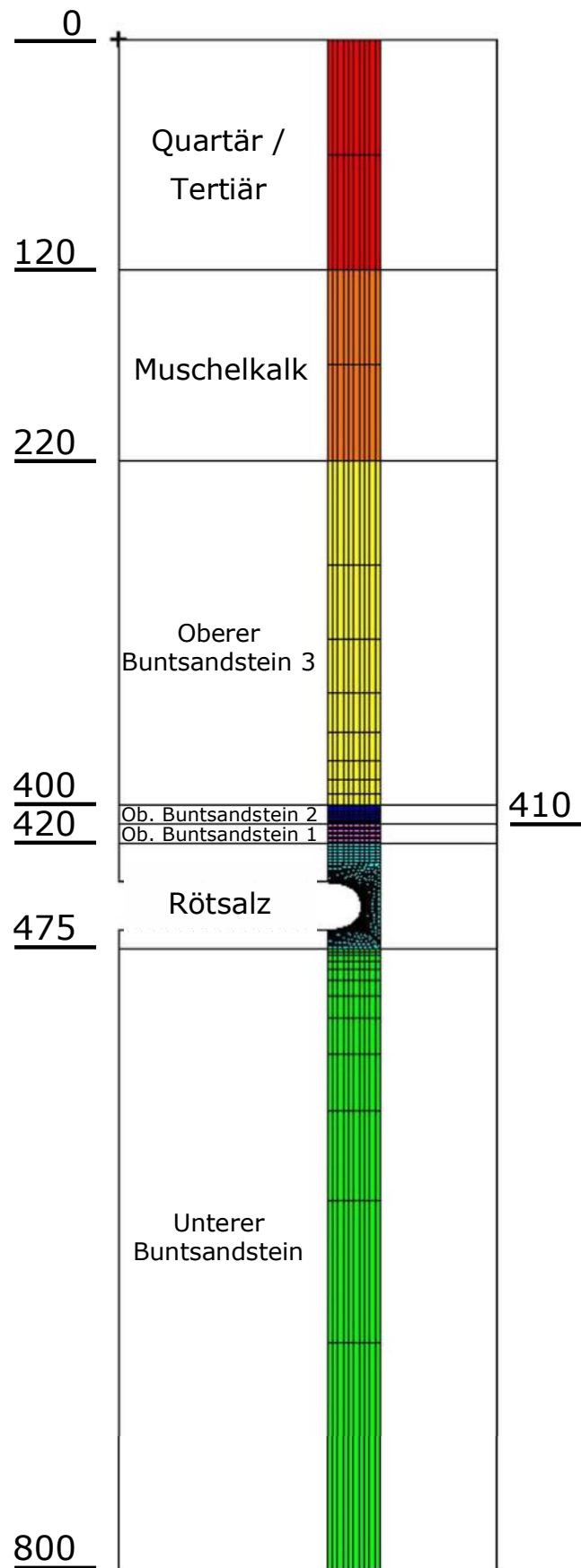


Abbildung 11: Fall 3: Kavernenhöhe 25 m, kompakter Anhydrit (gesamtes FE-Netz)

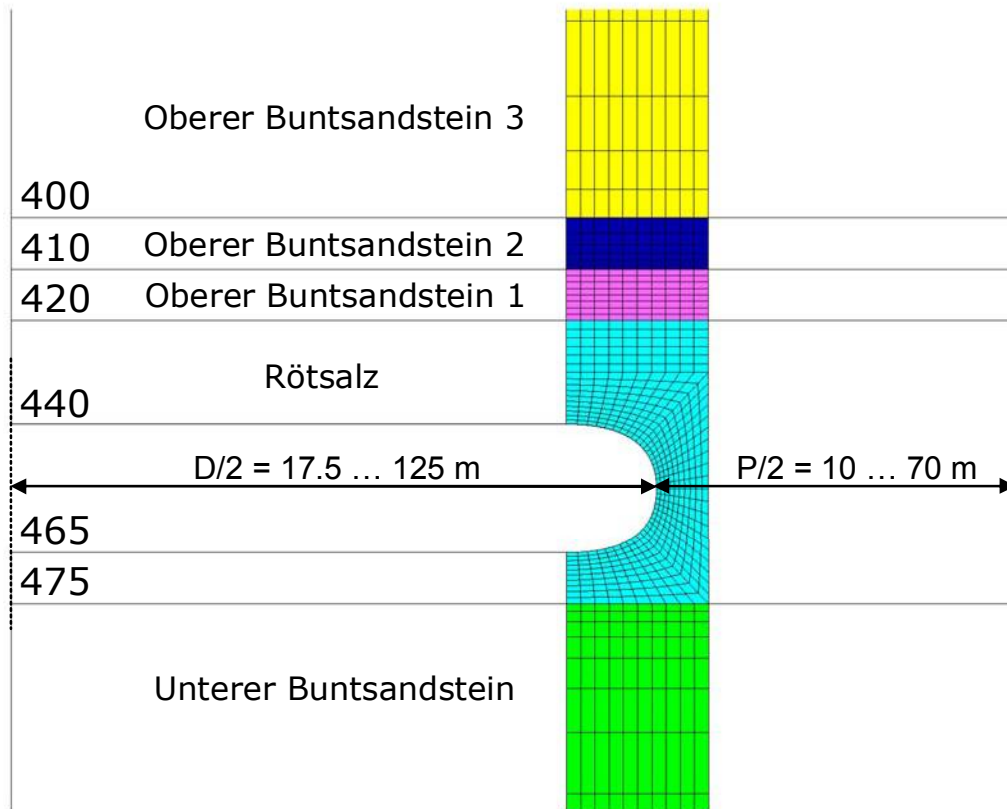


Abbildung 12: Fall 3: Kavernenhöhe 25 m, kompakter Anhydrit (Ausschnitt FE-Netz)

## 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  $\eta$ -Wertes (Ausnutzungsgrad) im gesamten Rötsalz, also auch im Dachbereich der Kaverne<sup>1</sup>,
2. Ermittlung des Maximalwertes der berechneten Festigkeitsüberschreitung im 10 m mächtigen Anhydrit oberhalb des Rötsalzes und
3. Notierung des Kavernendurchmessers, der Pfeilerbreite, des maximalen  $\eta$ -Wertes im Rötsalz und der maximalen Festigkeitsüberschreitung im Anhydrit.

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

- Für das Rötsalz wurden zunächst drei unterschiedliche  $\eta$ -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 Rötsalz 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.

---

<sup>1</sup> Das Maximum der  $\eta$ -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  $\eta$ -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  $\eta$ -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 Rötsalz 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 Rötsalz und kein Anhydritversagen ( $F < 0$ )
- ▲  $\eta > 25\%$  im Rötsalz und kein Anhydritversagen ( $F < 0$ )
- ◆  $\eta < 25\%$  im Rötsalz und Anhydritversagen ( $F > 0$ )
- $\eta > 25\%$  im Rötsalz 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.

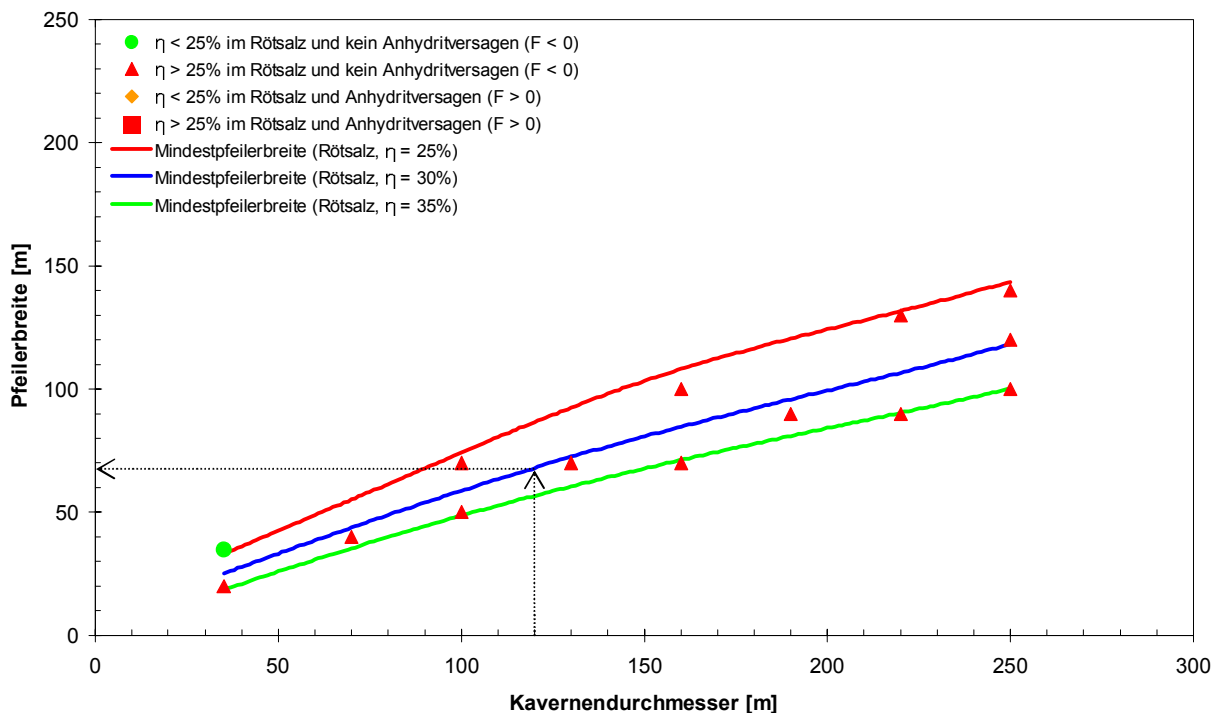


Abbildung 13: Fall 1: P-D-Kurven nach 200 Jahren

### 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 HUNSCHKE, 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  $\eta$ -Kurven. Alle übrigen Spannungspunkte in Extensions- bzw. Kompressionsbeanspruchung bleiben sehr weit entfernt von den  $\eta$ -Kurven für  $m = +1/3$  und bedürfen keiner weiteren Überprüfung bzgl. der spezifischen  $\eta$ -Kurven (z. B. für  $m = +1$ ).

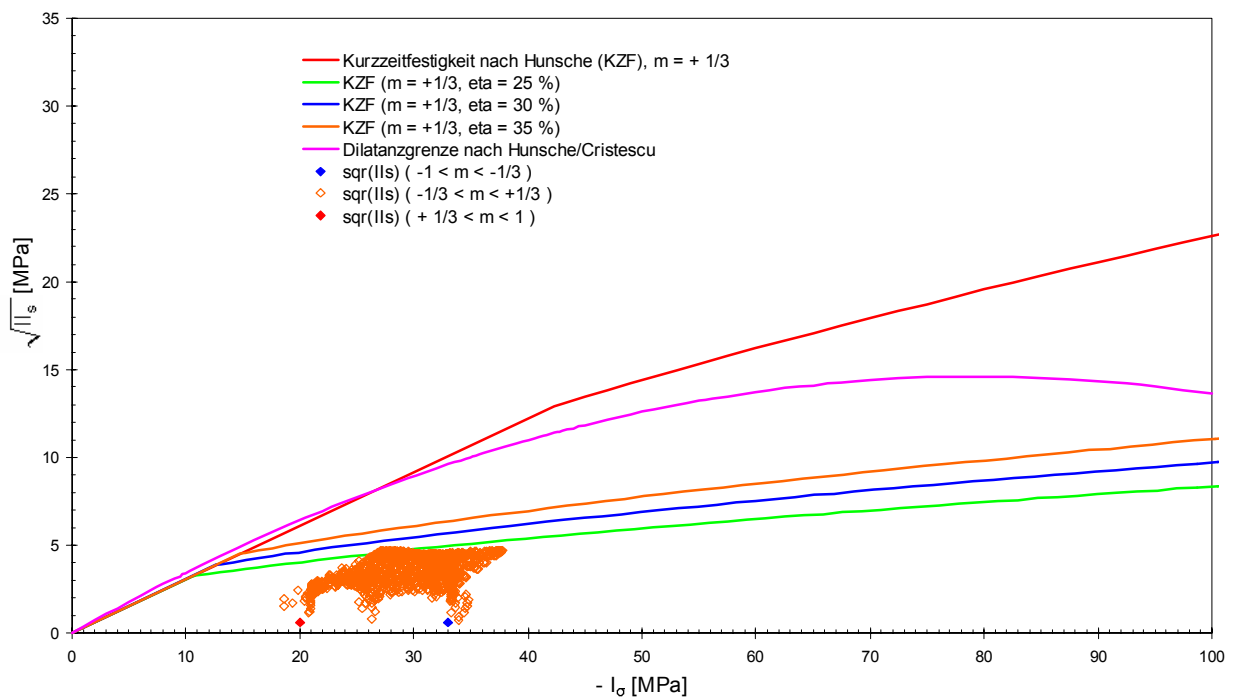


Abbildung 14: Fall 1 (D = 35 m, P = 35 m), Spannungspunkte des Rötosalzes im Invariantendiagramm nach 200 Jahren

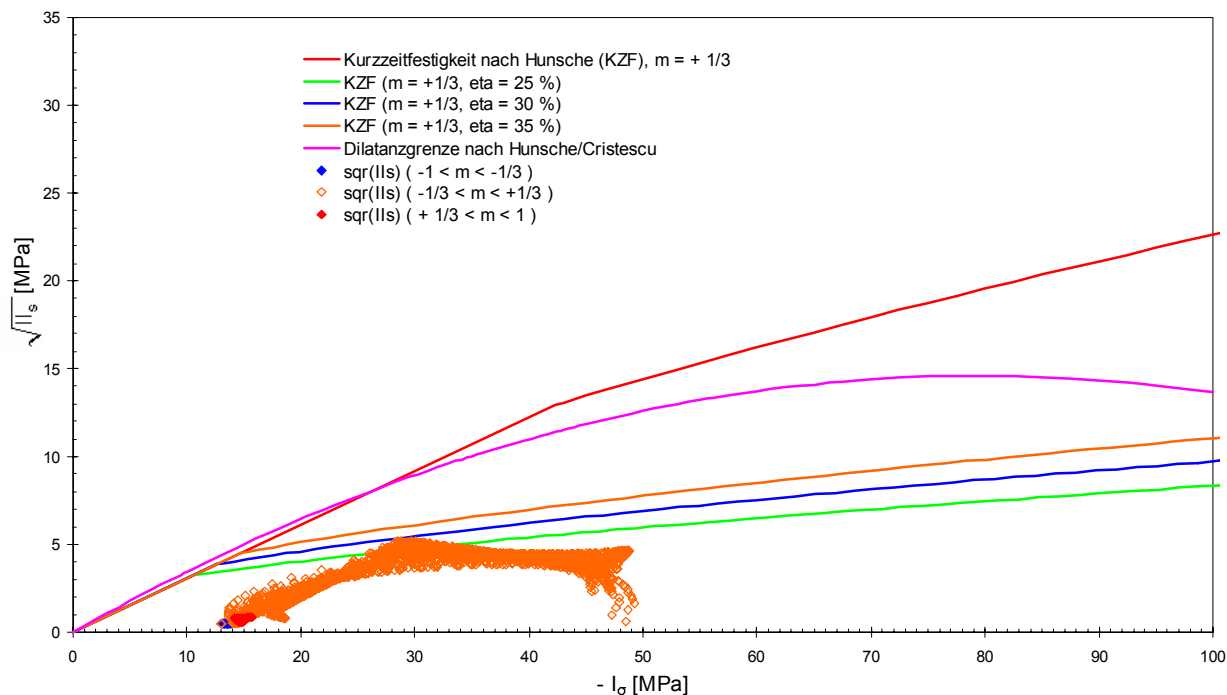


Abbildung 15: Fall 1 (D = 100 m, P = 70 m), Spannungspunkte des Rötosalzes im Invariantendiagramm nach 200 Jahren

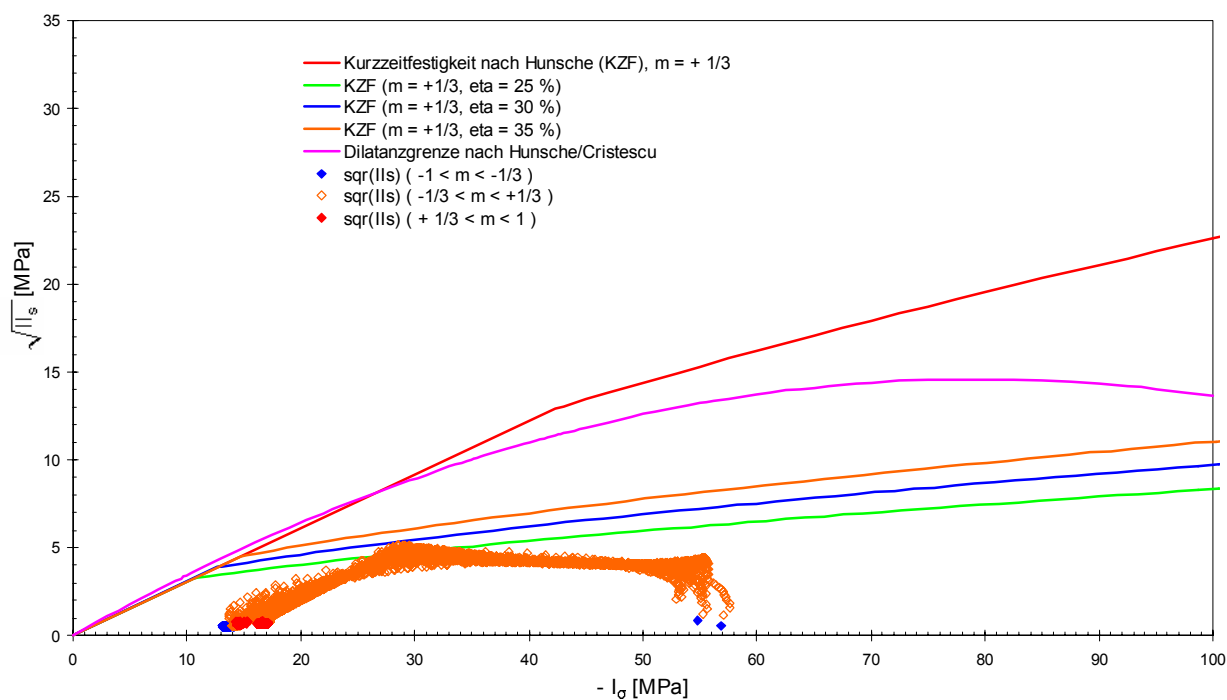


Abbildung 16: Fall 1 (D = 160 m, P = 100 m), Spannungspunkte des Rötosalzes im Invariantendiagramm nach 200 Jahren

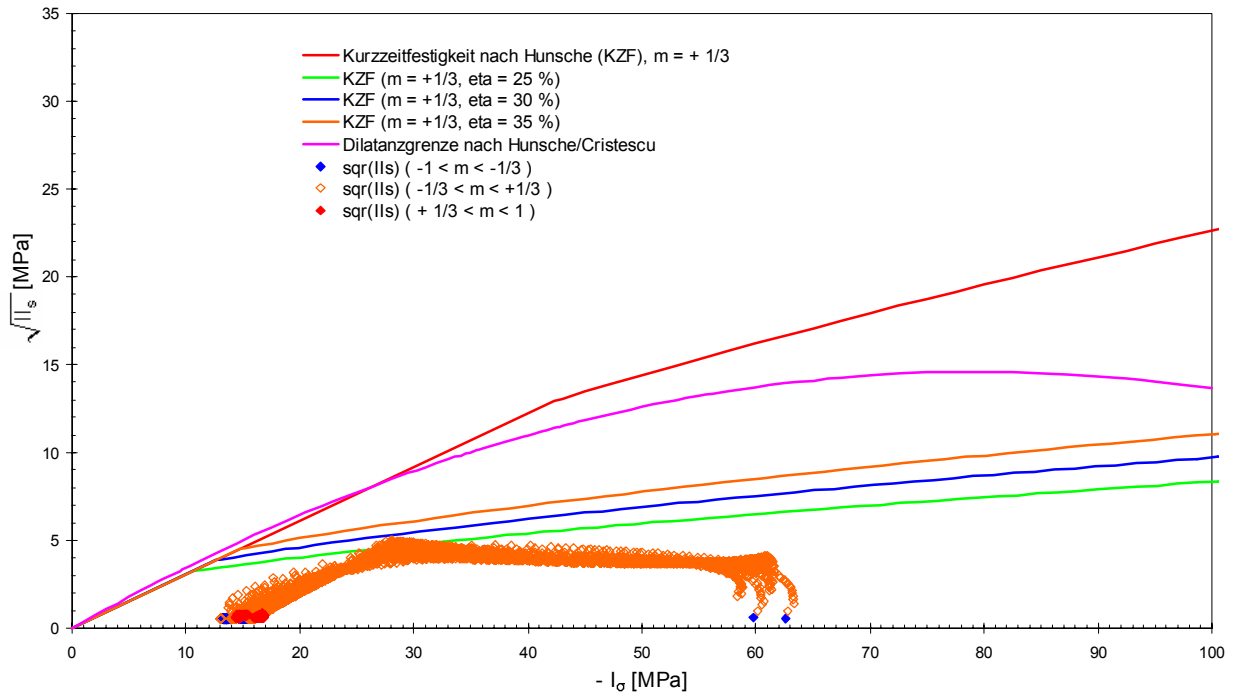


Abbildung 17: Fall 1 (D = 220 m, P = 130 m), Spannungspunkte des Rötosalzes im Invariantendiagramm nach 200 Jahren

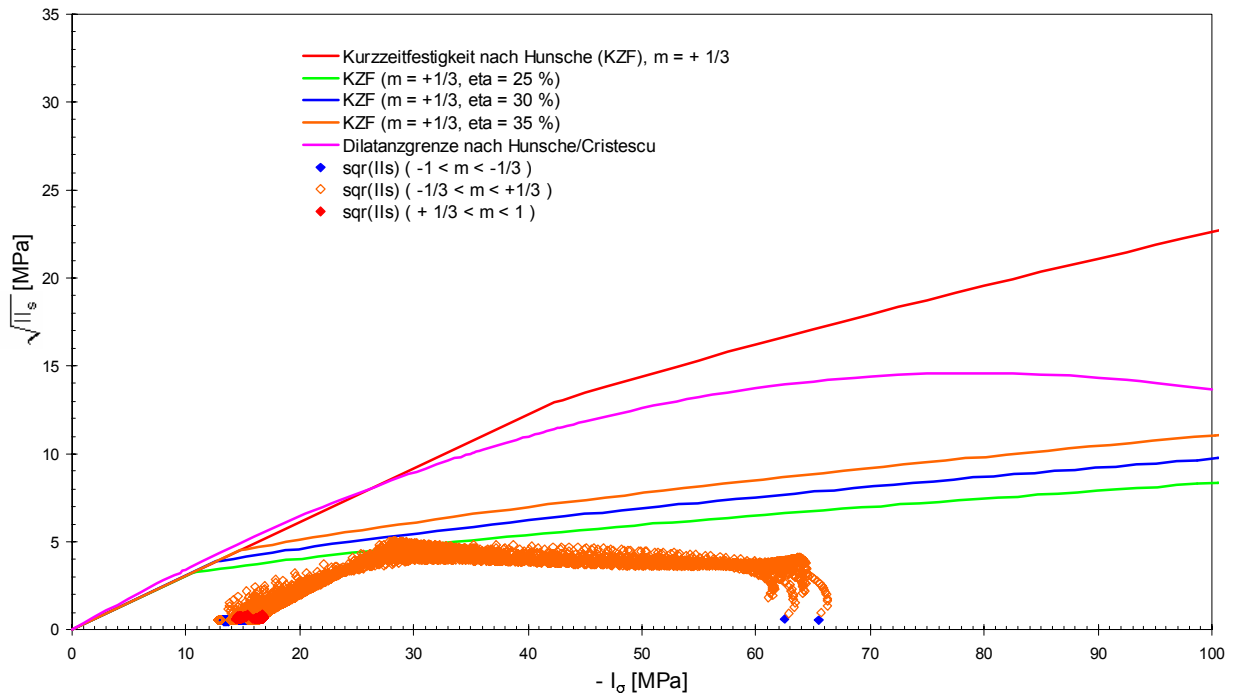


Abbildung 18: Fall 1 (D = 250 m, P = 140 m), Spannungspunkte des Rötosalzes im Invariantendiagramm nach 200 Jahren

## 7.3 Fall 2 (Kavernenhöhe 40 m, geklüfteter Anhydrit)

### 7.3.1 P-D-Diagramm

Abbildung 19 zeigt die P-D-Kurven für das Rötssalz ( $\eta = 25, 30$  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 Rötssalzpfeilers 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 Rötssalz ( $\eta = 25, 30$  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 Rötssalz 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 Rötssalz bleiben unverändert.

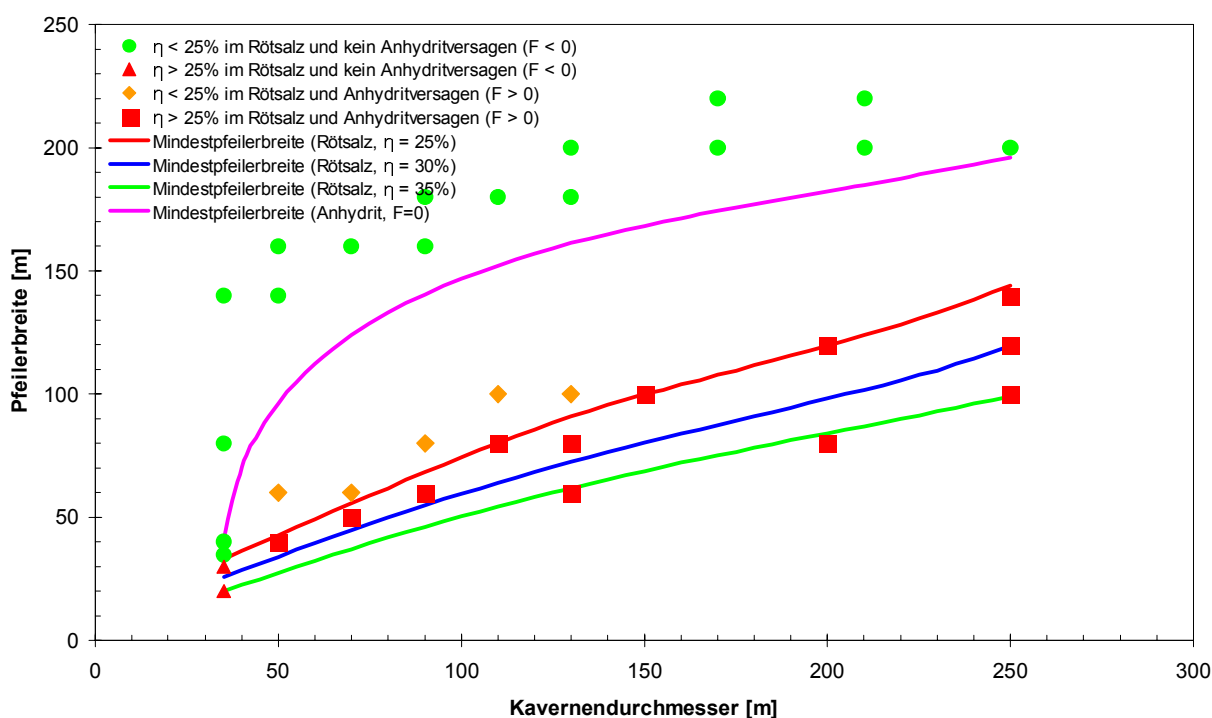


Abbildung 19: Fall 2: P-D-Kurven nach 40 Jahren



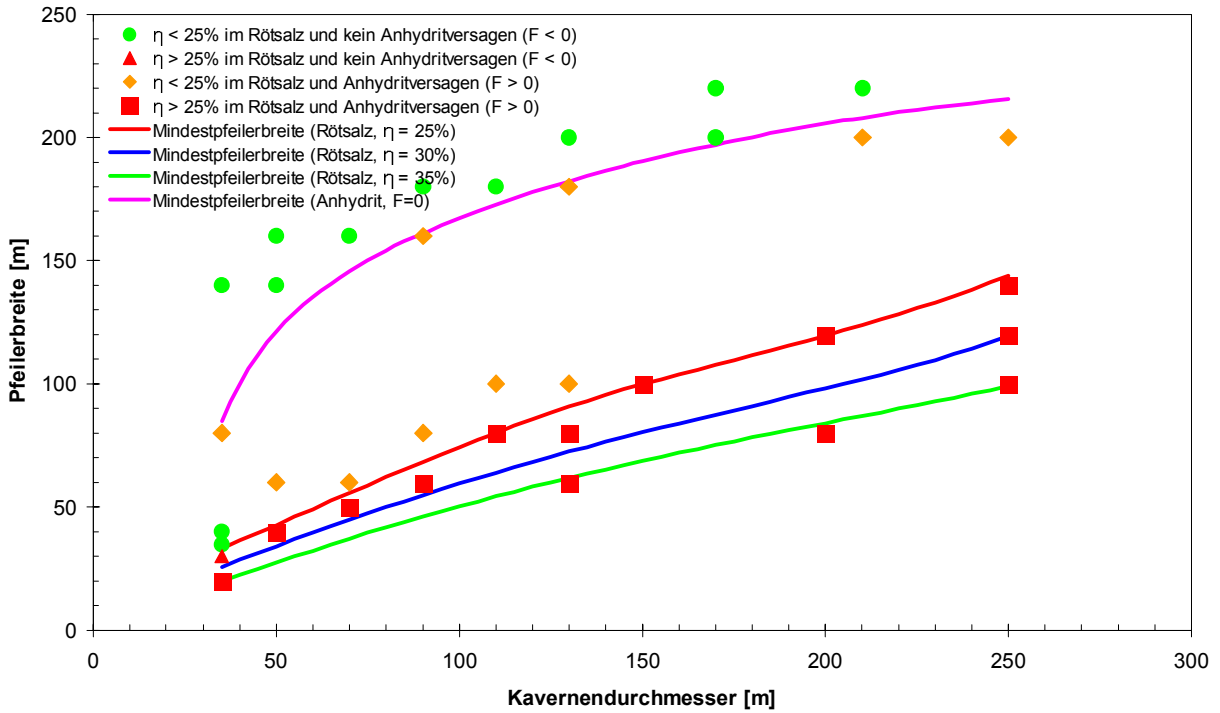


Abbildung 20: Fall 2: P-D-Kurven nach 100 Jahren

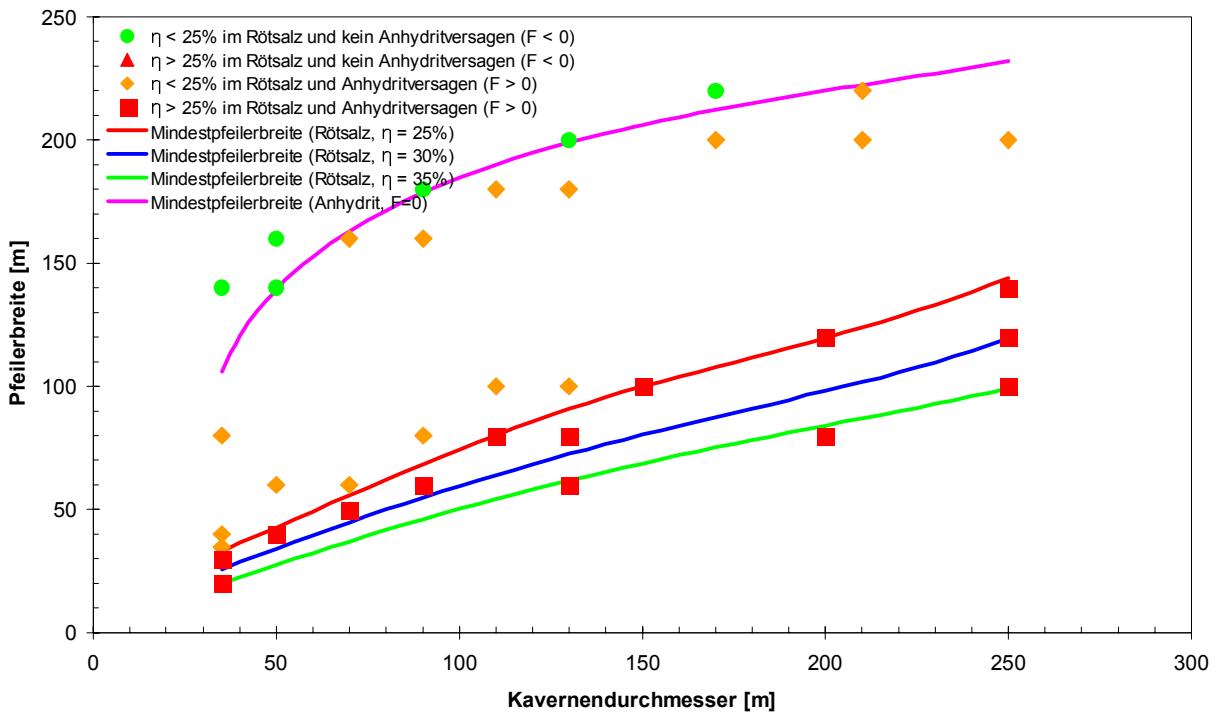


Abbildung 21: Fall 2: P-D-Kurven nach 200 Jahren

## 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 Rötsalz 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 Rötsalz ergebenden Mindestpfeilerbreiten fallen im Vergleich zu Fall 1 (Kavernenhöhe 40 m, kompakter Anhydrit) um ca. 10 bis 20 m geringer aus.

