



EINDRAPPORT

***Toetsingskader
CO₂-opslag***

***Beoordeling van een aangereikte
screening methode en toepassing
op een selectie van mogelijke
opslaglocaties voor CO₂***

Auteur: Peter van der Gaag - Holland Innovation Team, Rotterdam

© Holland Innovation Team, maart 2010

Inhoudsopgave

1. INLEIDING EN VERANTWOORDING	3
2. BEOORDELING SCREENING METHODE	4
4. WORKSHOP EN COMMENTAREN	10
5. TOEPASSING TOETSINGSKADER VOOR BESTAANDE OF NIEUWE OPSLAGLOCATIES.....	11
6. VERGELIJKING VAN LOCATIES (RANKING).....	16
7. BESTAANDE CO₂-INJECTIES EN TOEKOMSTIG GEBRUIK.....	18
8. CONCLUSIES.....	20
9. AANBEVELINGEN.....	23
BIJLAGEN.....	24
Inleiding: Demonstratie in Barendrecht	24
Bijlage 1: Small-scale carbon sequestration field test yields significant lessons learned	26
Bijlage 2: Injection Test System at the Michigan Basin (Diagram)	28
Bijlage 3: Petrobras' CO ₂ injection project to serve as a test for the pre-salt	29
Bijlage 4: Success marks CO ₂ injection into Mt. Simon sandstone MRCSP	30
Bijlage 6: Greenville	32
Bijlage 7: Well test results and reservoir performance for a carbon dioxide injection test in the Bass Islands Dolomite in the Michigan Basin	33
Bijlage 8: CO ₂ Injection Field Tests Begin	34
Bijlage 9: Opmerkelijke verandering van feiten in een jonge wetenschap.....	36
Bijlage 10: Conclusies en aanbevelingen Van der Gaag et al. 1995 en 1997.....	38
LITERATUURLIJST.....	39
LIJST WEBSITES.....	43

1. INLEIDING EN VERANTWOORDING

CO₂-opslag is een onderwerp dat de laatste jaren sterk in de belangstelling staat. Voor voorstanders is het een modus om fossiele brandstoffen schoon te maken ('schoon fossiel'). Voor tegenstanders is het een halfslachtige en dure oplossing die extra energie kost en een groter verbruik van kolen moet legitimeren.

Holland Innovation Team (HIT) is eind maart 2009 door het Ministerie van Economische Zaken, via het Utrecht Centrum voor Energieonderzoek (UCE) van de Universiteit Utrecht, gevraagd om een korte studie te verrichten, onder de titel: "Toetsingskader voor CO₂-opslag". Doel van de studie is om een bestaande screening methode voor CO₂-opslag verder te verdiepen. Deze methode is beschreven in het artikel 'Screening CO₂ storage options in the Netherlands' van Ramirez et al., gepubliceerd in het International Journal of Greenhouse Gas Control (2009)¹. De beoordeling van de methode is vastgelegd in een discussiestuk, dat voorafgaand aan de workshopverspreid is (d.d. 23 juni 2009). Op 30 juni is een workshop met deskundigen gehouden aan de Universiteit Utrecht, met als input het discussiestuk en het oorspronkelijke artikel. Op basis van de discussies tijdens de workshop en later ontvangen commentaren is de methode toegepast op een geselecteerd aantal opslaglocaties. In het concept eindrapport is het commentaar dat UCE en TNO hebben gegeven op de draft versie van het rapport, deels verwerkt. Waar nodig zijn opmerkingen van TNO in de voetnoten opgenomen.

HIT is van mening dat er diverse manieren zijn om afvang en ondergrondse opberging van CO₂ ter hand te nemen. HIT ondersteunt deze methoden omdat zij kunnen bijdragen aan het (tijdelijk) oplossen van een urgent klimatologisch probleem. HIT is vanaf 1995 uitgebreid betrokken geweest bij studies die de mogelijke opslag van CO₂ bekijken. Anderzijds onderkent HIT mogelijke bezwaren die bij de bevolking leven. Er moet zorgvuldig worden omgegaan met de discussie over voordelen en nadelen.

Met dit rapport hopen wij vanuit onze expertise te kunnen bijdragen aan beleidsontwikkeling met betrekking tot opslag van CO₂. Ook plaatsen we ondergrondse opslag in het kader van ander gebruik van de ondergrond, zoals enhanced oil and gas recovery en zullen we een aantal nieuwe mogelijkheden voorstellen. Dit onderdeel valt overigens buiten de kaders van de onderzoeksopdracht.

HIT hoopt met dit rapport een bijdrage te leveren aan verbeterde inzichten over CO₂-opslag in Nederland.

¹ Ramirez, A., Hagedoorn, S., Kramers, L., Wildenborg, T. and Hendriks, C.. Screening CO₂ storage options in the Netherlands. International Journal of Greenhouse Gas Control, In Press, Corrected Proof, Available online 27 November 2009

2. BEOORDELING SCREENING METHODE

2.1. Inleiding

De auteurs van het artikel ‘Screening CO₂ storage options in the Netherlands’ doen een (goede) eerste poging om een aantal criteria op te stellen waaraan ondergrondse CO₂-opslag moet voldoen.

- ✓ De capaciteit van de opslag moet tenminste 2Mton (voor aquifers) en 4Mton (voor gasvelden) bedragen
- ✓ De dikte van de aquifer moet groter zijn dan 10 meter
- ✓ De top van de ondergrondse berging moet tenminste op 800 meter liggen
- ✓ De porositeit van de ondergrondse berging moet tenminste 10% bedragen
- ✓ De permeabiliteit (doorlatendheid) moet tenminste 200mDarcy bedragen
- ✓ De dikte van het dakgesteente (caprock) moet groter zijn dan 10 meter
- ✓ De samenstelling van het dakgesteente moet uit steenzout, anhydriet, schalie of kleisteen bestaan
- ✓ De samenstelling van het reservoir moet in het geval van een aquifer bestaan uit zandsteen (aquifers); in het geval van een gasveld uit zandsteen, kalk of silt
- ✓ De begindruk van het reservoir moet de hydrostatische druk niet overschrijden

Het is duidelijk dat de parameters die in deze studie ten behoeve van CO₂-opslag zijn gekozen, een rol zullen spelen bij beoordeling van geschiktheid van verschillende locaties. De waarden wijken in bepaalde gevallen af van waarden die in andere studies worden gekozen. In een commentaar tijdens de workshop werd opgemerkt dat de focus van het artikel van Ramirez et al. niet bij deze technische aspecten lag, maar meer bij risicomanagement. Inmiddels is er eveneens commentaar op dit artikel gekomen van de kant van TNO.²

2.2. Beoordeling van de parameters van de screening methode

Een eerste beoordeling van de parameters van de screening methode leidt tot de volgende opmerkingen van HIT:

Capaciteit

Er wordt een minimale CO₂-opslagcapaciteit voor gas en olievelden gevraagd van 4 miljoen ton en minimaal 2 miljoen ton voor opslag in aquifers. Dit is een redelijke aanname. Bij lagere hoeveelheden zal het eerder om een proef of demonstratie gaan omdat de investering per ton CO₂ in dat geval relatief hoog wordt.

Dikte aquifer

Een minimumdikte van een aquifer van 10 meter als voorwaarde, is naar mening van HIT erg weinig. Immers een aquifer van 1 km bij 1 km bij tien meter dik zou inderdaad slechts enkele megatonnen ruimte voor CO₂-opslag opleveren. Om het water te verdringen op grote diepte moet veel arbeid (energie) worden geleverd. Bij een porositeit van 20% zou alle water over een afstand in alle richtingen van meer dan 500 meter moeten worden weggedrukt.

² Opmerkingen TNO (januari 2010) op de criteria uit het artikel: Er moet duidelijk onderscheid gemaakt worden tussen screening (globale inschatting capaciteit in beleidstudies) en haalbaarheidsstudies (individueel). De 200 mDarcy ondergrens geldt alleen voor aquifers. Dikte dakgesteente: moet veilig zijn, en dat kan ook bij 5 m. De chemische reactie van kalk met CO₂ wordt in verschillende landen onderzocht. De begindruk van het reservoir: geen overdruk - geldt alleen voor aquifers.

Diepte top van de aquifer

Wanneer het criterium 800 meter diepte is genomen omdat CO₂ zich op die diepte en bij de heersende temperatuur als superkritisch gedraagt, lijkt dat een juiste aanname. Andere auteurs nemen liever een diepte van 1000 meter (Holloway, 2006).

Porositeit en permeabiliteit

Een porositeit van minimaal 10% zal technisch geen beletsel hoeven zijn voor CO₂-injectie. In samenhang met een minimale dikte van 10 meter en een capaciteit van minstens 2 Mton wordt injectie in een dergelijk kleine aquifer echter wel erg duur, omdat er veel arbeid moet worden geleverd om het water opzij te drukken.

Dikte van het dakgesteente

Een dikte van 10 meter kan in bepaalde gevallen genoeg zijn. Wanneer het in samenhang wordt gezien met een dunne aquifer met lage porositeit, zal er over grote afstand geen variatie in dikte van het dakgesteente mogen optreden. In een sedimentair bekken kunnen snel wisselende diktes in de verschillende stratigrafische lagen optreden.

Samenstelling van het reservoir

Voor aquifers wordt een zandsteencompositie voorgesteld, voor lege gasreservoirs wordt zandsteen, kalk of siltstone voorgesteld.

HIT ziet kalk niet als een optie die in dit stadium zou moeten worden meegenomen, immers kalk (limestone) reageert met CO₂. Hiervan is bijvoorbeeld het effect van chemische reacties onvoldoende bekend. Zandsteen met zo weinig mogelijk kalk zou wat HIT betreft dan eerder een optie zijn dan kalk (limestone).³

Begindruk

Reservoirdrukken zijn over het algemeen hydrostatisch. Dat betekent dat bij iedere 10 meter diepte de vloeistof/gasdruk in het reservoir 1 bar hoger wordt. Bepaalde gasvelden laten overdruk zien bij aanvang van de exploitatie. We zien dit bijvoorbeeld bij gasvelden onder dikke steenzoutlagen. Overdruk heerst in voorkomende gevallen al miljoenen jaren in deze reservoirs. Dit betekent dat de integriteit van deze velden gedurende lange tijd gegarandeerd is geweest, ook bij aanvoer van aardgas vanuit de dieper gelegen carboon kolenlagen. HIT vindt initiële overdruk daarom een positieve eigenschap van een dergelijk veld. Hierin wordt HIT gesteund door een aantal Engelse studies (o.a. Holloway, 2006).

Het belang van begrijpelijke omschrijvingen van verschillende soorten drukken

In de discussie over CO₂-opslag wordt in Nederland sterk de nadruk gelegd op procedures, vergunningen en toetsingscriteria. Hierbij worden vaak technische aspecten uit het oog verloren. Zoals de commissie ter beoordeling van de MER opmerkt, is bijvoorbeeld niet altijd duidelijk wat met druk wordt bedoeld.

³ Het reservoirgesteente van Barendrecht bestaat uit kleiige zandsteen, waarbij de textuur (framework) van de zandsteen gevormd wordt door kwartskorrels (ongeveer 80%) en ongeveer 20% door kleimineralen (illiet en kaolinit). (Beantwoording Toetsingskader CO₂ Barendrecht, p.24)

HIT onderscheidt in analyse en evaluatie van de rapporten die in Nederland zijn verschenen (o.a. AMESCO, MER Ondergronds opslag CO₂ in Barendrecht, Beantwoording Toetskader Barendrecht) tenminste 7 verschillende drukken die een rol spelen in het proces van CO₂-opslag, te weten:

1. oorspronkelijke reservoir druk (hydrostatisch tot een overdruk van 30-60 bar)
2. gesteentedruk / lithostatische druk
3. hydrostatische druk
4. druk waarbij CO₂ zich superkritisch gedraagt
5. restdruk van het reservoir voor injectie
6. druk waarbij CO₂ geïnjecteerd wordt
7. verschil in injectiedruk en restdruk van het veld (bepaalt injectiviteit en daarmee de snelheid en dus de hoeveelheid van het ingebrachte CO₂).

Volgens de adviescommissie MER geven verschillende websites en rapporten weinig uitsluitsel over de terminologie met betrekking tot de verschillende uitdrukkingen voor heersende drukken. Zie het volgende citaat (AMESCO):

“Geen verplaatsing”

De kans dat CO₂ zich gaat verplaatsen naar andere gesteentelagen in de ondergrond is nihil. De CO₂ wordt namelijk op dezelfde druk gebracht als het aardgas dat er oorspronkelijk zat. Daarmee is er geen overdruk of onderdruk tussen de lagen die ertoe kan leiden dat CO₂ zich gaat verplaatsen. Dit is ook onderzocht door TNO-NITG en zij komen tot dezelfde conclusie.”

We geven een voorbeeld hoe druk een reservoir kan beïnvloeden/veranderen:

Wanneer CO₂ (altijd met een hogere druk dan de restdruk van het reservoir) wordt geïnjecteerd, dan zal het CO₂ expanderen, hetgeen tot koeling leidt (Joule Thompson cooling). Eén van de belangrijkste parameters van de injectie is dan ook het verschil tussen injectiedruk en restdruk/onderdruk in het reservoir. Wanneer dit verschil groot kunnen temperatuur effecten ontstaan. Wanneer het verschil klein is, neemt de injectiviteit af en wordt het lege gasreservoir langzamer gevuld. De vraag is dan legitiem of de gewenste hoeveelheid CO₂ per tijdseenheid wel in het reservoir gaat zonder hoge drukken te gebruiken die tot ongewenste neveneffecten kan leiden, zoals het reactiveren van breukzones. TNO vindt dat er geen temperatuureffecten kunnen optreden.⁴

Het is derhalve van groot belang dat duidelijk is, wat de waarde is van de belangrijkste drukken bij een demo project. De injectiedruk, de huidige druk van het reservoir en het verschil van de injectiedruk en de restdruk zijn belangrijke parameters. Deze parameters zijn niet ingebouwd in de screening methode, maar dienen onderdeel te vormen van een haalbaarheidsstudie bij een concreet opslagveld.

Temperatuur

Ook over het belang van (verschil in) temperatuur is in de verschillende rapporten (AMESCO, startnotitie MER Ondergronds opslag CO₂ in Barendrecht) weinig terug te

⁴ Volgens TNO (commentaar op dit rapport, januari 2010) zal er geen Joule-Thompson koeling optreden tijdens injectie, door de lage warmtecapaciteit van CO₂ en de hoge warmtecapaciteit van het reservoir. De snelle expansie wordt tegengewerkt door de permeabiliteit van het reservoir, terwijl de druk op peil blijft door doorgaande injectie. Tijdens constante injectie loopt de temperatuur rondom de injectieput langzaam naar de temperatuur van de geïnjecteerde CO₂.

vinden. Bij snelle afkoeling kan de permeabiliteit worden verlaagd – bijvoorbeeld door bevriezing van achtergebleven of ingestroomd water. HIT heeft in correspondentie met experts aandacht gevraagd voor het feit dat door afkoeling de concentratie van zout in het formatiewater oververzadigd kan raken en neerslaat, met mogelijke gevolgen voor de permeabiliteit.