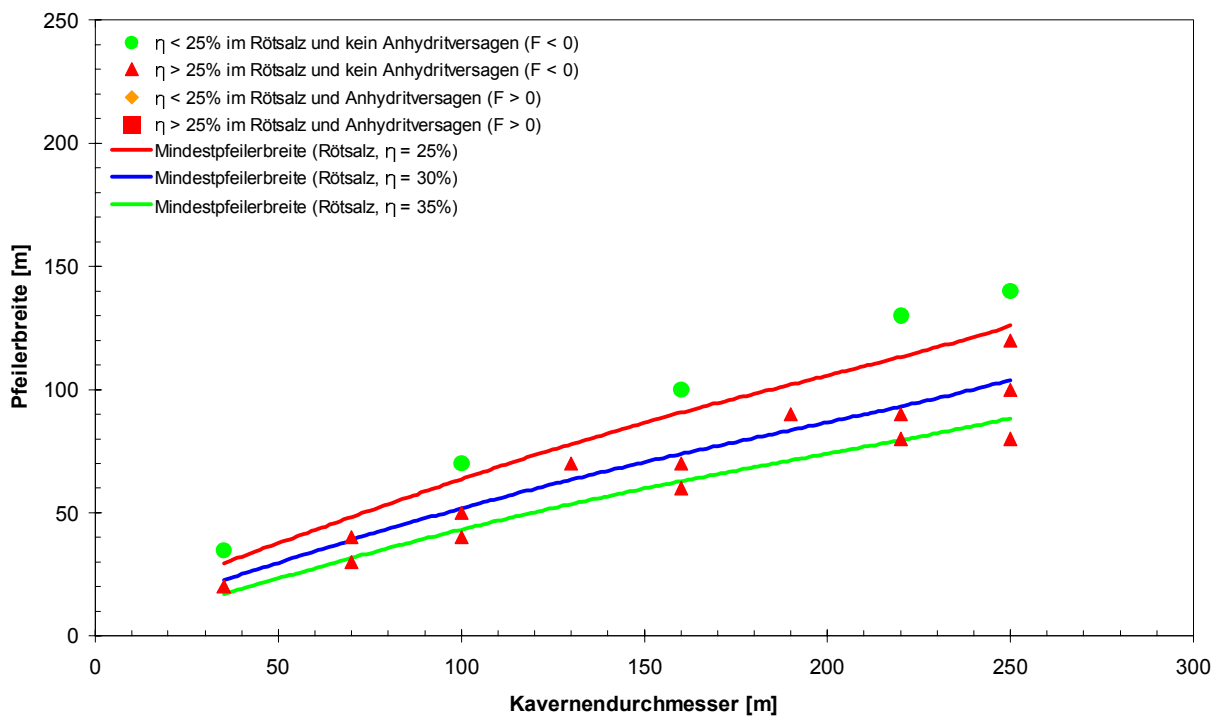


Abbildung 22: Fall 3: P-D-Kurven nach 200 Jahren

## 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  $\eta$  (25, 30 oder 35%) ablesbar. Zusätzlich ist der zugehörige Abbaugrad  $\psi$  [%] 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:

$$\psi = 100 \cdot D / (D+P) \tag{7.1}$$

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  $\eta$ -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  $\psi$  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.







# 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**

<b>1</b>	<b>Allgemeines</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Auftrag und Arbeitsumfang</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Stoffgesetze</b>	<b>5</b>
<b>4</b>	<b>Materialparameter</b>	<b>6</b>
<b>5</b>	<b>Bewertungskriterien</b>	<b>6</b>
5.1	Frac-Kriterium	6
5.2	Kurzzeitfestigkeit und Dilatanzgrenze für Steinsalz	7
<b>6</b>	<b>Modellbildung</b>	<b>10</b>
6.1	FE-Netz	10
6.2	Randbedingungen und Berechnungsannahmen	12
6.3	Berechnungsfälle	14
<b>7</b>	<b>Ergebnisse</b>	<b>15</b>
<b>8</b>	<b>Zusammenfassende Bewertung und Empfehlungen</b>	<b>24</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>25</b>

## 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  $\eta$  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 Festeinbauten 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.

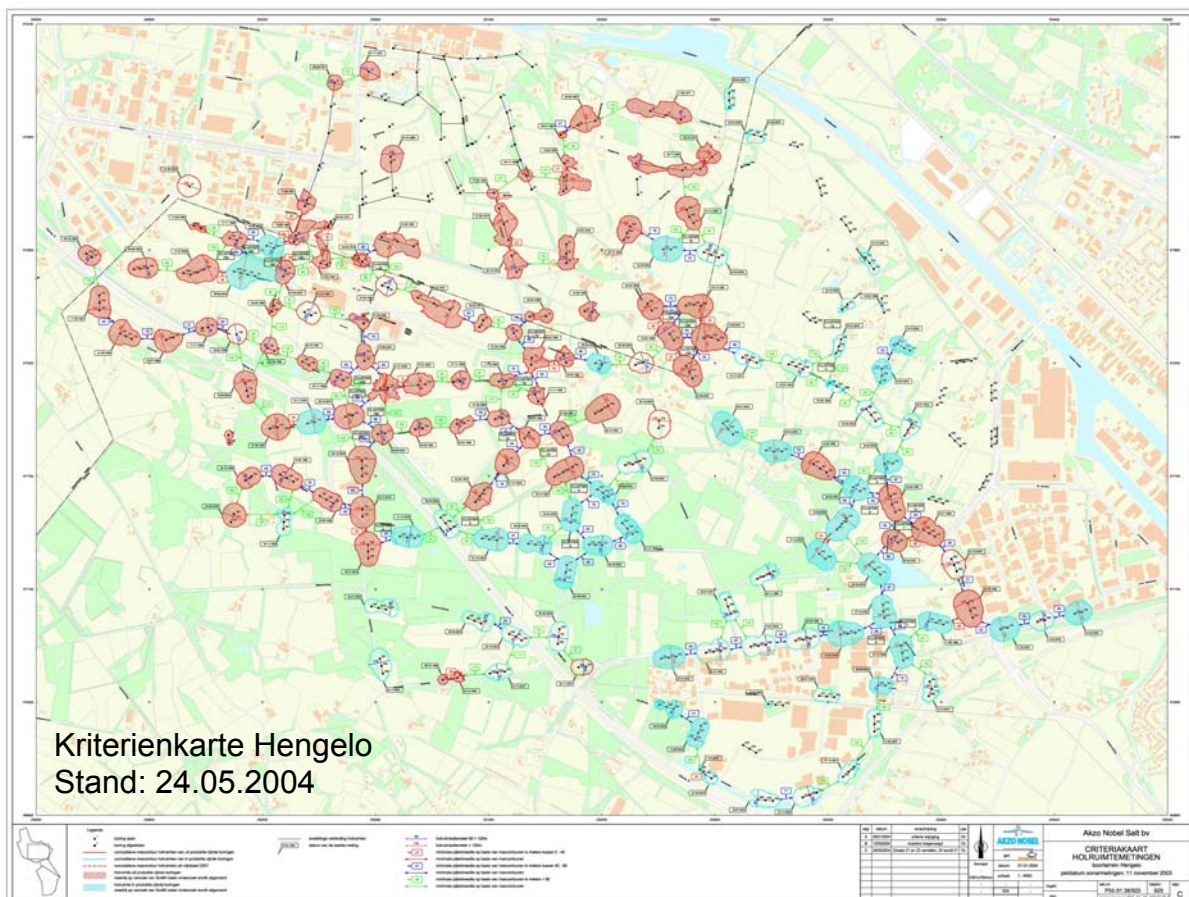


Abbildung 1: Kavernenfeld Hengelo

## 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]	$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	$\nu$ [-]	$K_0$ [-]
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  $\max \sigma_t - p_{Lauge}$  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  $\eta$ -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  $f_1 = -0.0023093 [1/\text{MPa}]$

und  $f_2 = -0.36726 [-]$ .

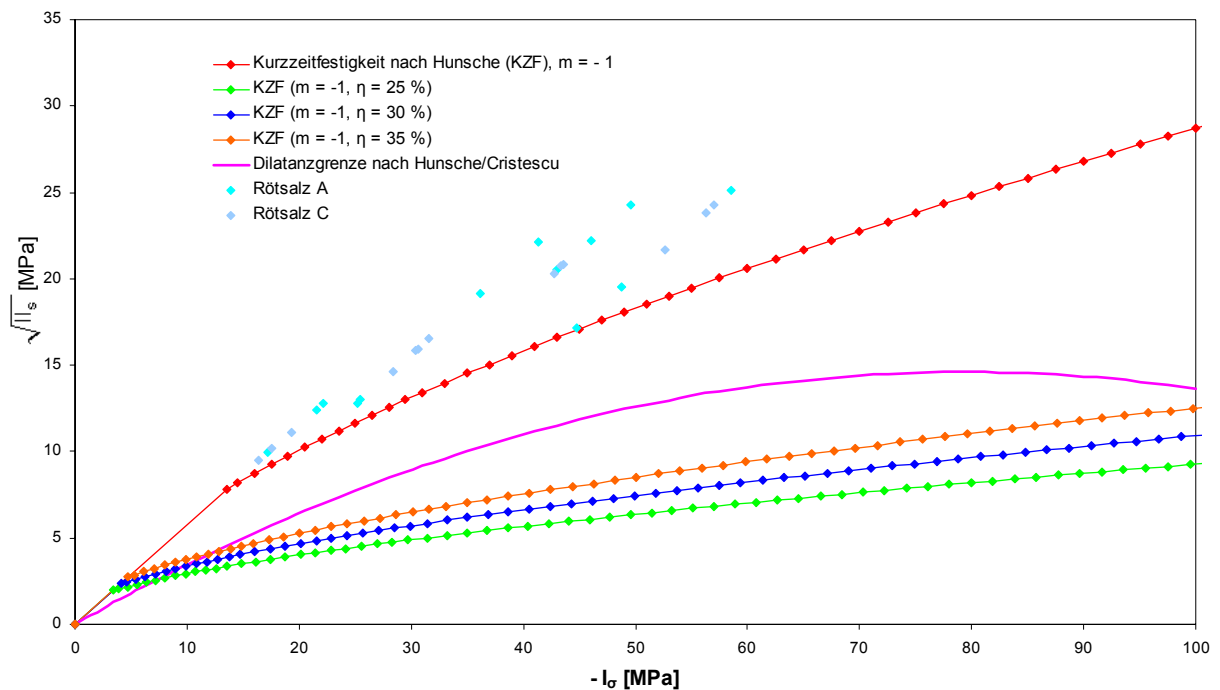


Abbildung 2: Kurzzeitfestigkeit (KZF) nach HUNSCHE, SCHULZE & LANGER (1994) mit ausgewählten  $\eta$ -Kurven ( $m=-1$ ) und Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998) sowie Laborergebnisse für Rötssalz A und C

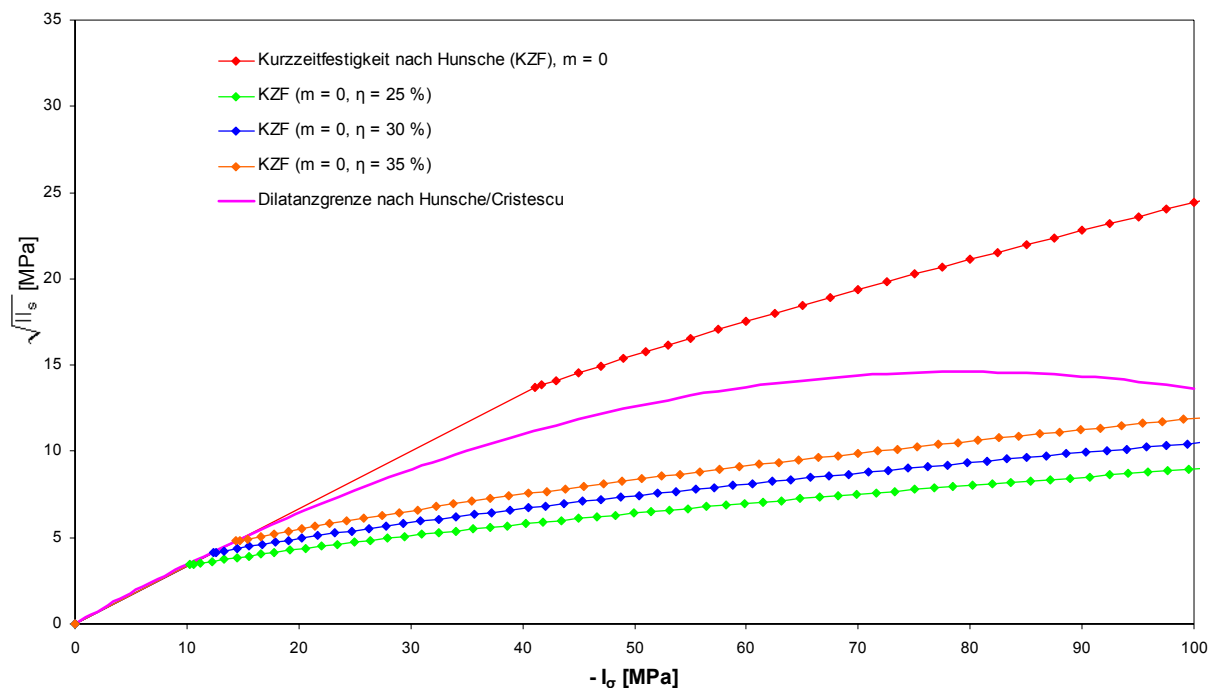


Abbildung 3: Kurzzeitfestigkeit (KZF) nach HUNSCHE, SCHULZE & LANGER (1994) mit ausgewählten  $\eta$ -Kurven ( $m=0$ ) und Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998)

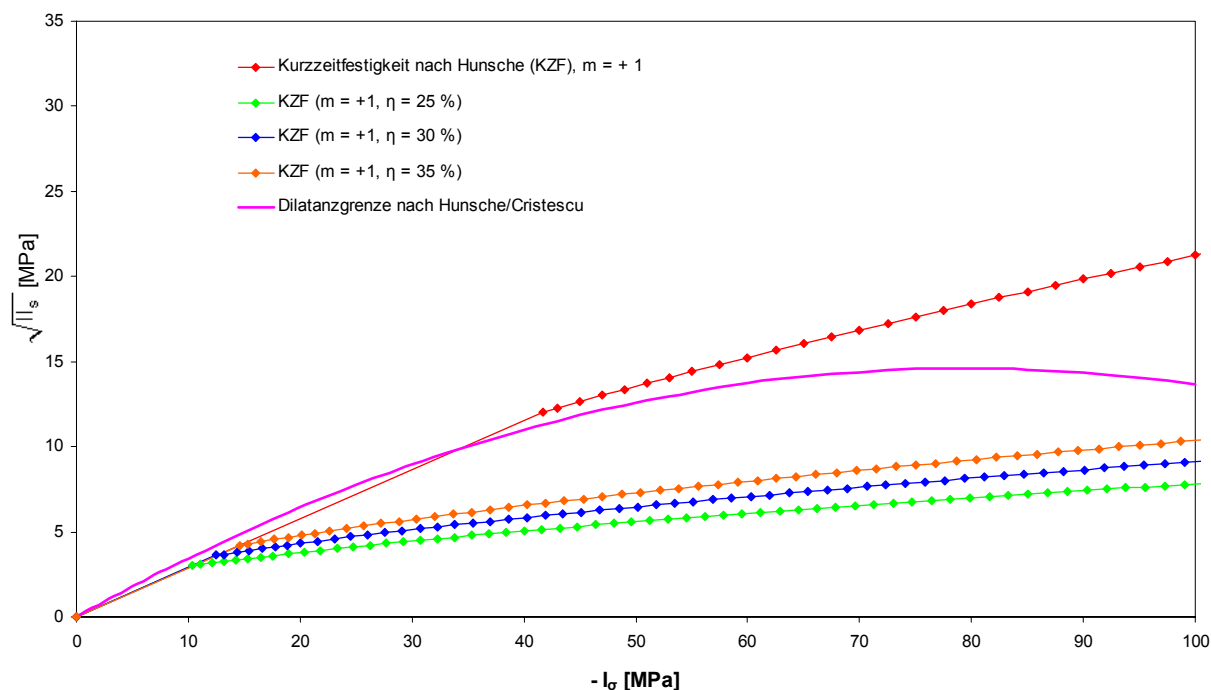


Abbildung 4: Kurzzeitfestigkeit (KZF) nach HUNSCHE, SCHULZE & LANGER (1994) mit ausgewählten  $\eta$ -Kurven ( $m=+1$ ) und Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHE (1998)

## 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  $\eta$  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

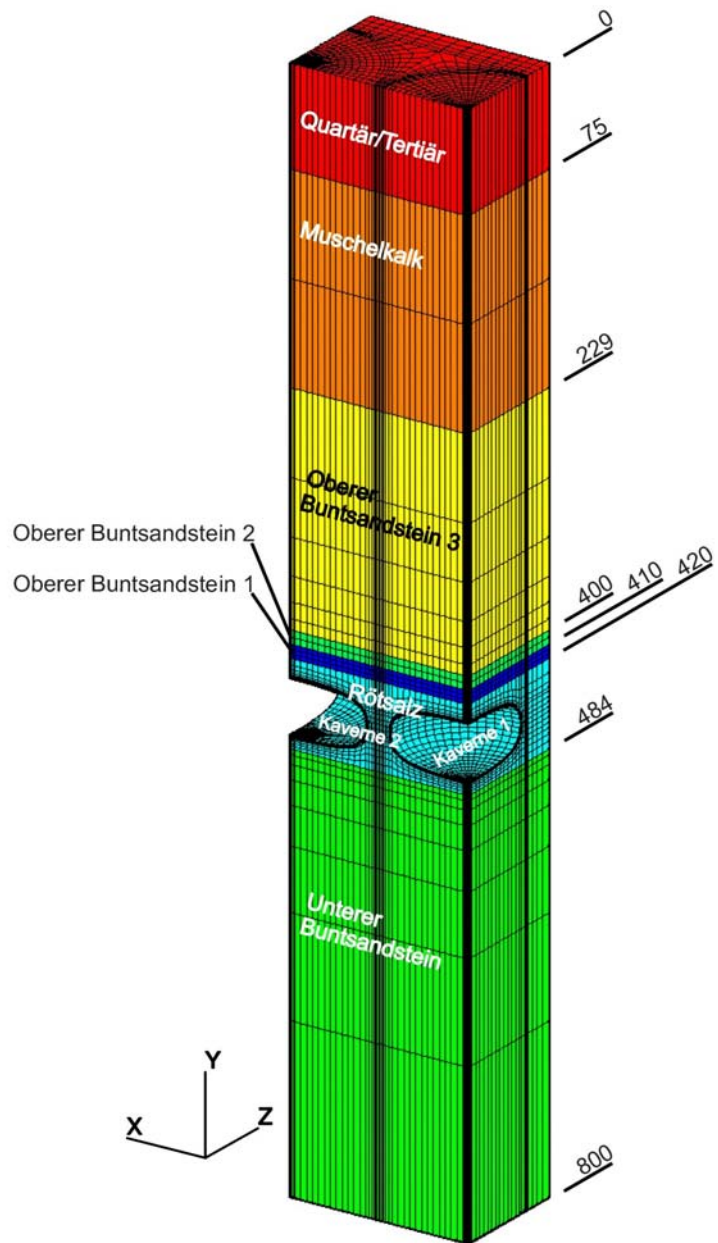


Abbildung 5: FE-Netz (ipillar-p068d120ip020, Gesamtmodell)

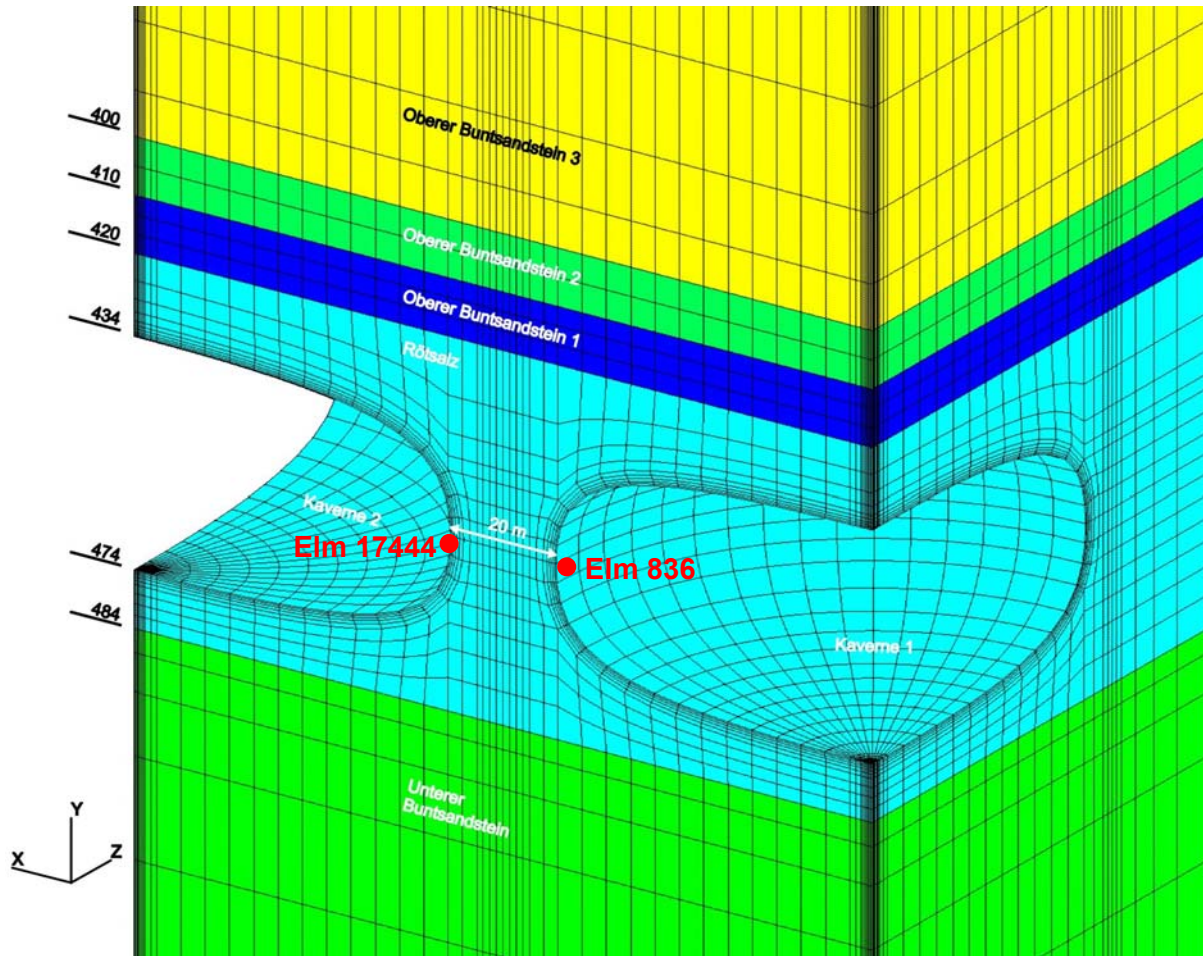


Abbildung 6: FE-Netz (ipillar-p068d120ip020, Ausschnitt)

## 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  $\nu_i$  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/m<sup>3</sup> und für Kaverne 2 eine Wichte von 0.012 MN/m<sup>3</sup> 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.

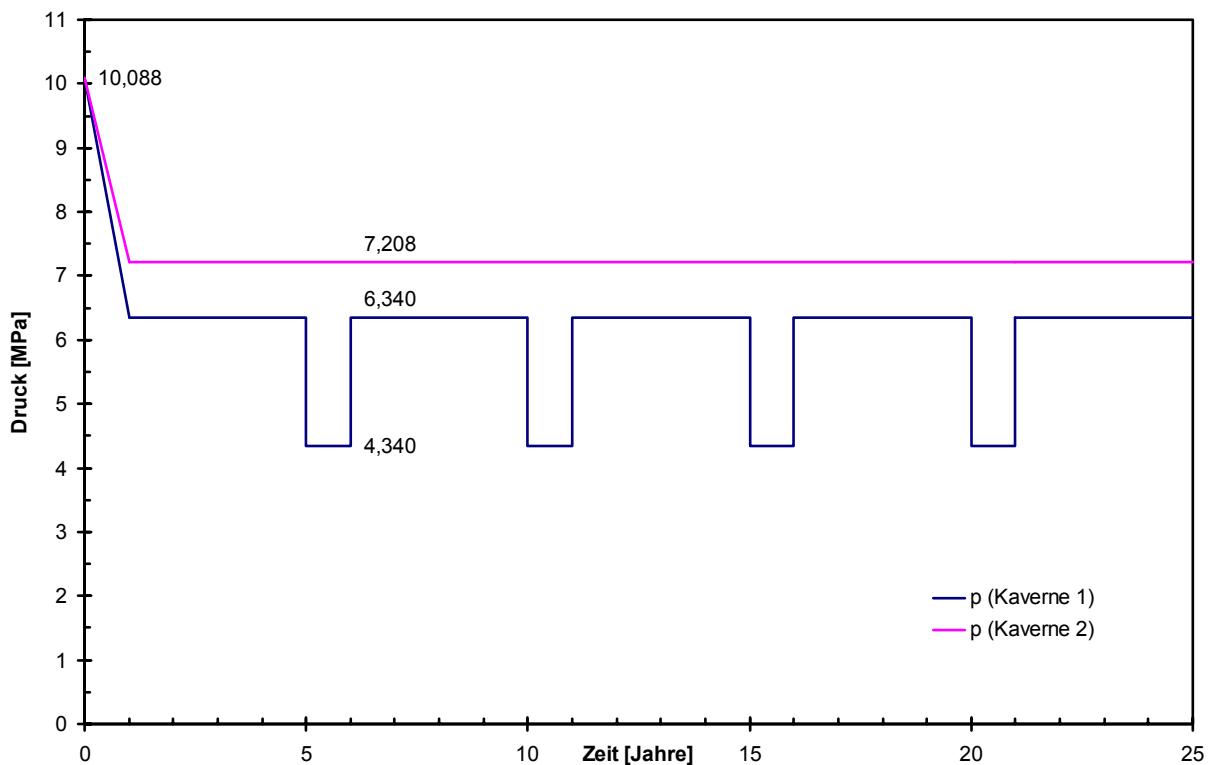


Abbildung 7: Simulation der Druckverläufe im Dach der Kavernen 1 und 2 (Kavernendächer jeweils in 434 m Teufe)

### 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  $\eta$  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  $\eta$  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  $\eta$ -Werte auf. An der Kontur der Kaverne 2 ergeben sich nur geringe Änderungen von  $\eta$  durch die zeitlich variierenden Drücke in Kaverne 1.

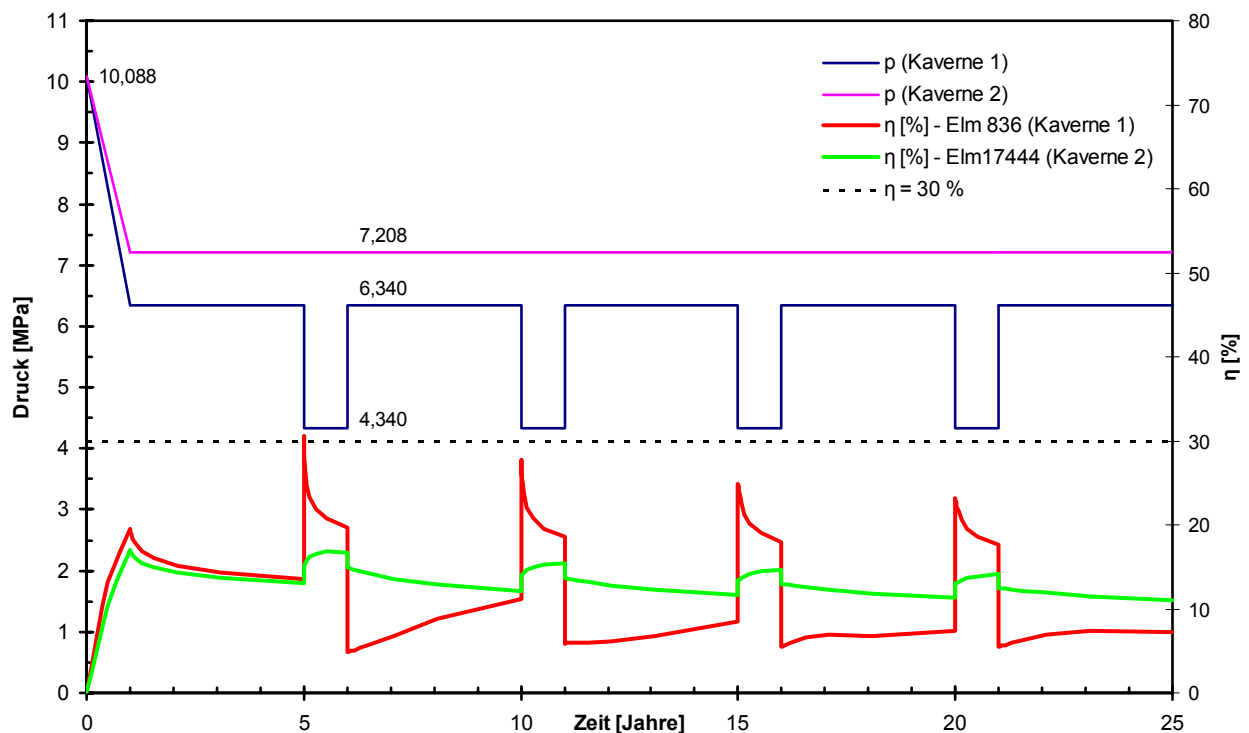


Abbildung 8: Zeitlicher Verlauf von  $\eta$  [%] (ipillar-p068d120ip020)

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.

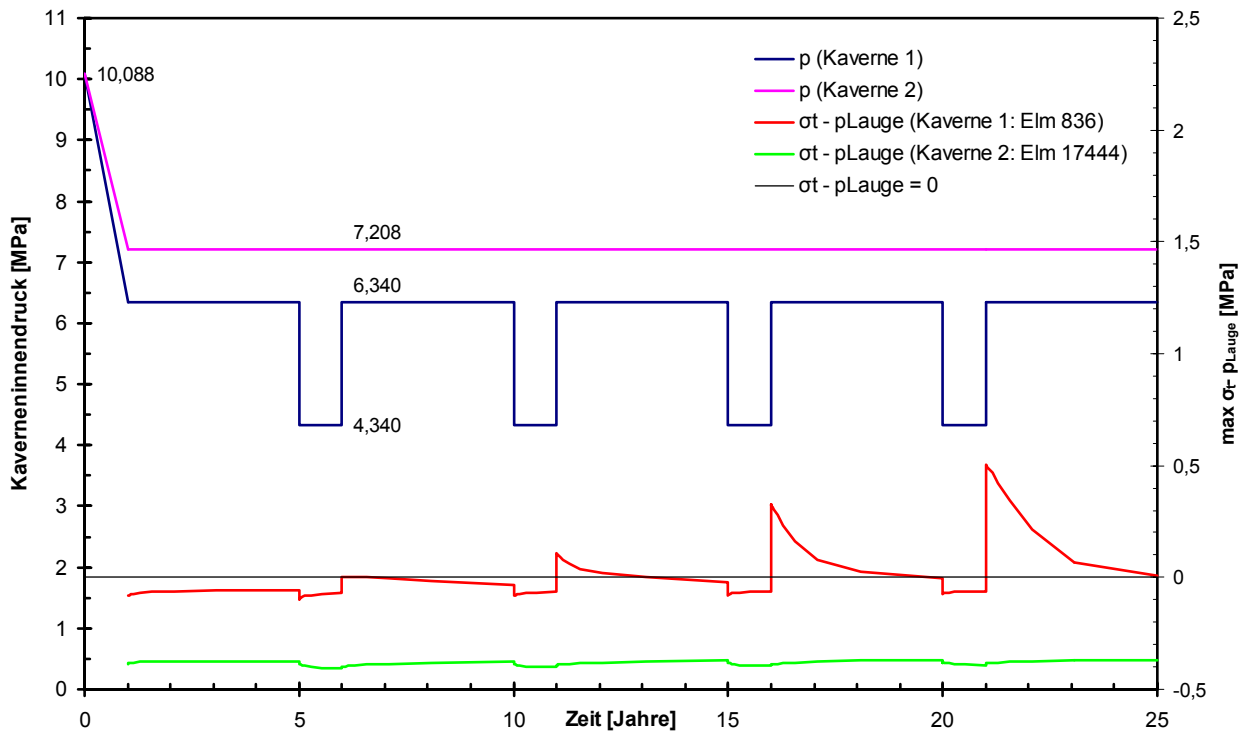


Abbildung 9: Zeitlicher Verlauf von  $\max \sigma_t - p_{Lauge}$  [MPa] (ipillar-p068d120ip020)

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  $\eta$ -Werte) dargestellt. Sämtliche Spannungspunkte verbleiben unterhalb der Dilatanzgrenze im so genannten kompressiblen Bereich. Somit kann Kriechbruch nicht auftreten.

Die Spannungspunkte liegen unterhalb der dargestellten  $\eta$ -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.

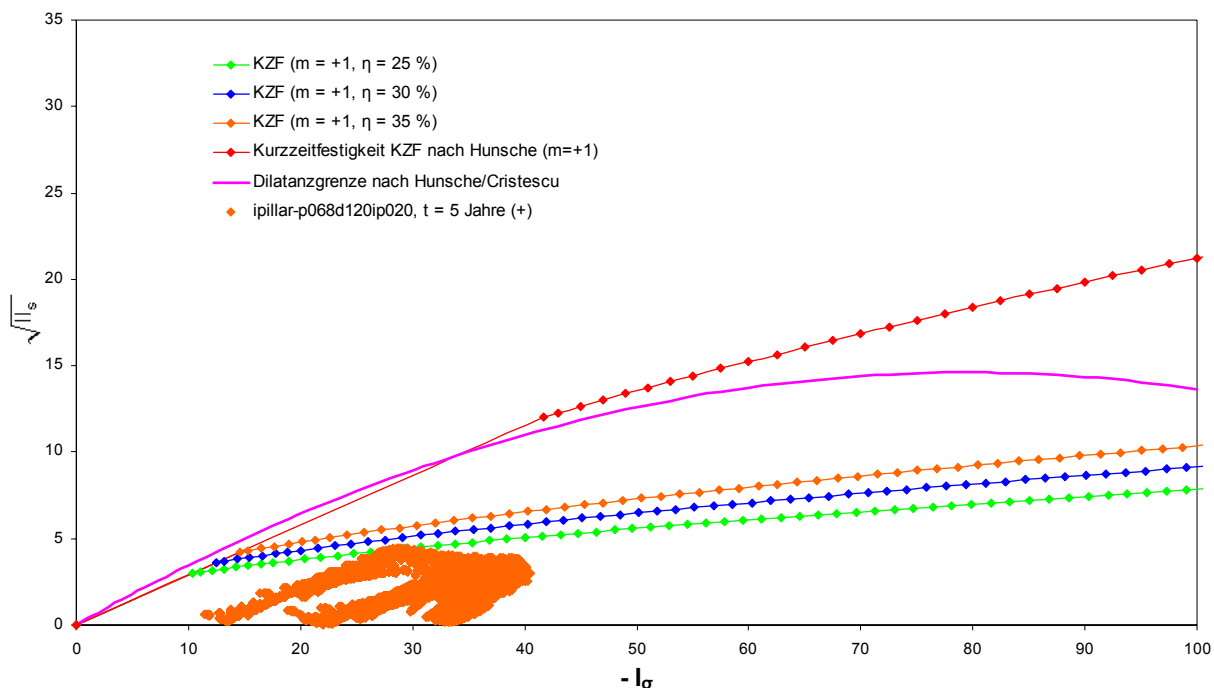


Abbildung 10: Spannungspunkte im Rötsalz in der Invariantenebene nach 5 Jahren nach Beginn des ersten „Workover“ (ipillar-p068d120ip020)

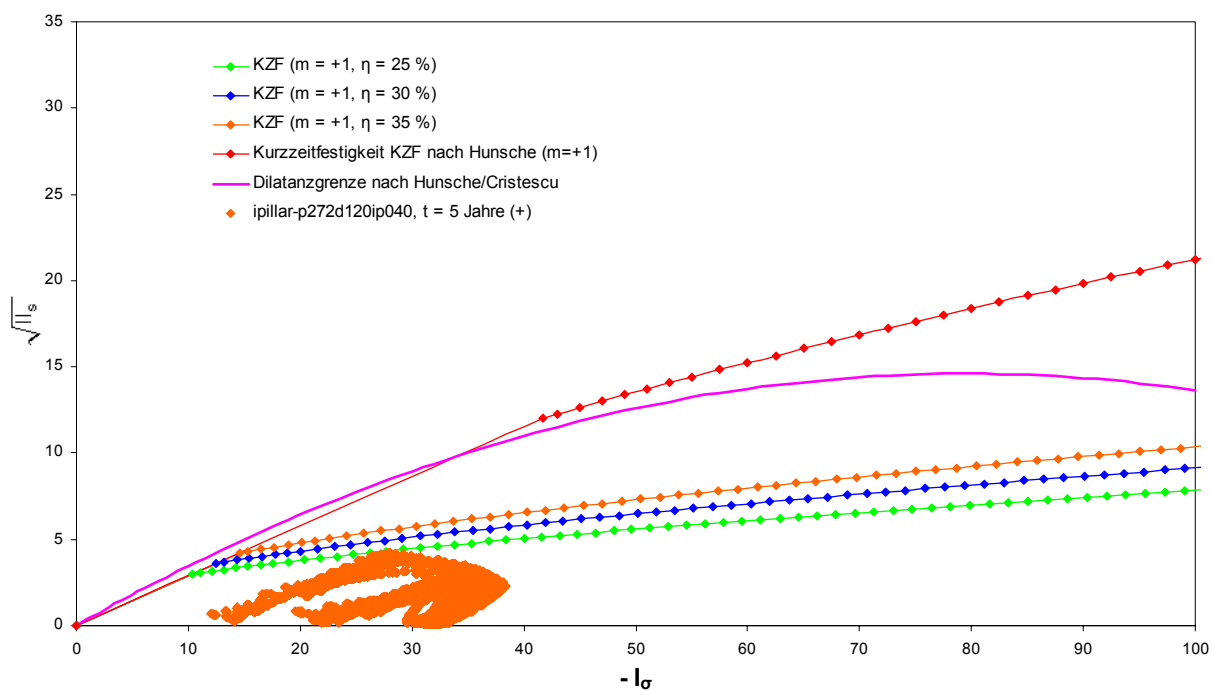


Abbildung 11: Spannungspunkte im Rötsalz in der Invariantenebene nach 5 Jahren nach Beginn des ersten „Workover“ (ipillar-p272d120ip040)

In Abbildung 12 ist die Verteilung von  $\eta$  nach 5 Jahren kurz vor Beginn des ersten „Workover“ für die Basisvariante ipillar-p068d120ip020 dargestellt. Im gesamten Rötosalz treten  $\eta$ -Werte bis max. 14.0% auf. Da dauerhaft  $\eta$ -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  $\eta$ -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  $\eta$ -Verteilung zum Ende des ersten „Workover“ nach 6 Jahren anzeigt ( $\eta_{\max} = 20.3\%$ ).

Nach anschließendem Aufbringen des Überdruckes (Abbildung 15) werden wieder ähnliche  $\eta$ -Werte berechnet ( $\eta_{\max} = 15.0\%$ ) wie vor dem ersten „Workover“ ( $\eta_{\max} = 14.0\%$ ).

In Abbildung 16 ist die Verteilung von  $\eta$  nach 5 Jahren zu Beginn des „Workover“ für die Variante ipillar-p272d120ip020 dargestellt. Der Maximalwert für  $\eta$  beträgt hier 33.1% und ist aufgrund kurzfristigen Auftretens ebenfalls unkritisch.

In Abbildung 17 ist die Verteilung von  $\eta$  nach 5 Jahren zu Beginn des „Workover“ für die Variante ipillar-p272d080ip020 dargestellt. Der Maximalwert für  $\eta$  beträgt hier 28.5% und verbleibt somit unter dem zulässigen Wert von 30%.

In Abbildung 18 ist die Verteilung von  $\eta$  nach 5 Jahren zu Beginn des ersten „Workover“ für die Variante ipillar-p272d120ip040 dargestellt. Der Maximalwert für  $\eta$  beträgt hier 31.6% und ist somit aufgrund kurzfristigen Auftretens ebenfalls unkritisch.

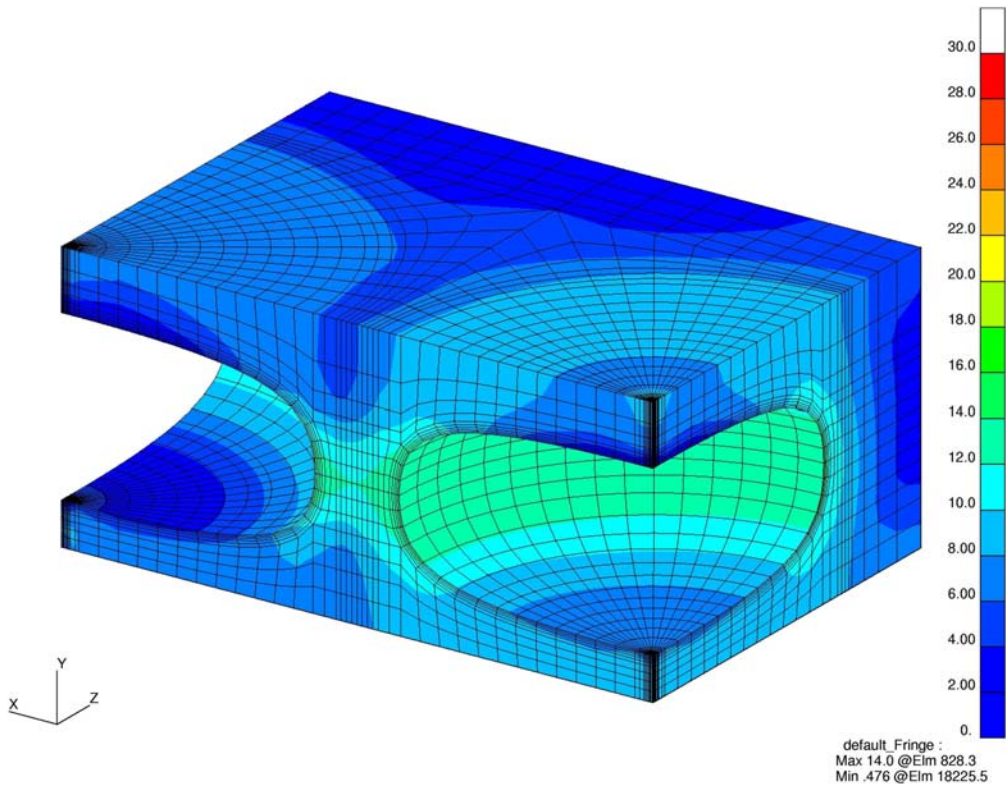


Abbildung 12:  $\eta$  [%] (ipillar-p068d120ip020) nach 5 Jahren (vor Beginn des ersten Workover)

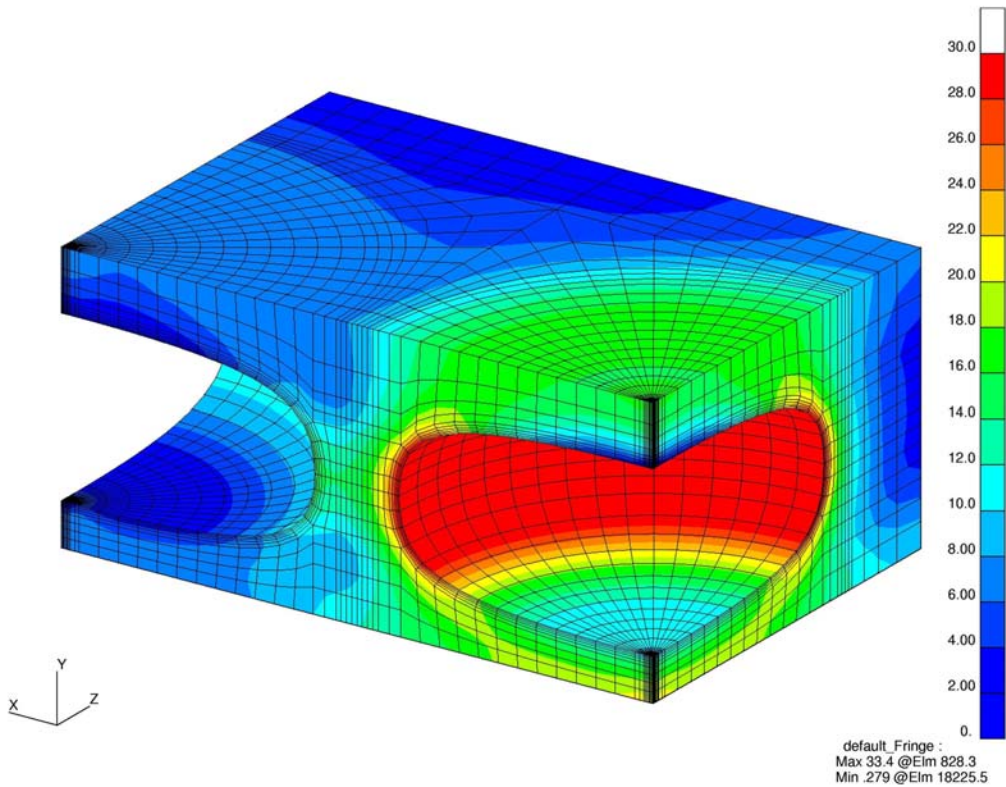


Abbildung 13:  $\eta$  [%] (ipillar-p068d120ip020) nach 5 Jahren (nach Beginn des ersten „Workover“)

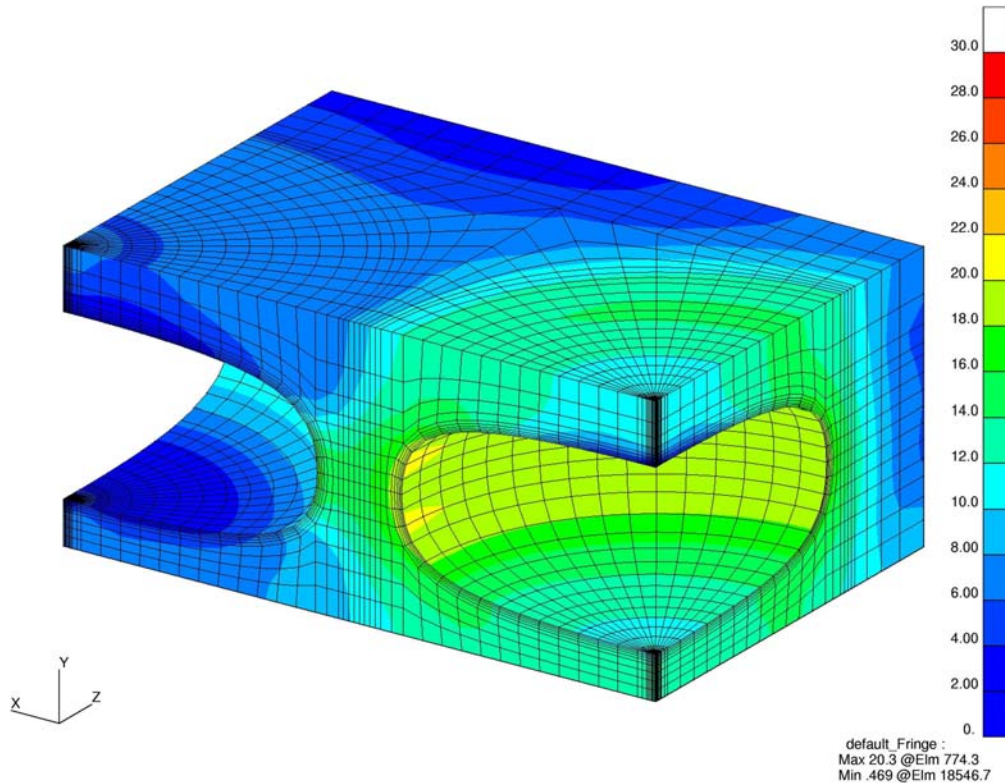


Abbildung 14:  $\eta$  [%] (ipillar-p068d120ip020) nach 6 Jahren (vor dem Ende des ersten „Workover“)

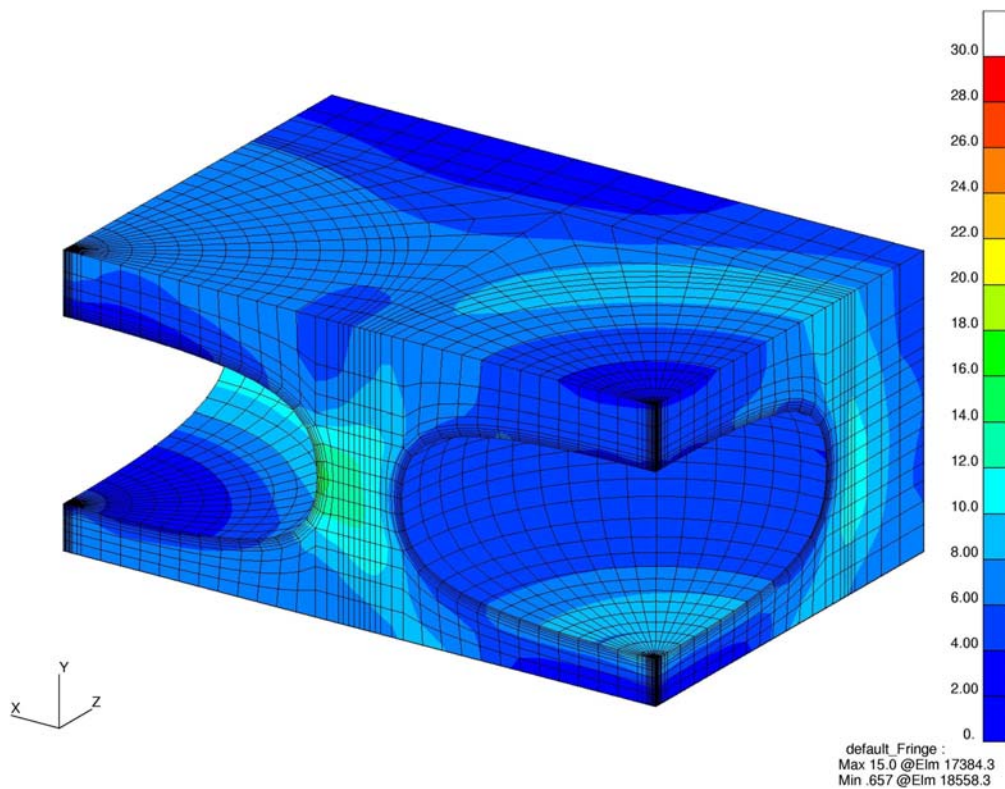


Abbildung 15:  $\eta$  [%] (ipillar-p068d120ip020) nach 6 Jahren (nach dem Ende des ersten „Workover“)

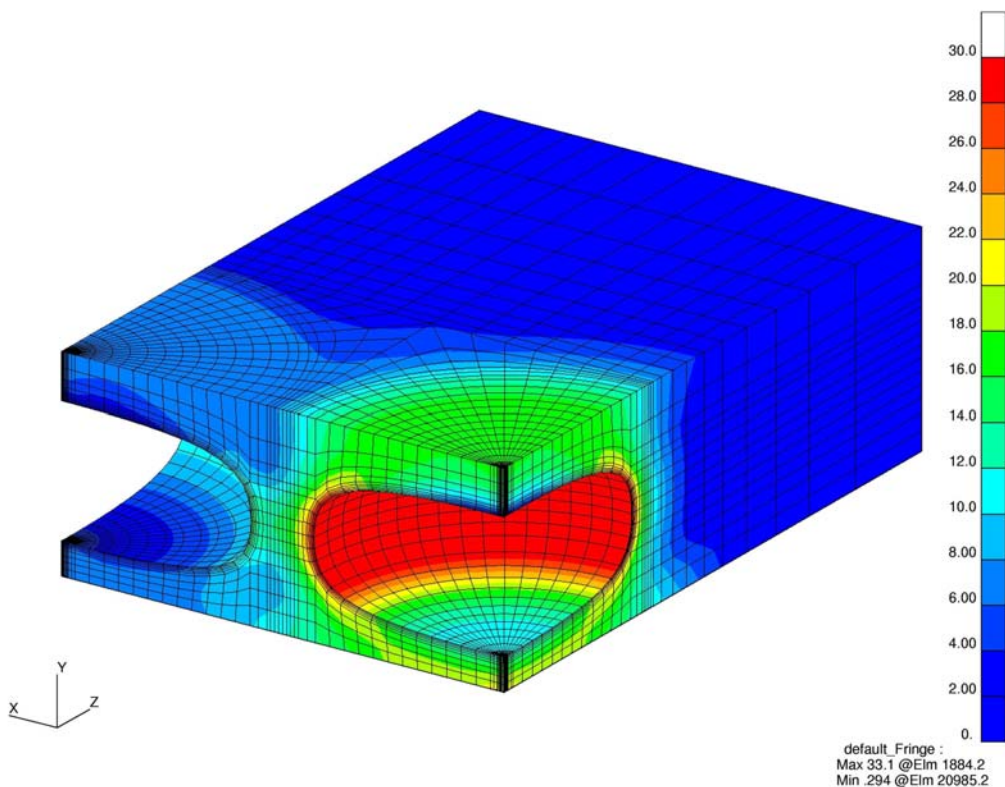


Abbildung 16:  $\eta$  [%] (ipillar-p272d120ip020) nach 5 Jahren (nach Beginn des ersten „Workover“)

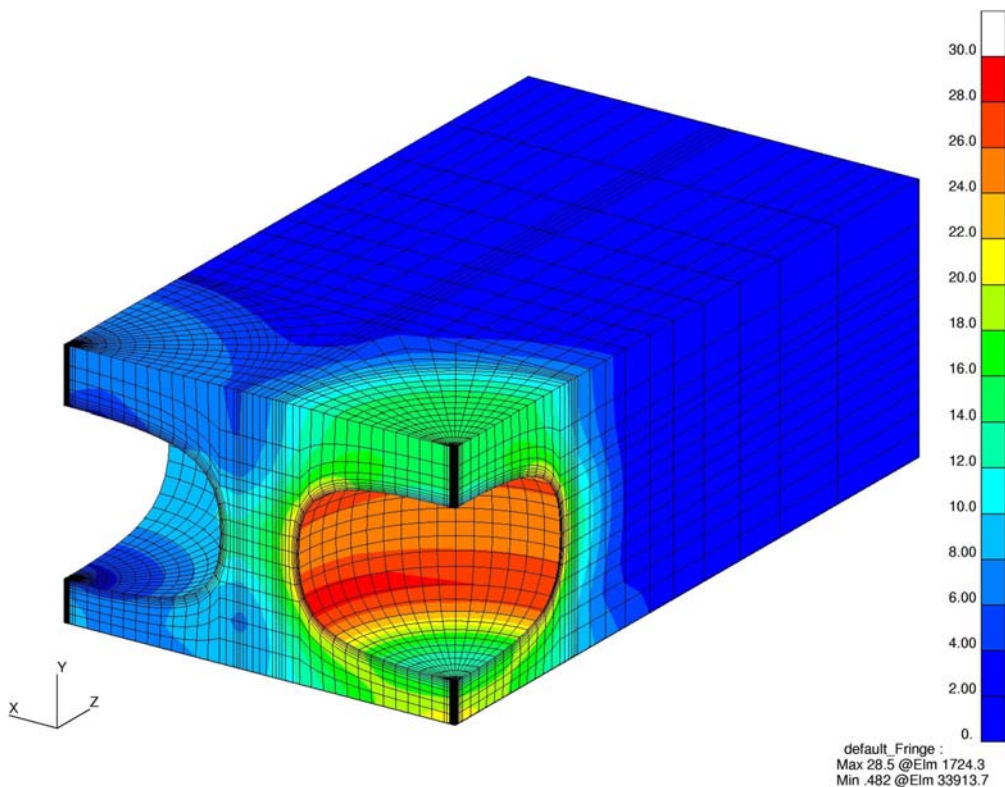


Abbildung 17:  $\eta$  [%] (ipillar-p272d080ip020) nach 5 Jahren (nach Beginn des ersten „Workover“)

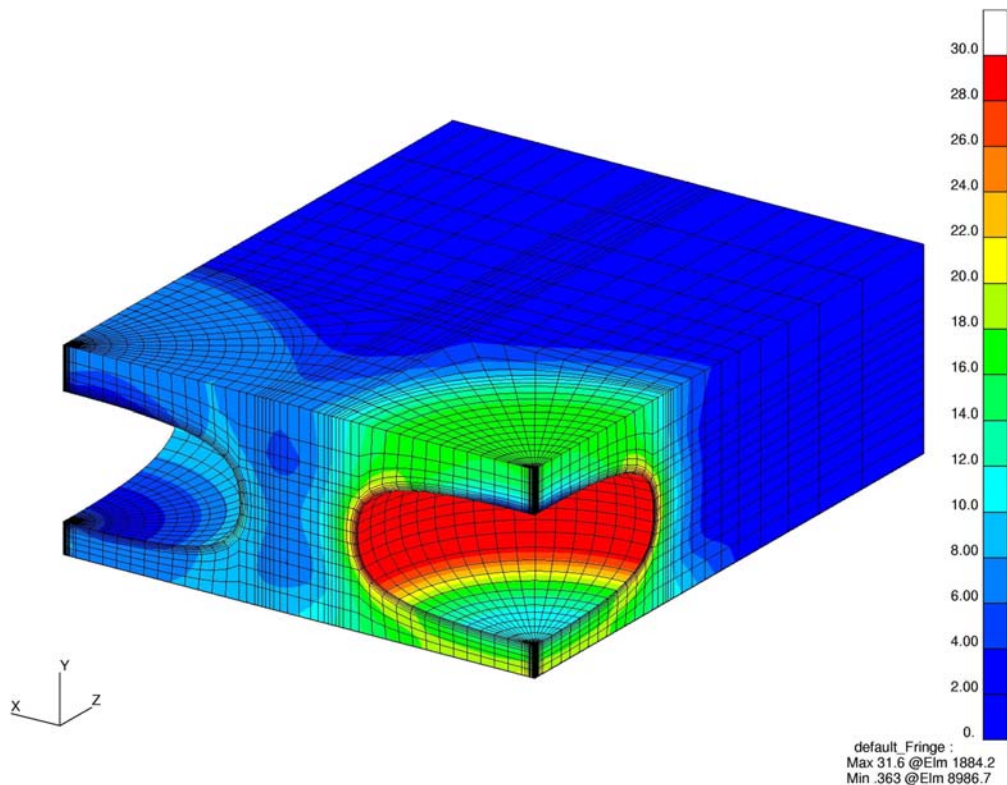


Abbildung 18:  $\eta$  [%] (ipillar-p272d120ip040) nach 5 Jahren (nach Beginn des ersten „Workover“)

Wie in Abschnitt 5.1 bereits erläutert, ist beim Frac-Kriterium ( $\max \sigma_t - p_{Lauge}$ ) die im mathematischen Sinne größere tangential 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.

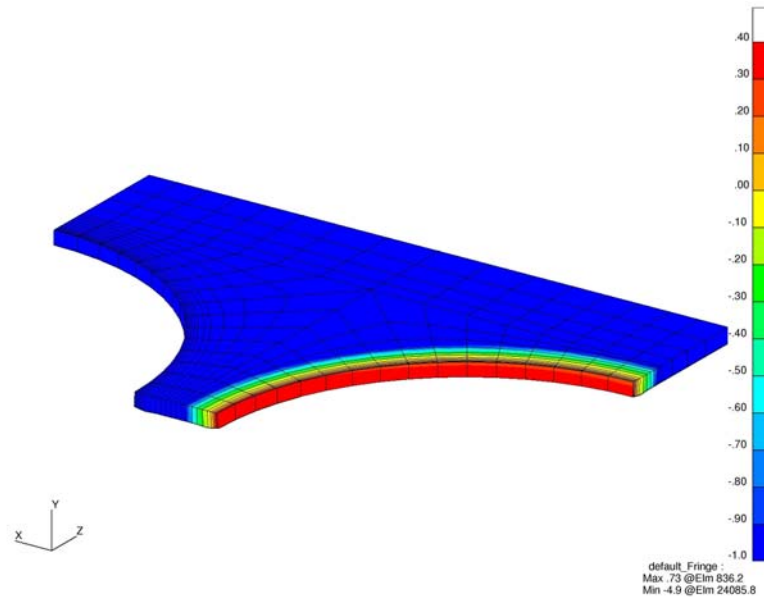


Abbildung 19:  $\max \sigma_t - p_{Lauge}$  [MPa] für Kaverne 1 (ipillar-p068d120ip020) nach 21 Jahren (nach dem 4. „Workover“, mit Überdruck)

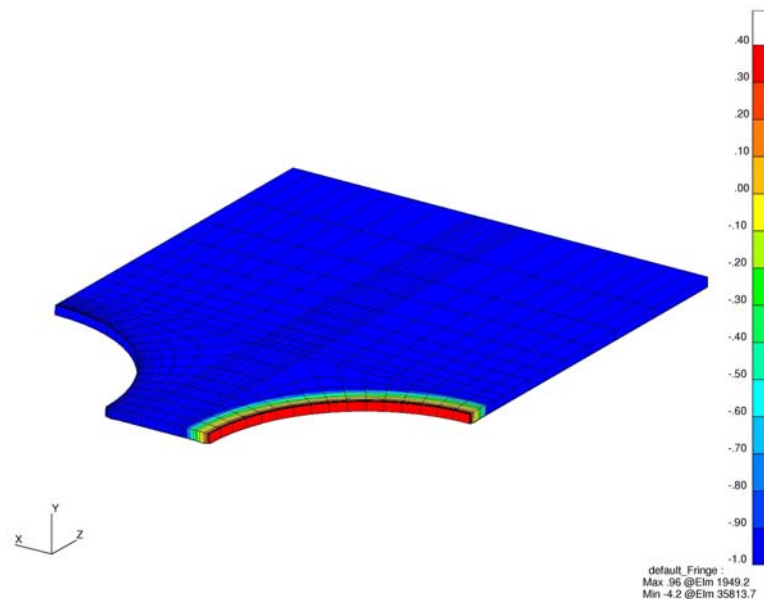


Abbildung 20:  $\max \sigma_t - p_{Lauge}$  [MPa] für Kaverne 1 (ipillar-p272d120ip040) nach 21 Jahren (nach dem 4. „Workover“, mit Überdruck)

## 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  $\eta$  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.

**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 Tm<sup>3</sup>/Monat bzw. 2,5 Tm<sup>3</sup>/Monat sowie ca. 3,8 Tm<sup>3</sup>/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 Tm<sup>3</sup>, 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

$$A_{SYS} = A_K \cdot \left( 1,1 + \frac{H}{H_0} \right) \quad \text{mit} \quad H_0 = \frac{3 \text{ MPa}}{\gamma_{GEB} - \gamma_{DIESEL}} = 222 \text{ m} \quad \text{und} \quad (1)$$

$$(\gamma_{GEB} - 21,5 \text{ kPa/m}, \gamma_{DIESEL} - 8,1 \text{ kPa/m}) \quad \text{gilt} \quad \frac{A_{SYS}}{A_K} = 3,1.$$

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  $\geq \gamma_{SOLE} \cdot H$  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  $\gamma \cdot H$  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, CO<sub>2</sub>-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

$$\dot{V} = \frac{K}{\eta} \cdot \frac{A_K}{l} \cdot p_{MAX} \quad (\eta = 4 \cdot 10^{-3} \text{ Pa} \cdot \text{sec für Dieselöl}) \quad (2)$$

mit  $\dot{V}$  - mögliche Austrittsrate  
 $K$  - Permeabilität des Gebirges  
 $A_K$  - Kavernenquerschnitt  
 $\eta$  - 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:

$$t = \frac{\eta}{K} \cdot \frac{\varepsilon_p}{p_{MAX}} \cdot \frac{l^2}{2} \quad (3)$$

mit  $\varepsilon_p$  - 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  $830 \text{ kg/m}^3$  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 Dichtigkeit. 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 Dichtigkeit und Festigkeit des Casings durch entsprechende Bohrlochinspektionen und Dichtheitsprüfungen zu belegen. Dabei sollte der Prüfdruck den vorgenannten  $p_{\text{MAX}}$  – 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 Firstniveau 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 m<sup>3</sup>/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 Söling 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 ( $\geq 5$  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 Salzschiebt A von 37 m und der oberen Salzschiebt C von 20 m. Dazwischen liegen die Zwischenmittel A<sub>1</sub> und B<sub>1</sub> sowie das Salzlager B mit einer Gesamtmächtigkeit von 10 m.

Die ermittelten triaxialen Druckfestigkeiten lassen sich in Abhängigkeit von der wirkenden minimalen Druckeinspannung  $\sigma_{\text{MIN}}$  wie folgt durch die am IfG Leipzig entwickelte Beziehung beschreiben:

$$(\sigma_1)_{\text{MAX}} = \sigma_D + \left( 1 + \frac{\sigma_{\text{MAX}} - \sigma_D}{\sigma_\phi + \sigma_{\text{MIN}}} \right) \cdot \sigma_{\text{MIN}} \quad (4)$$

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 ( $\sigma_{\text{MIN}} \gg \sigma_\phi$ ), 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  $\sigma_\phi = 5 \text{ MPa}$ . Die einachsige Zugfestigkeit  $\sigma_z$  mit  $(\sigma_1)_{\text{MAX}} = 0$  und  $\sigma_{\text{MIN}} = -\sigma_z$  lässt sich mit den vorgenannten Parametern ableiten mit

$$\sigma_z = \frac{\sigma_{\text{MAX}} + \sigma_\phi}{2} - \sqrt{\left( \frac{\sigma_{\text{MAX}} + \sigma_\phi}{2} \right)^2 - \sigma_\phi \cdot \sigma_D} = 1,9 \text{ MPa.} \quad (5)$$

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  $p_{DIESEL} = \sigma_{MIN} = 3,6$  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:

$$A_K + A_p = A_{SYS} \Rightarrow$$

$$A_{SYS} \cdot \gamma_{GEB} \cdot H = A_p \cdot \sigma_p + A_K \cdot \gamma_{DIESEL} \cdot H \quad (6)$$

mit dem lithostatischen Teufendruck  $\gamma_{GEB} \cdot H = 9,6$  MPa, dem Druck der Dieselölsäule bis übertage  $\gamma_{DIESEL} \cdot H = 3,6$  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  $\sigma_r$  – Radialspannung

$\sigma_\theta$  – Tangentialspannung

R – Plattenradius

h – Plattendicke

$p_p$  – Plattenbelastung

$p_p = \gamma_{GEB} \cdot H - p_{DIESEL}$  und  $\nu$  - Poissonzahl.

Damit sind  $\gamma_{GEB} \cdot H$  das auf die Platte wirkende Hangend- und Deckgebirgsgewicht und  $p_{SOLE}$  der stützende Zonendruck.