2.3. Evaluatie en aanbeveling

Na evaluatie van in Nederland uitgebrachte rapporten over CO₂-opslag is HIT van mening dat er meer aandacht moet worden besteed aan (oorspronkelijke) drukken en temperaturen. Dit wordt wel gedaan bij ieder individueel veld, maar volgens HIT wordt niet gekeken of er overdrukken in een regio aanwezig zijn of juist onder een bepaalde gesteentelaag. Overigens wordt vastgesteld dat oliemaatschappijen en boormaatschappijen goed naar druk- en temperatuurwisselingen kijken. Ook Shell heeft hierover uitgebreid nagedacht (zie startnotitie MER Ondergronds opslag CO₂ in Barendrecht).

Bij selectie van een geschikt veld wordt aanbevolen om naast de veranderde parameters als drukval, gasproductie per tijdsinhoud, compactie en hun samenhang en daarvan afgeleide parameters als afnemende permeabiliteit en porositeit ook de parameters van de injectie (injectiedruk en temperatuur) als selectiecriteria mee te nemen.

HIT vindt het belangrijk om de effecten van veranderende parameters door gaswinning en hun samenhang te evalueren. Dit wordt in het volgende hoofdstuk behandeld. In de noot wordt een voorbeeld gegeven.⁵

⁵ Wanneer een gasveld geen water bevat en sterk compacteert, zal de permeabiliteit afnemen. Om er eenzelfde hoeveelheid CO₂ in op te bergen als bij een veld dat niet is gecompacteerd, zal de injectiedruk hoger moeten zijn. Daar waar geen compactie is maar sterke aquiferwerking, wordt geadviseerd het gasveld slechts voor 65% te vullen (Holloway 2006).

3. SAMENHANG VAN DE PARAMETERS

3.1. Samenhang

HIT ziet bij de 10 gekozen parameters een duidelijke onderlinge samenhang, die belangrijk is bij de evaluatie van de geschiktheid van gasvelden en aquifers voor CO₂-opslag. Dit kan het beste aan de hand van onderstaande voorbeelden worden toegelicht.

Een aquifer met een dikte van 10 meter, porositeit van 10% en een permeabiliteit van 200mDarcy op 2000 meter zal een hydrostatische druk laten zien van 200 bar. Om in dit reservoir CO₂ te krijgen, zal het aanwezige water opzij moeten worden gedrongen, wat met hogere druk gepaard zal moeten gaan dan in het geval van een aquifer op diepte van 800 meter. (Dit voorbeeld toont de samenhang van porositeit, diepte en permeabiliteit.)

Gasreservoirs in Nederland laten drukken zien die variëren van hydrostatisch tot overdrukken tot 50 bar. Bij een evaluatie zien we dat gasreservoirs die hoge drukken vertonen, worden afgesloten door een dikke zoutlaag (tot honderden meters). Steenzout is plastisch (een lage viscositeit) en op diepte vinden we daarom geen breuken in het steenzout. Steenzout is ondoordringbaar voor gasen en vloeistoffen en vormt als zodanig een ondoordringbare laag. Bij toevoer van gas uit het carboon is kennelijk de druk in bepaalde velden opgelopen tot overdruk. Bij gasvelden in het westen van het land die geen dakgesteente tonen van zout, treffen we geen of nauwelijks overdruk aan (er zijn uitzonderingen waar overdruk is en geen steenzout).

Wat ons betreft is het een legitieme conclusie te veronderstellen dat een steenzout dak een beter dakgesteente is dan een dakgesteente van een andere samenstelling omdat gasreservoir onder dikke zoutlagen vaker overdruk laten zien dan gasreservoirs onder andere gesteenten (Dit voorbeeld toont de samenhang van reservoirdruk⁶ en samenstelling en dikte van het dakgesteente).

3.2. Parameters gebruikt in andere landen

In de Engelse studies naar geschiktheid van reservoirs, worden als belangrijke technische parameters beschouwd:

(a) **Onderverdeling in subreservoirs** (een gasveld toont vaak verschillende compartimenten (blokken)⁷).

(b) **Aquiferwerking** (in hoeverre heeft het water de plaats ingenomen van het gewonnen gas); dit kan gebeuren omdat de druk in het reservoir afneemt bij winning en water de plaats probeert in te nemen van het gas, de plaats waar nu minder druk heerst. Met andere woorden het aanwezige formatiewater stroomt langzaam naar boven naar de plaats waar voorheen gas of olie zat.

⁶ Overdruk van een reservoir bewijst dat het reservoir deze druk aan kan en dat er ook bij injectiedrukken een grotere veiligheidsmarge is.

⁷ Citaat: "Some of Rotliegendes gas reservoirs are highly compartmentalised. That is to say they are divided into compartments by faults that act as permeability barriers. This is significant because each compartment is likely to require a separate CO₂ injection well, adding to the cost of storage. By contrast, the Triassic reservoirs do not appear to be significantly compartmentalised." INDUSTRIAL CARBON DIOXIDE EMISSIONS AND CARBON DIOXIDE STORAGE POTENTIAL IN THE UK Report No. COAL R308 DTI/Pub URN 06/2027 October 2006

Het bestaan van compartimenten is een ongunstige eigenschap, terwijl het ontbreken van aquiferwerking juist een gunstige eigenschap is. Kosten worden hoger door compartimentatie omdat er meer injectieputten nodig zijn. Daarom is bijvoorbeeld het Botlek-veld met 1 boring in dit opzicht geschikter dan het Ziedewij-veld. (Zie ook hoofdstuk 6.)

Opvalt dat in de landen waar al CO₂ wordt geïnjecteerd maar ook in landen waar alleen nog studies worden uitgevoerd meer waarde wordt gehecht aan technische parameters als temperatuur, druk, viscositeit, injectiviteit dan in Nederland. De NOGEPa studies laten wat dat betreft wel technische parameters de revue passeren.

3.3. Veranderingen van parameters door gaswinning

HIT acht een aanpak die de veranderingen meeneemt die een gasveld heeft ondergaan tijdens exploitatie in een toetsingskader juist. Immers tijdens de olie/gaswinning ontstaat er verandering in een situatie die gedurende miljoenen jaren dezelfde is geweest.

Er vinden belangrijke processen plaats tijdens de gaswinning. Er wordt massa uit de ondergrond genomen. Dit leidt tot drukverlaging in het reservoir. Er vindt compactie plaats in het reservoir, dit vertaalt zich in bodemdaling aan het maaiveld -- soms direct, in bepaalde gevallen met vertraging. Water neemt in bepaalde gasvelden de plaats in van het gewonnen gas, door toestroom uit de omgeving. In het ene veld is er wel aquiferwerking, in het ander niet. Omdat er tijdens de gaswinning een instabiele situatie is gecreëerd is het van groot belang om de veranderingen van het veld in kaart te brengen, immers met het injecteren van CO₂ zal getracht worden andermaal een stabiele situatie te creëren. Het is aan te bevelen om een zo goed mogelijk overzicht te genereren van de parameters die gedurende of vlak na exploitatie (gedurende en na de gaswinning) zijn veranderd. De belangrijkste parameters zijn:

1. gewonnen volume aan gas (per tijdseenheid)
2. drukafname
3. compactie (afname in porositeit en permeabiliteit), vaak gerelateerd daaraan
4. bodemdaling
5. aquiferwerking

Voor een goed toetsingskader (en eventuele ranking van potentiële opslaglocaties) is het van belang de samenhang tussen en veranderingen in de parameters van een reservoir als aanvullend criterium mee te nemen. Gebruik derhalve niet alleen de initiële eigenschappen van het veld maar ook de verandering na de eerste boring.⁸

⁸ TNO is van mening dat deze parameters deel uit moeten maken van een haalbaarheidsstudie en niet van selectiecriteria. HIT stelt daartegenover dat in verschillende studies wordt geadviseerd gasvelden met aquiferwerking slechts voor 65% te vullen (Holloway 2006). Dit betekent dat deze parameter direct van invloed is op het bepalen van de capaciteit van CO₂-opslag.

4. WORKSHOP EN COMMENTAREN

Tijdens de workshop op 30 juni 2009 in Utrecht heeft Ecofys een presentatie gehouden over de screeningmethode in het artikel van Ramirez et al.. Vervolgens heeft HIT een presentatie gehouden, met daarin de in de vorige hoofdstukken gegeven aanpassingen (veranderingen van bestaande parameters en een aantal voorstellen voor nieuwe parameters). De aanwezigen verklaarden dat de uitgangsstudie (Ramirez et al.) een eerste aanzet was voor het opzetten van een toetsingskader en dat er wereldwijd nog veel gestudeerd werd. Verder werd gezegd dat er in Nederland nauwelijks velden waren met overdruk behalve een veld in de Waddenzee en dat een aantal criteria beschreven in het artikel inderdaad arbitrair gekozen was om een eerste inventarisatie mogelijk te maken.

Men was van mening dat het wellicht niet juist was om de opdrachtverstrekking aan HIT op dit artikel te baseren. Naast de onvolkomenheden van de uitgangsstudie was een punt van kritiek op de opdrachtverlening het feit dat Barendrecht met 800.000 ton niet aan het screening criterium van minimum opslagcapaciteit voldoet.

De discussie ging vervolgens vooral over het feit of er technische bezwaren zouden kunnen zijn om in Barendrecht CO₂ te injecteren. De aanwezigen zagen hierbij geen grote risico's. HIT opperde dat het injecteren van CO₂ met een massa van 800.000 ton in een veld waar voorheen een hoeveelheid aardgas met veel minder massa en over een veel langere tijd is gewonnen, wel degelijk met risico gepaard gaat.

Afgesproken is dat binnen veertien dagen commentaar zou komen van EZ, SODM, TNO B&O en Shell. Het commentaar van TNO en B&O is ontvangen op 14 juli. Het commentaar van EZ is ontvangen op 22 juli. Het commentaar van Shell is ontvangen op 12 november. Van EDN, VROM, Gaz de France en SODM is geen commentaar ontvangen.

5. TOEPASSING TOETSINGSKADER VOOR BESTAANDE OF NIEUWE OPSLAGLOCATIES

5.1. Inleiding

Dit onderdeel betrof het derde gedeelte van de opdracht aan HIT. Tijdens de workshop op 30 juni 2009 is door deelnemers aangegeven dat de parameters van het toetsingskader niet beschouwd moeten worden als maatgevend. Ze waren een eerste aanzet. Een aantal zaken die HIT heeft aangegeven vond men zeker van belang en zullen worden meegenomen. De nieuw aangedragen parameters (geen compartimenten, zo min mogelijk aantal putten, liefst oorspronkelijke overdruk, geen vermindering van effectieve permeabiliteit) zullen zeker niet tot gevolg hebben dat CO₂-opslag niet meer zal kunnen.

De aanwezigen van de workshop waren van mening dat de opdracht aan HIT wellicht niet goed is geformuleerd. Desondanks heeft HIT getracht om de genoemde locaties in het kort de revue te laten passeren. Voor de offshore situatie is gebruik gemaakt van het de studie 'Potential for CO₂ storage in depleted gas fields on the Dutch Continental Shelf' (2008), Report number B3157/MD-MV20080582

5.2. Bestaande lokaties

K12B

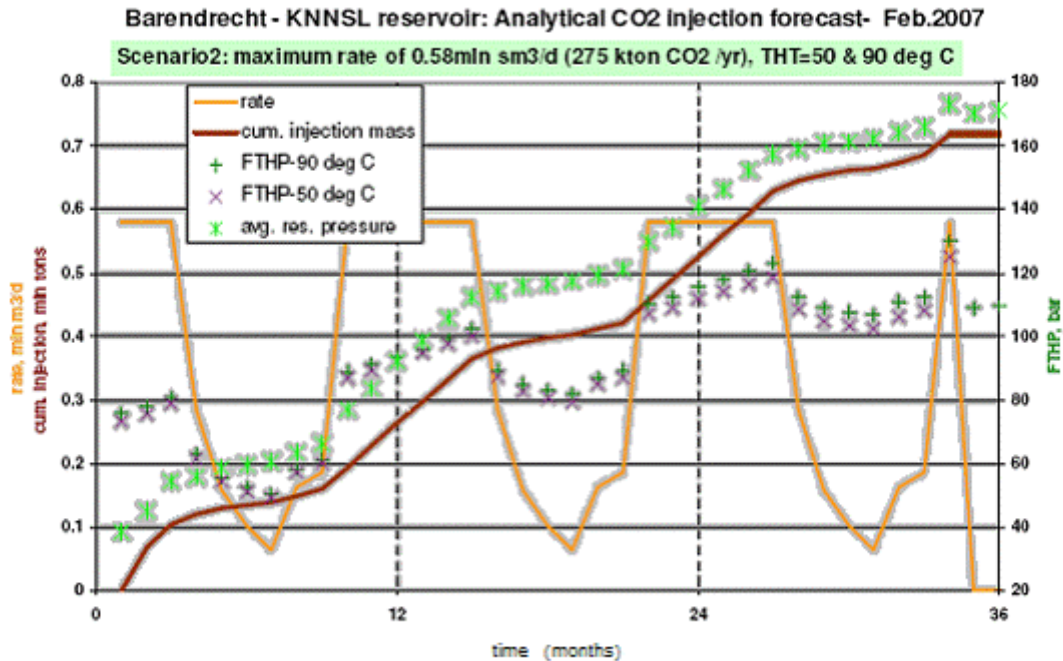
Dit veld van Gaz de France wordt gebruikt voor opslag van een beperkte hoeveelheid CO₂ die ter plekke wordt afgescheiden van het gewonnen aardgas. Het CO₂ wordt op het platform gewonnen en vervolgens op 4000 m in het gasreservoir geïnjecteerd. Gedurende deze proef wordt veel geleerd. Het gaat hier om beperkte hoeveelheden; natuurlijk heeft dit te maken met de beschikbaarheid van het CO₂. De afstand van K12B tot onshore CO₂-bronnen is groot, er ontbreekt een infrastructuur en – volgens de huidige schatting met de nu beschikbare parameters – zullen kosten van CO₂-berging daarom hier erg hoog zijn.