Die Grenzgleichgewichtsbeziehung nach MOHR nimmt nun folgende Form an:

$$\sigma_z - \sigma_r = \sin \phi \cdot (\sigma_z + \sigma_r + 2c \cdot \cot \phi) \quad (8)$$

mit  $\sigma_z$  – Vertikalspannung in der Plattenmitte, c – Kohäsion und  $\tan \phi$  - Reibungsbeiwert als Festigkeitsparameter. An der Plattenunterseite gilt nur  $\sigma_z = p_{DIESEL}$

Daraus folgt durch Einsetzen von Bez. (8) in Bez. (7):

$$h_D \geq \frac{d_K}{4} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (\gamma_{GEB} \cdot H - p_{DIESEL}) \cdot (1 + \sin \phi)}{2c \cdot \cos \phi + p_{DIESEL} \cdot (1 - \sin \phi)}} \quad \text{mit } \nu \approx 1/3 \quad (9)$$

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:

$$C = \frac{(\sigma_1)_{MAX} - \sigma_{MIN} \cdot (\sigma_1)'_{MAX}}{2 \cdot \sqrt{(\sigma_1)'_{MAX}}} \quad (10)$$

$$\text{mit } (\sigma_1)'_{MAX} = \frac{d(\sigma_1)_{MAX}}{d\sigma_{MIN}} = 1 + \frac{\sigma_{MAX} - \sigma_D}{\sigma_\phi + \sigma_{MIN}} - \frac{\sigma_{MIN} \cdot \sigma_{MAX} - \sigma_D}{(\sigma_\phi + \sigma_{MIN})^2} \quad (11)$$

abgeleitet aus der Beziehung (4)

$$\text{sowie für den Reibungsbeiwert } \operatorname{tg} \phi = \frac{(\sigma_1)_{MAX} - 1}{2 \cdot \sqrt{(\sigma_1)'_{MAX}}} \quad (12)$$

folgen dementsprechend für das Rötsteinsalz bei im Hangenden wirkenden Druckeinspannungen von mindestens  $\sigma_{MIN} = 4 - 5$  MPa in Ansatz zu bringende Festigkeitsparameter von

$$C_{SALZ} = 8 \text{ MPa und } \phi_{SALZ} = 28^\circ$$

Für die am wenigsten feste Schicht im Hangenden (Rötton: braunroter Ton-/ Schluffstein mit Dichten von 2290 – 2580 kg/m<sup>3</sup>, in der Bohrung 480 im Teufenbereich von 385 – 396 m angetroffen) liegen die ermittelten Festigkeitswerte  $(\sigma_1)_{MAX}$  bei wirkenden Druckeinspannungen von  $\sigma_{MIN} \approx 5$  MPa bis zu 20 MPa niedriger als die von Rötstein. Es sind dementsprechend als Festigkeitswerte in Ansatz zu bringen:  $C = 2,8$  MPa und  $\phi = 21,3^\circ$ .

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

$$F = \alpha \cdot l_\sigma + \sqrt{\Pi_s - k} \quad \text{und}$$

$$l_\sigma = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 \quad \text{erste Invariante des Spannungstensors}$$

$$\Pi_s = \frac{1}{6} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2] \quad \text{zweite Invariante des Spannungsdeviators}$$

$$\text{sowie } \alpha = 0,1588 \quad \text{und} \quad K = 3,438$$

Im konservativen Sinne wird vorausgesetzt, dass diese Festigkeitsparameter die Belastbarkeit bzw. die Standsicherheit der Hangendschichten über der Kaverne bestimmen.

Mit diesen Werten folgt mit  $p_{DIESEL} = 3,6$  MPa und  $\gamma_{GEB} \cdot H = 9,6$  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 Tm<sup>3</sup>. 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 Tm<sup>2</sup> 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 m<sup>3</sup> Sole pro Stunde. Dies entspricht einem Hohlraumzuwachs pro Monat von 3,3 Tm<sup>3</sup>, d. h. bei Beendigung des Aussolbetriebes in 06/2011 wird sich der Kavernenhohlraum um ca. 75 Tm<sup>3</sup> auf etwa 340 Tm<sup>3</sup> vergrößert haben. Der Hohlraumzuwachs wird dabei im Wesentlichen im Firstbereich realisiert, d. h. die Querschnittsfläche bleibt mit 14 Tm<sup>2</sup> 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 Tm<sup>3</sup> 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  $218 \text{ Tm}^3$ . 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.  $35 \text{ Tm}^3$  auf etwa  $250 \text{ Tm}^3$  vergrößern. Der Hohlraumzuwachs wird dabei im Wesentlichen im Firstbereich realisiert, die Querschnittsfläche bleibt mit  $15 \text{ Tm}^2$  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  $180 \text{ Tm}^3$  (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  $309 \text{ Tm}^3$ . 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 Tm<sup>3</sup> (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 Tm<sup>3</sup>. 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 Tm<sup>2</sup> 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 Tm<sup>3</sup> (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 Tm<sup>3</sup>. 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 Tm<sup>2</sup> entsprach dies einem damaligen Hohlraumvolumen um 100 Tm<sup>3</sup>. 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 Tm<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup>/h) auf ein ausgesoltes Volumen von 225 Tm<sup>3</sup> zu erweitern. Dies entspricht einer Zuwachsrate von ca. 3,8 Tm<sup>3</sup>/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 Tm<sup>2</sup>). 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 Rückstandsfläche 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 Rückstandsfläche der Sole-Dieselölspiegel bis in eine Teufe von 438 mNN eingestellt werden kann. Dies entspricht einem maximalen Füllvolumen von etwa 170 Tm<sup>3</sup> (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 Rötalsalzes, 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 Rötalsalzhorizont 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 Tm<sup>3</sup>. 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 Tm<sup>2</sup> entspricht dies einem Hohlraumvolumen von 125 Tm<sup>3</sup>. 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 Tm<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup>/h) auf ein ausgesolten Volumen von 220 Tm<sup>3</sup> zu erweitern. Dies entspricht einer Zuwachsrate von ca. 3,8 Tm<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup> und die maximale Spannweite bleibt auf 95 – 100 m beschränkt (Querschnittsfläche: 13 Tm<sup>2</sup>).

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 Rückstandsfläche der Sole-Dieselölspiegel bis in eine Teufe von -435 mNN eingestellt werden kann. Dies entspricht einem maximalen Füllvolumen von etwa 165 Tm<sup>3</sup> (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 Rötssalzes 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 Aussoibetrieb befindlichen Kavernen 367-368 und 372-374, 469-471 und 472-474 lassen sich mögliche Speichervolumina für Dieselmotortreibstoff von 110 bis 255  $\text{Tm}^3$  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 read 'W. Schreiner', with a vertical line above the 'i'.

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: 6<sup>th</sup> 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



**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/m<sup>3</sup>). 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 m<sup>2</sup> 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 m<sup>2</sup>) 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 <sup>3</sup> /h)	(m <sup>3</sup> /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 m<sup>3</sup>/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

## **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 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>. 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 m<sup>2</sup> 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 CO<sub>2</sub> 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 m<sup>3</sup> 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



## Samenvatting<sup>1</sup>

### *Beoordeling van de haalbaarheid uit gesteentemechanisch oogpunt van het ombouwen van buiten bedrijf genomen pekelpductiecavernes in het boorterrein Hengelo naar cavernes voor ondergrondse opslag van gasolie.*

Het boorterrein Hengelo ligt ten zuiden van het Twentekanaal en ten noorden van het dorp Boekelo. Het is door AkzoNobel ontwikkeld tot een veld met enkele honderden boorgaten voor de productie van NaCl-rijke pek. In de vlakke zoutlaag die zich op een diepte van 350 tot 500 m bevindt, wordt oplosmijnbouw toegepast. De zoutlaag is 50 tot 85 m dik en bevat een aantal kleilagen, die in dikte variëren van minder dan 1 m tot enkele meters. Deze kleilagen verdelen de zoutlaag in 4 eenheden (A, B, C en D). In het verleden werden cavernes ontwikkeld met een rij van 2 of 3 boorgaten. Sinds het begin van de huidige eeuw worden nieuwe cavernes ontwikkeld met 1 boorgat.

Sinds enkele decennia worden pekelpductiecavernes in massieve steenzoutafzettingen wereldwijd gebruikt voor ondergrondse opslag van vloeibare brandstoffen (dieselolie, benzine, kerosine). Naar aanleiding hiervan laat AkzoNobel de haalbaarheid van ondergrondse opslag van gasolie in het boorterrein Hengelo vanuit een gesteentemechanisch oogpunt beoordelen. De haalbaarheid van het ombouwen van pekelpductiecavernes naar opslagcavernes voor gasolie is beoordeeld voor een zestal voorgeselecteerde cavernes die zich aan de zuidkant van het boorterrein Hengelo bevinden (367-368, 372-374, 375-377, 378-380, 469-471 en 472-474).

De cavernes 375-377 en 378-380 zijn sinds respectievelijk maart 2008 en maart 2006 buiten bedrijf. De cavernes 367-368, 372-374 alsmede 469-471 en 472-474 zijn in juni 2011 nog in bedrijf. Hun volume neemt maandelijks toe met respectievelijk circa 3300, 2500 en 3800 m<sup>3</sup>.

De stabiliteit en integriteit (of lektheid) van een caverne zijn de basisvereisten voor het ombouwen van een pekelpductiecaverne naar een caverne die voor lange tijd gaat dienen voor ondergrondse opslag van vloeibare brandstoffen als benzine, dieselolie en kerosine. De stabiliteit van cavernes in steenzout is gegarandeerd wanneer de pijlers tussen de cavernes in de zoutlaag voldoende breed zijn om de last van de bovenliggende lagen veilig te kunnen dragen. Bovendien is het noodzakelijk dat het zoutdak dat de holruimte overspant voldoende dik en intact is om de verticale last van de bovenliggende lagen te kunnen dragen. Wanneer de druk in de caverne permanent op ongeveer 50% van de druk van de bovenliggende lagen wordt gehouden, geeft dit een ondersteunend effect dat essentieel is voor de stabiliteit van de caverne.

Het volume van de voorgeselecteerde cavernes varieert van 165 tot 310 duizend m<sup>3</sup>. De lengte van de cavernes (in de richting van de rij waarin de boorgaten zich bevinden) varieert van 150 tot 195 m.

---

<sup>1</sup> Vertaling van de Engelstalige samenvatting door IfG d.d. 14 mei 2012 op basis van het Duitstalige IfG-rapport 'Gebirgsmechanische Bewertung zur Möglichkeit einer Umwidmung von stillgelegten NaCl-Soleproduktionskavernen des Solfeldes Hengelo für die Untergrundspeicherung von Dieselkraftstoff' d.d. 22 oktober 2010 en het Engelstalige memorandum dat hier op 11 november 2011 door IfG aan is toegevoegd. Deze vertaling naar het Nederlands is opgesteld door AkzoNobel ten behoeve van de Rijkscoördinatieregeling. Aan deze vertaling kunnen geen rechten ontleend worden. De informatie in de bovengenoemde documenten van IfG is te allen tijde leidend.

Loodrecht op deze richting hebben de cavernes overspanningen van 80 tot 130 m. De cavernes bevinden zich op een diepte van circa 445 tot 475 m onder het oppervlak en er bevindt zich een 40 tot 55 m dik zoutdak tussen de cavernes en de bovenliggende gesteentes. Dankzij de geringe diepteligging is de lithostatische druk in de zoutlaag beperkt tot ongeveer 10 MPa.

De grootste dwarsdoorsneden van de 6 cavernes beslaan oppervlaktes ( $A_k$ ) variërend tussen 13 en 20 duizend m<sup>2</sup> en behouden een minimale afstand van 50 tot 70 m tot de omliggende pekelpductiecavernes. Uit deze geometrie volgt een gemiddelde verticale belasting van 13 MPa waarbij de horizontale hydraulische druk vanuit de caverne op de pijlers altijd hoger dan 4 MPa is. De resulterende differentiële spanning is ongeveer 9 MPa en dit komt overeen met een benuttingsgraad van slechts 30% van de triaxiale sterkte van het steenzout bij de gegeven 4 MPa radiale druk. Dit wil zeggen dat de stabiliteit is verzekerd met een voldoende veiligheidsmarge.

Het zoutdak dat de caverne overspant wordt belast door het eigen gewicht en het gewicht van de bovenliggende lagen volgens  $\gamma \cdot H$  (specifiek gewicht maal kolomhoogte van bovenliggende lagen). Het zoutdak gedraagt zich als een ingeklemde plaat die ondersteund wordt door de hydraulische druk in de caverne. De stabiliteit van het dak wordt bepaald door de spanningstoestand in het midden van de plaat, waar verwacht wordt dat spanningen in zowel de tangentiële als de radiale richting voor doorbuiging zorgen. In de bovenkant van het zoutdak, worden deze trekkrachten verminderd door de horizontale component van de lithostatische druk. Bovendien kan hier weerstand geboden worden aan het buigmoment. Hieruit wordt geconcludeerd dat het dak direct boven de caverne een kritische zone vormt. De geselecteerde cavernes hebben een voldoende dik zoutdak met een adequate veiligheidsmarge ten aanzien van benodigde dikte.

De volgende twee aspecten spelen een rol bij de beoordeling van de integriteit of lekbaarheid van cavernes voor ondergrondse opslag van brandstoffen:

- Geologische lekbaarheid, dat wil zeggen integriteit van de pijlers en het dak bestaande uit zout
- Technische lekbaarheid, dat wil zeggen de integriteit van de boorgatcompletie

Op basis van zowel decennia van praktijkervaring met de opslag van vloeibare en gasvormige producten in cavernes in steenzout alsmede een aantal natuurlijke analogieën, is bekend en gedocumenteerd dat steenzout volstrekt impermeabel is bij diktes vanaf enkele meters en wanneer de lithostatische druk hoger is dan de druk van de vloeistof of het gas in de cavernes. Drie voorbeelden van de voornoemde natuurlijke analogieën zijn:

1. De gasinsluitingen met een laag methaangehalte in de zoutkoepels in Noord-Duitsland.
2. Gas-, olie- en bitumeninsluitingen afkomstig uit de Staßfurtcarbonaten in het Staßfurtzout van de kali-regio in het zuidelijke Harzgebied.
3. De CO<sub>2</sub>-insluitingen in het Werrazout als gevolg van vulkanisme tijdens het Tertiair.

Derhalve wordt, ondersteund door ervaring en numeriek bewijs van de integriteit, vastgesteld dat het Rötzout als opslagmedium aan de eisen voldoet voor duurzame insluiting van een vloeibare brandstof.

De geologische impermeabiliteit is verzekerd wanneer de stabiliteit van de pijlers en het zoutdak is gegarandeerd en wanneer de maximale druk in de opgeslagen stof lager is dan de lithostatische druk in de kritische zone (in dit geval het zoutdak). De toegestane maximale drukgradiënt voor de draagcapaciteit van de vloeistofdruk is voor zoutlaag C vastgelegd op een diepte van circa 15 tot 20 m boven het dak en is gedefinieerd als  $p_{MAX}/H_{KRIT} = 0.15$  bar/m. Dit komt overeen met maximaal 70% van de lithostatische druk. De technische integriteit van een boorgat moet worden aangetoond met beschikbare en verifieerbare integriteitstesten.

Het achtergebleven zout tussen de bodem van de caverne en het gesteente dat zich onder het zout bevindt, vormt samen met de onoplosbare delen op de bodem van de caverne en een laag pekelsol die op drijft, een hydraulische afsluiting. Deze hydraulische afsluiting maakt het onmogelijk voor de gasolie om in contact te komen met het gesteente dat zich onder het zout bevindt.

Het wordt aangeraden de opslagcavernes voor gasolie te opereren met twee boorgaten,

- Een pekelsolboorgat voor het terugnemen van pekelsol uit de caverne tijdens injectie van gasolie en voor de injectie van pekelsol tijdens het terugnemen van gasolie.
- Een gasolieboorgat voor het injecteren en terugnemen van gasolie.

Eventueel aanwezige derde boorgaten kunnen afgesloten worden na een integriteitstest. Deze boorgaten zijn in-actief tijdens de periode waarin de caverne voor opslagdoeleinden wordt gebruikt. Het pekelsolboorgat dient zodanig gekozen te worden, dat de grootst mogelijke diepte van de caverne bereikt kan worden om de injectie- en productieverbuizing voor pekelsol zo diep mogelijk af te hangen. Het gasolieboorgat dient bij voorkeur in het hoogste deel van de caverne gekozen te worden.

Op basis van het voorgenoemde wordt ingeschat dat alle 6 beoordeelde cavernes 367-368, 372-374, 375-377, 378-380, 469-471 en 472-474, voldoen aan de gesteentemechanische eisen voor stabiliteit en geologische integriteit voor de opslag van gasolie. Het ombouwen van deze cavernes is daarom mogelijk.

Bij een eerste beoordeling van de daadwerkelijke situatie van de cavernes 375-377 en 378-380 die buiten bedrijf zijn en de cavernes 367-368, 372-374, 469-471 en 472-474 die in juni 2011 nog in productie waren, worden mogelijke opslagvolumes van 110 tot 255 duizend m<sup>3</sup> aangenomen als schatting.

Om de geschiktheid van de cavernes aan te tonen wordt het volgende aangeraden:

- Het verwijderen van de aanwezige 5½" verbuizing en het afsnijden van de 7" gecementeerde verbuizing boven het niveau van het cavernedak.
- Nauwkeurige ultrasone metingen van de buiten bedrijf staande cavernes vanuit alle boorgaten en het maken van een mijnkaart waarop aangetoond wordt dat de pijlers en het zoutdak van voldoende dikte zijn.
- Het aantonen van de stabiliteit en integriteit van de 7" verbuizing en het intact zijn van de cementatie doormiddel van boorgatmetingen in alle boorgaten.

- Het testen van de integriteit van de binding tussen cementatie en steenzout bij het dak van de caveerne door het aanbrengen van een druk die 5 MPa hoger is dan de maximaal toegestane vloeistofdruk tijdens een opslagperiode.
- Het aantonen van de stabiliteit van opslagcavernes door middel van numerieke berekeningen en 3D modellering van de daadwerkelijke situatie en de geplande ontwikkeling van omliggende pekelpductiecavernes, rekening houdend met een oliedruk aan de kop van het boorgat die afgenomen is tot het nulpunt.

Uitgaande van positieve resultaten van bovenstaande onderzoeken alsmede positieve besluiten ten aanzien van het ombouwen van de cavernes voor opslag van gasolie, worden de volgende maatregelen aangeraden:

- Het afsluiten van de derde boorgaten (die niet gebruikt worden voor het injecteren en terugnemen van gasolie en pekelp) met een tijdelijk afdichtend element boven het dak van de caveerne. De rest van het boorgat wordt dan binnen de 7" verbuizing opgevuld met pekelp. Aan de kop van het boorgat dient een druksensor geïnstalleerd te worden die drukopbouw of ophopingen van gasolie kan detecteren in geval van lekkage.
- Het plaatsen van 5½" verbuizing op afhangdiepte:
  - 1 m boven de bodem van de caveerne voor het terugnemen van pekelp
  - Ter hoogte van het dak van de caveerne voor het terugnemen van gasolie.
 Het monitoren van de drukopbouw in de afdekplaat die zich in de annulaire ruimte tussen de 5½" en 7" verbuizing bevindt.
- Het exact monitoren en documenteren van de massa's/volumes tijdens de eerste gasolie-injectie en tijdens de opslagperiode.
- Het vaststellen van de gasolie-pekelspiegel door nauwkeurige meting.

Tot slot kan worden samengevat dat met positieve resultaten van de onderzoeken en met het hierboven beschreven monitoringssysteem, langdurige opslag van gasolie mogelijk is.

# **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)

<b>Client</b>	<b>Project</b>	<b>Reference</b>	<b>Pages</b>
Akzo Nobel	1203390-000	1203390-000-BGS-0012	137
<b>Classification</b>			
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

<b>Executive summary</b>	<b>3</b>
<b>1 Introduction</b>	<b>9</b>
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
<b>2 History of storage in salt caverns</b>	<b>13</b>
2.1 Sites	13
2.2 Safety considerations and reported incidents	13
<b>3 Geology and hydrogeology of East Twente</b>	<b>17</b>
3.1 Conceptual model	17
3.2 Geology of Twente	17
3.3 Hydrogeology of Twente	23
<b>4 Subsurface Containment Concept</b>	<b>33</b>
<b>5 Causes of Failure of the Containment Concept</b>	<b>37</b>
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
<b>6 Effects after Failure of the Containment Concept</b>	<b>51</b>
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
<b>7 Semi-Quantitative Risk Assessment based on Hazard Scenarios</b>	<b>69</b>
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
<b>8 References</b>	<b>87</b>

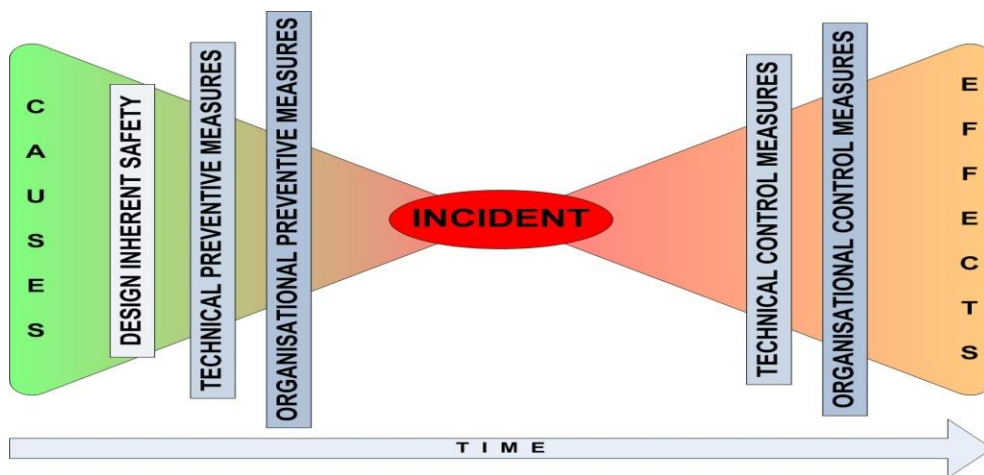
<b>Appendix A STOMP results generic scenarios</b>	<b>94</b>
<b>Appendix B Input and output of absorbing Markov Chain analysis</b>	<b>119</b>
<b>Appendix C List of experts (interviews and/or workshop)</b>	<b>132</b>

## 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).

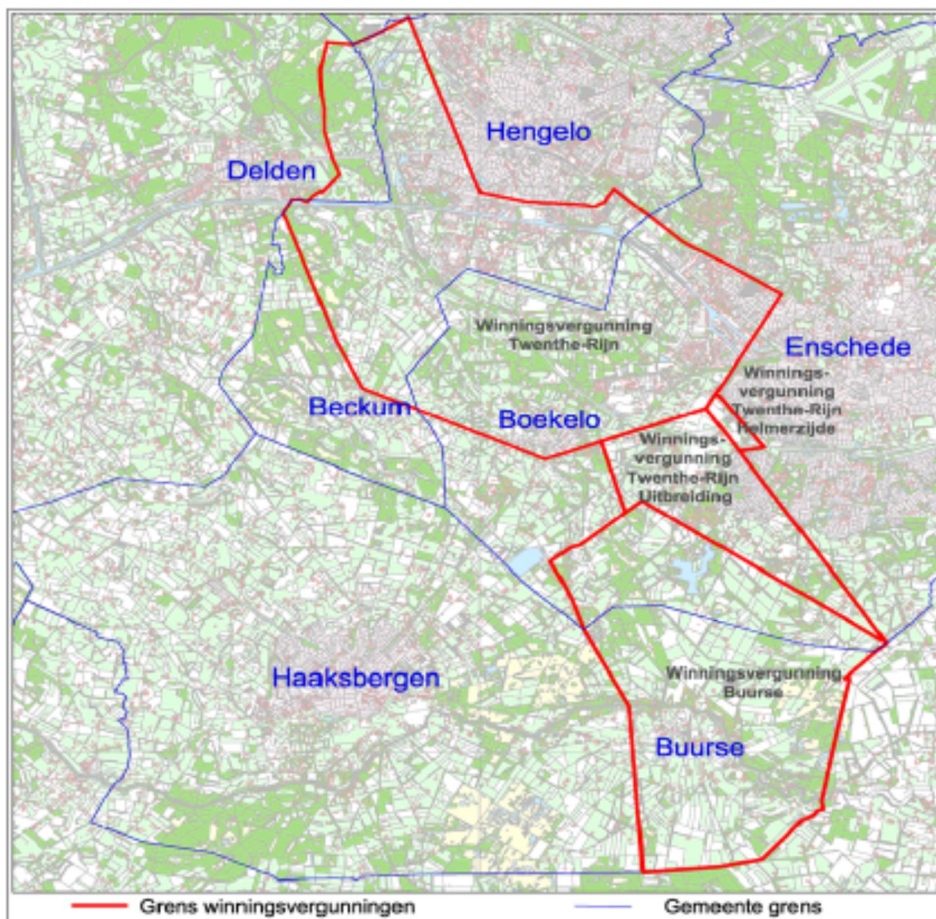


Figure 1.1: Map with overview of the salt concessions Twenthe-Rijn, Twenthe-Rijn Uitbreiding, Twenthe-Rijn Helmerzijde and Buurse as well as the borders of the municipalities.

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).

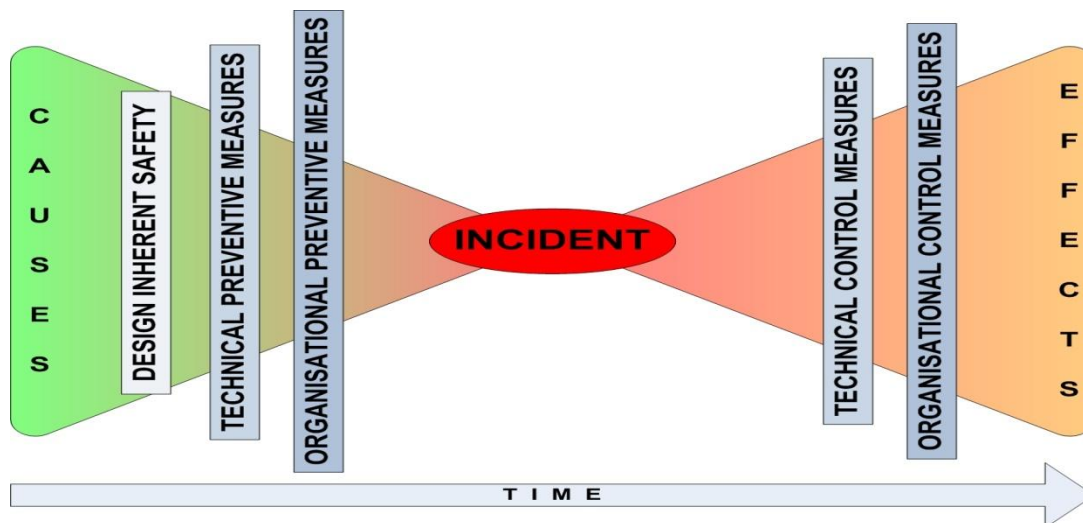


Figure 1.2: Bow-tie model

#### 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) (Biringer 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.

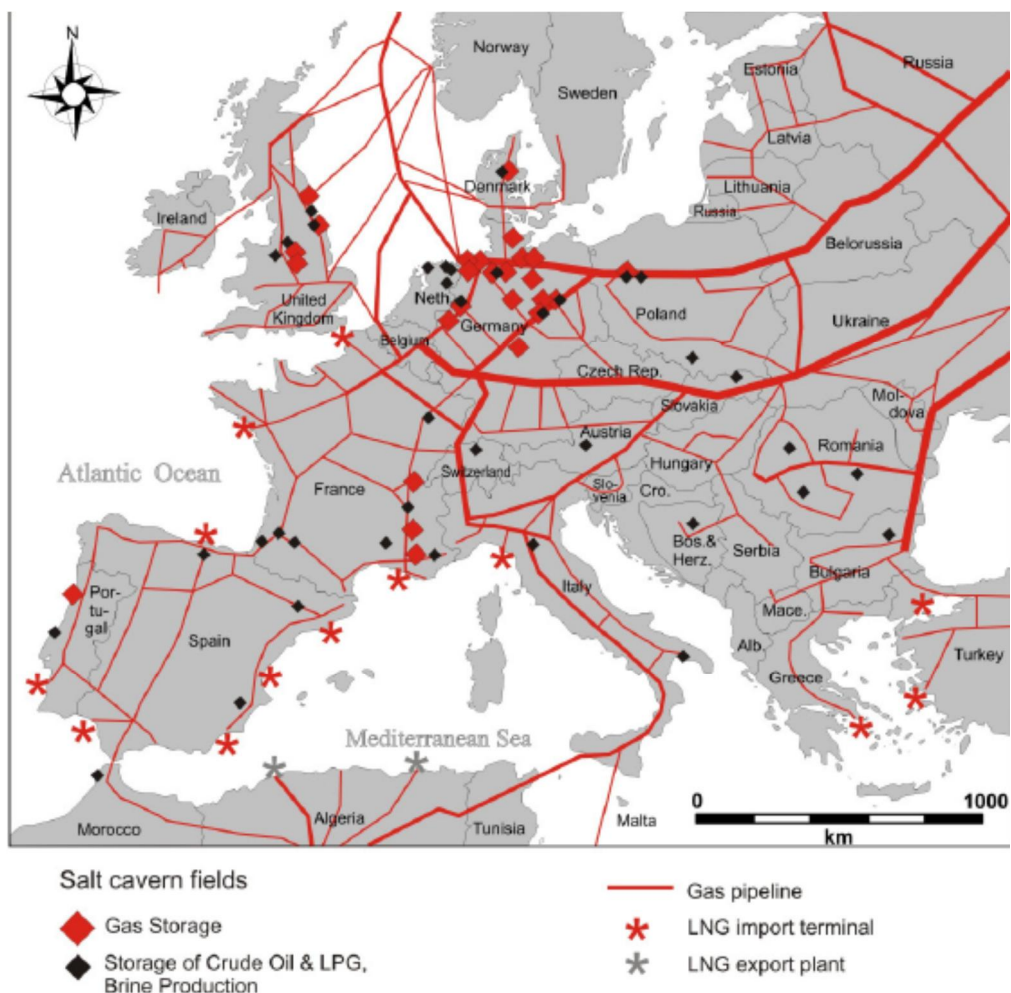


Figure 2.1: Existing cavern, gas Pipelines and LNG import terminals in Europe; taken from Axel (2007)

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 above ground infrastructure -valve/pipes/well head/compressor/gas detection system	11	7	21		1	40
	loss of wellhead pressure or failed pressure test	3	4	7		2	16
	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		
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
Crude oil				1	2		3
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
	Crude oil			1	2		3
Problems by country/US state	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.

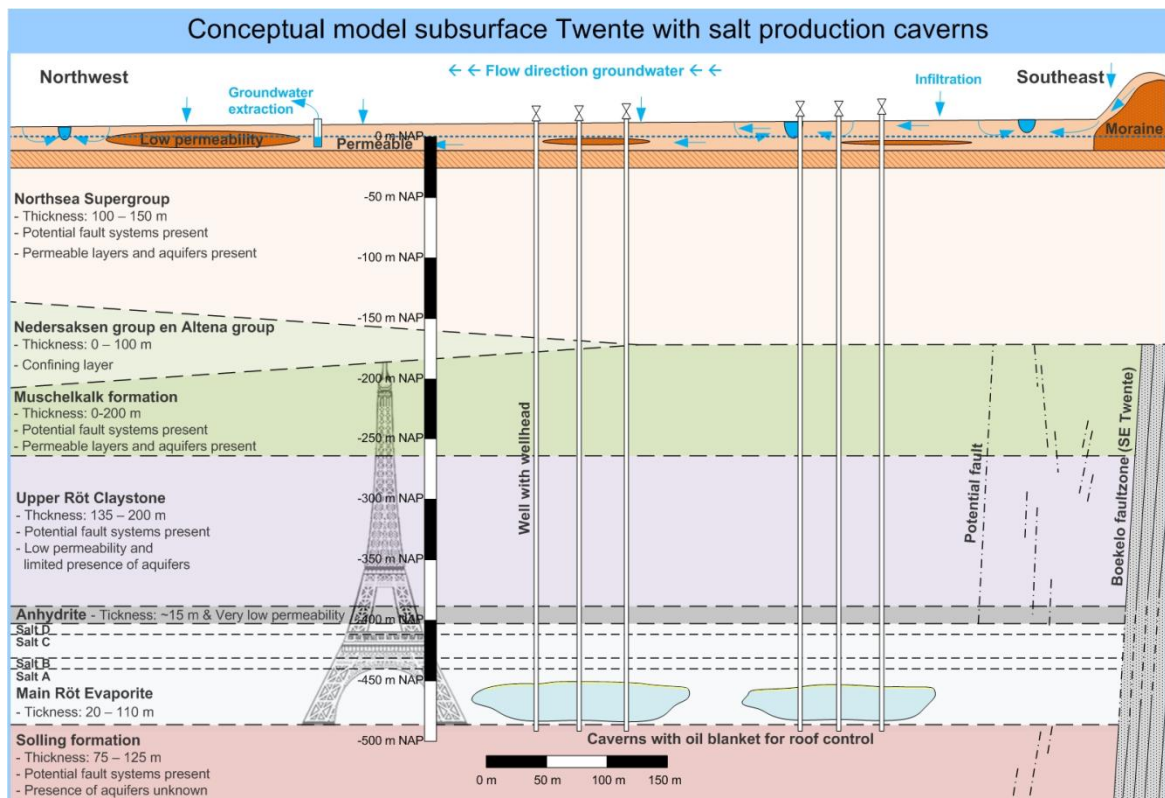


Figure 3.1: Conceptual model of the geology and hydrogeology of the subsurface of East Twente.

#### 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.

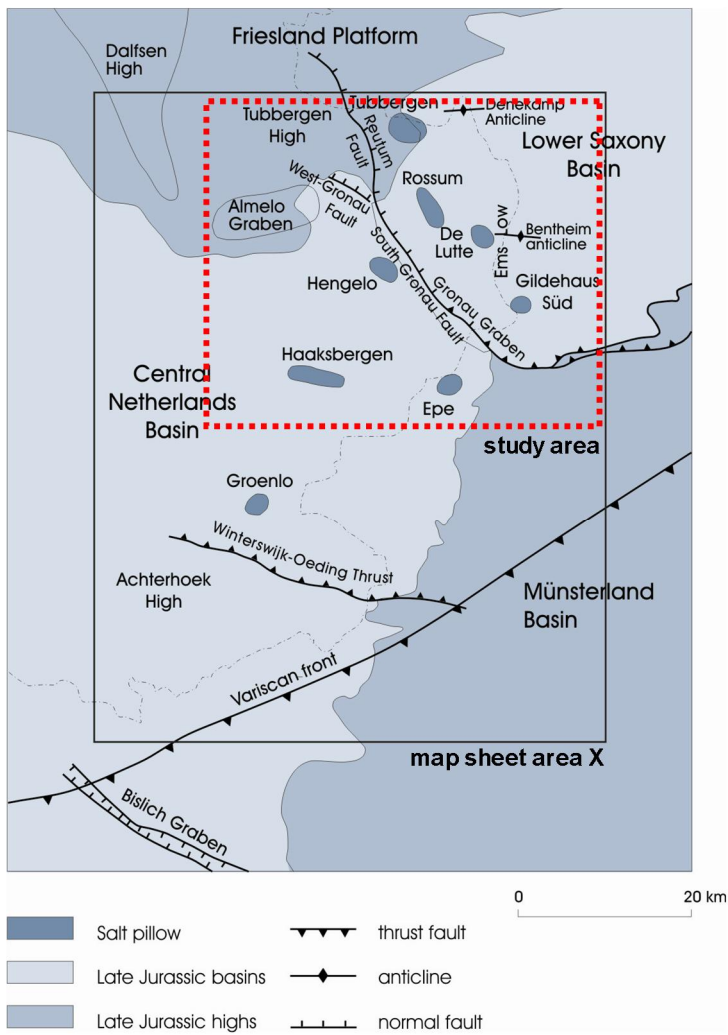


Figure 3.2: Overview of the main structural elements in the Twente region (NITG-TNO, map sheet area X, 1998) and the location of the study area considered in this report.

### 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).

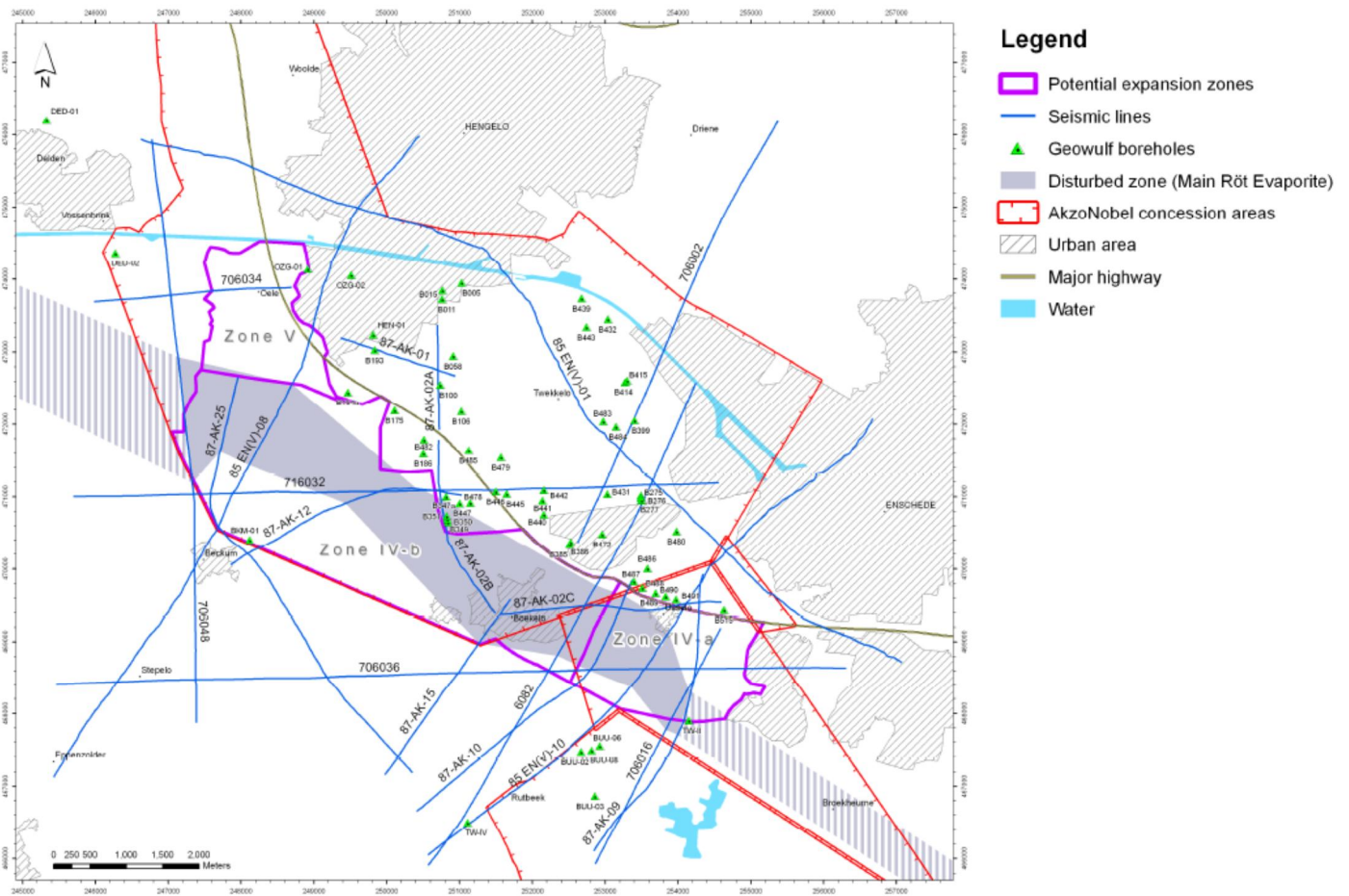


Figure 3.3: Map showing the structural outline of the Boekelo Fault Zone, the different seismic lines, the boreholes used in the Geowulf (2010) report, and the possible expansion zones adjacent to the present brine field between Hengelo and Enschede (source MWH, 2010).

**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  $\eta$  is the porosity at depth  $z$ ,  $\eta_0$  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]  
 $\mu$  is the dynamic viscosity [kg/ms]  
 $\rho$  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  $7.0 \times 10^{-8}$  to  $1.6 \times 10^{-5}$  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 source hydraulic properties	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 <sup>6,7,8</sup>	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 <sup>1,6,5,8</sup>	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 <sup>1,2,5,6</sup>	clay(stone)	0 - 100	0,05 - 0,1	1,00E-04	1,00E-02	1,00E-10	1,00E-08
Muschelkalk Formation <sup>3,5,6</sup>	limestone, marl, dolomite	0 - 200	0,05 - 0,29	1,00E-02	5,00E+01	1,00E-08	5,00E-05
Upper Röt Claystone <sup>2,5,6</sup>	clay(stone)	135 - 200	0,05 - 0,1	1,00E-05	1,00E+01	1,00E-11	1,00E-05
Upper Röt Evaporite <sup>2,4</sup>	anhydrite	15	0,005 - 0,02	1,00E-05	1,00E-02	1,00E-11	1,00E-08
Main Röt Evaporite <sup>2,4</sup>	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).



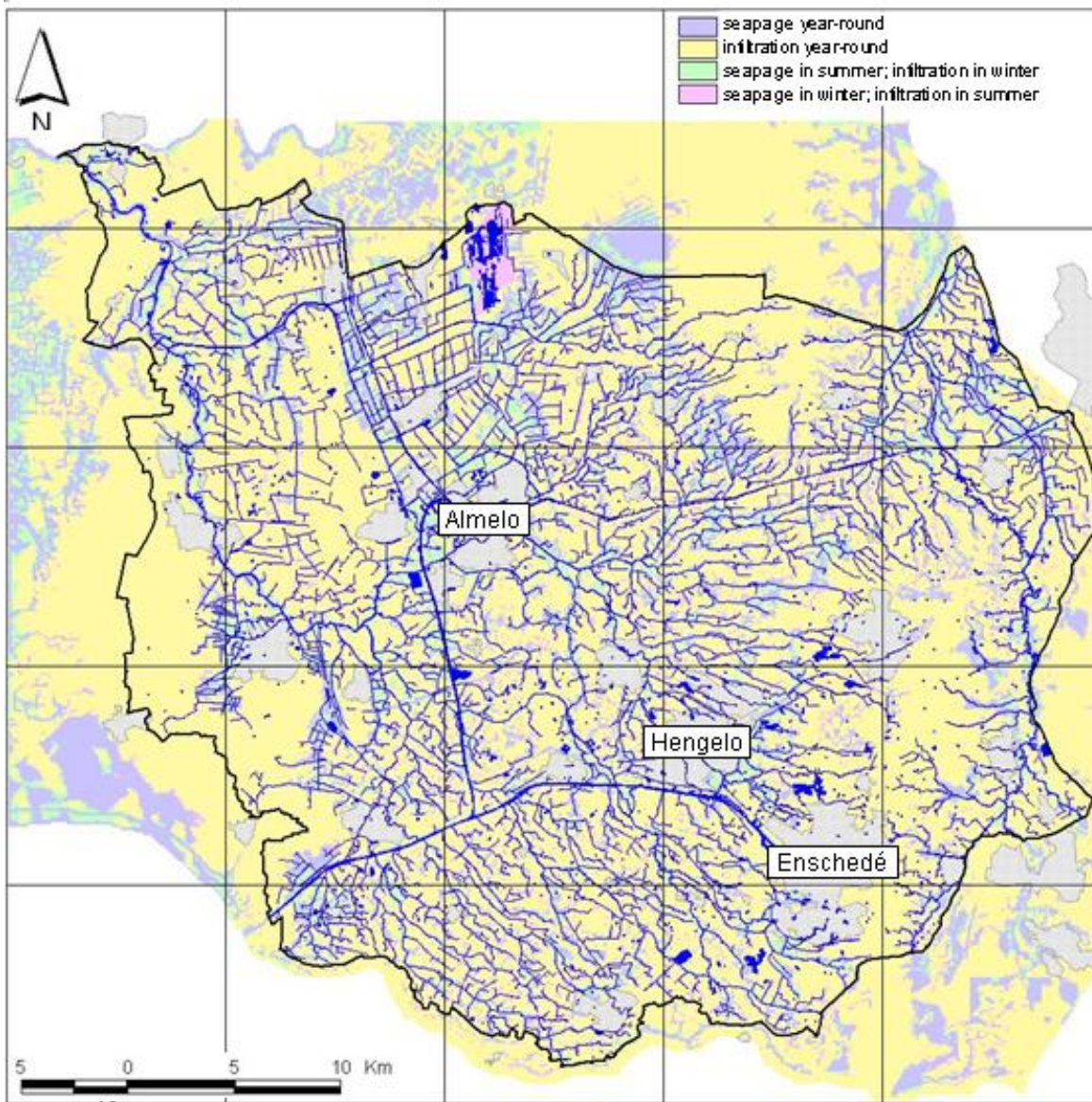


Figure 3.4: Surface water drainage map showing the seepage areas, infiltration areas and intermediate areas in Twente (source: De Louw, 2006).

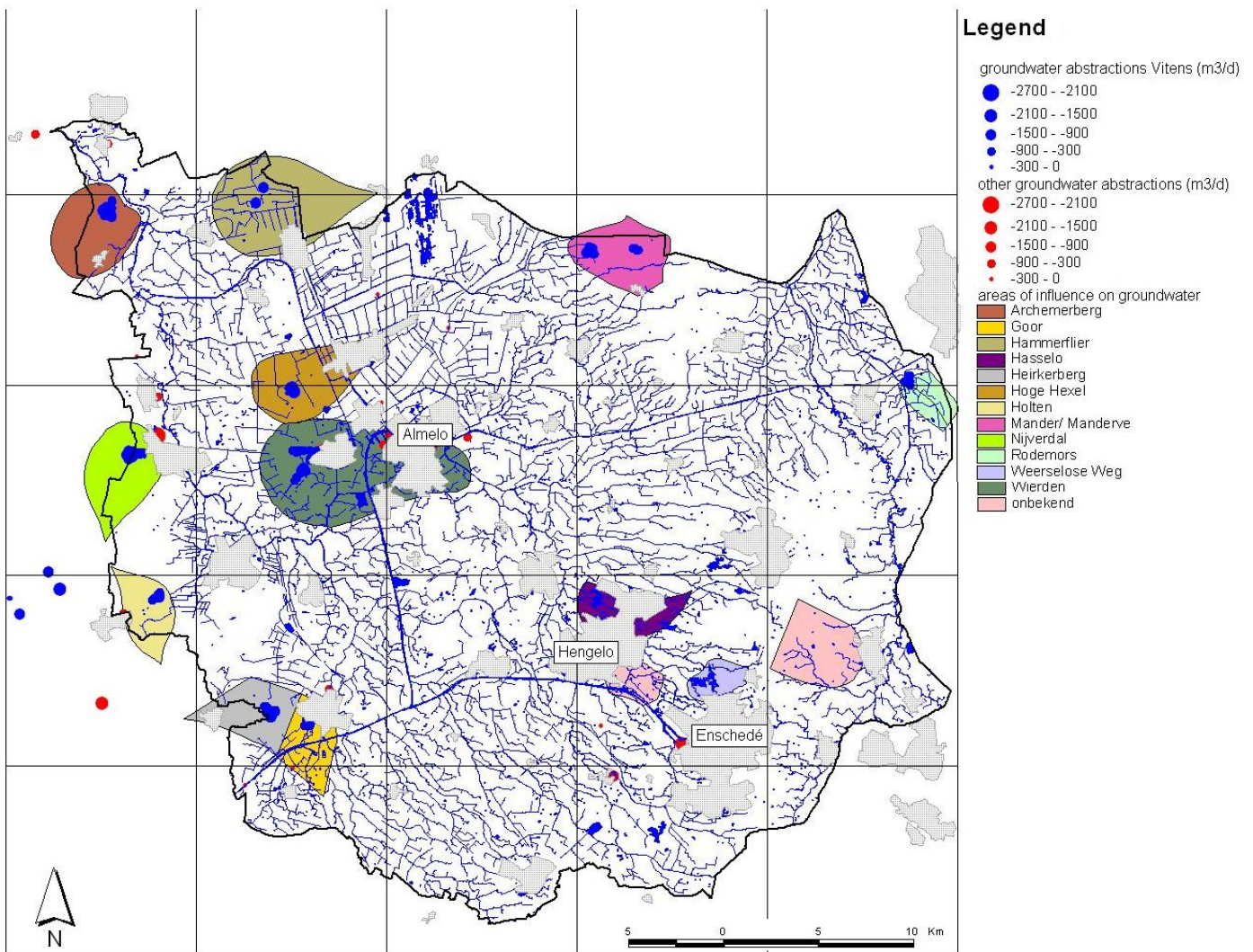


Figure 3.5: Map showing the groundwater abstraction locations in Twente. For the drinking water abstractions from Vitens the area of influence on the groundwater is shown (source: De Louw, 2006).

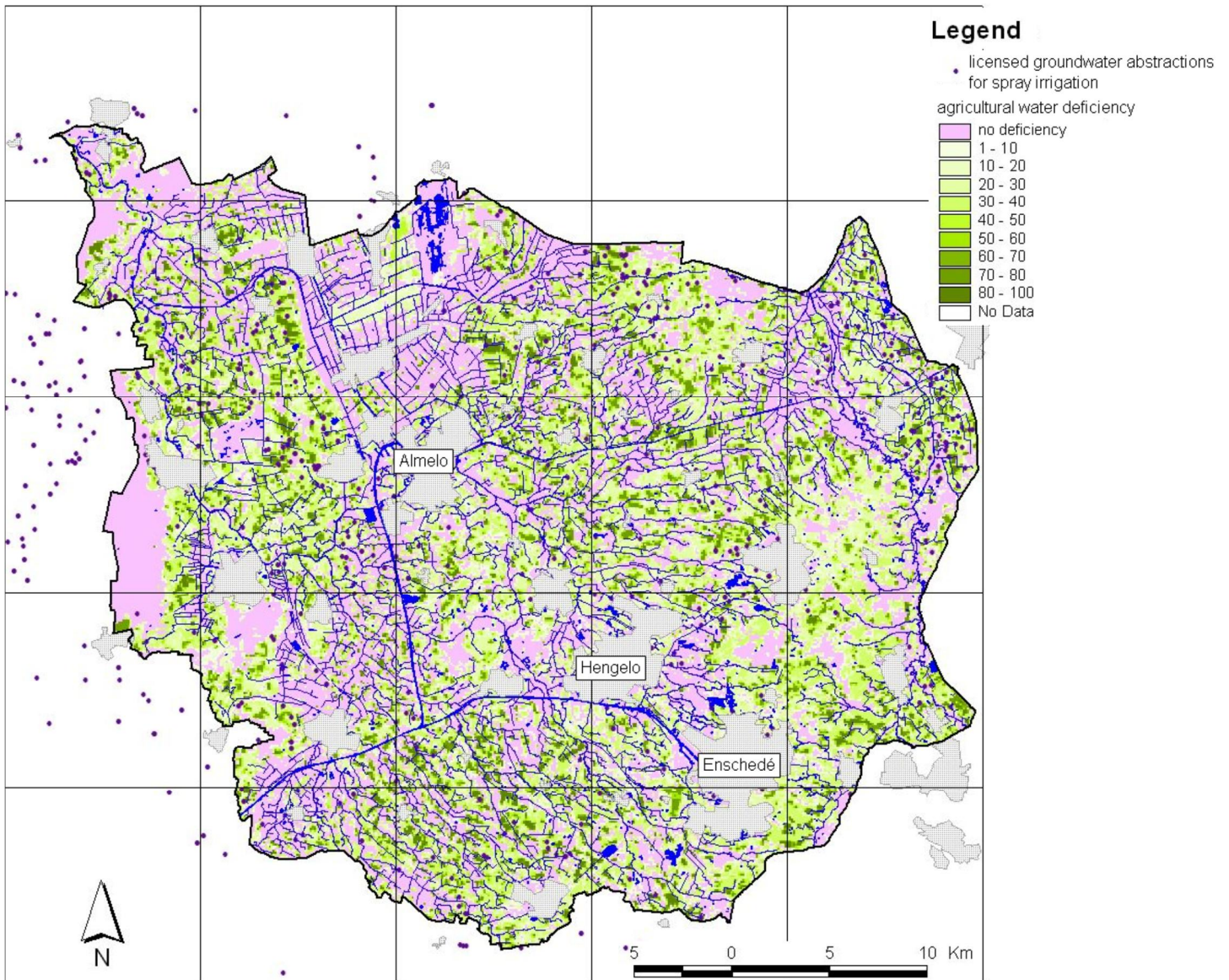


Figure 3.6: Map of groundwater abstraction for spray irrigation to compensate for the water deficiency in agricultural areas during dry period. Also, the level of water deficiency is shown (source: De Louw, 2006).

## 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.

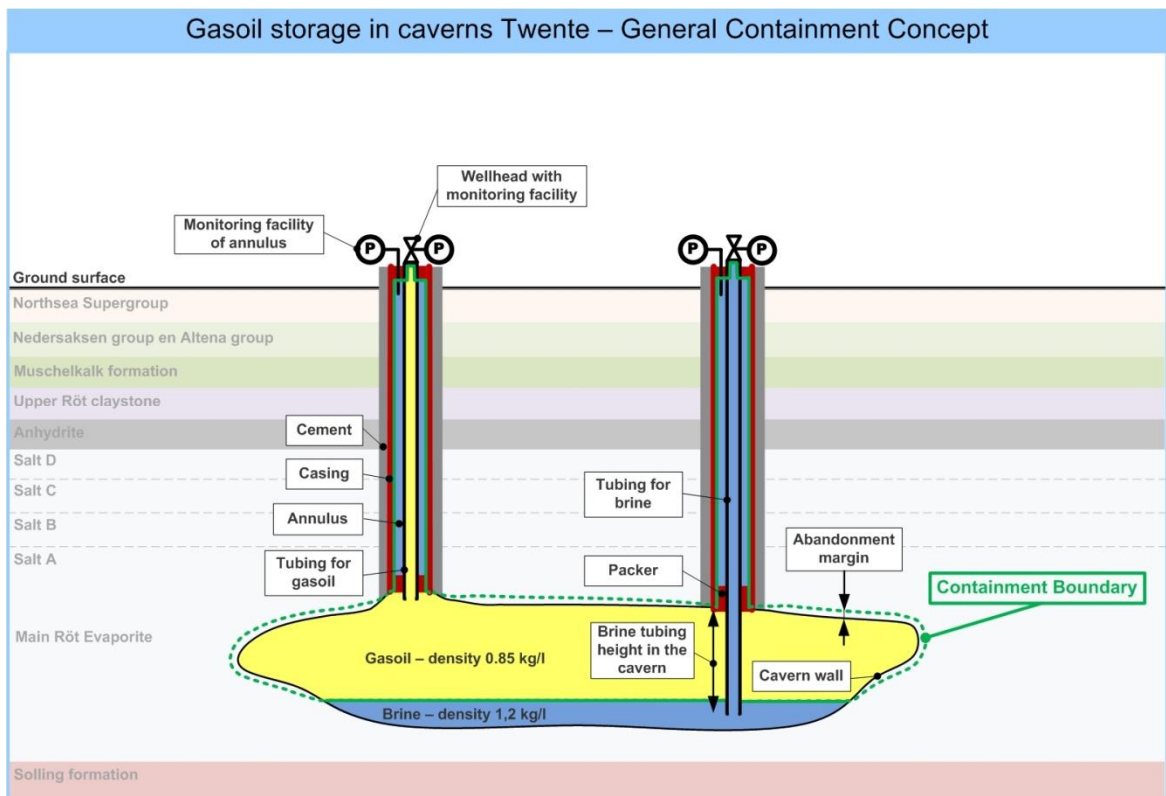


Figure 4.1: Illustration of the Containment Concept applied to salt caverns in the Twente area

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  $1.6 \times 10^{-5}$  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.

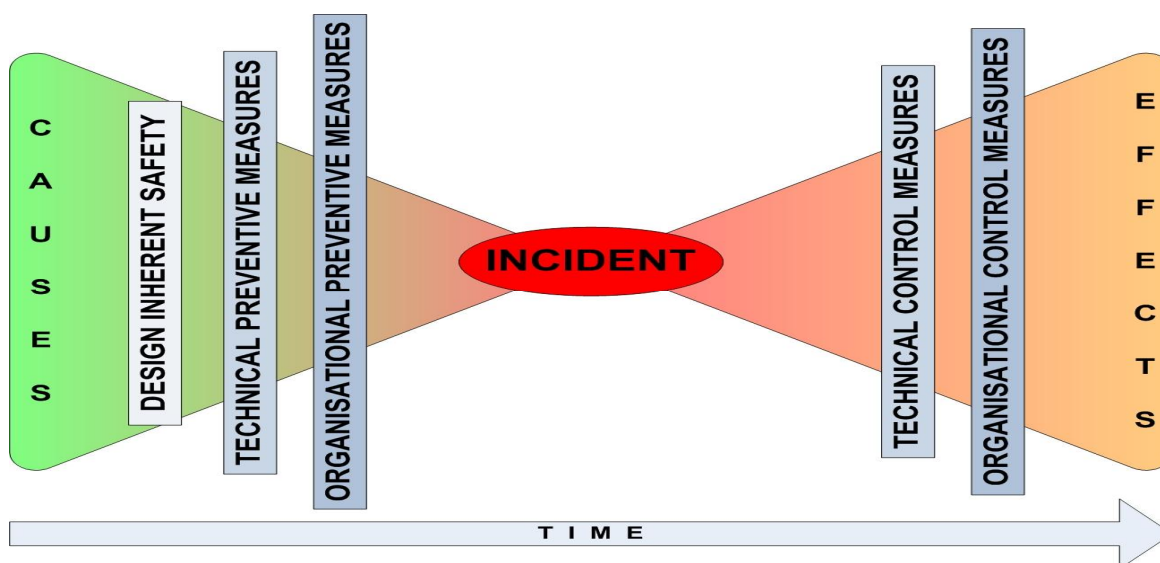


Figure 4.2 Bow tie model

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)	

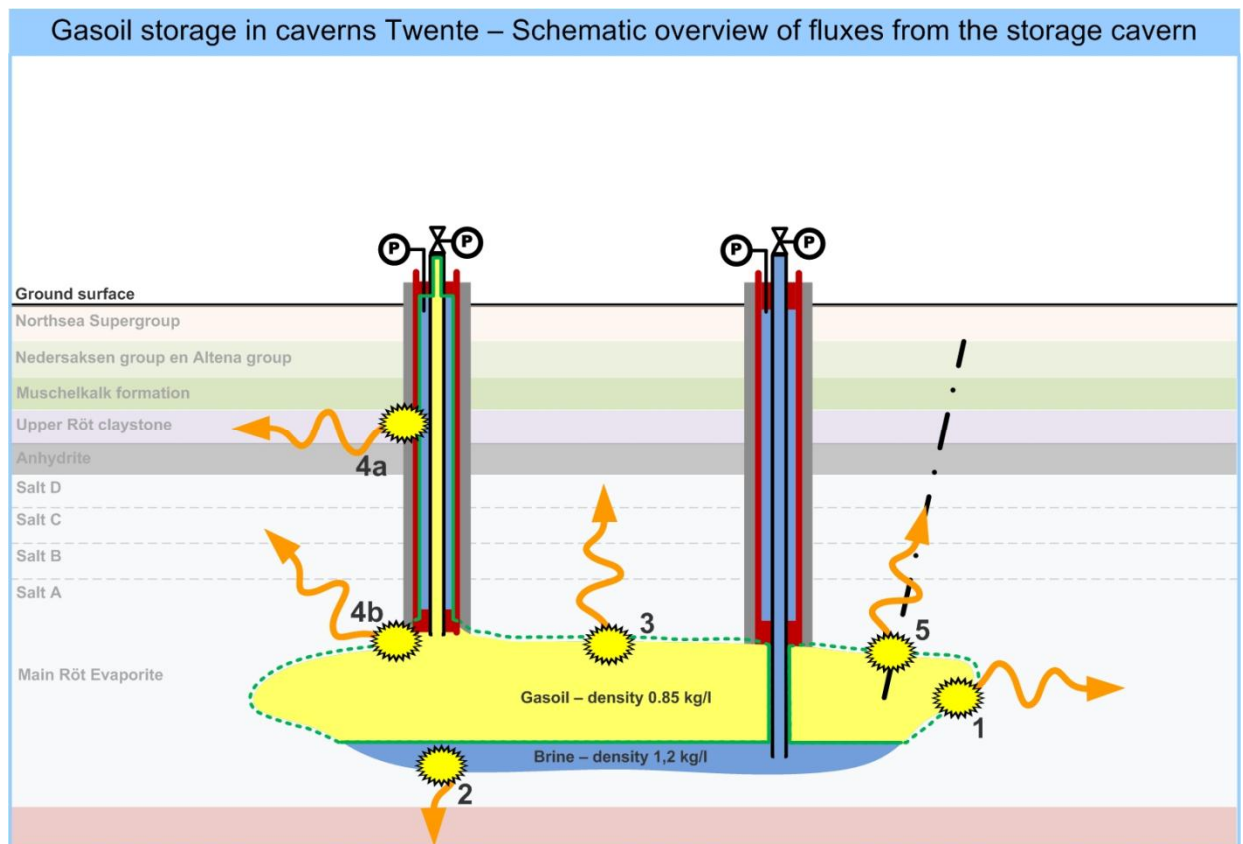


Figure 5.1: schematic overview of the possible leakage fluxes from the storage cavern as mentioned in Table 5.1: flux through the walls (1), flux through the floor (2), flux through the roof (3), flux through the casing (4a), flux through the casing shoe (4b), and flux through existing faults or fractures (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.

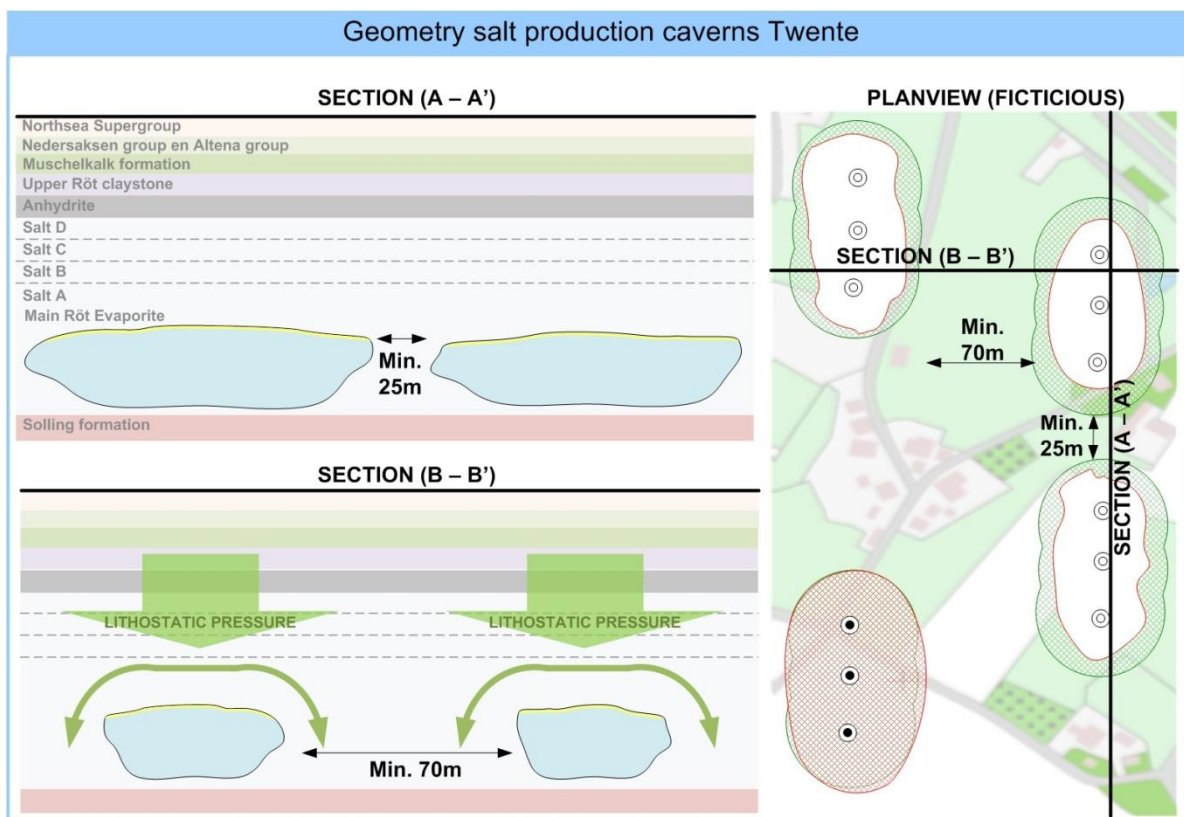


Figure 5.2: Geometry of salt production caverns in Twente. The left side of the figure contains details of two cross-sections which are shown on the map on the right. Section (A – A’) shows the minimal distance for the salt pillar in-between two adjacent caverns in a row to prevent pressure communication. 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 ( $850 \text{ kg/m}^3$ ) floats on brine ( $1200 \text{ kg/m}^3$ ), 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 ( $\rho g z$ , where  $\rho$  is density,  $g$  is the gravity constant  $9.81 \text{ m/s}^2$  and  $z$  is the depth) ranges from 54 - 90 bar (using an average overburden density of  $1800 \text{ kg/m}^3$  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  $850 \text{ kg/m}^3$ ), the pressure increase inside the cavern is at most 1.4 bar ( $\rho g z = 1.4 \text{ bar}$ , assuming a height of the cavern of 40m, and a density difference between the gas oil and brine of  $350 \text{ kg/m}^3$ ). 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  $1200 \text{ kg/m}^3$ ) 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  $\varepsilon$  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,  $\sigma$  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  $20^\circ\text{C}$ , 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 m<sup>3</sup>, 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 <sup><math>n</math></sup> )	$(\dot{V}/V)_{1,000\text{ m}}^{\text{sphere}}$ (%/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 m<sup>3</sup> more salt that may dissolve (assuming a density of salt of 2165 kg/m<sup>3</sup>), 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).

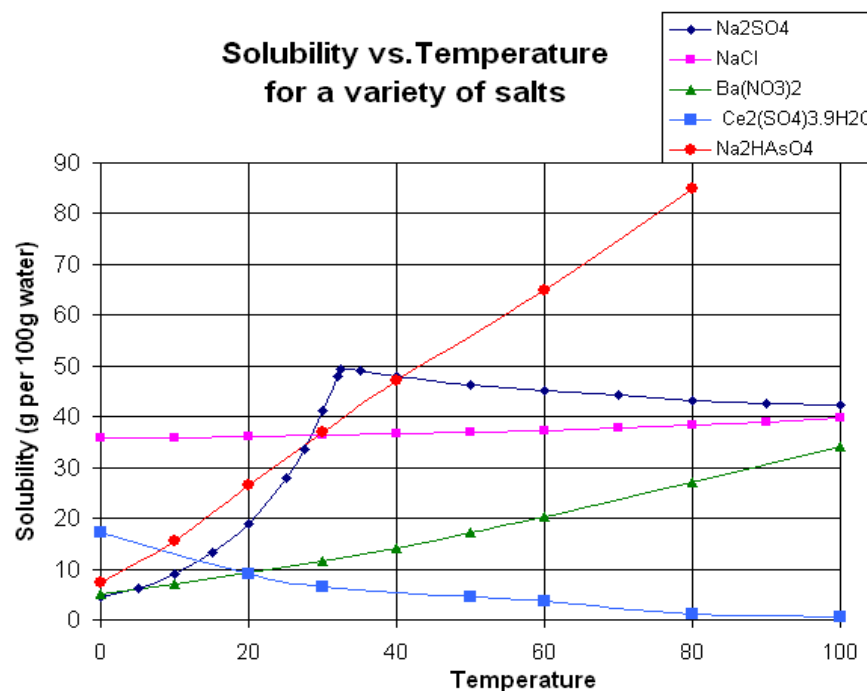


Figure 5.3 Solubility vs. Temperature for a variety of salt, taken from: <http://en.wikipedia.org/wiki/Solubility>

## 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. CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>-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/m<sup>3</sup>) compared to (salt) water (1000 to 1025 kg/m<sup>3</sup>), 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.