Barendrecht

Het Barendrecht-veld (1700 m diepte) lijkt een geschikt veld voor opslag van CO₂. Er wordt slechts 1 put gebruikt, wat duidt op een goede permeabiliteit. Aan een belangrijke voorwaarde van het toetsingskader wordt niet voldaan door het Barendrecht-veld alleen. De opslagcapaciteit voor CO₂ van het Barendrecht-veld wordt geschat op maximaal 800.000 ton, terwijl in het toetsingskader wordt gesproken van een minimale capaciteit die hoger moet zijn dan 4 Mton. Dat neemt niet weg dat het Barendrecht-veld gebruikt zou kunnen worden voor een demonstratie, juist omdat daardoor in een beperkte periode de complete cyclus van injectie, opslag, afsluiting plus (enige jaren) monitoring kan plaatsvinden. Samen met het veld Barendrecht Ziedewij (zie volgende bladzijde) wordt overigens wel ruimschoots aan deze eis van capaciteit voldaan.

HIT vindt het moeilijk om juiste cijfers te vinden over de winninggeschiedenis en hoeveelheden, maar die zijn uiteraard bij NAM bekend. Wel is duidelijk dat het Barendrecht-veld een grote hoeveelheid water/condensaat produceert en dat de verhouding van hoeveelheid gas tot de hoeveelheid water varieert.

Dat de hoeveelheid gas belangrijk is, wordt duidelijk in de schatting die in bovengenoemde studie wordt gedaan over de hoeveelheid CO₂ die opgeslagen kan worden wanneer we in ogenschouw nemen hoeveel gas er is gewonnen. De vastgestelde verhouding is dat voor 1 miljard m³ gas 2,2 tot 3 Mton CO₂ kan worden geborgen (NOGEPa 2008).



Bron: TUD technisch geologisch onderzoek naar CO₂ opslag, TA3006, augustus 2009

We lezen in een overigens goed gedocumenteerd afstudeeronderzoek van de TU Delft (2009) dat de oorspronkelijk geschatte 360 miljoen m³ aanwezig gas naar beneden is bijgesteld tot 285 miljoen m³ (TUD technisch geologisch onderzoek naar CO₂ opslag, TA3006, augustus 2009). Op blz 20 van dit rapport staat: “*een opmerkelijk verschijnsel is te zien in figuur 4 (Febr. 2007, Shell) dat de druk van het reservoir bijna aan het einde van de injectie iets boven de initiële reservoirdruk uit zal komen onder aan de injectieput.*”

Dit zou betekenen dat er 600-800.000 ton CO₂ zou kunnen worden geborgen. De vraag hierbij is of de druk die hiervoor nodig is nooit aanleiding geeft tot het overschrijden van de oorspronkelijke reservoirdruk of tot het overschrijden van lokale stressregimes zodat er aanleiding is voor het ontstaan van (micro) schokjes, zeker wanneer men de injectiedruk door welke omstandigheden dan ook laat oplopen.

Een korte proef zou de geloofwaardigheid van het model kunnen bevestigen.

Barendrecht Ziedewij

Het veld Barendrecht Ziedewij ligt dichtbij het veld Barendrecht. Echter alle geologische parameters (de diepte, het reservoirgesteente, het dakgesteente, de temperatuur) verschillen van die in het veld Barendrecht, zoals blijkt uit de haalbaarheidsstudie waaraan het veld is onderworpen. Dat betekent dat de resultaten van het vullen van het Barendrecht-veld niet één-op-één kunnen worden vertaald naar het veld Barendrecht Ziedewij. Verder is er een aantal putten geboord, waarvan de status niet duidelijk is (zie dinoloket van TNO). Er wordt volgens de TU Delft (2009) uit 4 putten geproduceerd en het veld is in 2014 uitgeproduceerd.

De Lier

Er is een groot aantal putten geboord in de Lier (50 putten, zie database TNO). Het boren van een dergelijk groot aantal putten wordt gedaan wanneer de olie niet snel genoeg kan worden gewonnen. Met andere woorden, in twee olie- of gasvelden van gelijke grootte/capaciteit zal het veld met maar 1 put een hogere permeabiliteit (en een betere continue structuur) vertonen

dan een veld van gelijke grootte met 50 putten. In De Lier zijn er een groot aantal putten geabandonneerd. Daar verlaten putten zeker geen kleinere risico's op lekken meebrengen is het grote aantal putten, naast het argument dat de permeabiliteit kennelijk niet zo goed is, een verdere reden om hier af te zien van gebruik voor CO₂-opslag.⁹

Geleen

Het gaat hier om een proef waarbij CO₂ onder de kolenlagen in een aquifer wordt gepompt. HIT ontbeert voldoende gegevens om een goede evaluatie te geven van deze proef. HIT wijst wel op het grote verschil tussen injectie in aquifers en injectie in lege gasvelden. De druk in "volle" aquifers zal altijd oplopen. Daarom wordt aanbevolen een korte proef uit te voeren, om te bezien of er voldoende CO₂ kan worden geïnjecteerd, zonder ongewenste gevolgen (zie onder 5.3. Overige locaties: Aquifers en de diverse bijlagen).

Q8

Voor de kust bij Wijk aan Zee bevinden zich het Q8-A veld en het Q8-B veld. Deze hebben een Trias ouderdom, met een zout/kleisteek dakgesteente. Er wordt in de NOGEPa studies geschreven dat CO₂-opslag in principe kan. Hier is het HIT het mee eens.

De haalbaarheid van de drie offshore combinaties hangt daarbij sterk af van het antwoord op de vraag, hoe dit zich verhoudt tot het recent door het Rotterdam Climate Initiative gepresenteerde plan dat voorziet in gefaseerde opslag van CO₂ in Q8-A (vanaf 2013), de blokken P15 en P18 (vanaf 2015) en blok P6 (vanaf 2017).

5.3. Overige lokaties

Aquifers

Met betrekking tot aquifers is HIT dezelfde mening toegedaan als Shell en geologen van o.a. TNO/NITG. CO₂-opslag in aquifers werpt in dit stadium nog veel vragen op. Proeven in de V.S en in andere landen laten zien dat bij injectie de druk (te) hoog kan oplopen. Een verslag van diverse proeven is opgenomen in de bijlagen. Hieruit kan worden gelezen dat er aan opslag in aquifers zeker in bevolkte gebieden meer risico's kleven dan aan lege gasvelden¹⁰. Er kan overigens wel lering worden getrokken uit de aanpak van de diverse proeven voor de Nederlandse situatie. Doe korte proeven, laat de bevolking tijdens deze korte proeven meekijken, bespreek de resultaten en laat zien wat de drukken doen (actie-reactie). Vanwege de vele vragen heeft HIT zich in dit stadium niet verder op aquifers gericht.

Offshore gasvelden

Een aantal offshore gasvelden kan voor CO₂-opslag worden gebruikt. De uitgebreide NOGEPa studies geven een goed inzicht in de diverse mogelijkheden. Vooral de infra en logistiek van CO₂-opslag in offshore velden lijken op dit moment een bezwaar evenals de directe beschikbaarheid van een aantal velden.

Op de short list van de Dynamis studie (16 locaties) staan twee Nederlandse locaties, waarvan 1 offshore (L10).

⁹ TNO: er is een uitgebreide studie voor NAM gedaan naar dit stacked reservoir. Aangezien er olie onder het gas zit en olie veel visceuzer is, moesten er veel meer putten geboord worden. Het grote aantal putten en hun toegankelijkheid bleek uiteindelijk de "show stopper" voor mogelijke CO₂-opslag in het De Lier veld.

¹⁰ Bijlage 1: small scale carbon sequestration field test yields significant lessons learned, US Department of Geology, May 2009; Volgens HIT vereist het injecteren in een formatie met hydrostatische druk (aquifers) een hogere injectiedruk en geeft meer risico op het voorkomen van aardbevingen ten opzichte van het injecteren van CO₂ (of gas) in velden met onderdruk.

Onshore gasvelden in relatie tot gasopslag

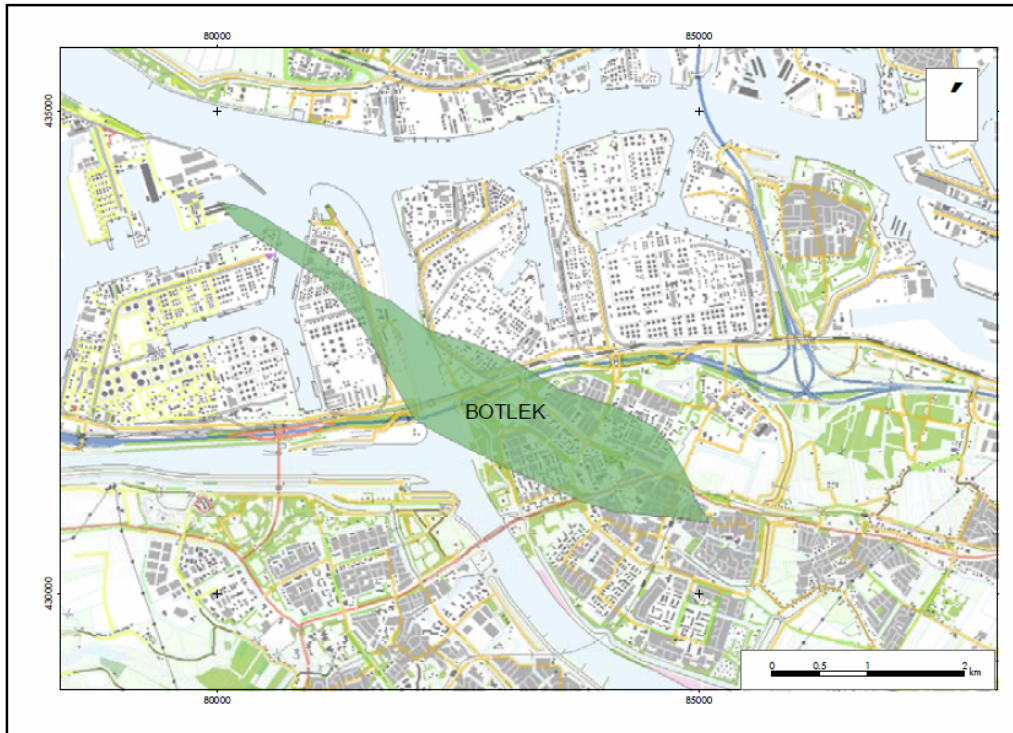
Op de shortlist van de 16 locaties staat 1 gasveld in Nederland, te weten het Annerveen veld. HIT constateert dat bij de selectiecriteria vooral de minimum opslagcapaciteit (voor aardgas) een rol heeft gespeeld; deze is (omgerekend) veel groter dan de 4 miljoen ton capaciteit (voor CO₂) die HIT in deze studie is aangereikt.

Er zijn analogieën tussen opslag van gas en opslag van CO₂. Ook al valt dit buiten de kaders van de onderzoeksopdracht, toch heeft HIT gemeend deze analogie hier iets verder uit te werken, op basis van eigen kennis. Ook bij CO₂-opslag in Barendrecht wordt de vergelijking namelijk vaak gemaakt. In beide gevallen wordt gebruik gemaakt van de vrijgekomen ruimte door gaswinning. HIT is in de 90-jaren betrokken geweest bij o.a. selectie van gasopslaglocaties Norg/Langelo en Alkmaar. Er is door enige geologen een onderzoek uitgevoerd naar de mogelijkheid van gasopslag in de Rijnmond (sectie ingenieursgeologie, oktober 1996). Ook hier werden selectiecriteria gebruikt. De resultaten hiervan worden in onderstaand overzicht weergegeven.

Veld	Inhoud	Kwaliteit	Ligging
Oude Leede	gas	***	**
Botlek	gas	***	***
Monster	gas	***	**
Gaag	gas	**	**
Papekop	gas	**	*
Rotterdam	olie/gas	***	***
Pernis	olie/gas	***	***
Barendrecht	olie/gas	*	**
Rijswijk	olie/gas		*
Moerkapelle	olie		*
IJsselmonde/ Ridderkerk	olie	***	**
Pijnacker	olie	*	**
Ridderkerk	olie		**
De Lier	olie		**
Berkel	olie	**	**
Alblasserdam	olie	***	**
Lekkerkerk	olie	***	*
Woubrugge	olie	*	*
Pernis West	olie		***

Tabel 3.2 Overzicht van de relevante velden in het West-Nederland bekken. Ligging is de locatie ten opzichte van Rijnmond. Indicatie: * = slecht **= matig ***=goed. Gegevens uit de Jager et al.²²⁾ en Racero-Baena en Drake²⁴⁾.

Het Barendrecht-veld komt in deze tabel als minder geschikt naar voren voor gasopslag. Het Botlek-veld wordt beschouwd als een veld dat geschikt is voor gasopslag, en dient ons inziens nauwkeuriger te worden beschouwd.



De initiële druk van het Botlek-veld dat op 2350 meter is gelegen is 269 bar, dat wil zeggen een overdruk van 35 bar. Dit veld laat als één van de weinige velden in Nederland een overdruk zien, zonder dat er een dikke zoutlaag boven aanwezig is.

Tot 2003 was reeds 61% van het aanwezige gas geproduceerd, de druk was reeds teruggelopen van 269 bar (overdruk) tot 133 bar in 2003. De einddruk wordt in 2003 geschat op 46 bar in 2014. Dan zou 80% van het gas moeten zijn geproduceerd.

Wanneer we nu de productiecijfers van 2003-2008 bekijken moeten we tot de conclusie komen dat de situatie van 80% productie reeds moet zijn bereikt. Opvallend is de mededeling van blz. 5 van het Botlek winningplan:

“Het verwachte winningpercentage voor het voorkomen Botlek Bunter is 82%. Met extra compressie zou een winningpercentage van rond 95% behaald kunnen worden. Echter dit percentage kan waarschijnlijk niet gehaald worden wegens beperkingen ten aanzien van dan te verwachten additionele bodemdaling.”

Onze vraag is hierbij: welk percentage van het gas is nu gewonnen? Wanneer de cijfers worden geïnterpreteerd is de verwachte 82% nu reeds overtroffen. Welke maatregelen zijn (tegen de bodemdaling) getroffen, wanneer er meer dan 82% gas uit Botlek is gewonnen?

De vervolgvraag van HIT luidt dan: waarom wordt niet met Enhanced Gas Recovery (zie hoofdstuk 7) bewerkstelligd dat het percentage van 82% wordt verhoogd naar 95%?

6. VERGELIJKING VAN LOCATIES (RANKING)

Volgens de opdrachtomschrijving (Marcelis, 2009) dient een ranking te worden toegepast op de locaties van hoofdstuk 5. Een ranking hiervan is echter niet mogelijk omdat het gaat om het vergelijken van appels en peren. In de workshop is door HIT de geschiktheid van het Botlek-veld als alternatieve CO₂-opslaglocatie voor de velden Barendrecht en vervolgens Barendrecht Ziedewij ter discussie gesteld. Een eerste vergelijking van een aantal parameters tussen de velden Botlek¹¹ en Barendrecht/Barendrecht Ziedewij levert naar mening van HIT het volgende op:

1. Het Botlek-veld heeft een beter dakgesteente dan het Barendrecht veld. De capaciteit van het Botlek-veld is veel groter dan die van het Barendrecht veld. Toch is er maar 1 winningsput, hetgeen een zeer goede permeabiliteit bewijst. In Ziedewij zijn 4 putten.
2. Boven het Botlek-veld bevindt zich in nabijheid van de put geen woongebied. De risico's van het Botlek gebied ten aanzien van CO₂-opslag lijken HIT kleiner dan andere risico's in dit industriële gebied. Boven het Botlek-veld zelf bevindt zich wel een woonwijk (Hoogvliet).
3. Het Botlek-veld heeft een scheefgestelde stratigrafie en wordt afgesloten door een breuk die niet doorloopt. Daarboven bevindt zich horizontaal gelaagd gesteente (disconformity). Ziedewij bestaat uit een groot aantal compartimenten, gescheiden door breuken. Het Barendrecht veld is een mooie anticlinale structuur (met kans op joints in de carbonaat rijke caprock).
4. Waar van het Barendrechtveld gezegd kan worden dat er op verschillende niveaus gas zit en er dus transport moet zijn geweest, is er in het Botlek-veld slechts gas op een niveau in een veld van grotere ouderdom (Trias) dan het Barendrechtveld (Krijt). Het Botlek-veld toonde behoorlijke initiële overdruk, hetgeen de integriteit van het veld temeer bewijst.
5. De afstand van de Shell-raffinaderij tot het Botlek-veld is kleiner dan de afstand tot het Barendrecht veld en/of Ziedewij.
6. Het Botlek-veld kwalificeerde zich voor 2000 al als een veld dat geschikt was voor gasopslag. (Professor Weber, vergelijkende studies met betrekking tot de Langelo en Grijpskerk gasopslagen). Sinds die tijd kwalificeert het Botlek-veld zich als een beter veld voor gasopslag dan het Barendrecht veld.¹²
7. In het Botlek-veld is nog gas aanwezig. Dit gas zou er met Enhanced Gas Recovery (EGR) kunnen worden uitgehaald. De structuur van het Botlek-veld leent zich uitstekend voor Enhanced Gas Recovery. Bij EGR bestaat de kans op doorbraak van het CO₂. Hoewel dit in het Botlek-veld miniem is, zou dit geen probleem opleveren.¹³

¹¹ TNO: het Botlek-veld is voorlopig niet beschikbaar en er is geen onderzoek naar mogelijke CO₂-opslag voor verricht.

¹² Ziedewij is nooit genoemd voor gasopslag.

¹³ Immers CO₂-rijk aardgas kan bovengronds worden opgewaardeerd. Hiervoor zijn scheidingsmethoden. Een betere mogelijkheid is om een mengsel van CO₂ en CH₄ direct om te zetten in energie en puur CO₂, met de zogenaamde oxyfuel methode, waarbij een mengsel van CH₄ en CO₂ direct wordt verbrand met zuivere zuurstof. Er bestaan plannen om een dergelijke installatie te bouwen in Rotterdam. Een CO₂-opslag met Enhanced Gas Recovery en energie-opwekking met pure zuurstof (oxyfuel) zou Rotterdam op de kaart kunnen zetten als CO₂-vrije energiestad in Europa en zou sterk door de politiek en inwoners worden gesteund.

8. Het Botlek-veld is aan het oppervlak (lees maaiveld) minder diep onder zeeniveau gelegen dan het Barendrecht veld of veld Ziedewij. De CO₂-pijplijn loopt reeds langs het Botlek-veld in tegenstelling tot de Barendrechtse velden.

7. BESTAANDE CO₂-INJECTIES EN TOEKOMSTIG GEBRUIK

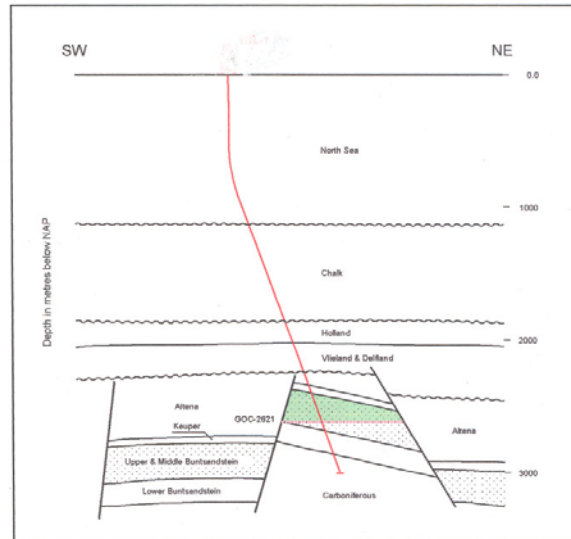
Al tientallen jaren vindt CO₂-injectie plaats met als doel extra olie te winnen. Er vinden de laatste jaren ook CO₂-injecties plaats met als doel CO₂ van gas te scheiden en dat te herinjecteren in de directe omgeving. Dat komt omdat het gewonnen gas een hoog percentage CO₂ kan bevatten. Door scheiding aan de bron wordt de marktwaarde van het gas verhoogd. Inmiddels vinden ook enige projecten plaats waarbij CO₂-injectie tot doel heeft CO₂ op te bergen dat uit kolencentrales vrijkomt (zie bijlagen voor referenties).

Enhanced Oil Recovery

Een methode om extra olie te winnen vanuit een veld waarin de druk is afgenomen is het inspuiten van stoom, formatie water of gas. Dit heet Improved Oil Recovery (of Enhanced Oil Recovery, wanneer chemische processen een rol gaan spelen, zoals bij injecteren van CO₂). Behoudens slechts enkele (een zestal) blow-outs is dit een beproefde en succesvolle techniek. HIT heeft veel contacten met CO₂ Global, Kinder Morgen en andere experts op dit gebied en ziet voordelen in het gebruik van EOR.¹⁴

Enhanced Gas Recovery

Zo kennen we ook (in theorie) enhanced gas recovery waarbij zwaar gas als CO₂ onderin het gasreservoir wordt gepompt. Daar wordt de druk weer opgevoerd zodat het lichtere aardgas (methaan) makkelijker en sneller naar de winningput stroomt. Er is een risico dat het zware gas doorbreekt, echter er zijn velden waarbij HIT het risico op doorbraak klein acht. Scheefgestelde velden lijken bij uitstek geschikt voor deze vorm van EGR. Immers het zware gas zal onderin het veld blijven. Het voordeel van deze winningmethode is het feit dat tegelijkertijd CO₂ wordt opgeslagen.



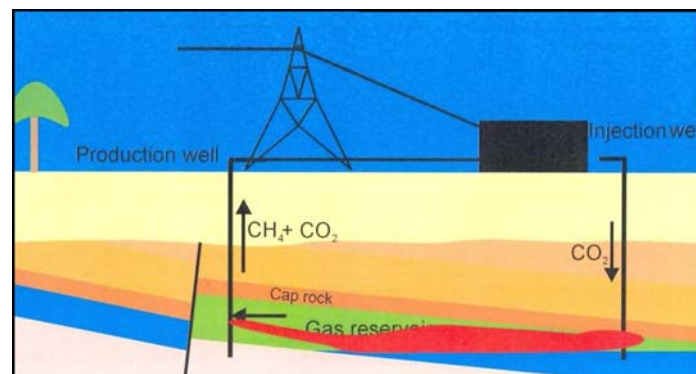
HIT heeft in 1992 voorgesteld om bij het begin van gaswinning te beginnen met injecteren van CO₂ om op die manier bodemdaling te voorkomen. Het wordt aanbevolen om deze techniek op plaatsen waar bodemdaling groot is verder te evalueren.

¹⁴ Gemeten aan de totale opslagcapaciteit van CO₂ in Nederland levert EOR een beperkte bijdrage, maar wel een waar de kosten per opgeslagen ton CO₂ laag zijn vanwege de inkomsten van extra oliewinning.

TNO vindt het gevaar van menging te groot en daarom niet acceptabel voor de operators. HIT stelt daarom voor om veel nauwkeuriger te kijken naar initiatieven die hierin voorzien:

Enhanced Gas Recovery samen met een oxyfuel centrale

Het doorbreken van CO₂ is niet onmogelijk. In dit geval zal het aardgas dat naar boven wordt gehaald, een grotere hoeveelheid CO₂ bevatten. Het is de vraag of dit erg is, wanneer er boven het veld een oxyfuel energiecentrale wordt gebouwd. Een oxyfuelcentrale verbrandt het binnenkomende gas met zuivere zuurstof, zodat zuivere CO₂ en zuivere waterdamp (stoom) overblijft. Op deze manier ontstaat een kringloop waarbij sprake is van een nul-emissie centrale. Dit principe werd voorgesteld door SEQ, een initiatief in Drachten, zie onderstaande figuur.



Ander gebruik van lege gasvelden: geothermie in kleine lege aardgasvelden

Naast gebruik van de ondergrond voor gas en CO₂-opslag is er een andere mogelijkheid, namelijk geothermie. In dit licht is het artikel over mogelijke winning van geothermie in Barendrecht een eye-opener: *Geothermal Heat and Abandoned Gas Reservoirs in the Netherlands*.

Recent heeft het EOS NEO programma een onderzoeksvorstel van HIT gehonoreerd om een toepassing te ontwikkelen (onder de naam Geoboiler) waarbij overtollig hemelwater in lege gasvelden wordt gebracht om winning van warm geworden water (enhanced geothermie) te initiëren. In dat geval wordt het graven van een duur waterbekken bespaard. Het water zal door de zwaartekracht in het lege gasveld stromen. Wanneer er dan een tweede put wordt geboord op zekere afstand van de gebruikte gaswinningsput, kan vanuit de nieuwe put het warm geworden water worden opgepompt.

Evaluatie en conclusies

Het moge duidelijk zijn dat er verschillende mogelijkheden zijn om lege dan wel bijna lege gasvelden te gebruiken. Het is van belang hierbij de gebruiksmogelijkheden en combinaties te selecteren en naar haalbaarheid te evalueren, omdat het verkeerd/onjuist kiezen van een proef in voorkomende gevallen contraproductief werkt.

Overigens zijn de bovengenoemde mogelijkheden deels al voorgesteld in rapporten van HIT voor Novem in 1995 en 1997. De conclusies en aanbevelingen uit die studies zijn opgenomen in bijlage 10.

8. CONCLUSIES

De aangeleverde selectie van parameters die de geschiktheid moeten aantonen van geologische formaties voor CO₂-berging wordt door HIT als een goede aanzet beschouwd (uitgangspunt was de screening methode beschreven in het artikel 'Screening CO₂ storage options in the Netherlands' van Ramirez et al.).

HIT heeft het toetsingskader toegepast op bestaande en nieuwe opslaglocaties, zowel on-shore als offshore. Tevens zijn gasvelden voor gasopslag hierbij betrokken. De gevraagde ranking van al deze locaties bleek echter niet mogelijk, omdat het gaat om een vergelijking tussen appels en peren.

Belangrijk is naar mening van HIT vooral de samenhang van de verschillende parameters. Zo is een groot gasreservoir met een dik zoutdak en initiële overdruk geschikter voor CO₂-opslag dan een dunne aquifer met hydrostatische druk. Immers de overdruk van een gasreservoir in genoemde setting bewijst de ondoordringbaarheid van zout en de verhoogde druk laat zien dat dit zoutdak de overdruk miljoenen jaar heeft kunnen verdragen. Bij een aquifer met hydrostatische druk moet in ieder geval het water opzij worden gedrukt en bij een (gewenst) (oneindig grote) aquifer is de invloed van variaties in dikte en permeabiliteit niet bekend (en niet onderkend). De samenhang van de verschillende parameters moet voor iedere locatie worden beschouwd.

Gedurende exploitatie van gasvelden is het onderkennen en analyseren van de samenhang van de verschillende belangrijke parameters wellicht nog groter. Een verbijzondering van deze samenhang kan aan de hand van een voorbeeld worden beschouwd:

Wanneer het gasveld leeg geproduceerd is, heerst er onderdruk, zodat CO₂ er met weinig moeite kan worden geïnjecteerd. Zeker waar het formatiewater niet omhoog is gekomen in het reservoir (naar de plaats met lagere dan de initiële druk, dat betekent dat er geen aquiferwerking is), maar het veld (toch) niet is gecompacteerd, blijven porositeit en permeabiliteit hoog en zou zo snel mogelijk CO₂ moeten worden geïnjecteerd. In een veld waar snelle en sterke bodemdaling is opgetreden is de effectieve permeabiliteit afgenomen, doordat het reservoirgesteente in elkaar is gedrukt. De bodemdaling in Barendrecht is zeer gering, ook in een naburig veld waar veel gas is gewonnen zoals Botlek is de bodemdaling gering (2-4 cm) en dus in beide velden is de effectieve permeabiliteit nauwelijks gedaald.

Mede daarom beveelt HIT aan om in eerste instantie te kijken naar (bijna) lege aardgasvelden, met zo weinig mogelijk water, waarbij permeabiliteit en porositeit nauwelijks lager zijn geworden tijdens de exploitatie. Er zijn theoretisch vele gasvelden geschikt. De vraag is wanneer deze leeg zijn. Om te vermijden dat aan het eind of vlak na exploitatie aquiferwerking optreedt en/of sterke compactie de effectieve permeabiliteit vermindert, is het zaak zo snel mogelijk met injectie te beginnen na het stoppen van de gaswinning.

HIT heeft geconstateerd dat (nog) niet duidelijk is, op welke manier monitoring van CO₂-injectie ter hand kan worden genomen. Op een vraag van Shell heeft HIT gesuggereerd dat het zinvol is om bovengronds gebruik te maken van gevoelige tiltsensoren die de verspreiding van CO₂ in de ondergrond, bovengronds kunnen monitoren.

HIT heeft na het lezen van de rapporten over CO₂-opslag die recent (augustus-november 2009) zijn uitgekomen de opinie dat er meerdere offshore velden geschikt zijn, maar dat deze nog niet beschikbaar zijn en een grotere investering vergen dan op land.

HIT heeft verder geconstateerd dat de bevolking niet goed genoeg en zeker niet in begrijpelijke taal is geïnformeerd over geologische processen die te maken hebben met CO₂-opslag. In de MER-verslagen worden in voorkomende gevallen Nederlandse termen gebruikt die tot verwarring leiden. Een voorbeeld is het voorkomen van meer dan 7 Nederlandse termen voor een aantal drukmechanismen.