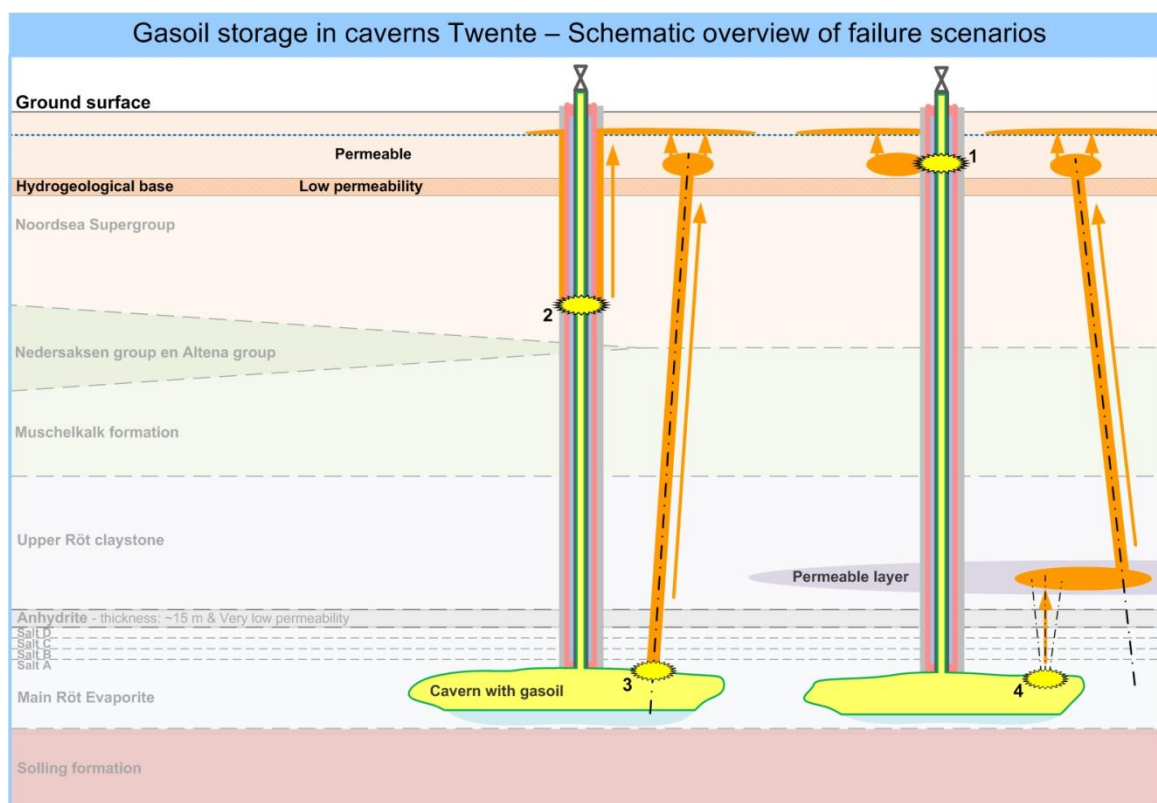


Figure 6.1: Schematized view of the migration paths of gas oil through the subsurface for the four leakage scenarios that might lead to gas oil in the upper groundwater bodies.

### 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  $\phi$  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  $\mu_i$  is the phase viscosity.  $P$  is the phase pressure,  $\rho_i$  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](http://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/m<sup>3</sup> (average of 840 kg/m<sup>3</sup>) and a viscosity of 1.64×10<sup>-3</sup> Pa.s to 3.87×10<sup>-3</sup> Pa.s (average of 2.76×10<sup>-3</sup> 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 <sup>3</sup> )	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	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	-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	--	--	--	--	

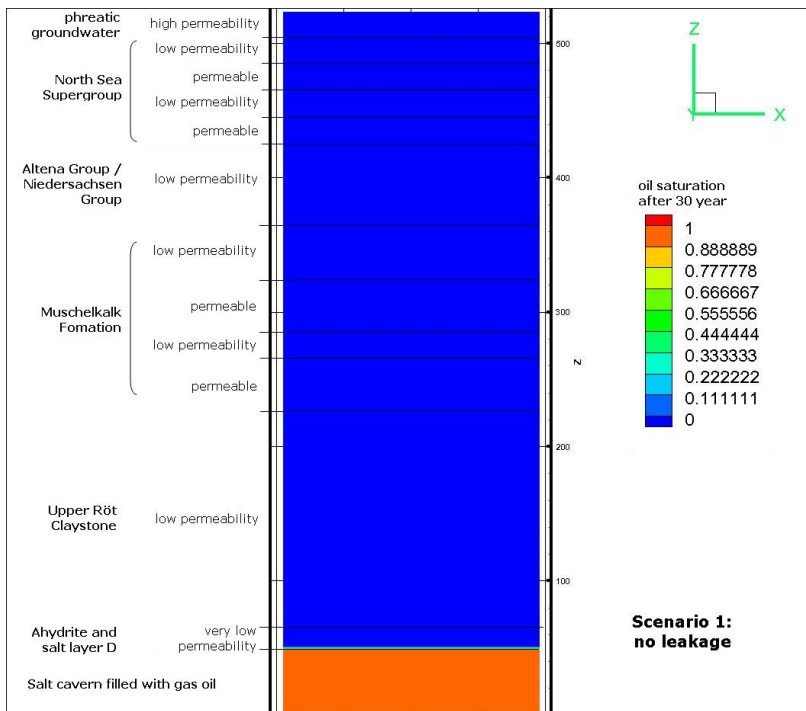


Figure 6.2: Results from the model calculations for scenario 1 (No breach of confinement): gas oil saturation in the pores of the overburden after 30 years of gas oil storage in a salt cavern.

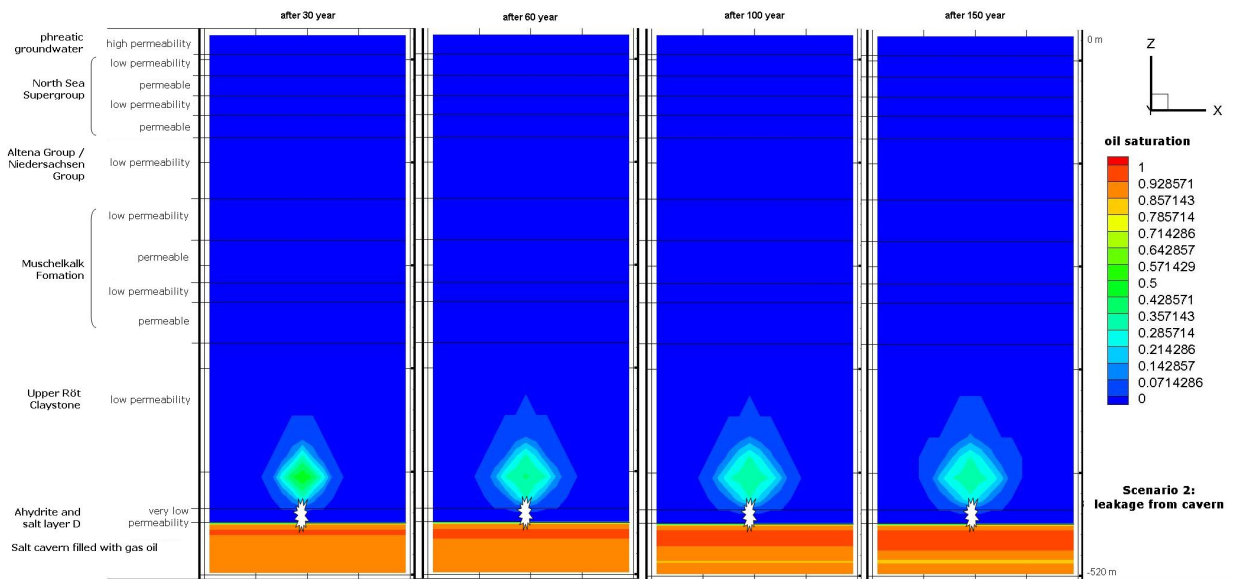


Figure 6.3: Results from the model calculations for scenario 2 (Leakage from the salt cavern at 450 m below the surface): gas oil saturation in the pores of the overburden in case of gas oil leakage from a salt cavern after 30 years (most left), 60 years, 100 years, and 150 years (most right).

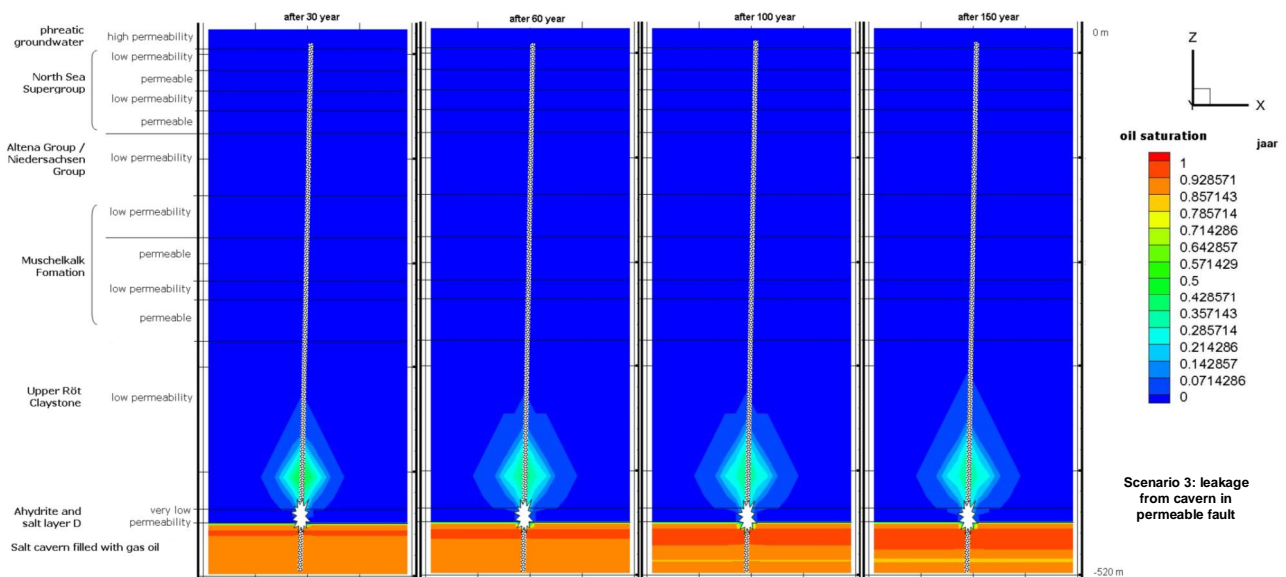


Figure 6.4: Results from the model calculations for scenario 3 (Leakage from the salt cavern into a permeable fault at 450 m below the surface): gas oil saturation in the pores of the overburden in case of gas oil leakage from a salt cavern after 30 years (most left), 60 years, 100 years, and 150 years (most right).



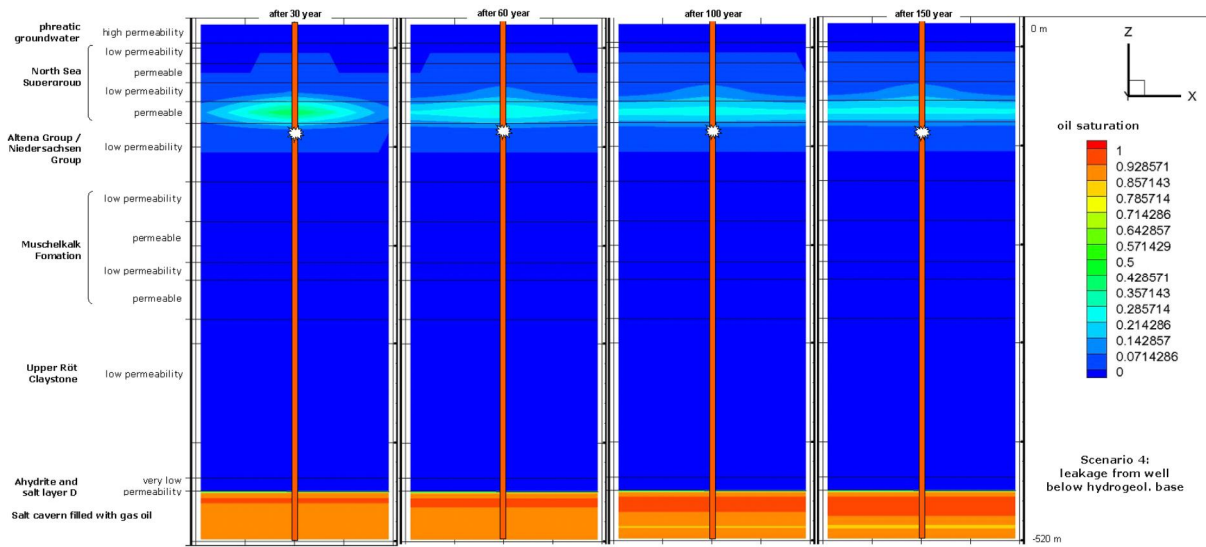


Figure 6.5 Results from the model calculations for scenario 4 (Leakage from the well below the hydrogeological base at 100 m below the surface): gas oil saturation in the pores of the overburden in case of gas oil leakage from a salt cavern after 30 years (most left), 60 years, 100 years, and 150 years (most right).

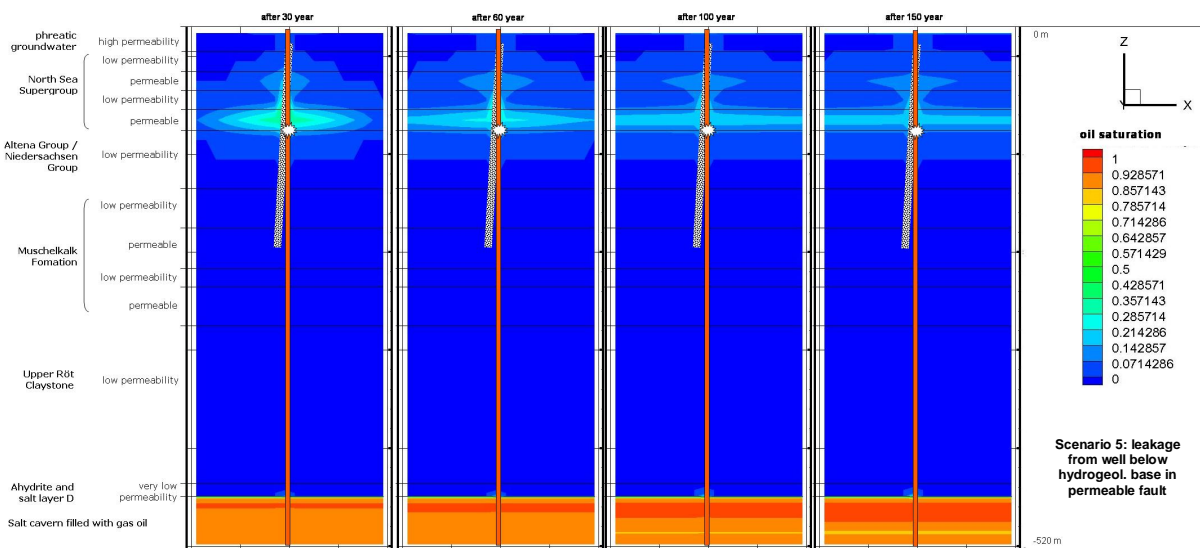


Figure 6.6: Results from the model calculations for scenario 5 (Leakage from the well below the hydrogeological base into a permeable fault at 100 m below the surface): gas oil saturation in the pores of the overburden in case of gas oil leakage from a salt cavern after 30 years (most left), 60 years, 100 years, and 150 years (most right).

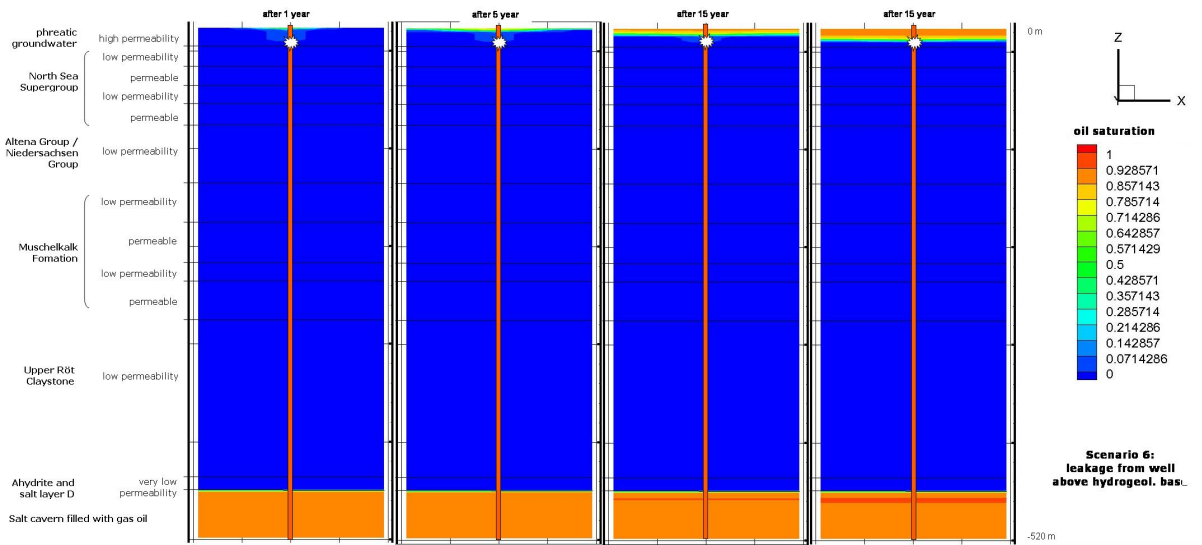


Figure 6.7: Results from the model calculations for scenario 6 (Leakage from the well above the hydrogeological base at 20 m below the surface): gas oil saturation in the pores of the overburden in case of gas oil leakage from a salt cavern after 30 years (most left), 60 years, 100 years, and 150 years (most right).

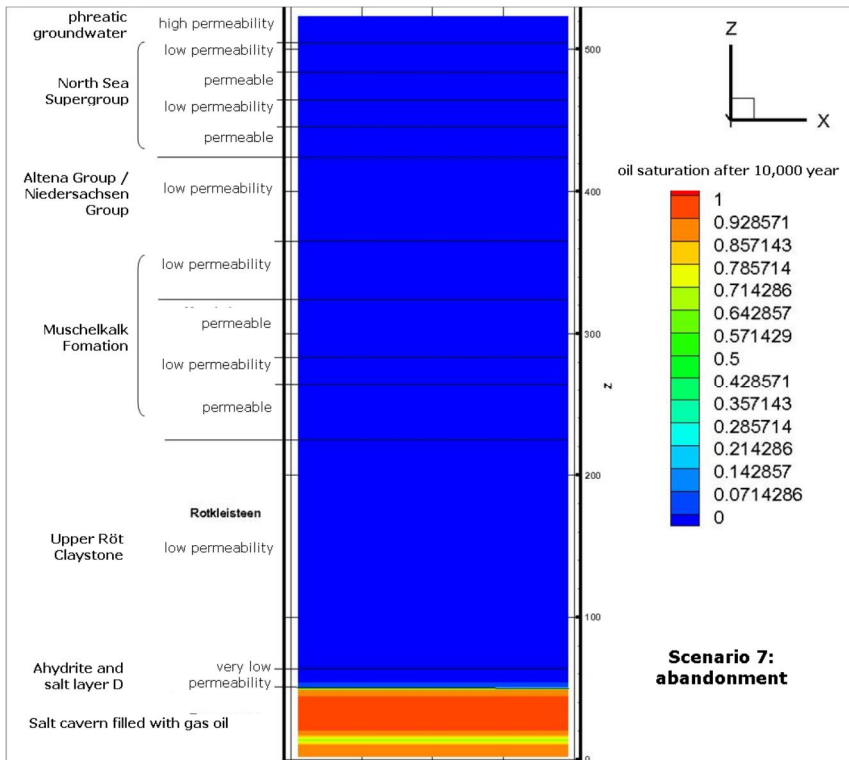


Figure 6.8 Results from the model calculations for scenario 7 (Situation after abandonment, i.e., no breach of confinement): gas oil saturation in the pores of the overburden in case of gas oil leakage from a salt cavern after 10.000 years.

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).

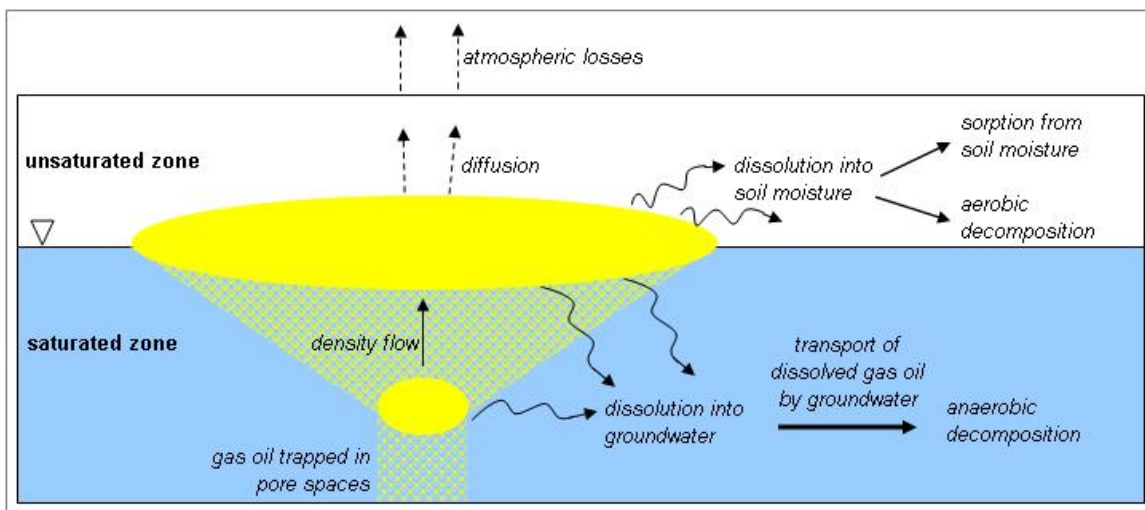


Figure 6.9: Overview of the processes that occur when gas oil leaks into the phreatic groundwater.

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):

$$S_i^e = X_i S_i \tag{xx}$$

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](http://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).

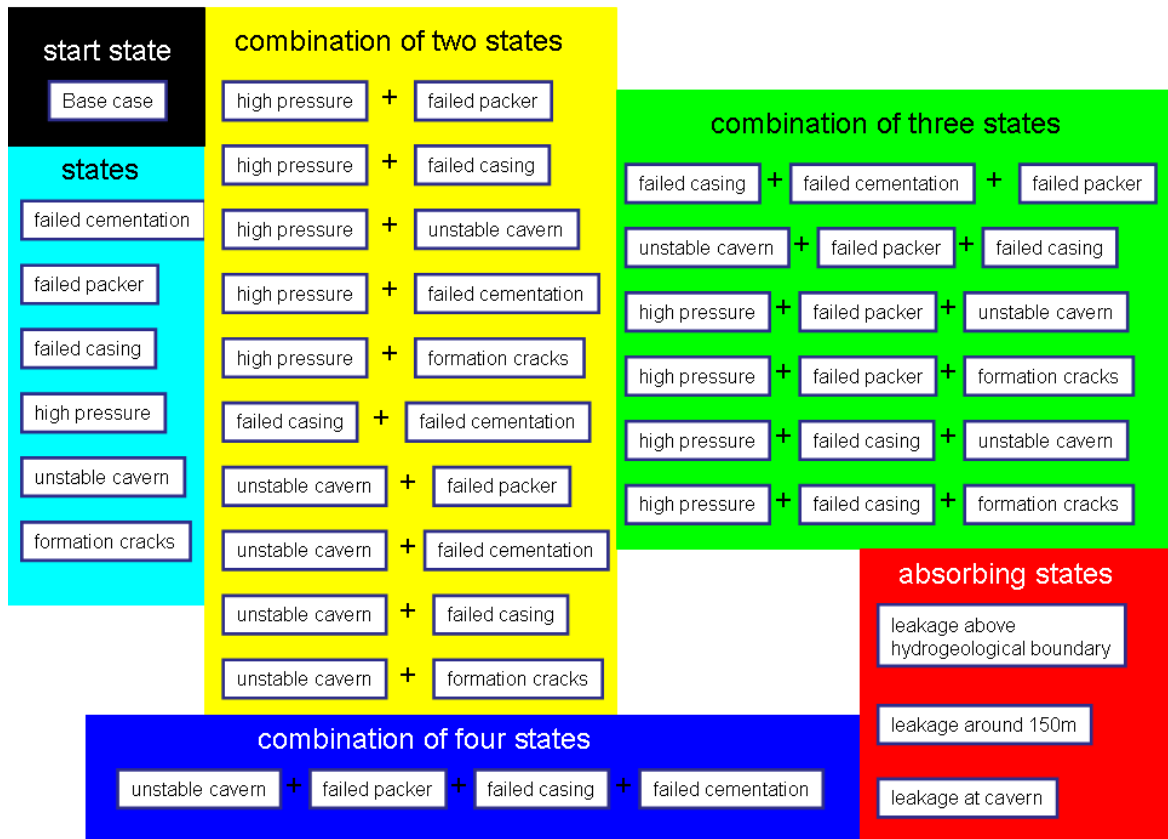


Figure 7.1: Definition of states for the quantitative risk analysis

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.

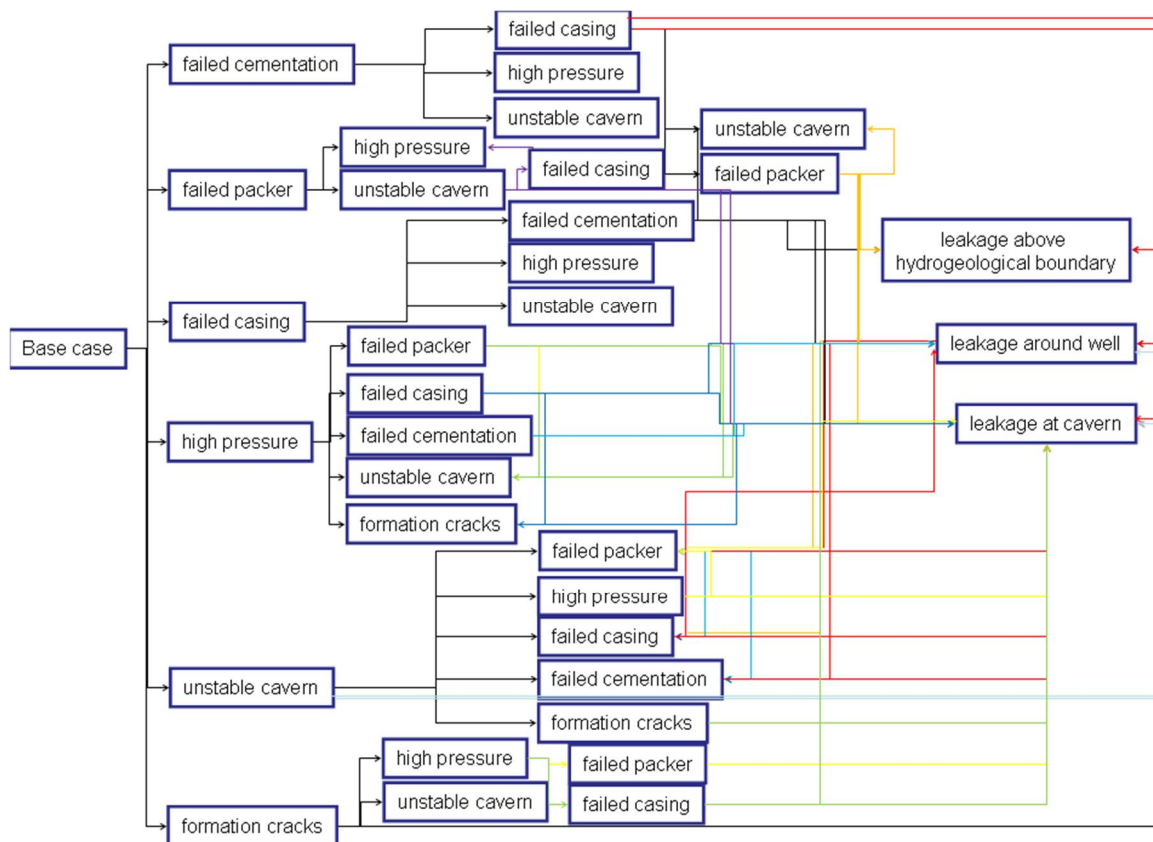


Figure 7.2: Logic tree for quantitative risk analysis

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		

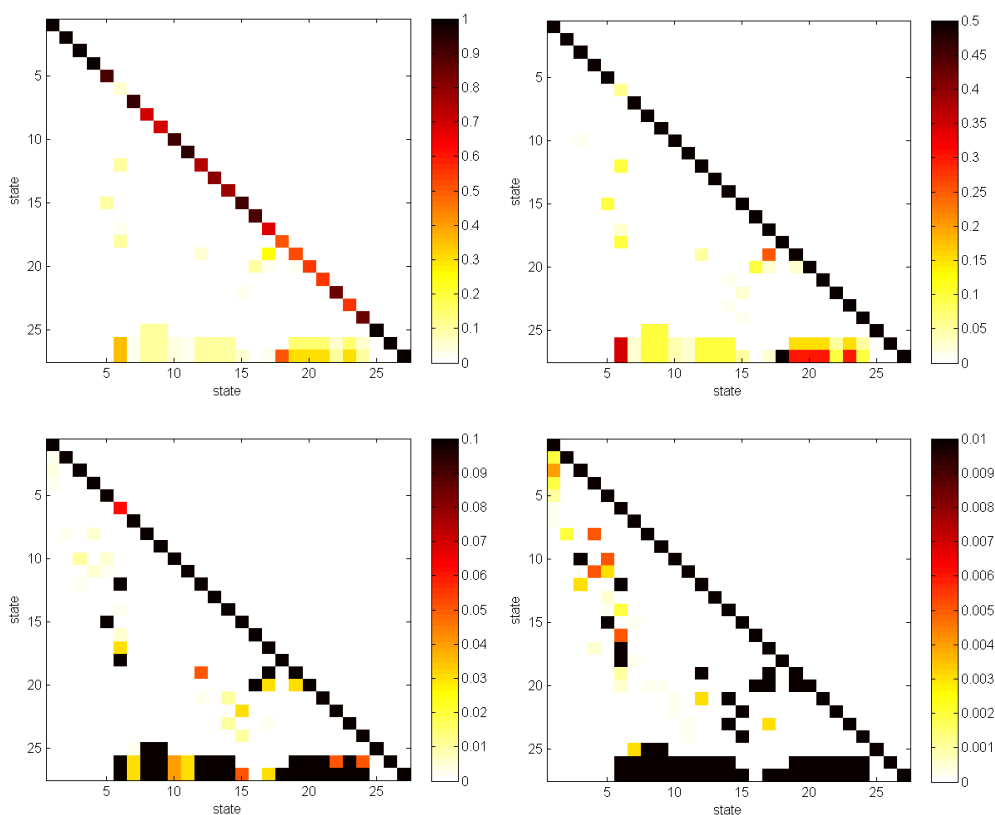


Figure 7.3: Transition probabilities for the base case: from state *i* (x-axis) to state *j* (y-axis) (definition of states in table 7.1) for the period of one year. The four figures are the same except for the scale of the color bar. The largest transition probabilities are given for the probability 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 <sup>2</sup> , 3 month				
	Medium >1m <sup>2</sup> , <1 month				
	Low <1m <sup>2</sup> , 3 month				
	Negligible <1m <sup>2</sup> , <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 <sup>2</sup> , 3 month	5		6	
	Medium >1m <sup>2</sup> , <1 month	5, 6, 4	4, 6	4	
	Low <1m <sup>2</sup> , 3 month	6	8, 4, 6	3, 2, 5, 7	
	Negligible <1m <sup>2</sup> , <1 month	1, 8, 3, 7, 1	2, 5, 2, 3, 5, 7, 8		
		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 m<sup>3</sup>) 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  $1.6 \times 10^{-5}$  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 CO<sub>2</sub> storage site (North Sea). In: Baines, S., Gale, J. and Worden, R.J. (eds) *Geological Storage for CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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