HIT concludeert dat een injectie proef van enkele duizenden tonnen CO₂ in het buitenland met goede monitoring en een open discussie van de resultaten het draagvlak duidelijk heeft vergroot voor projecten met injectie van CO₂ in de ondergrond.

Tenslotte: ook al valt het buiten de opdracht voor de korte studie “Toetsingskader CO₂-opslag” heeft HIT gemeend ook conclusies te moeten trekken voor het concrete geval van de voorgenomen opslag in Barendrecht, gezien de lopende discussies en de beschikbare expertise bij HIT. Tevens worden conclusies ten opzichte van EGR getrokken.

Het lege gasveld Barendrecht lijkt geschikt voor CO₂-opslag, gezien de waarden van de verschillende geologische parameters en de beschikbaarheid. De beschikbaarheid van CO₂ uit Pernis is een pluspunt. De capaciteit is een minpunt omdat slechts 800.000 ton kan worden opgeslagen; daarom is de opslag relatief duur per ton CO₂. HIT vindt dat de risico's van CO₂-opslag in gasveld Barendrecht niet groot zijn. Een punt van aandacht is wel het feit dat er in drie keer een half jaar meer massa aan CO₂ zal worden geïnjecteerd dan er in meer dan 7 jaar aan massa van aardgas is gewonnen. Kort gezegd er gaat meer massa in dan eruit is gehaald.

De berekening die HIT maakt wijst erop dat er veel minder dan de gewenste 800.000 ton aan CO₂ in Barendrecht kan worden geïnjecteerd.¹⁵ Er is tot aan 2003 in Barendrecht 38% van het gas gewonnen, in 2011 zal dat in totaal 250 miljoen m³ zijn plus nog 7500 ton condensaat. Dat is in totaal 180.000 ton in zo'n tien jaar. Nu wil men in 6 maanden zo'n 280.000 ton CO₂ injecteren, dat betekent dat men er in 6 maanden 100.000 ton méér in wil injecteren dan er in 10 jaar is uitgekomen. Dat vereist een erg hoge injectiviteit/injectiesnelheid, waarbij volgens HIT het risico bestaat dat de druk daarbij te hoog zal oplopen. HIT denkt overigens dat de toezichthouder voldoende controle kan uitoefenen om oplopende druk te monitoren en toezicht te houden. Dit zou continu moeten gebeuren om het risico van kleine schokjes te vermijden.

Om grote des-investeringen in infrastructuur voor CO₂-opslag te vermijden worden op locaties in het buitenland eerst proeven gehouden van enkele 1000-en tot tienduizenden tonnen CO₂, aangevoerd per tankauto, om de geschiktheid van locaties te testen. Het risico van een event met een tankauto is zeer klein, en de impact van het verliezen van 25 ton CO₂ is aanvaardbaar, omdat dit om een uiterst kleine hoeveelheid gaat, zonder risico voor de volksgezondheid. Dit zou ook een optie voor Barendrecht kunnen zijn¹⁶.

¹⁵ Volgens TNO gaat het niet om massa maar om volume en zal er minder volume aan CO₂ worden geïnjecteerd dan er aan volume gas is uitgehaald en zal men in Barendrecht bovendien altijd onder de initiële gasdruk blijven.

¹⁶ De risico's van een event (lekkage) met een tankauto en een pijpleiding zijn moeilijk te vergelijken. Echter navraag door HIT bij transporteur Den Hartogh die met tankauto's vol CO₂ al vele jaren transporten organiseert, leert dat er nog nooit een lekkage heeft plaatsgevonden. Ook Yara heeft veel ervaring met CO₂ transporten over de weg zonder dat dit ooit tot een probleem heeft gelid. Ook speelt mee, dat bij een event met een tankauto vol CO₂ slechts de inhoud van de tankauto aan de lucht wordt blootgesteld, wat betekent dat dit maximaal 20 ton zal zijn. Bij pijpleidingen ligt het aan de compartimentering (afsluiters) hoeveel CO₂ maximaal kan lekken.

Kijkend naar EGR, lijkt het Botlek-veld hiervoor geschikt. De vorm van het veld leent zich ervoor en het feit dat een grote hoeveelheid gas is gewonnen vanuit 1 put, garandeert een goede permeabiliteit en porositeit. De afstand van Pernis naar Botlek is kleiner dan die van Barendrecht tot Pernis; een pijp die nu al CO₂ vervoert loopt langs het Botlek-veld. De caprock (side seal) is goed, de diepte van het veld is geschikt. Botlek heeft zich in de loop van de tijd al gekwalificeerd voor opslag van gas. Feit is dat er op dit moment nog gas in het Botlek-veld bevindt en dat de eigenaar van het veld geen risico wil lopen om CO₂ mee te gaan produceren met het gas. HIT is het ermee eens dat dit een risico is, anderzijds kunnen 800.000 ton gemakkelijk worden geïnjecteerd downdip in het Botlek veld waarbij de kans dat het zware CO₂ snel zal mengen veel kleiner is dan bij andere velden (van een andere vorm). Een kleine hoeveelheid CO₂ zal dit risico minimaliseren tot (bijna) nihil. Feit is wel dat er een put moet worden geboord.

9. AANBEVELINGEN

Holland Innovation Team adviseert om bij het toetsingskader voor CO₂-opslag niet alleen naar de individuele parameters te kijken, maar vooral ook naar hun onderlinge samenhang.

Bij selectie van een geschikt veld wordt aanbevolen om naast de veranderde parameters als drukval, gasproductie per tijdsinhoud, compactie en hun samenhang en daarvan afgeleide parameters als afnemende permeabiliteit en porositeit, ook de parameters van de injectie (injectiedruk en temperatuur) als selectiecriteria mee te nemen.

Wanneer de druk bij injectie te hoog oploopt, wordt geadviseerd in te grijpen om te voorkomen tot er een risico ontstaat op microschockjes (reactivering van breukjes).

Ook al valt het buiten de opdracht voor de korte studie “Toetsingskader CO₂-opslag” heeft HIT gemeend ook aanbevelingen te moeten doen voor het concrete geval van de voorgenomen opslag in Barendrecht, gezien de lopende discussies en de beschikbare expertise bij HIT. Dit wordt ook verder uitgewerkt in de bijlagen.

HIT beveelt aan om in eerste instantie een leeg gasveld of bijna leeg gasveld te nemen voor injectie en opslag van CO₂. Barendrecht is een veld waarvan de geologische parameters op het eerste gezicht gunstig zijn. Om te vermijden dat op voorhand grote investeringen worden gedaan stellen we voor een korte proef te doen zonder de complete infrastructuur aan te leggen. Wanneer de resultaten zodanig zijn dat er minder CO₂ kan worden geïnjecteerd dan verwacht, kan er alsnog worden besloten om te kijken naar een andere locatie. Zelfs wanneer dat gebeurt, is de proef niet voor niets geweest.

Voorstel is dat bij deze proef gedurende 6-8 weken CO₂ wordt geïnjecteerd dat met tankwagens in vloeibare vorm wordt aangevoerd. Het zou hier om een gelimiteerde hoeveelheid gaan, maximaal enkele duizenden tonnen. Bij injectie kan dan worden gekeken of de druk oploopt, de verspreiding van CO₂ in de ondergrond en de druk kan worden gemonitord en er kan gekeken worden of de monitoring-methoden en de instrumentatie voldoen. Er kan tussentijds gestopt (gepauzeerd) worden met injectie waarbij het drukverloop zo goed mogelijk zal worden gevolgd. Een test waarbij deze zaken worden geregistreerd en uitgemodelleerd zal een schat aan kennis opleveren voor vergelijkbare locaties, ook als mocht worden besloten te stoppen.

Bij injecteren van duizend of enkele duizenden tonnen zullen de resultaten moeten worden besproken en geëvalueerd door onafhankelijke experts in samenspraak met overheid, uitvoerder en bevolking. Afhankelijk van de resultaten van een dergelijke proef, zal besloten kunnen worden door te gaan met injectie van 800.000 ton CO₂ of er zou een andere locatie kunnen worden gekozen.

Er wordt aanbevolen een vergelijkende studie te doen naar de geschiktheid van het Ziedewij-gasveld ten opzichte van het Botlek-gasveld.

Resumerend: HIT beveelt aan een korte proef te doen in Barendrecht waarvan de resultaten kunnen worden benut voor een brede maatschappelijke en begrijpelijke discussie die toe nu toe naar de mening van HIT heeft ontbroken.

BIJLAGEN

Inleiding: Demonstratie in Barendrecht

Duidelijk is dat een demonstratie in Barendrecht technisch mogelijk is (HIT is in discussie met Shell over verschillende eigenschappen van het Barendrecht reservoir). Het overgrote deel van de technische vragen wordt adequaat beantwoord.¹⁷ Bij HIT blijft de vraag of gezien de beperkte (onregelmatige) winning van CH₄ (285 miljoen kubieke meter) uit dit veld, in drie jaar 800.000 ton in het veld kan worden geïnjecteerd. Daarmee is het wellicht geen goed idee om nu al te beslissen om een dure infrastructuur aan te leggen, maar het is uiteraard aan Shell en de overheid om hierover te beslissen.

Er zijn verschillende argumenten om eerst een periode te nemen waarin gezocht wordt naar andere mogelijkheden en ook verschillende zaken worden getest (relatie injectiviteit en oplopende druk). Dit zouden korte proeven kunnen zijn, aan de hand waarvan gemodelleerd kan worden, maar ook tegelijk verdere studies. Tegen een korte proef lijkt er in Barendrecht geen bezwaar. Proeven kunnen natuurlijk ook op andere plaatsen worden gehouden, zeker wanneer het budget van de aanleg van de infrastructuur hiervoor kan worden herbestemd. Een aantal korte proeven in het buitenland wordt in de bijlagen 1 t/m 8 voorgesteld.

Voorbeelden

1. Een proef in Barendrecht zonder aanleggen van infrastructuur, maar met injecteren van CO₂ aangevoerd door tankwagens (vloeibaar CO₂), bijvoorbeeld 1 tankwagen per uur. Dit betekent dat bij een proef van 1000 uur meer dan 20.000 ton zal kunnen worden geïnjecteerd.
2. Het selecteren van een klein gasveld (kleine veldenbeleid) waarbij wordt gekeken of CO₂ kan worden afgescheiden en het afgescheiden CO₂ kan worden teruggeïnjecteerd; kijken of bodemdaling hiermee kan worden vermeden.
3. Het selecteren van een klein aardgasveld en het opereren van een oxyfuelunit, waarbij pure CO₂ na de verbranding wordt geïnjecteerd in het veld om enhanced gas recovery mee te bewerkstelligen.
4. Bezien of in Botlek CO₂-opslag past, bezien of dit met EGR (verhoogde gasopbrengst) kan worden gecombineerd om de voorziene bodemdaling (zie 7) tegen te gaan.
5. Beschouwen hoe het Botlek-veld gecombineerd kan worden met een oxyfuelcentrale.
6. Het uitvoeren van een vergelijkende studie tussen de velden Ziedewij en Botlek.
7. Selecteren en evalueren van de geschiktheid van gasvelden onder steenzoutlagen met oorspronkelijke overdruk (plus eventueel oxyfuel etc.).

Essentieel is het doen van een korte proef in Barendrecht die kan tonen of de beoogde hoeveelheid CO₂ er eigenlijk wel in kan en of de benodigde injectiedruk niet te hoog oploopt.

¹⁷ Onderwerpen als mogelijke (carbonate) joints in dakgesteente, watersaturatie en verschillende niveaus in het reservoir worden besproken

Het volgende bericht heeft HIT op persoonlijke titel uitgestuurd op vragen van o.a. RTV Rijnmond.

Kennisniveau CO₂-opslag vraagt om flexibele proef in Barendrecht

Het afvangen en opslaan van CO₂ uit de industrie kan bijdragen aan het terugdringen van het broeikaseffect. De meeste wetenschappers onderschrijven dat de stijgende concentratie van CO₂ daar in grote mate toe bijdraagt. Opberging van CO₂ in plaats van uitstoot naar de lucht zou een oplossing zijn.

In Nederland staan verscheidene projecten op stapel om hier ervaring mee op te doen. Het meest bekende project is dat in Barendrecht. Shell wil hier in drie jaar tijd 800.000 ton CO₂ opslaan in een gasveld. Dit betekent dat er elk uur ongeveer 30 ton CO₂ in de diepe ondergrond zal worden geïnjecteerd.

Eind van dit jaar besluit het kabinet definitief over het wel of niet doorgaan van het Barendrecht project. Een definitief ja betekent het aanleggen van 17 kilometer pijpleiding en bouw van de volledige infrastructuur voor vele jaren. Een positief kabinetsbesluit zal veel commotie geven in Barendrecht. De bevolking is faliekant tegen uit zorg dat CO₂ uit de opslag kan lekken.

Wetenschappers van het Cato-project zeggen dat er niets fout kan gaan. Op grond van de beschikbare kennis is een positieve grondhouding over CO₂-opslag terecht. Er zijn echter nog wel degelijk kennislacunes, die tijdens een recente workshop met wetenschappers, industrie en beleidsmakers aan de orde kwamen.

Andere landen beseffen dat er kennislacunes zijn en doen daarom proefinjecties, zoals in september 2008 op de R.E. Burger testlocatie in de Verenigde Staten. Daar was het plan om gedurende 6 weken 3000 ton CO₂ te injecteren op dezelfde diepte als gepland in Barendrecht. In juni kwamen de eerste resultaten van deze korte proef beschikbaar. Opvallend resultaat is dat de ondergrond er veel minder CO₂ opnam dan men had verwacht. De druk op de testlocatie liep snel op omdat parameters als permeabiliteit in de praktijk lager bleken dan verwacht.

Om de kennislacunes in Barendrecht te dichten stellen wij voor om gedurende een maand een praktijkproef met injectie van CO₂ uit te voeren, waarbij de bevolking kennis kan nemen van de resultaten. Doel van deze proef is te bepalen hoe het CO₂ zich tijdens de proef ondergronds verspreidt en of er chemische reacties plaatsvinden, maar ook of en hoe het CO₂ zich verspreidt gedurende enige maanden na het stoppen van de injectie. Verspreiding van CO₂ en eventuele bodembewegingen dienen met meetapparatuur te worden gemonitord.

Net als bij genoemde Amerikaanse test kan het CO₂ voor de korte proef in Barendrecht eenvoudig en veilig worden aangevoerd per tankauto. Zulke vloeibare CO₂-transporten vinden dagelijks plaats, wereldwijd tienduizenden transporten per dag. Diverse transportbedrijven in de Rijnmond hebben hier veel ervaring mee.