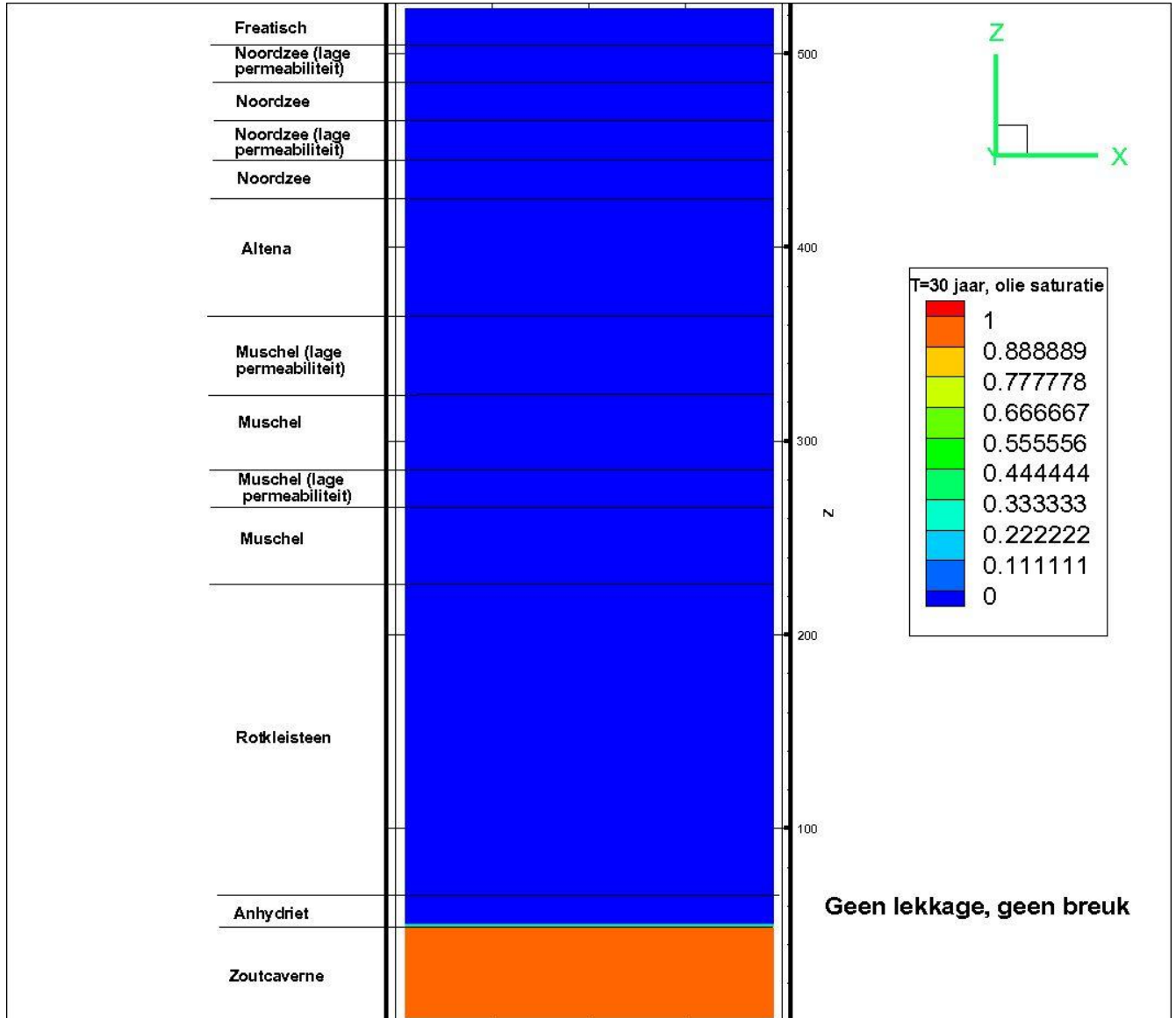
Leakage from the well below the hydrogeological base (at 100 m below the surface)  
Scenario 4; effect after 30 years  
Scenario 4; effect after 60 years  
Scenario 4; effect after 100 years  
Scenario 4; effect after 150 years

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

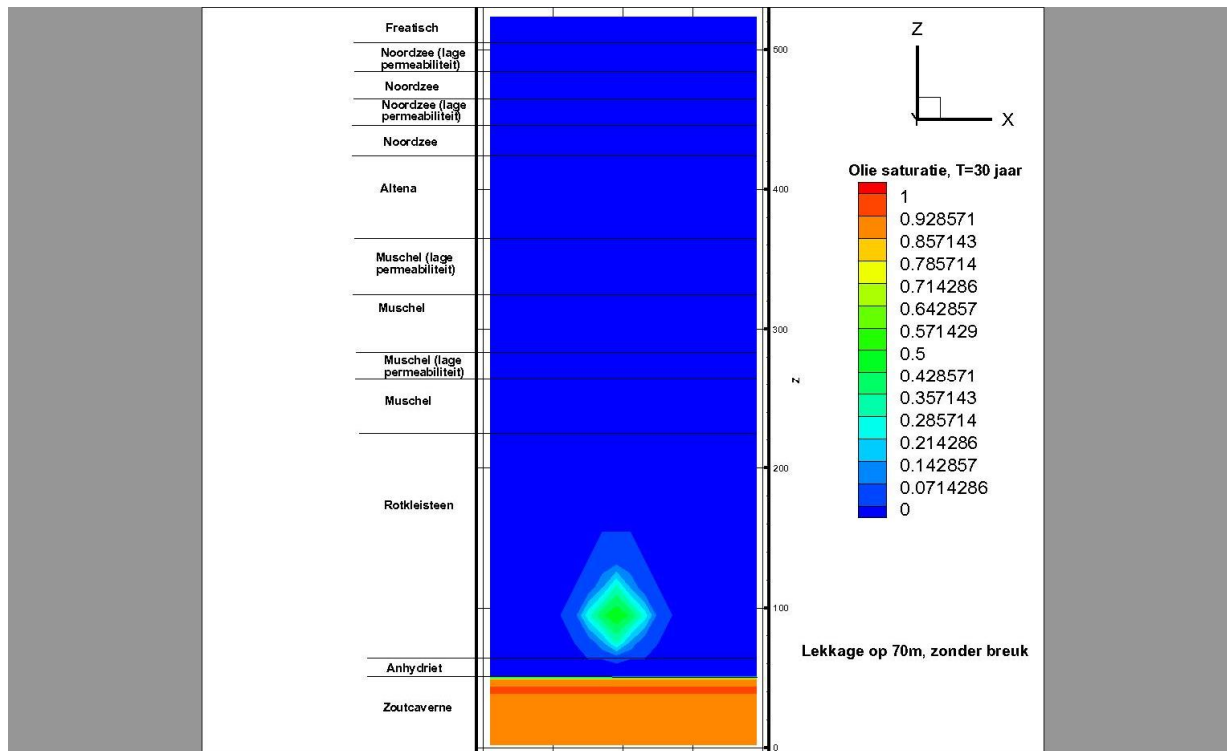
Situation after abandonment (no breach of confinement)  
Scenario 7; effect after 10.000 years

**Scenario 1; effect after 30 years\***



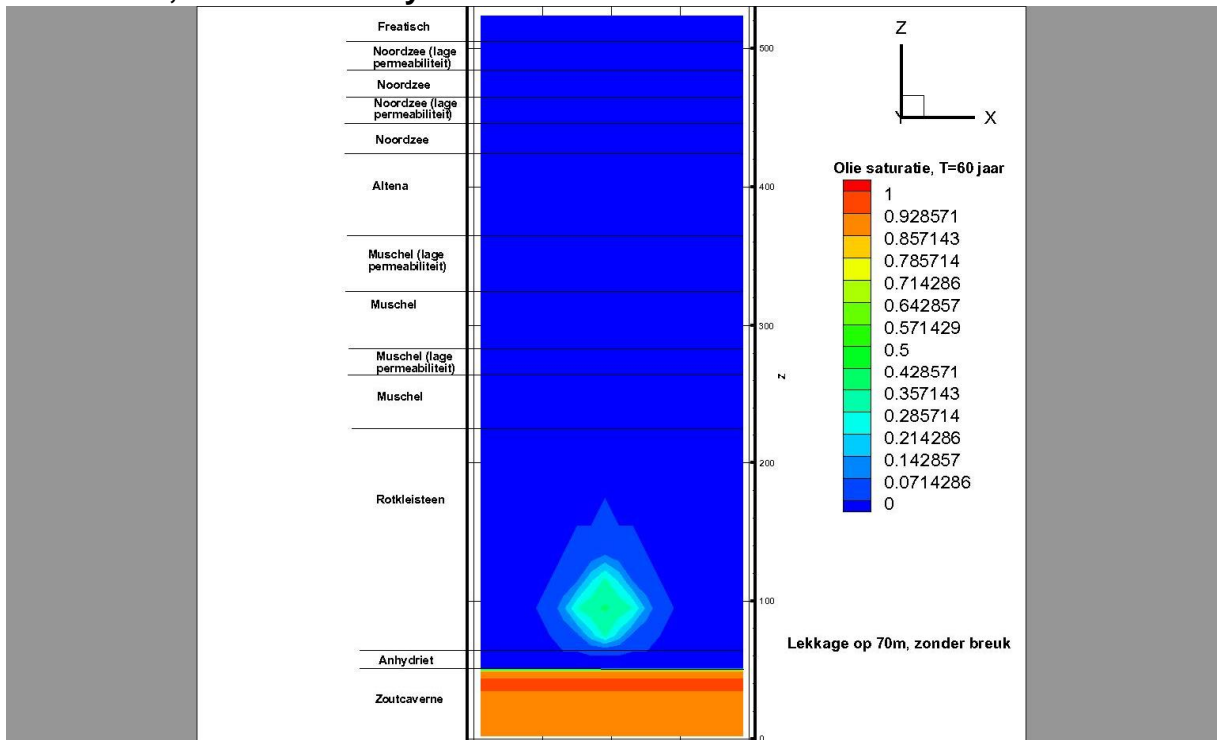
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 2; effect after 30 years\*



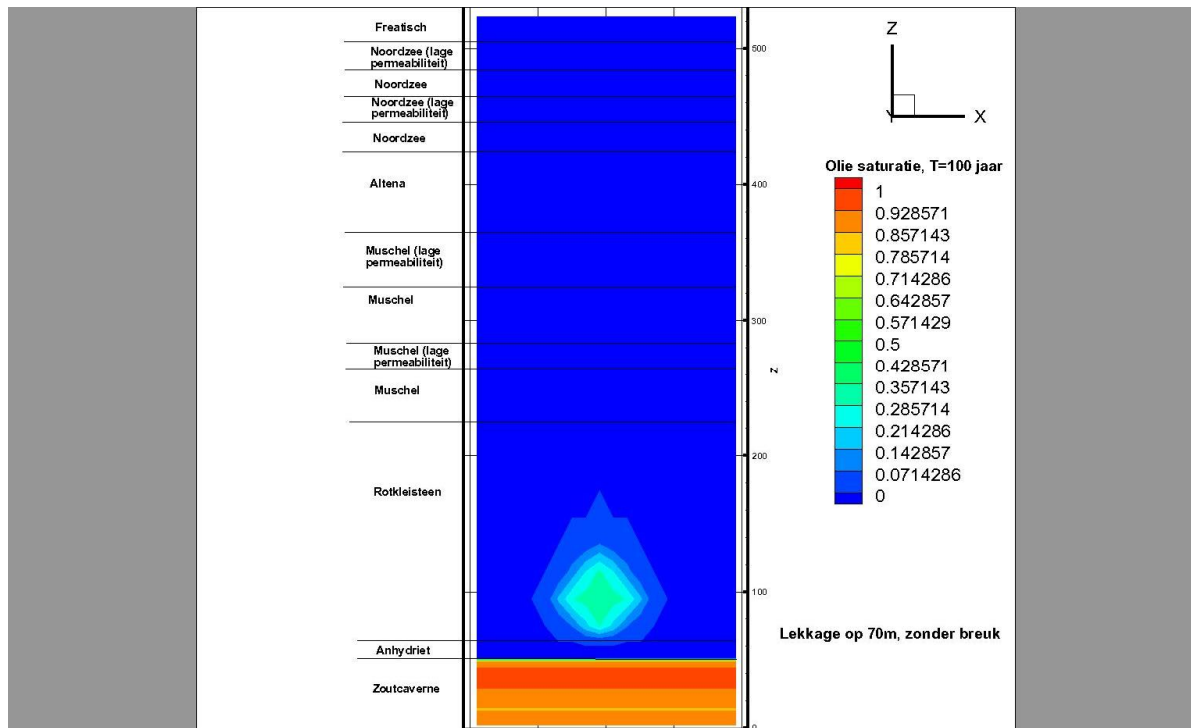
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

**Scenario 2; effect after 60 years\***



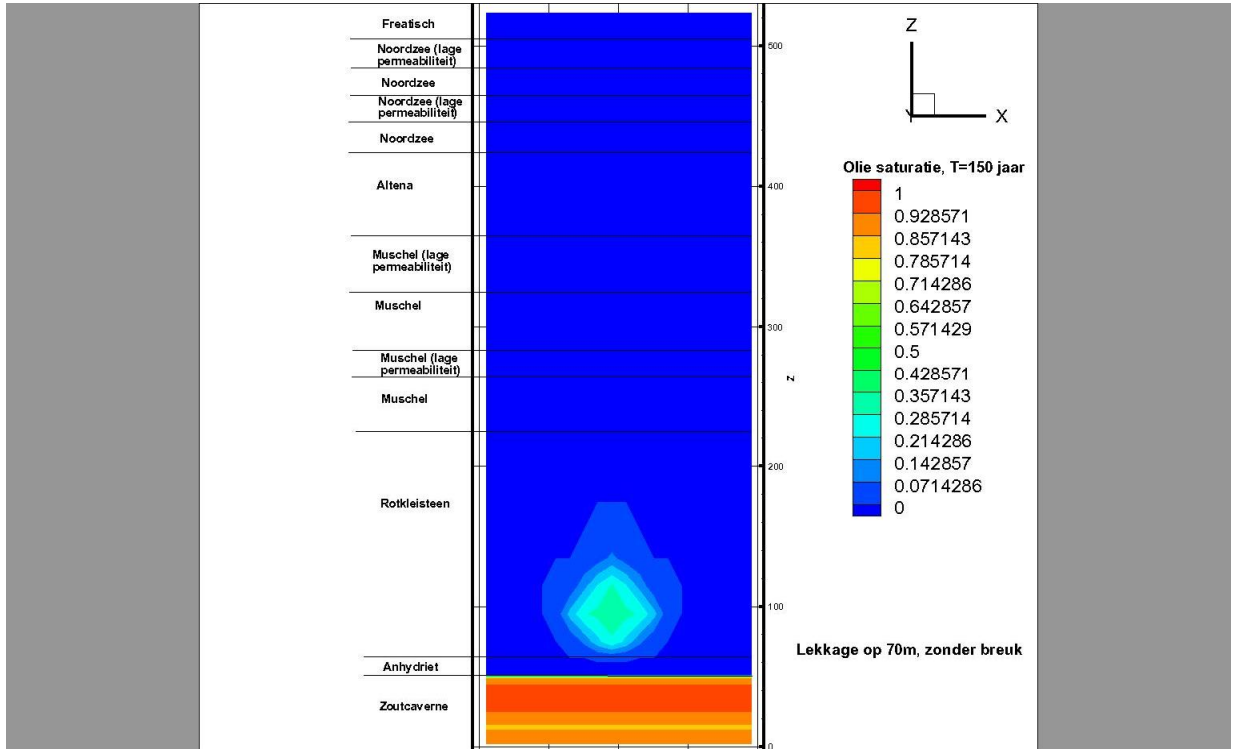
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

**Scenario 2; effect after 100 years\***



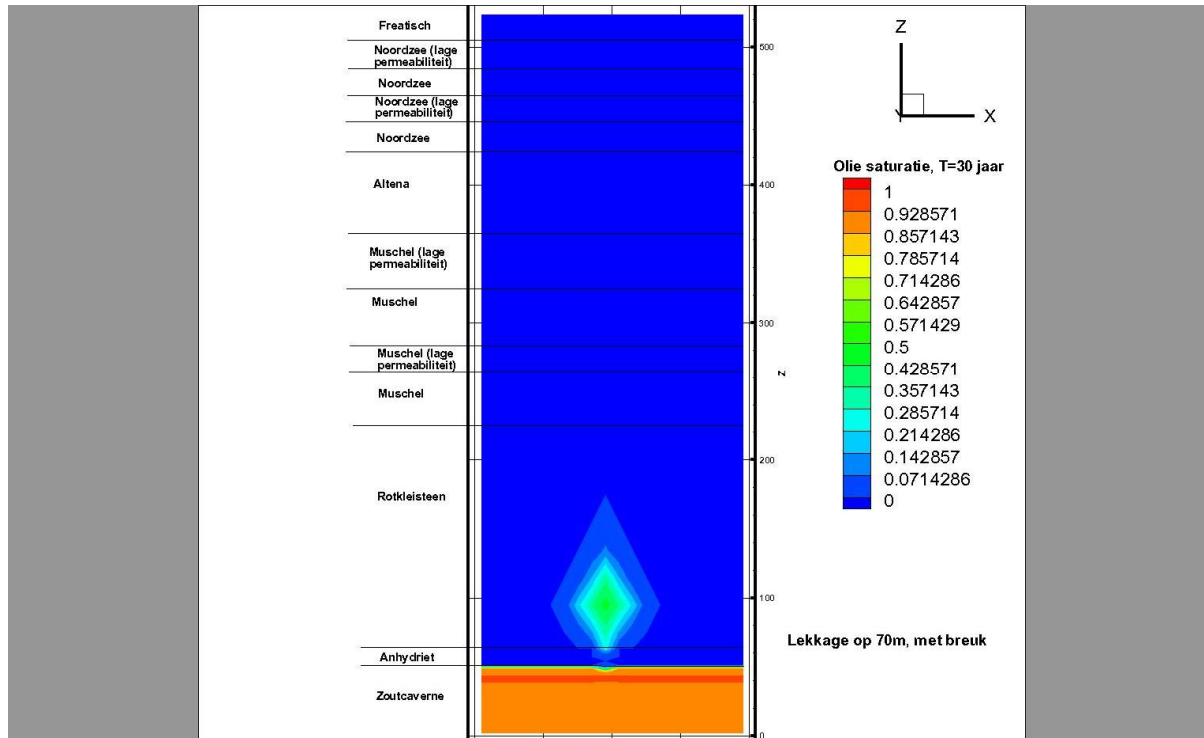
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

**Scenario 2; effect after 150 years\***



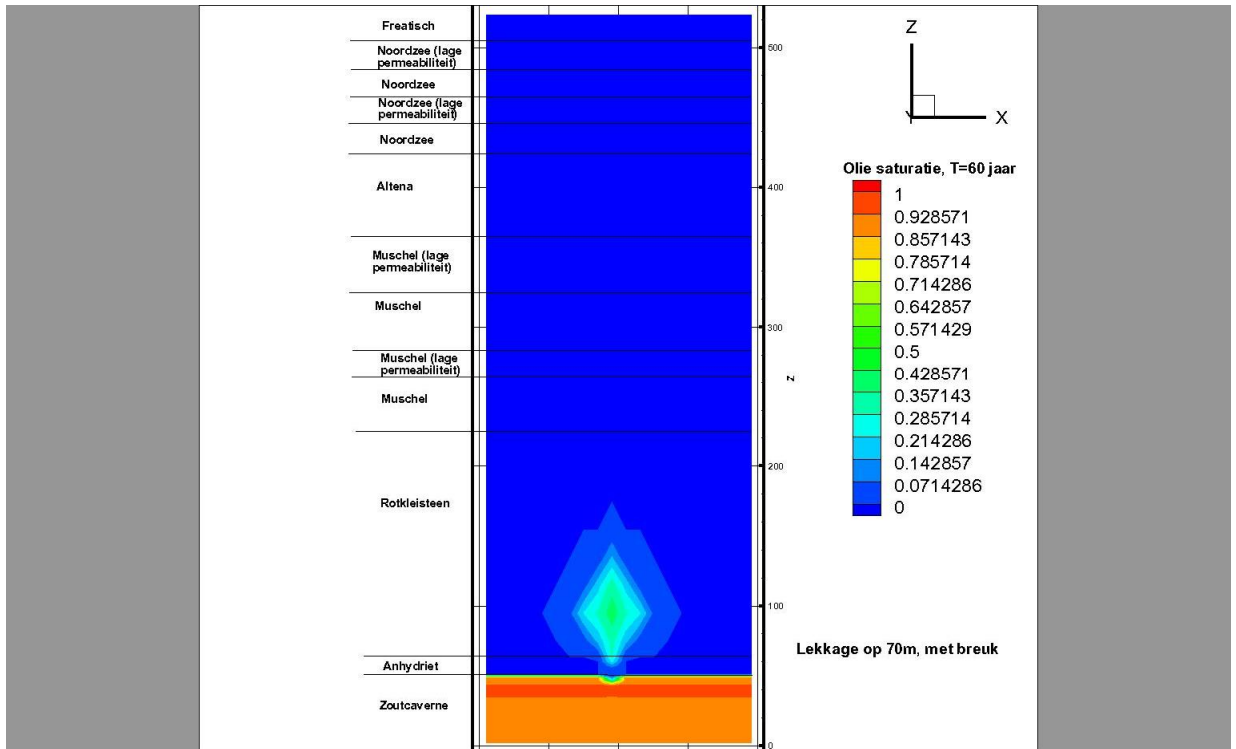
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 3; effect after 30 years\*



\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

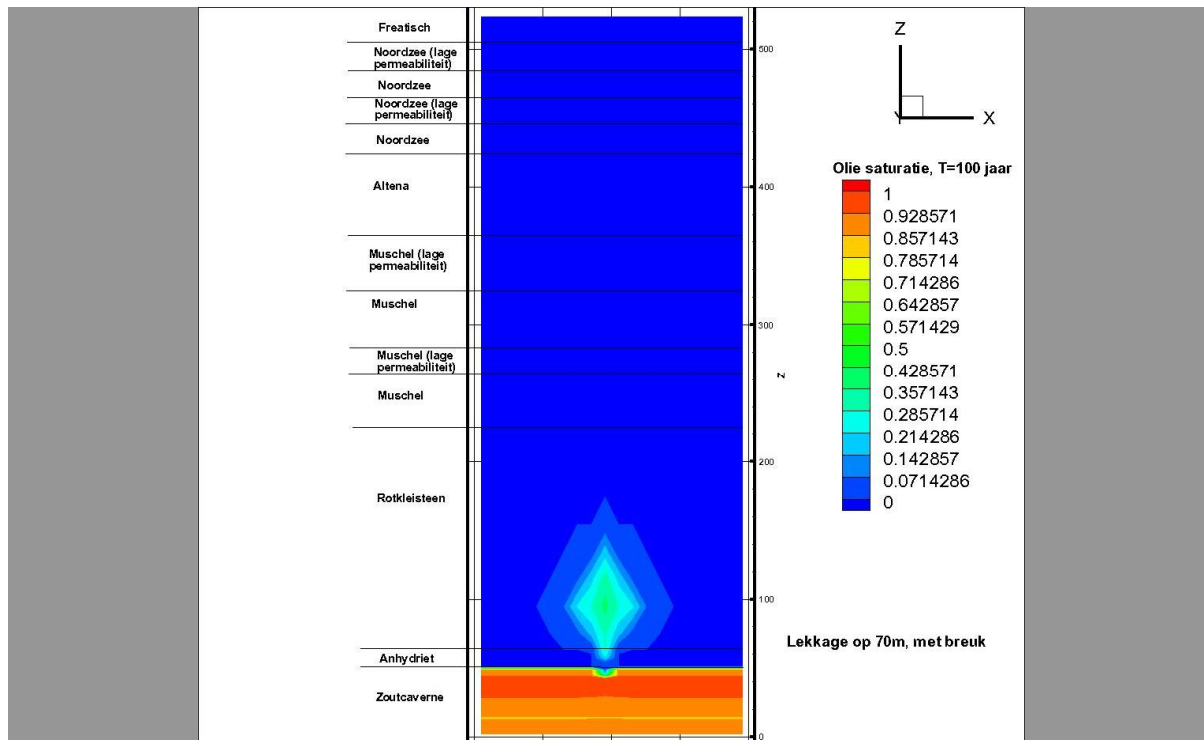
**Scenario 3; effect after 60 years\***



\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

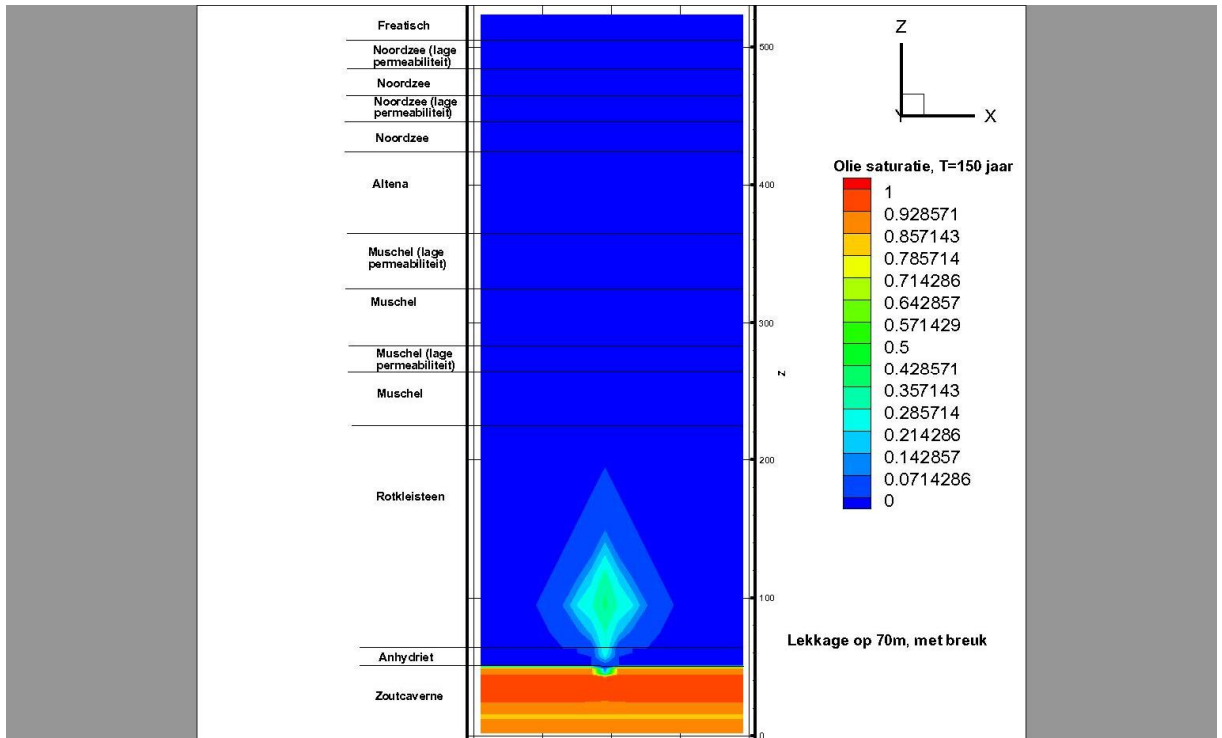


Scenario 3; effect after 100 years\*



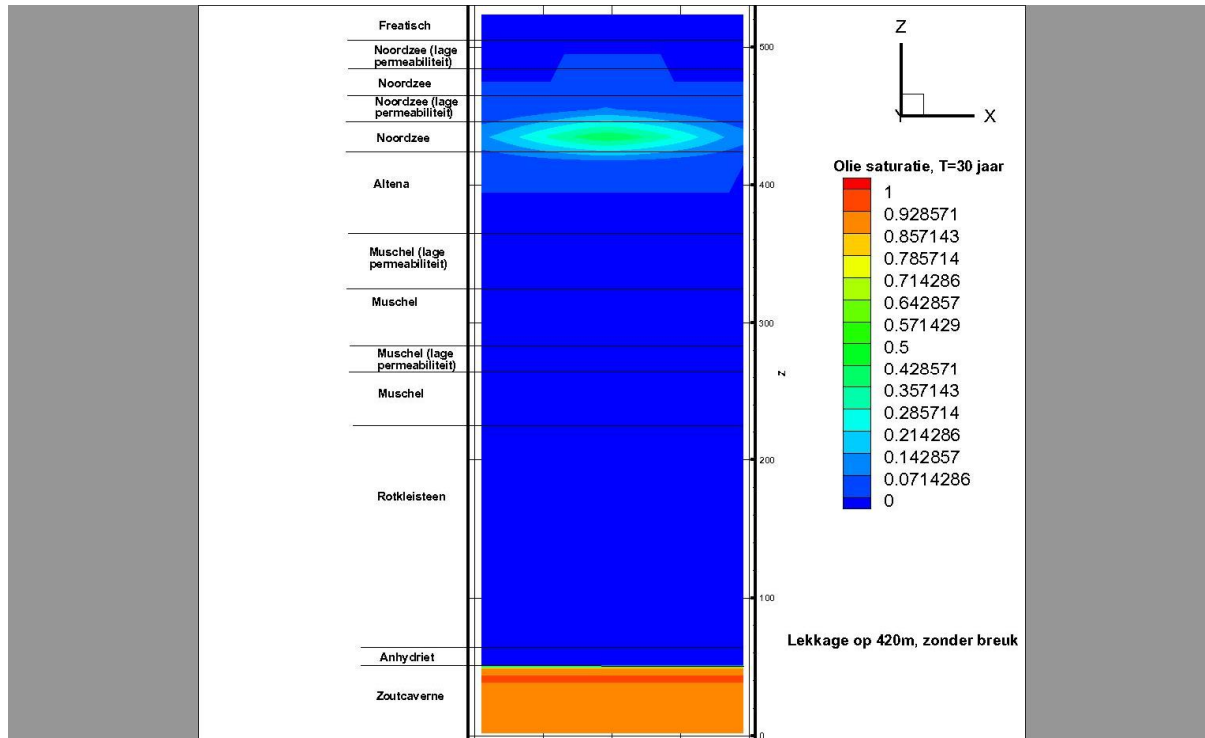
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

**Scenario 3; effect after 150 years\***



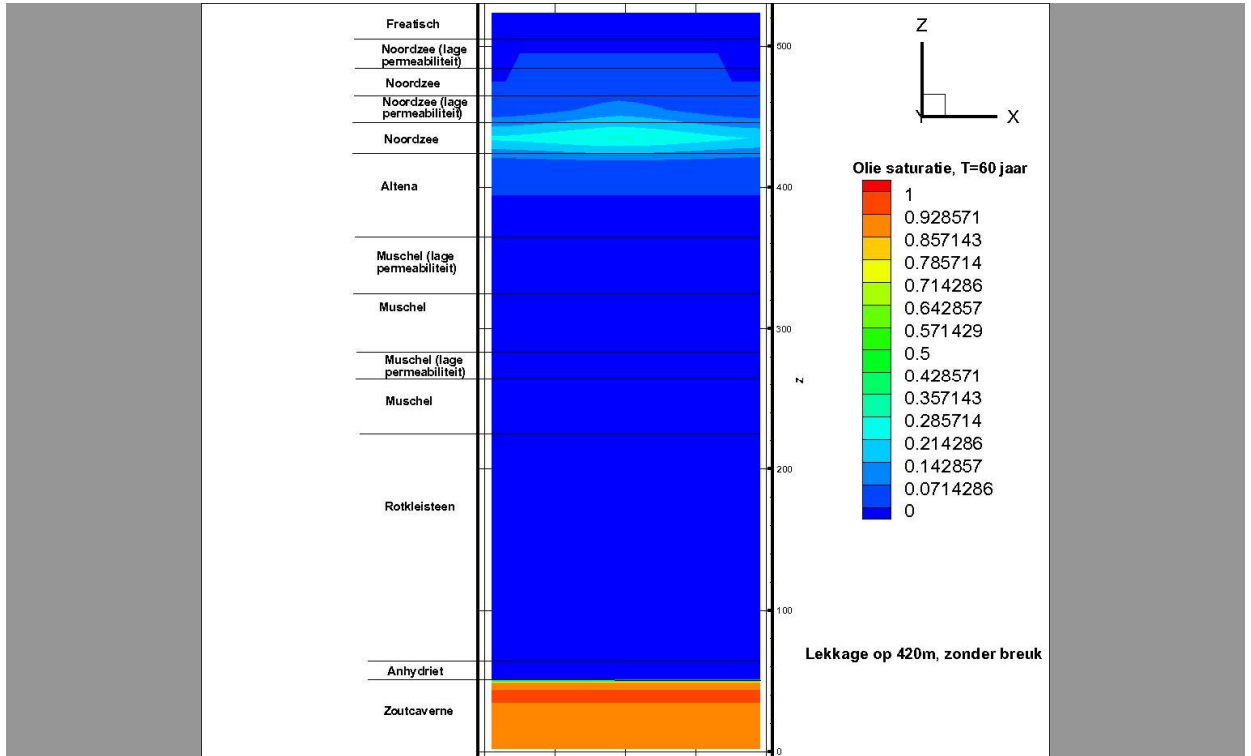
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 4; effect after 30 years\*



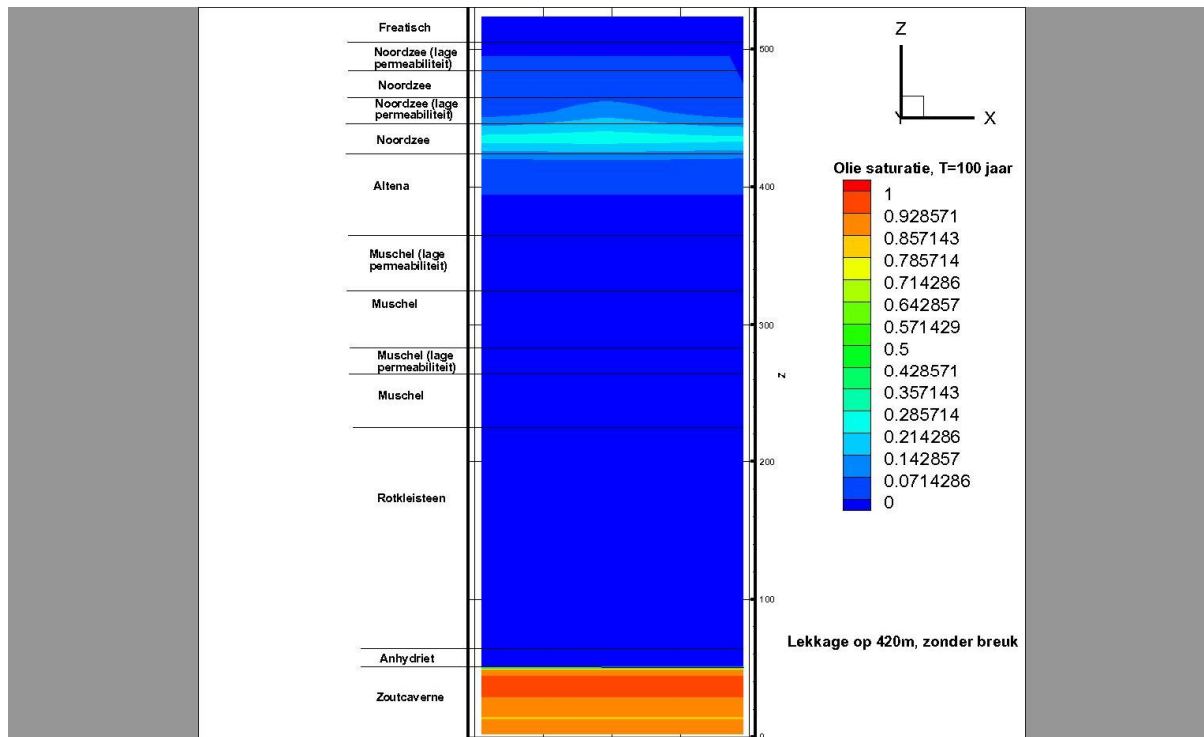
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