Om 30 ton CO₂ per uur te kunnen injecteren zal er pakweg elk uur een vrachtwagen vanuit de haven rijden naar de locatie Barendrecht. In vergelijking met de tientallen vrachtauto's met gevaarlijke stoffen die ieder uur Barendrecht passeren, is een auto met ongevaarlijk CO₂ te verwaarlozen. De kosten van de proef zijn in vergelijking met de aan te leggen pijpleidingen en overige infrastructuur zeer laag.

Het vervoer per tankwagen biedt ook de mogelijkheid om CO₂ van een andere herkomst te betrekken dan een raffinaderij, bijvoorbeeld het CO₂ dat vrijkomt bij opwaardering van biogas tot Nederlands groen gas. Nederland kan werkelijk fors emissies terugdringen wanneer we het CO₂ uit biomassa-projecten opbergen (carbonnegatieve energieopwekking).

Een dergelijke flexibele proef is een manier om een dialoog tot stand te brengen tussen overheid, bevolking, industrie, wetenschappers, veiligheids- en andere deskundigen.

Nu dreigt er over een omstreden project te worden beslist op grond van hypothesen en emoties, niet op grond van feiten. Door te variëren met druk, temperatuur en injectiesnelheid kan de eventuele verandering in de ondergrond als gevolg van CO₂-injectie worden vastgesteld. Zo kan de optimale aanpak voor de grootschaliger opslag worden bepaald, of kan men daar zonder grote des-investeringen van afzien.

Peter van der Gaag

[verstrekt aan Radio/TV Rijnmond, oktober 2009]

Bijlage 1: Small-scale carbon sequestration field test yields significant lessons learned

Source: US Department of Energy
May 21, 2009

Results of the formation evaluation indicated that the porosity, void space, and permeability of the target formations were lower than expected. The pressure in the formations also rose unexpectedly with very low injection rates. This does not mean that the entire western flank of the Appalachian Basin will show these same rock properties; instead, it confirms the complex nature of the formations within the basin. The work demonstrates the importance of extensive drilling, formation evaluation, and testing to characterize and identify appropriate formations for CO₂ storage within the Appalachian Basin prior to injection.

Other lessons learned include the following:

Site Selection—Although the Burger site was determined not to be in the optimal location for CO₂ storage from a geologic perspective, it was an excellent place to drill and test because of the extensive cooperation provided by FirstEnergy and the potential to co-locate the storage site with the plant. Data derived from rock property models and characterization information suggested that the site would have good geologic storage potential; however, the pressures necessary to inject CO₂ into the target formations proved to be much higher than anticipated. Additional testing methods must be developed to provide more information about the character of geologic formations chosen for injection testing. Power plants in the Appalachian region may eventually need to transport CO₂ relatively short distances to areas that have adequate storage formation characteristics.

Design of Robust Formation Imaging, Evaluation, and Testing Program—Because of the geologic complexity of this region, a robust wire line logging, imaging, and testing program should be designed and implemented at every potential geologic storage site considered within the region. Stakeholder understanding of the type of data collected from the various logging and testing tools and its interpretation will benefit future siting decisions. This evaluation plan will decrease overall costs at future field test sites. If economically feasible, drilling a pilot hole prior to drilling the injection hole would be ideal to develop a robust logging, coring, and testing program.

Formation Stimulation—As part of the project design process, project developers should request the ability to hydro-fracture the formation to create fractures that extend from a borehole into the targeted formation. This could provide a better injection rate into rocks that have moderate porosity and low effective permeability.

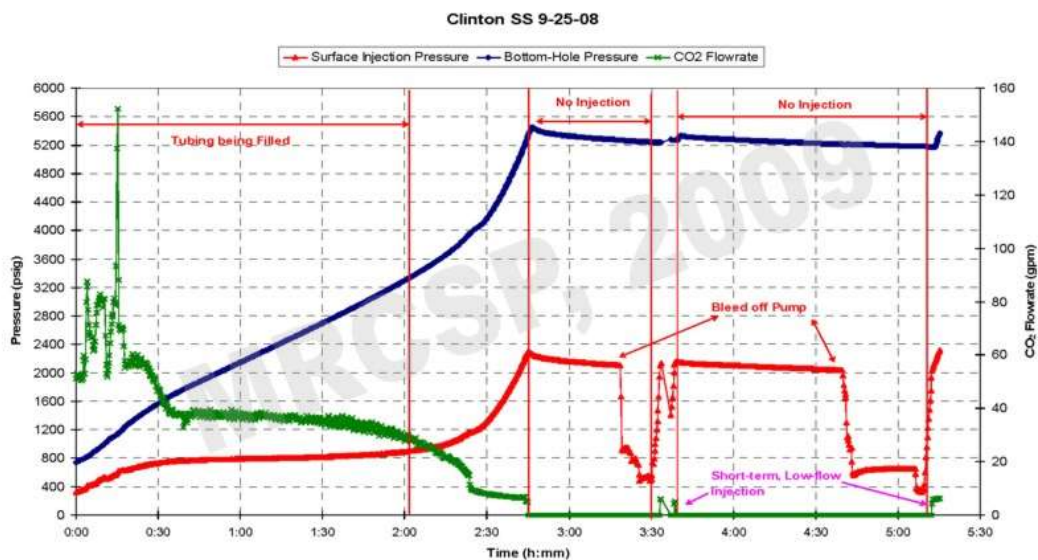
Well Completion—Project developers should also consider plans to complete the well at the target formation. Given the low permeability and porosity that exist at some areas in the Appalachian Basin, care should be taken so that well drilling and construction operations do not reduce or eliminate the effective permeability that is naturally present.

Communications—Continuous communications with all stakeholders, including those who are non-technical, is vital throughout the field testing process, especially at key decision points, including collection of data to allow informed decision-making.

Ultimately, the goal of geologic sequestration field testing is to successfully demonstrate the viability of safely storing injected CO₂ in geologic formations. To achieve this goal, DOE will continue to collect pertinent geologic information as part of its characterization phase within the Appalachian and other basins. Drilling deep wells into proposed injection zones, performing formation evaluations to understand their rock properties, and testing injection capability within the zones are all necessary to develop a clear understanding of the overall potential of geologic formations to store CO₂.

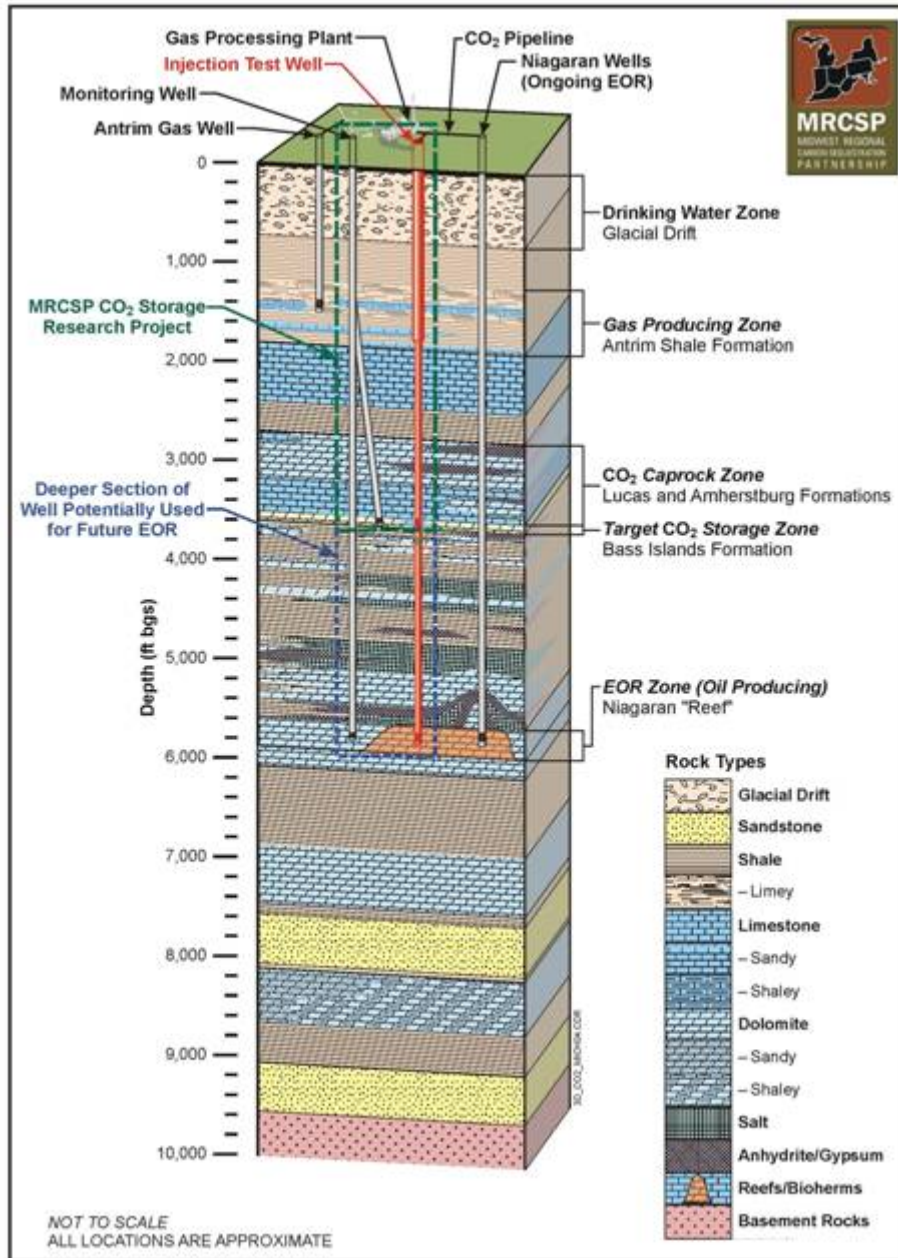
As DOE and its partners continue to gain understanding and experience related to geologic carbon storage by extensive characterization and injection of CO₂ at various sites across the United States and Canada, various best practices will be developed for undertaking sequestration projects. These best practices will provide guidance on site selection through monitoring of stored CO₂ after injection and well closure.

The Midwest Regional Carbon Sequestration Partnership is managed by the Battelle Memorial Institute, headquartered in Columbus, Ohio. The characterization and test were sponsored by the DOE Office of Fossil Energy's National Energy Technology Laboratory, with support from FirstEnergy, Praxair, and the Ohio Geological Survey.



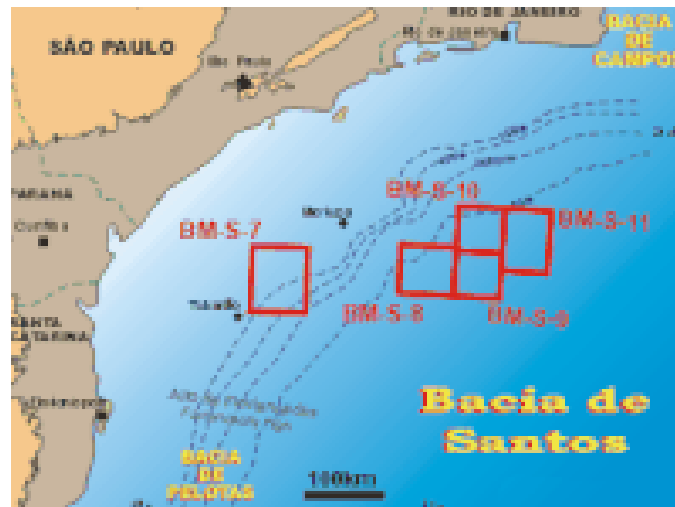
Bijlage 2: Injection Test System at the Michigan Basin (Diagram)

<http://216.109.210.162/MichiganBasin.aspx>



Bijlage 3: Petrobras' CO₂ injection project to serve as a test for the pre-salt

Published Oct 5, 2009



In November, Petrobras will start injecting high-pressure CO₂ into the Miranga onshore field, in the municipality of Pojuca, state of Bahia, to test technologies that might contribute to future development projects for the Santos Basin's Pre-Salt cluster. The carbon dioxide produced at the future pre-salt fields will be reinjected into the reservoirs themselves to boost the recovery factor.

The Miranga field project foresees the geological sequestration and removal of 370 tons of CO₂ from the atmosphere per day. In addition to the excellent environmental gains it affords for, the technology to be applied will considerably increase the recovery percentage of the oil nestled in that field's reservoir. This project will serve as a proving ground for new technologies that might be applied in other fields to be developed in Brazil, particularly in new pre-salt discoveries, since the reservoirs there have shown the presence of natural CO₂ associated to the oil.

Other alternatives, such as storage in caves or saline reservoirs, are also under analysis. The Miranga field was appointed for the tests on account of its geological characteristics and because of the logistics that are already available at the site.

The technique to be used in Miranga is based on injecting CO₂ under high pressures. In this case, the CO₂ works like a type of solvent that changes the properties of the oil and allows it to flow better through the reservoir-rocks porous system.

Attaining supplementary oil recovery by injecting CO₂ is nothing new to the Company in Brazil. The procedure was first used 28 years ago, in Bahia. When it started experimenting with the concept, Petrobras applied a high-pressure CO₂ injection technique at the Araçás field, in the Recôncavo Basin. In 1991, it deployed a low-pressure CO₂ injection project in the Buracica field, in the same basin. The project was highly successful and resulted in the partial maintenance of the field's oil production for nearly 20 years. Additionally, this technique allowed 600,000 tons of CO₂ to be removed from the atmosphere through the geological sequestration approach.

Bijlage 4: Success marks CO₂ injection into Mt. Simon sandstone MRCSP

October 22, 2009

Demonstration validates promising CO₂ storage candidate in Ohio Valley region

COLUMBUS, OH—The most recent demonstration of injecting carbon dioxide deep underground provides yet another step in proving that this technology (known as carbon capture and sequestration) can be an answer to the challenge of curbing greenhouse gases that are vented into Earth's atmosphere.

The injection of 1,000 tons of carbon dioxide (CO₂) into the ground at Duke's East Bend power station near the town of Rabbit Hash, KY was completed in September. Predictions of the geological structure and injectivity potential at the site proved to be largely consistent with field observations from drilling and injection rates. The predictions were made by geologists from the Midwest Regional Carbon Sequestration Partnership (MRCSP), led by Battelle, the world's largest independent R&D organization. The MRCSP is one of seven partnerships in the U.S. Department of Energy's (DOE's) Regional Carbon Sequestration Partnership Program, managed by the National Energy Technology Laboratory (NETL).