**Scenario 4; effect after 60 years\***



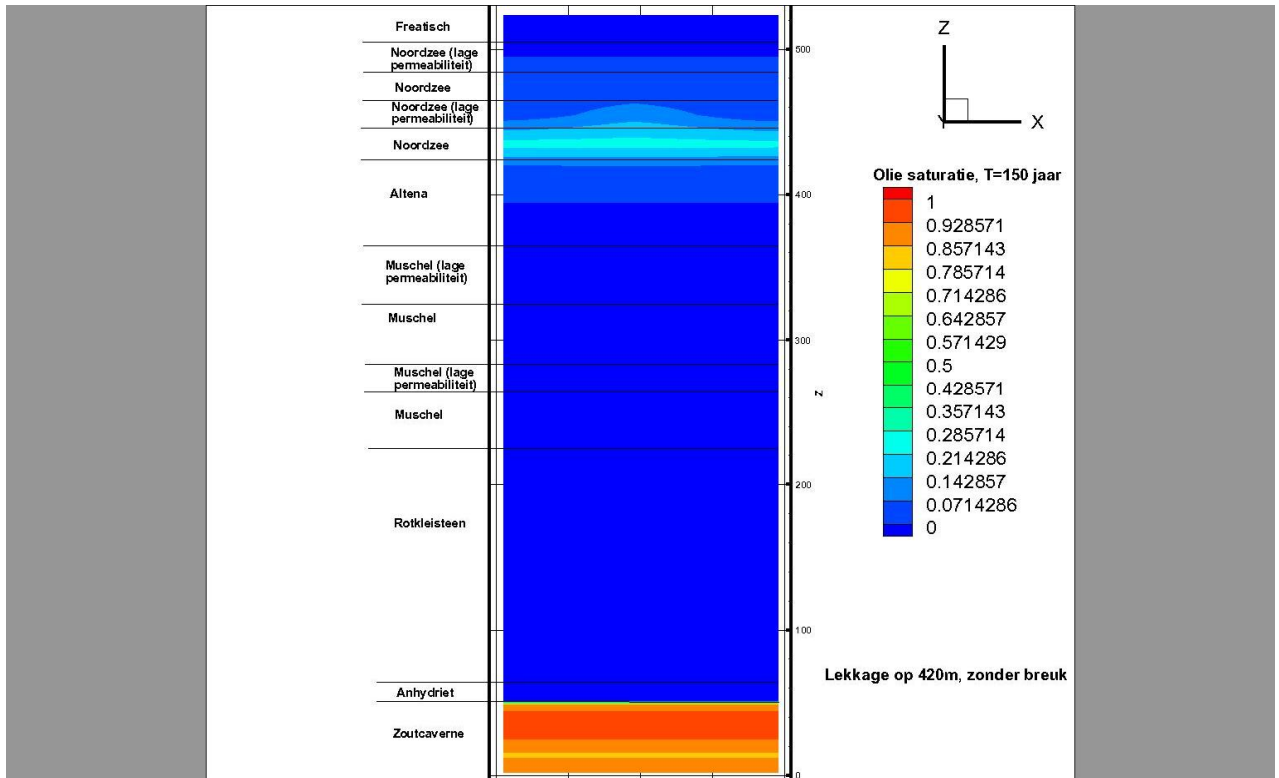
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 4; effect after 100 years\*



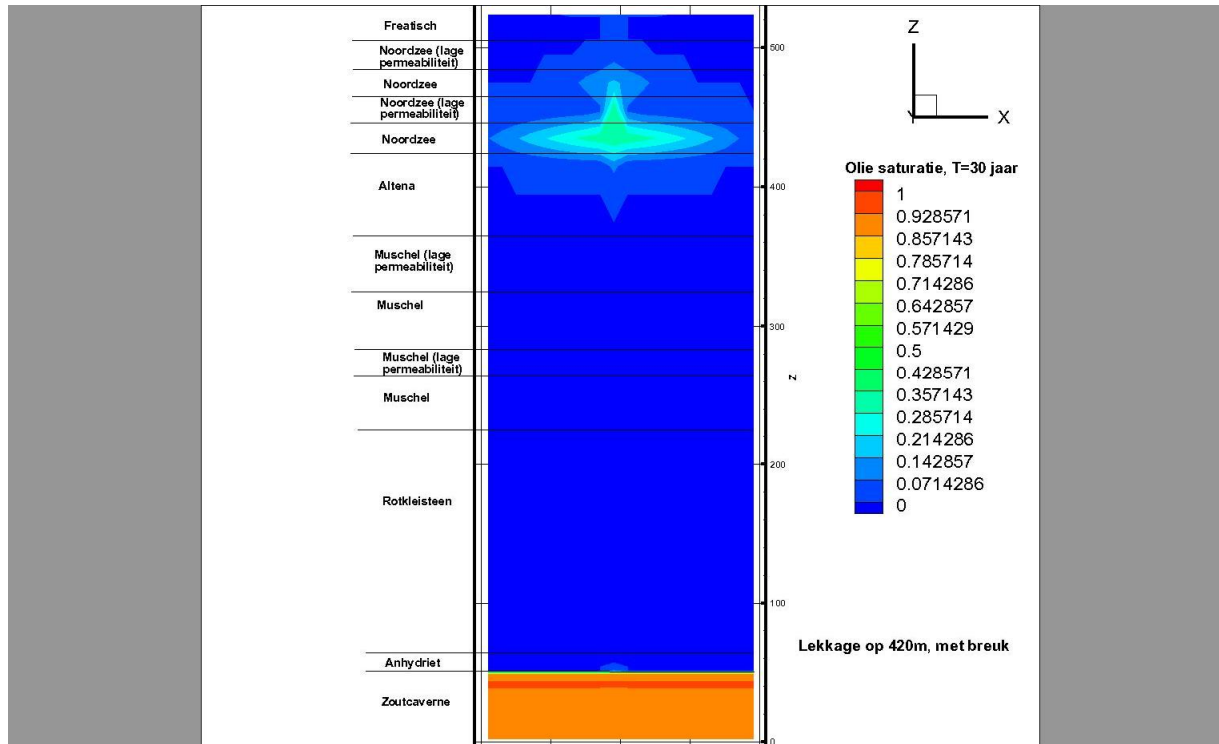
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

**Scenario 4; effect after 150 years\***



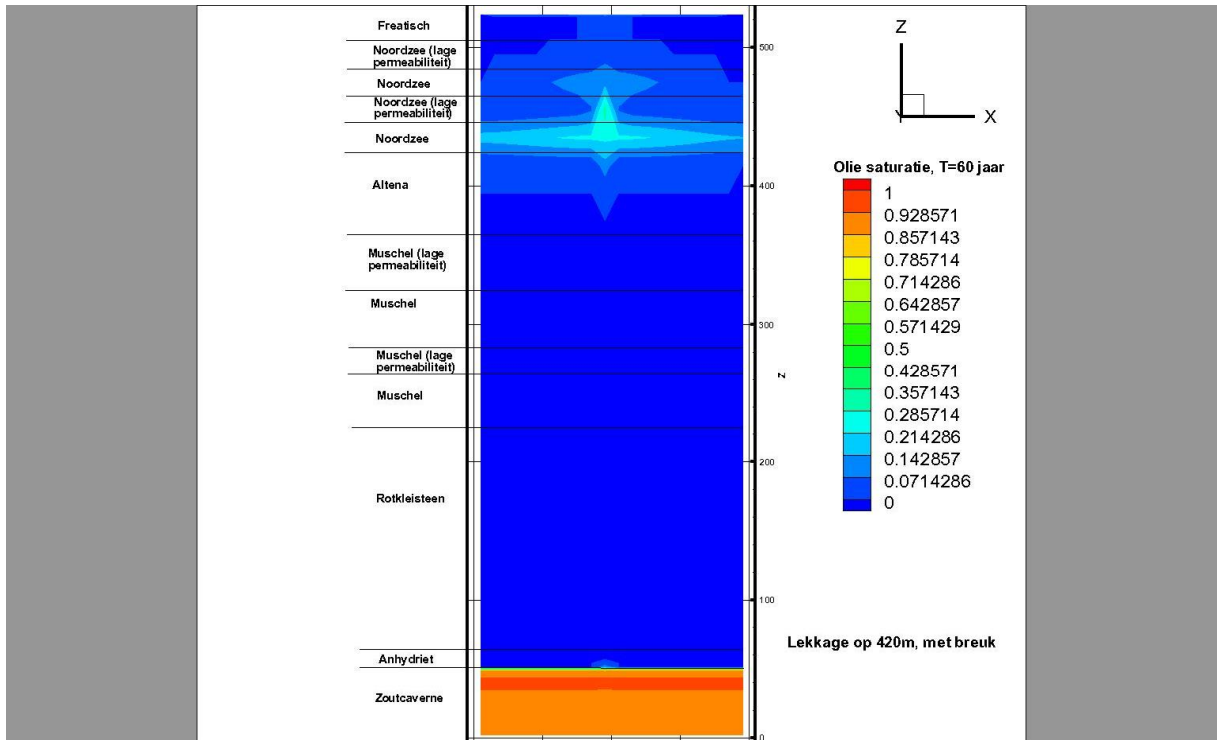
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

Scenario 5; effect after 30 years\*



\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

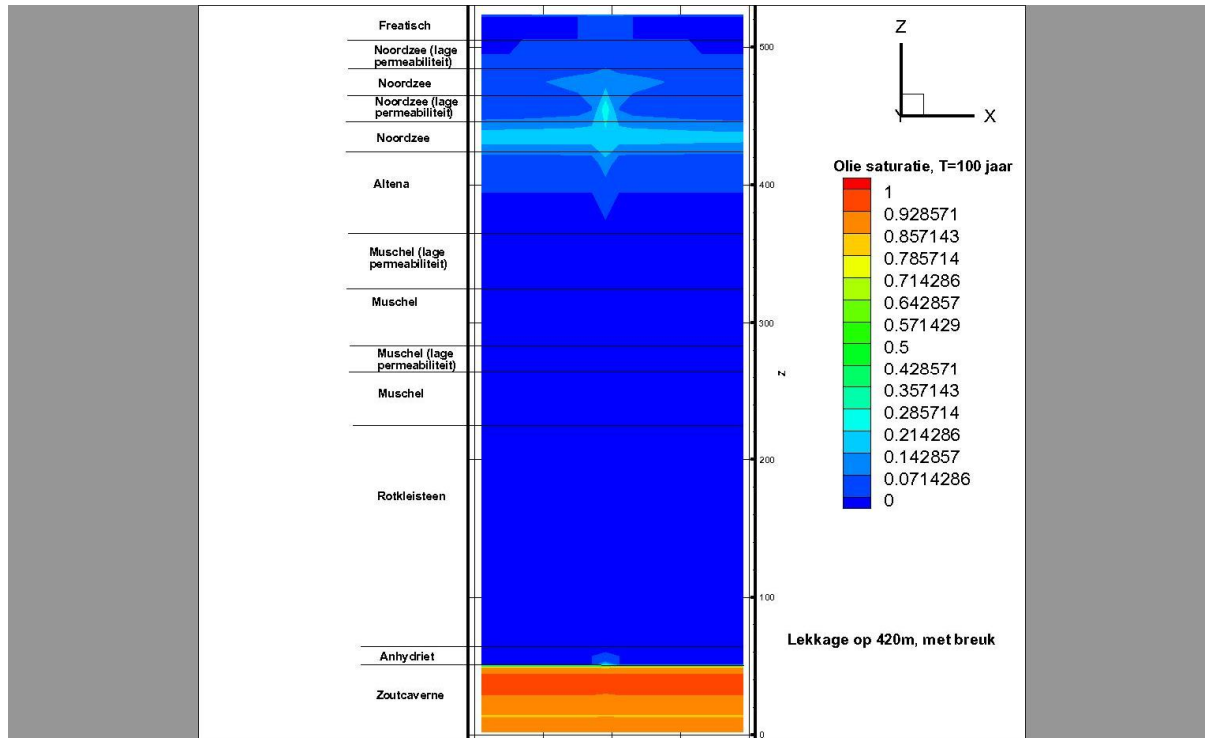
**Scenario 5; effect after 60 years\***



\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

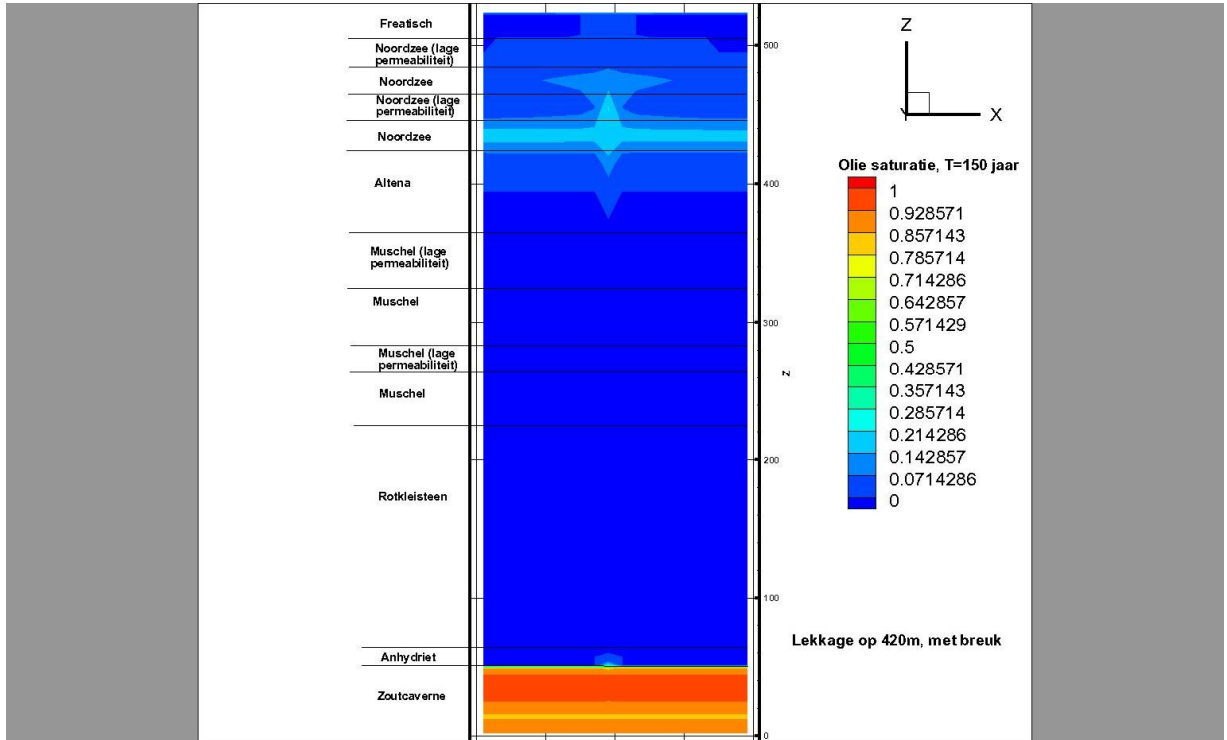


Scenario 5; effect after 100 years\*



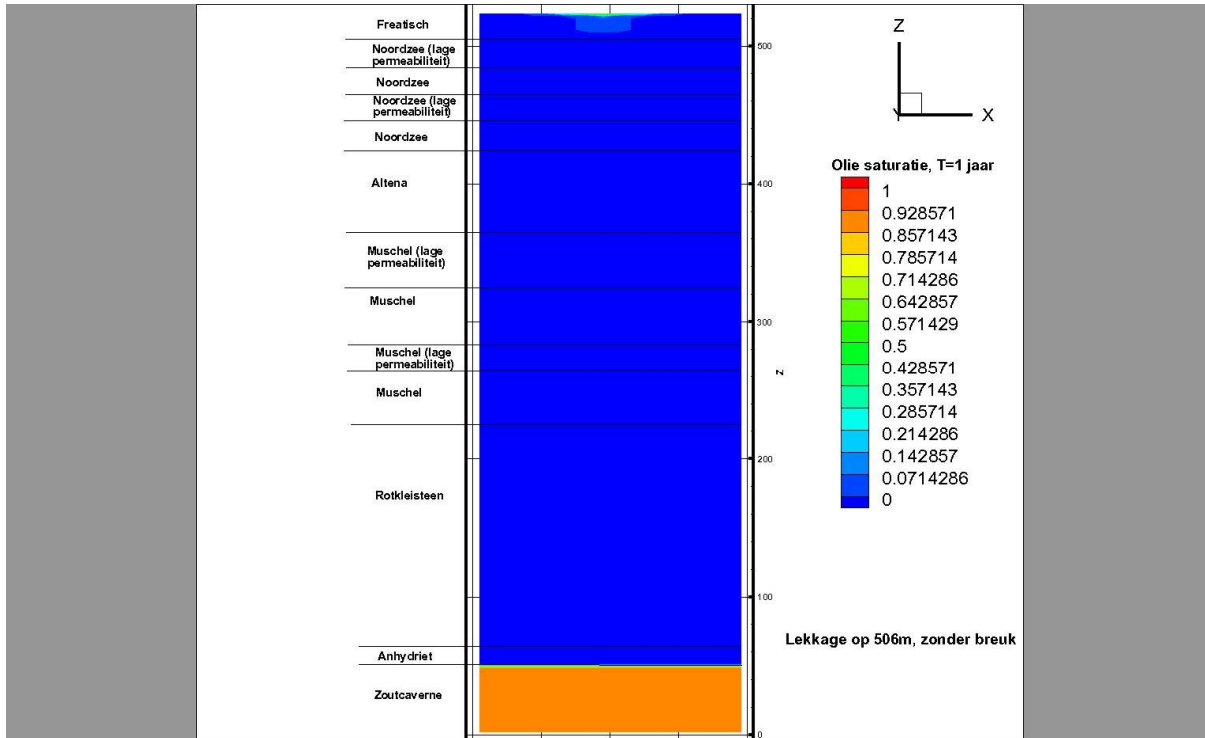
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

**Scenario 5; effect after 150 years\***



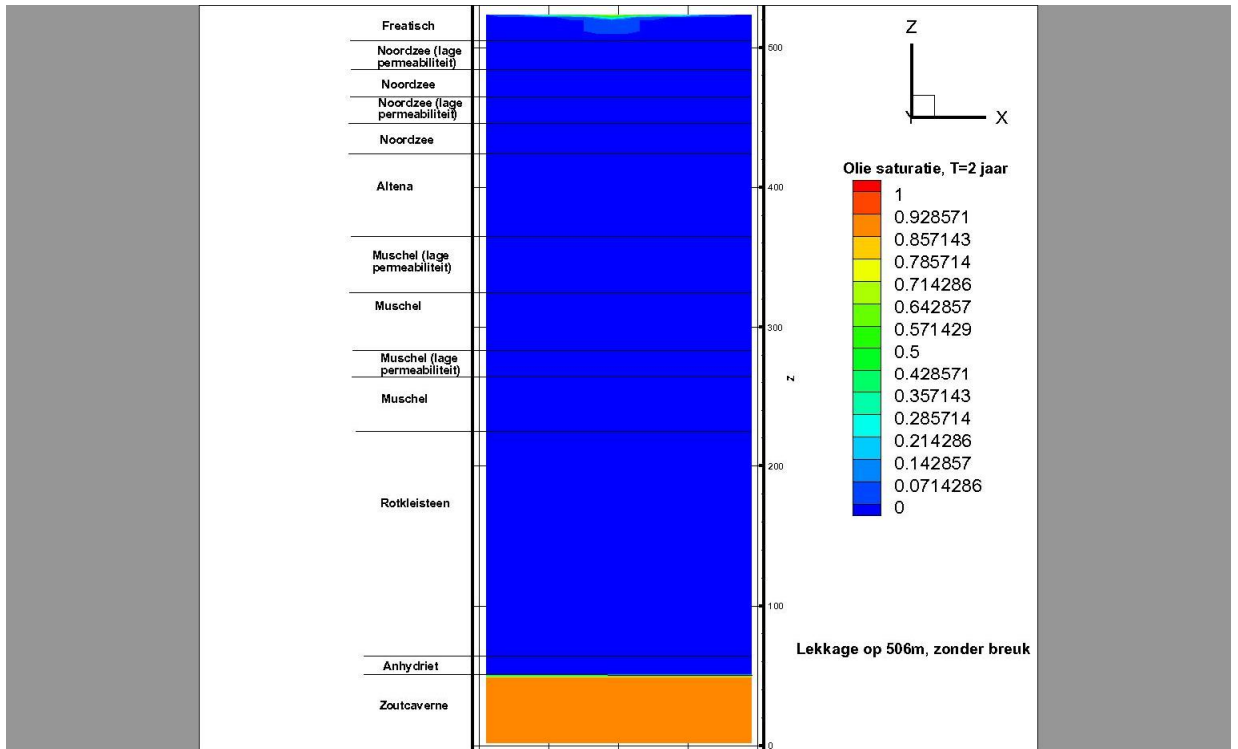
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

**Scenario 6; effect after 1 years\***



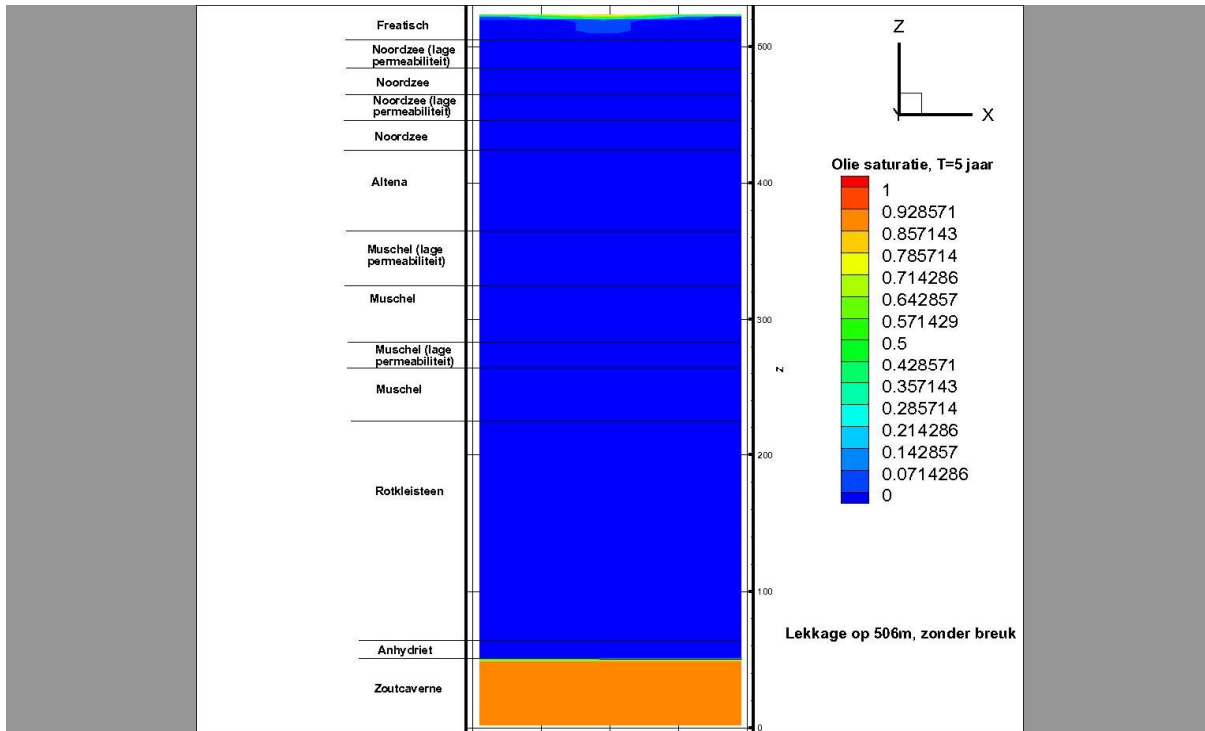
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

**Scenario 6; effect after 2 years\***



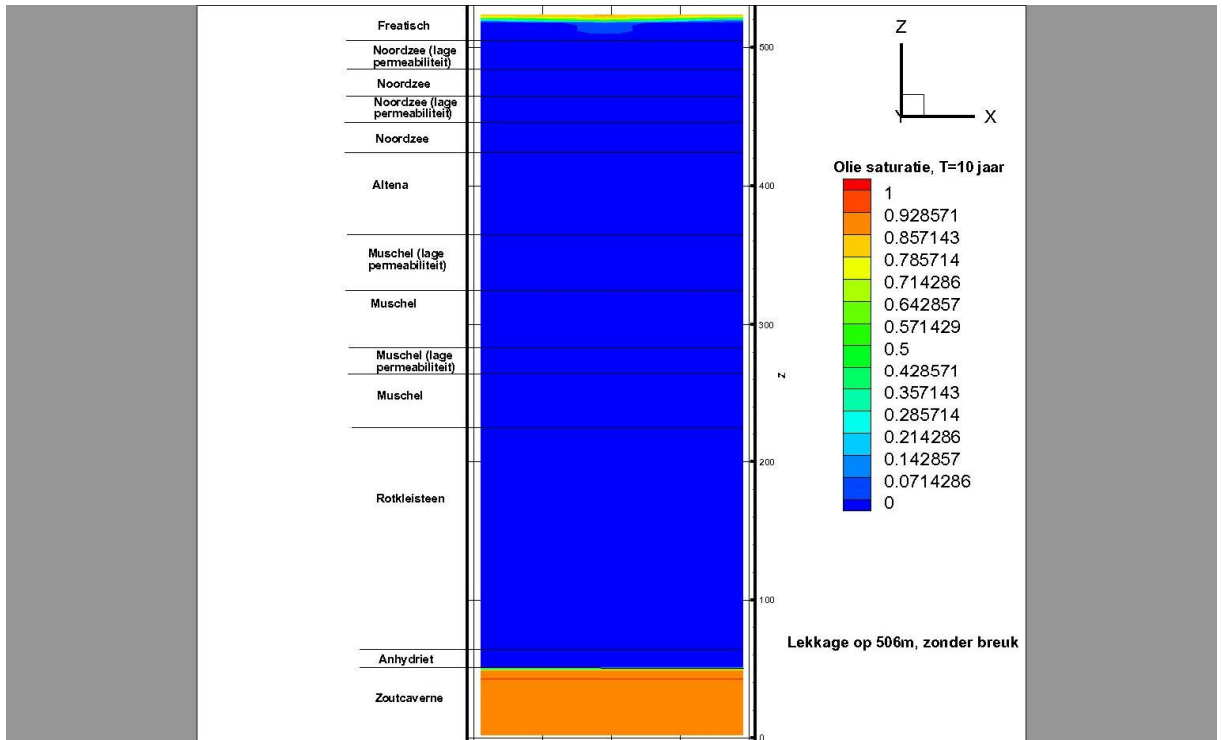
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

**Scenario 6; effect after 5 years\***



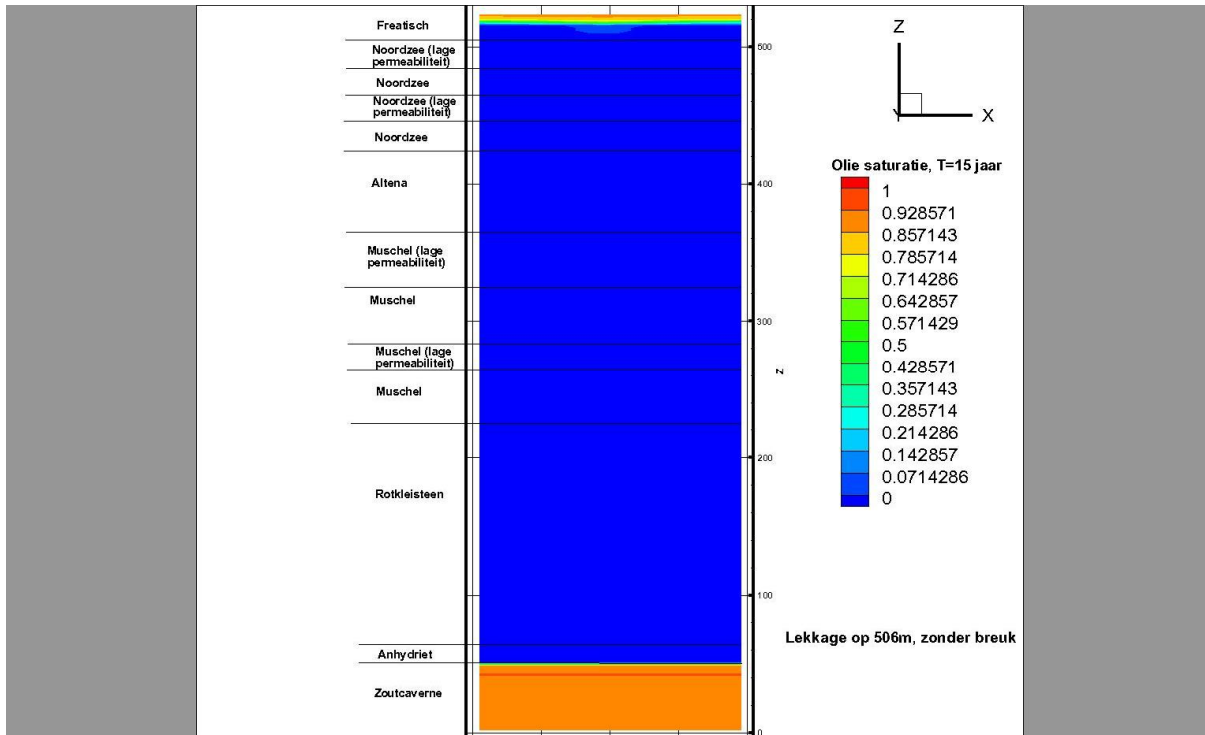
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

**Scenario 6; effect after 10 years\***



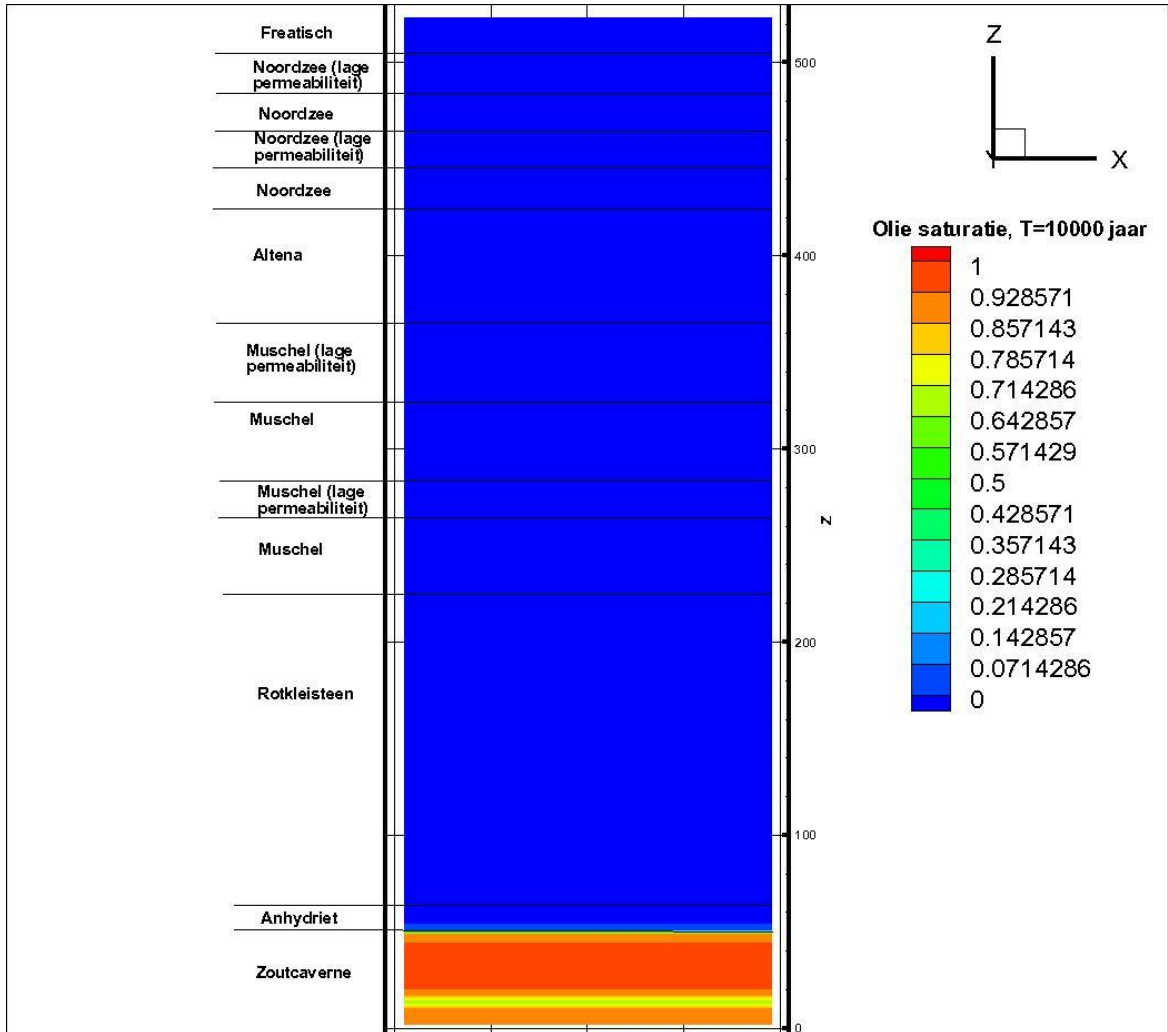
\*Please note that the depth-scale is reversed, i.e., base of salt = 0m, surface is at 525m

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	Safe scenario				
		Monitor Pressure	Monitor both	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