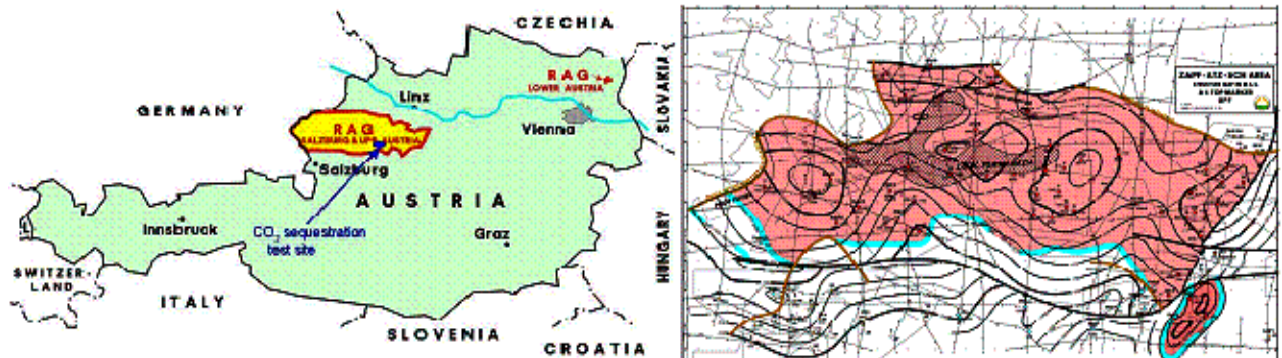
Injection rates of about 45 metric tons per hour of CO₂ (equivalent to over 1,000 metric tons per day) were sustained in the short-term test. These rates, limited by the capacity of the injection equipment at the site, indicate good injectivity into this segment of the Mount Simon Sandstone, a geologic deep saline formation that's widespread under much of the Midwestern United States. The Mt. Simon Sandstone is believed to have large storage potential.

This DOE Phase II validation phase demonstration was the first-ever such injection into the Mt. Simon. When incorporated into the MRCSP's regional maps and computer simulations, the test results will add much to the understanding of the CO₂ storage potential in the Mt. Simon.

"This test bodes well for the potential of long-term carbon dioxide storage in the Mt. Simon reservoir in this area," said Chuck McConnell, Battelle's Vice President of Carbon Management. "We predicted good things and good things happened."

Bijlage 5: Atzbach-Schwanenstadt gas field

(Austria, operated by Rohoel)



The Atzbach-Schwanenstadt gas field is situated in central northern Austria, between Salzburg and Linz. This onshore sandstone gas field at approximately 1.600 m below the surface is almost empty. Rohoel AG considers its transformation into a CO₂ storage site and possibly tests the suitability of CO₂ injection for Enhanced Gas Recovery. Potential CO₂ sources are a paper mill (emitting about 200 000 tonnes CO₂ per year) and a fertiliser plant (emitting about 100 000 tonnes CO₂ per year). Transport of CO₂ may be by trucks. Injection into the field may start towards the end of the project period, given positive results of the study and financing by industrial partners.

Bijlage 6: Greenville

By Ben Sutherly, Staff Writer, Dayton Daily News
Updated 10:57 PM Thursday, August 20, 2009

A proposed \$92.8 million carbon sequestration project in Darke County has been abandoned “due to business considerations,” according to the controversial project’s lead partner.

The project had drawn growing opposition from the Darke County community in recent weeks, including from local officials and state Reps. Jim Zehringer (R-Fort Recovery) and Richard Adams (R-Troy), county representatives who both said there were too many unanswered questions surrounding the injection of carbon dioxide from an ethanol plant underground.

Opponents said they feared an impact on property values and potential seismic activity from injecting the carbon dioxide underground, among other concerns.

“I think it’s fantastic,” Anne Vehre, an organizer of a citizens group that opposed the project, said Thursday, Aug. 20. “I was absolutely stunned (by the decision to abandon the project). We all were.”

The project would have injected carbon dioxide from a nearby ethanol plant more than 3,000 feet underground.

Most of the project’s funding, \$61 million, would have come from the federal government. The Midwest Regional Carbon Sequestration Partnership, managed by Battelle in Columbus, would have contributed \$32 million, including \$3 million in state funding.

Battelle spokesman T.R. Massey declined to elaborate on the business decisions that Battelle cited in saying it was no longer pursuing the project, saying only, “Economics mean a lot.”

The Andersons Marathon Ethanol LLC, Ohio’s largest ethanol plant, generates annually more than 250,000 tons of carbon dioxide, a greenhouse gas thought to contribute to climate change. Virtually all of it would have been injected underground if a porous rock layer filled with saltwater far beneath the ethanol plant had been deemed suitable.

The project hadn’t been far enough along for the ethanol plant’s owners to decide whether to allow it on their property, said Neill McKinstry, vice president and general manager of The Andersons’ ethanol division.

But to date, McKinstry said he hadn’t been assured to his satisfaction that any environmental contingencies, however remote, would be addressed.

McKinstry said he was disappointed that some local citizens seemed to feel ethanol plant officials didn’t have the community’s best interests at heart. He’s concerned the area might get an activist reputation that could discourage future business investment.

“We didn’t come to Greenville in order to be a bad corporate citizen,” he said. “What is concerning to me is that the community so quickly assumed otherwise.”

Bijlage 7: Well test results and reservoir performance for a carbon dioxide injection test in the Bass Islands Dolomite in the Michigan Basin

September 2009; v. 16; no. 3; p. 153-162; DOI: 10.1306/eg.04080909001.

© 2009 American Association of Petroleum Geologists (AAPG)

Joel Sminchak¹, Neeraj Gupta² and Jacqueline Gerst³

¹ Battelle, 505 King Ave, Columbus, Ohio 43201; sminchak@battelle.org

² Battelle, 505 King Ave, Columbus, Ohio 43201

³ Battelle, 505 King Ave, Columbus, Ohio 43201

Joel Sminchak has worked at Battelle since 1997 as a research scientist with a focus on carbon sequestration and hydrogeology. He earned his B.S. degree in geology from the University of Dayton and his M.S. degree in hydrogeology from Ohio State University.

Neeraj Gupta is the senior research leader for carbon management at Battelle. He received his Ph.D. in hydrogeology from Ohio State University, his M.S. degree in geochemistry from George Washington University, and his M.Sc. and B.Sc. degrees in geology from Panjab University, India.

Jacqueline Gerst is a geophysicist at Battelle with an emphasis on carbon sequestration research. She has a B.S. degree in applied physics and geology and an M.S. degree in geology from Rensselaer Polytechnic Institute.

Analysis of well test results and reservoir behavior is presented for a 10,241-t carbon dioxide (CO₂) injection test in the Michigan Basin. The test site was located in Otsego County, Michigan, and was part of the Midwest Regional Carbon Sequestration Partnership (MRCSP) program. The injection target was a deep saline rock formation, named the Bass Islands Dolomite, at a depth of 1049–1071 m (3442–3514 ft). Rock core tests on this formation suggested an average permeability of 22 md and porosity of 13% across 22 m (72 ft). Hydraulic monitoring included metering injection at the wellhead and downhole pressure and temperature logging in the injection well and a nearby deep monitoring well. Pressure response curves were analyzed for a step-rate injection and shut-in recovery tests. Downhole pressure in the injection well was approximately 13,800–13,930 kPa at injection rates of 400–600 t CO₂ per day. Step-rate injection testing suggested that injection rates of several hundred thousand metric tons CO₂ per year may be sustainable in a single well. Injection test pressure falloff analysis showed that the overall reservoir permeability may be more than twice as high as indicated from rock core tests. This successful test provides extremely valuable field information on all aspects of the CO₂ storage feasibility for both the test region and the broader deployment of the technology.

Bijlage 8: CO₂ Injection Field Tests Begin

September 10, 2009

Researchers at CONSOL Energy, West Virginia Univ., and the National Energy Technology Laboratory have begun injecting carbon dioxide in a first-of-a-kind field trial of enhanced coalbed methane recovery with simultaneous CO₂ sequestration.

The ultimate goal of the [Dept. of Energy](#)-backed project is to help mitigate climate change by providing an effective and economic means to permanently store CO₂ in unmineable coal seams.

The \$13 million field trial is located in Marshall County, W.Va. The site was chosen because of its accessibility, availability, and typical northern Appalachian topography and geology.

In advance of the CO₂ injection, horizontal coalbed methane wells were drilled in a modified five-spot pattern over a 200-acre area into the unminable Upper Freeport coal seam, 1,200 to 1,800 ft below ground, and separately into the overlying minable Pittsburgh coal seam. These wells have been producing coalbed methane and water since 2004. The center wells in the Upper Freeport seam have now been converted to CO₂ injection wells, and a Class II underground injection control permit was obtained from the West Virginia Dept. of Environmental Protection Office of Oil and Gas.

Researchers plan to inject CO₂ at a pressure of up to 700 psi and a rate of about 27 short tons/day over the next 2 years into the center wells in the Upper Freeport coal seam. The impacts of CO₂ injection on the production and composition of the coalbed methane produced in the peripheral and overlying wells will be carefully monitored. Injection will stop when either 20,000 short tons have been injected or the coalbed methane from the peripheral or overlying wells becomes contaminated with CO₂.

The field test is incorporating numerous site characterization and monitoring activities to ensure the safety and efficacy of CO₂ injection. These activities, which will continue for 2 years after CO₂ ceases, include:

- * Monitoring gas and water produced from active coalbed methane wells and abandoned deep gas wells in the area.
- * Monitoring the quality of groundwater and stream water.
- * Soil gas monitoring.
- * Perfluorocarbon tracer testing.
- * Use of surface tilt meters to measure reservoir deflection and track movement of the CO₂ plume.

NETL researchers are playing a large role in computational modeling and monitoring for the project. Pre-test injection simulations they conducted in collaboration with [WVU](#) and the Zero Emission Research and Technology team, headquartered at [Montana State Univ.](#), will help determine reservoir properties, CO₂-injection and methane-production rates, and structural responses of the reservoir.

This work will provide data to formulate effective CO₂ injection procedures, evaluate the CO₂ adsorption capacity of an Appalachian coal seam, and assess the economic feasibility of this potential greenhouse gas mitigation approach.

In July 2007, two observation wells were drilled at the Marshall County site, and core samples were collected for laboratory analysis. Information from the core samples, such as pressure, production

data, and composition of the produced gases, helped identify the Upper Freeport seam's capacity for CO₂ storage. The core samples also provided information about the coal seam that NETL researchers are now using in simulations of CO₂ injection and coalbed methane production.

Monitoring-and-simulation is an iterative process. NETL researchers will collect monitored data—such as the amount, rate, and pressure of the injected CO₂—and feed it back into their simulations to help update predictions. This cycle, which could last up to a year, will improve understanding in a short period of time of what is required for the injection process.

Many factors are expected to affect this field test; one of the most important may be coal swelling. When CO₂ is stored in a coal seam, the coal can swell. This reduces permeability (ability of CO₂ to flow through the coal), which in turn reduces injectivity (ability to receive the CO₂).

It's believed that horizontal wells will help minimize the negative effects of coal swelling. NETL researchers have also developed a coal-swelling model for use in simulations to help predict this behavior.

Bijlage 9: Opmerkelijke verandering van feiten in een jonge wetenschap

Geologie is een jonge wetenschap. Dat heeft in een aantal gevallen na slechts 10 tot 20 jaar tot een volledig afwijkende verklaring van de verschijnselen geleid. Er worden hier een viertal frappante voorbeelden genoemd, te weten:

- 1) aardbevingen bij gaswinning
- 2) opbergen van radioactief afval in lekvrij zout
- 3) onmogelijkheid van bodemstijging bij gasopslag
- 4) zwelklei ja of nee

Ad 1) Vanaf de tachtiger jaren werd door een aantal geologen verklaard dat aardbevingen in Nederland door de gaswinning werden getriggerd. Na vele jaren van ontkenning wordt een en ander nu als volkomen waar aanvaard.

Ad 2) In de Asse-mijn in Duitsland is radioactief afval opgeslagen. 20 jaar geleden werd aan ons (waaronder HIT) door alle medewerkers aan het OPLA-onderzoek en in de Duitse centra verklaard dat het afval aldaar veilig was en nooit met water in contact zou kunnen komen. De situatie nu wordt door bepaalde kenners desastreus geacht. In januari 2010 heeft de Duitse milieuminister besloten om het opgeslagen afval weg te halen en de opslag te sluiten.

Ad 3) Bij het opstellen van de MER voor gasopslag in Nederland (Grijpskerk, Langelo en Alkmaar) werd het volkomen onmogelijk geacht dat de bodem in deze omgeving (weer) zou stijgen door gasopslag. Tot eind negentiger jaren werd diegene die dit suggereerde als incompetent beschouwd. Inmiddels wordt door dezelfde organisaties met verve verklaard dat het normaal is dat er bodemstijging optreedt en dat dit altijd al werd verwacht.¹⁸

Website Shell:

Door CO₂-opslag kan de bodem, waar die eerst was gedaald, weer opnieuw gaan stijgen. Uit de ervaringen met ondergrondse gasopslag is bekend dat dit maximaal 80% van de eerder ontstane bodemdaling zal zijn. In Barendrecht betekent dat ongeveer 1,5 centimeter in het hart van de schotel.

Ad 4) In 2004 heeft HIT onderzoek gedaan naar het voorkomen van kleien die kunnen zwellen en krimpen. De eerste reactie van autoriteiten en geologen was dat er geen millimeter zwelklei in Nederland aanwezig was en dat er absoluut geen verder onderzoek moest worden gedaan. HIT krijgt nog wekelijks meldingen van vermeende schade door zwelklei. Op dit moment loopt er een onderzoek van Deltares naar bodembewegingen in het noorden van ons land.. HIT verwacht – mede na verder eigen onderzoek – dat volgend jaar wordt gerapporteerd dat er (nu?) wel zwelklei aanwezig is op bepaalde plaatsen in het Noorden van het land.

Conclusie

De conclusie moet luiden dat in de jonge wetenschap die geologie is, nog steeds wordt bijgeleerd en dat zaken die onmogelijk werden verondersteld, enige jaren later na het begin van een actie in de ondergrond vanzelfsprekend worden geacht. Ook wordt duidelijk dat stellige conclusies beter niet getrokken kunnen worden zonder een goede analyse en evaluatie.

¹⁸ Volgens TNO gaat het hier om een (80%) elastische, d.w.z. reversibele, deformatie van reservoir gesteente: compactie door gaswinning en de-compactie door gasinjectie. Hard (over)geconsolideerd zandsteen reageert grotendeels elastisch en slecht geconsolideerd gesteente grotendeels niet elastisch (geen bodemstijging). Elk gesteente heeft specifieke eigenschappen en deformatiegedrag.

Geologie:

<http://www.geo.uu.nl/ngv/geologie/geologie.htm>

Geologie, vroeger ook wel aangeduid als 'aardkunde', is een betrekkelijk jonge wetenschap. Aanvankelijk vormde geologie een soort op de aarde gerichte synthese van de 'harde' wetenschappen (vooral scheikunde, natuurkunde en biologie); daar werd als extra factor de tijd aan toegevoegd, omdat tot de geologie nu eenmaal ook de historische ontwikkeling behoort.

Pas in de zestiger jaren van deze eeuw is de geologie uitgegroeid tot wetenschap met een geheel eigen karakter, vooral omdat steeds meer modelmatig gewerkt ging worden, en omdat met die modellen steeds meer stukjes van de legpuzzel op hun plaats vielen.

Bijlage 10: Conclusies en aanbevelingen Van der Gaag et al. 1995 en 1997

Van der Gaag et al. (1995), Een analyse van de haalbaarheid van grootschalige CO₂-opslag in de Nederlandse ondergrond met de nadruk op relevante geologische parameters; studie voor NOVEM Sittard contactnummer Novem/Sittard 222181/0001

Uit conclusies:

- Bepaalde typen van lege of halflege aardgasvelden zijn in principe geschikt om CO₂ op te slaan. Omdat nog niet genoeg bekend is over de reacties van CO₂ met carbonaatgesteenten valt injectie van CO₂ in deze velden vooralsnog af te raden.
- De capaciteit voor CO₂-opslag zal altijd kleiner zijn dan de oorspronkelijke capaciteit.
- De druk bij CO₂-opslag zal vanwege het gevaar op aardtrillingen de oorspronkelijke reservoirdruk niet mogen overschrijden.

Uit aanbevelingen:

- Aanbevolen wordt te onderzoeken of er een mogelijkheid is van een combinatieproef in Nederland van CO₂-injectie en olieproductie, zoals reeds vele jaren in verschillende landen wordt toegepast.
- CO₂-opslag en gasproductie lijkt een optie voor de toekomst wanneer menging kan worden vermeden.
- Aanbevolen wordt om een afwegingskader te maken waarbij het gebruik van lege velden als gasopslag (distributiefunctie) wordt gezet tegenover het gebruik van lege velden als CO₂-opslag.

Van der Gaag et al. (1997), Aanvullend onderzoek met betrekking tot mogelijke CO₂-opslag in de Nederlandse ondergrond met de nadruk op geologische stabiliteit; studie voor Novem Sittard: contractnummer 222103/2006

Uit conclusies:

- Met betrekking tot gasvelden kan worden gesteld dat dit aanvullend onderzoek geen andere conclusies oplevert dan het eerste onderzoek en dat gasvelden in principe geschikt zijn voor opslag voor CO₂. Er bestaan echter grote lokale verschillen waardoor velden voor gewone gasopslag zijn afgewezen terwijl zij een even grote capaciteit bezitten als wel goedgekeurde velden.
- Belangrijke afwegingscriteria hierbij waren vorm (lengte t.o.v. breedte), gas-water contact, type formatie gesteente en integriteit van het veld (stabiliteit van de grensbreuken).
- Gezien het toenemende belang van lege gasvelden voor gasopslag zal de CO₂-optie met deze economisch belangrijke optie moeten wedijveren.
- Er is een groot verschil tussen injectie in “volle aquifers” en injectie in lege aardgasvelden. In Nederland is geen ervaring met het injecteren in “volle aquifers”. Injecteren van CO₂ in volle aquifers kan daarom het best worden getoetst aan ervaringen opgedaan in het buitenland.

Uit aanbevelingen:

1.2. Afweging ondergrondse gasopslag versus CO₂-opslag

- Hier werpt zich weer de uitdrukkelijke vraag op naar een ondergronds bestemmingsplan (Van der Gaag, 1989)
- Het verdient aanbeveling processen nader te onderzoeken die van invloed zijn op de injectiviteit, te denken valt aan het systeem kooldioxide-zout formatiewater, alsmede gedrag en de verspreiding kooldioxide in breukzones. Het verdient aanbeveling om proeven te doen waarbij injectiviteit, drukopbouw, verspreiding en gedrag van de te injecteren vloeistof wordt gemonitord. Aan de hand hiervan kunnen de bestaande modellen worden getoetst.

LITERATUURLIJST

Adrichem van-Boogaert & Kouwe, 1993-1997, Geologie en Mijnbouw / Netherlands Journal of Geosciences 79(1) 2000

Aeschbach-Hertig W., CO₂ in natural gas fields dissolves in water, April 2009

Amesco, Generic Environmental Impact Study on CO₂ Storage, Final Report, 9S0742, 1 July 2007

Bacon D.H., Sminchak J.R., Gerst J.L. and Gupta N., Energy Procedia 1 (2009) 1815-1822, Validation of CO₂ Injection Simulations with Monitoring Well Data

Berge G., April 2005, Feasibility study: CO₂ injection too expensive and too risky

CDA Barendrecht, CDAktueel, December 2008, Het Ledenblad van CDA Barendrecht

Chameides D.B., Building an Underground 'Highway' for carbon Dioxide , July 2008

Cozijnsen J., December 2008, Is de CO₂-markt rijp voor opslag van Kooldioxide

Creatieve Energie, April 2008, Platform Nieuw Gas, Gas aan het werk! Visie op decentrale gastoeepassingen in de gebouwde omgeving

Creatieve Energie, Utrecht, Juli 2008, Vergezichten in gas, Visie en strategie van het Platform Nieuw Gas voor de ontwikkeling van een duurzame gasvoorziening naar 2050

Creatieve Energie, Juni 2009, Nieuw Gas Krant, pagina 7, CO₂-afvang Grootste en schoonste oxyfuelcentrale ter wereld bouwen

Dynamis, Towards Hydrogen and Electricity Production with Carbon Dioxide Capture and Storage, Project no: 019672, 2007-04-03

Energie Dialoog Nederland (EDN), "CO₂-afvang en- opslag: Vijgeblad, noodzakelijk kwaad of wereldkans?", Eindrapport, 17 maart 2009

EnergieGids, "Duitse proef CO₂-opslag kans innovatieve technologieën", november 2009 / Jaargang 2 / Nummer 11

Fagundo J.R., Rodriguez J.E., Torre de la J., Arencibia J.A., Forti P., November 2002, Hydrologic and Hydrochemical characterization of the punta alegre gypsum karst, Cuba

Gaag van der P. Drs., Stenhuis E.J., Januari 1994, Discussie met betrekking tot de kwaliteit van het aardwetenschappelijk onderzoek in het kader van Opla 1988 – 1993

Gaag van der P. Drs., Erop Of Eronder? Verkenning van aardwetenschappelijke mogelijkheden tot herroepelijk opbergen van chemisch afval in de Nederlandse ondergrond, Een programmeringsstudie in opdracht van de Raad voor het Milieu- en Natuuronderzoek, Publicatie RMNO nr. 43, 1990

Gaag van der P. Drs., Poel van de H.M. Dr., Stenhuis E.J., December 1995, Een analyse van de haalbaarheid van grootschalige CO₂-opslag in de Nederlandse ondergrond met de nadruk op relevante geologische parameters

Gaag van der P. Drs., Poel van de H.M. Dr., Stenhuis E.J., Augustus 1996 en April 1997, Aanvullend onderzoek met betrekking tot mogelijke CO₂-opslag in de Nederlandse ondergrond met de nadruk op geologische stabiliteit

Geothermal Heat and Abandoned Gas Reservoirs in the Netherlands
<http://iga.igg.cnr.it/pdf/WGC/2005/1177.pdf> of <http://www.geothermal-energy.org/>

GRASP, SCR Cambridge (UK), Well & Reservoir Injectivity Assessment, October 2008

Gross S., Honeywell's UOP Works with vaperma to offer enhanced energy efficiency in ethanol production, Illinois, 11 March 2009

Hennings J., Kopp A., Bastard Le E., Brandt W., 2009, Thermal effects during CO₂ injection and well cementing at Ketzin, Vol 11.

Holloway S., Carbon Dioxide capture and geological storage, Jacobs M., February 2009, DOE Partner Begins Injecting 50,000 Tons of CO₂ in Michigan Basin

Holst van der E.J.B., September 1996, Underground Oil and Gas Storage, with a case study for LPG storage in the Port of Rotterdam, Memoirs of the Centre of Engineering Geology in the Netherlands, No.141

Holst van der E.J.B., Roest J.P.A., Oktober 1996, Ondiepe ondergrondse opslag van vloeibaar aardgas en andere koolwaterstoffen

Jacobs M., May 2009, Small-Scale Carbon Sequestration Field Test Yields Significant Lessons Learned

Kirk K.L., 2006, The potential of large UK offshore gas fields for storing CO₂ emissions from E.ON power stations, British Geological Survey, 42pp.

Laboratory For Energy And The Environment, August 2003, The Economics Of CO₂ Storage

Lei X., G. Yu, S. Ma, X. Wen and Q. Wang (2008), Earthquakes induced by water injection at ~ 3 km depth within the Rongchang gas field, Chongqing, China

Marcelis C.L.M., Maart 2009, Opdracht toetsingskader CO₂ opslag

Maciej Radosz, Xudong Hu, Kaspars Krutkramelis, and Youging, Shen, Fighting carbon with carbon: new low-cost filter halves CO₂-capture costs, May 21, 2008

Milieu – Dier en Natuur, CO₂-opslag in Geleen en Barendrecht, 18 februari 2009

Ministerie van Economische Zaken, 16 juni 1994, Weekblad, Kamervragen over gasopslag

Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer, december 1990, Technology and cost of recovering and storing carbon dioxide from an integrated gasifier, combined cycle plant, nr. 92

Nagelhout A.C.G. en Roest J.P.A., Oktober 1996, Diepe ondergrondse gasopslag in het Rijnmond-gebied (Een verkenning)

Nederlandse Emissieautoriteit (NEA, Dutch Emissions Authority), Leidraad CO₂-monitoring, februari 2007

NOGEPa, Ministry of Economic Affairs, Potential for CO₂ storage in depleted gas fields on the Dutch Continental Shelf (2008), Report number B3157/MD-MV20080582

NOGEPa, 2009, Potential for CO₂ storage in depleted gas fields on the Netherlands Continental Shelf, Phase 2: Costs of transport and storage

Oldenburg C.M., 2006 & February 2007, Joule-Thomson Cooling Due to CO₂ Injection into Natural Gas Reservoirs, California

Over J.A. Ir., Vries de J.E. Drs., Amsterdam, mMei 1996, Bureau Milieu en Innovatie B.V., CO₂ – opslag in de bodem, verslag van de workshop, gehouden op 18 januari 1996

Pruess K., On Leakage from Geologic Storage Reservoirs of CO₂, California, 20-22 March 2006, Progress in CO₂-bearing gas field development and CO₂ flooding technology, 2008,

Ramirez, A., Hagedoorn, S., Kramers, L., Wildenborg, T. and Hendriks, C. Screening CO₂ storage options in the Netherlands. International Journal of Greenhouse Gas Control, In Press, Corrected Proof, Available online 27 November 2009

Reliability of a numerical model for CO₂ injection and storage in deep geologic formations depends on, June 2006

Riemersma G., februari 2004, Iedere knal 's nachts betekent weer een scheur

Rotterdam Climate Initiative, June 2007, The World Capital Of CO₂ – Free Energy

Schilling F., Bonneville A., Wurdemann H., April 2009, First European on-shore CO₂ storage site Ketzin (Germany), Oral Programme ERE5

Shell CO₂ Storage B.V., Den Haag, “MER Ondergrondse opslag van CO₂ in Barendrecht”, december 2008

Skinner L., CO₂ Blowouts in Oil Wells: An emerging problem, 2003, vol. 224, no 1, pp. 38-42,

Soest van J.P., juni 2009, Uitnodiging voor een tweede EDN-werkconferentie, o.l.v. Wouke van Scherrenburg

Svenson A.G., 1984, Earthquakes, Earth Scientists and Seismic-Safety planning in California

Toetsingsadvies over het milieueffectrapport, 23 april 2009 / rapportnummer 2047-172, Ondergrondse opslag van CO₂ in Barendrecht

Tossel, Juli 2009, New Molecule Could Lead to New CO₂ Capture Methods

Touch Oil and Gas, CO₂ for Enhanced Oil Recovery Needs, Norway (2005)

TU Delft, Technisch geologisch onderzoek naar CO₂-opslag in het Barendrecht veld, 20 augustus 2009, repository.tudelft.nl/assets/uuid:516b60b1-1204-495c.../finalbscthesis.pdf.

Velde van der R, Mieog J., Breunese J., Remmelts G., DHV & TNO, June 2008, Potential for CO₂ storage in depleted gas fields at the Dutch Continental Shelf, B3157 / MD-MV20080582 2008-U-R0674/A

Visser de H.P. (2009), Commentaar rapport toetsingskader CO₂-opslag

Waterloopkundig laboratorium, DLO-Instituut voor Bos- en Natuuronderzoek, januari 1995, Monitoring effecten van bodemdaling op Ameland-Oost, eerste evaluatie na 8 jaar gaswinning

Wildenborg T., April 2009, CO₂ opslag, monitoring en veiligheid, Driebergen

Wilson K., Lynch M., Drilling of Test Well to Research Carbon Dioxide Storage is Underway in Western Kentucky, April 2009

Winningsplan Botlek-veld, december 2003,
http://www.nlog.nl/wipla/Public_Winningsplan_Botlek.pdf

Zettlitzer M., Moller F., Wurdemann H., Lokay P., 2009, Reestablishment of Proper Injectivity of the CO₂-Injection Well Ketzin-201, Vol 11.

Zuurdeeg B.W. & Drabe K.E., Geochem research, januari 1996, (concept) Verkennende modellering van de verspreiding en ontsnapping van ondergronds kooldioxide

LIJST WEBSITES

www.ad.nl/rotterdam/stad/3109895/Shell_boos_om_voorpagina_over_CO2.html

www.agu.org

www.citizensagainstco2sequestration.blogspot.com

www.cnpc.com.cn

www.co2sink.org/publications/GHGT8_IWS_UniStuttgart.pdf

www.co2-cato.nl/modules

www.co2-cato.nl

www.cordis.europa.eu

www.creatieve/energie.nl

www.ecn.nl

www.energieportal.nl

www.energysquare.nl/news/News.aspx?id=9&dossierId=5

www.fossil.energy.gov

www.fossil.energy.gov

www.grasp-co2.eu

www.greenbang.com/scottishpower-launches-longannet-carbon-capture-test

www.greencarcongress.com

www.meetingorganizer.copernicus.org

www.news.mongabay.com

www.nicholas.duke.edu

www.nora.nerc.ac.uk

www.npd.no

www.nrc.nl/economie

www.refdag.nl

www.sciencedirect.com

www.scielo.org.ve

www.scopus.com

www.shell.nl

www.touchoilandgas.com

www.uky.edu/KGS/announce/joint_project.htm

www.volkskrant.nl/binnenland

www.vrom.nl