

Prepared for:

Royal Haskoning B.V. Milieu
Deelrapport opslag CO₂
voor de Milieueffectenrapportage CCS Maasvlakte
Projectnummer 9V7319.20

PanTerra Geoconsultants B.V.
Weversbaan 1-3
2352 BZ Leiderdorp
The Netherlands
Tel. +31 71 581 35 05
Fax +31 71 301 08 02
ABNAMRO bank 49 28 54 319
E-mail info@panterra.nl

Geschiedenis en Beschrijving van de P18 velden

A van de Weerd

PanTerra Geoconsultants

Reviewed: door A. A. Speksnijder

THIS REPORT contains analyses opinions or interpretations which are based on observations and materials supplied by the client to whom, and for whose exclusive and confidential use, this report is made. The interpretations or opinions expressed represent the best judgement of PanTerra Geoconsultants B.V. (all errors and omissions excepted); PanTerra Geoconsultants B.V. and its officers and employees, assume no responsibility and make no warranty or representations, as to the productivity, proper operations, or profitableness of any oil, gas, water or other mineral well or sand in connection which such report is used or relied upon.

Introductie	7
Introductie	7
Geschiedenis van de P18 Winningvergunning.	9
Geologische Beschrijving van de P/18 velden.....	12
Het West Nederland Bekken.....	12
Tertiair.....	18
Boven Krijt.....	18
Onder Krijt.....	18
Jura.....	18
Trias	19
Perm	19
Carboon.....	19
De tektoniek van het West Nederland Bekken	22
Trias –Midden Jura	22
Laat Jura - Vroeg Krijt.....	22
Laat Krijt - Oligoceen	22
Oligoceen - nu.....	23
De structuren van de olie en gas velden.....	23
Petroleum systemen van het West Nederland Bekken.	23
De structuur van de P18 velden	26
Reservoir	28
Gascompositie.....	29
De deklaag van de P/18 velden.....	29
De laterale afsluiting van de P/18 velden	30
P/18-2 veld.....	31
Reservoir modellen en de vergelijking met de productiegeschiedenis.....	32
P/18-4 veld.....	33
Het P/18-4 geologisch model en de productiegeschiedenis.....	35
Het P/18-6 veld	35
Het P/18-6 geologisch model en de productiegeschiedenis.....	36
Bodemdaling en seismische activiteit als gevolg van gasproductie	36
De plannen voor CO ₂ Injectie	36
Opslag capaciteit en injectie tempo van CO ₂ in de verschillende velden.....	36
Injectie Plan	37
Risico beheersing, CO ₂ lekkage mogelijkheden.....	38
Inleiding	38
Mogelijke lekkage door de deklaag	38
De aard van de afsluitende bovenlagen	38
Onderzoek en resultaten mechanische gedrag, afsluitende bovenlagen en breuken	39
Onderzoek en resultaten: geochemie van afsluitende bovenlagen (caprock of seal)	40
Onderzoek en resultaten: geochemie van het reservoir	40
CO ₂ lekkage via het overstromingspunt (“spillpoint”) van het reservoir	40
Lekkage langs breuken	42
Reactivatie van breuken.....	42
Gas migratie te zien op seismische lijnen	43

Beschrijving van de P/18 gasvelden.:

Lekkage mogelijkheden bij de putten.	43
Lekkages mogelijkheden aan de buitenkant van de putverbuizing.	44
Lekkages aan de binnenkant van de putverbuizing.	44
Definitieve afsluiting van de putten.	45
Status van de P18 putten.	45
Zijtakken (“sidetracks”)	46
Samenvatting en aanbevelingen van de put inventarisatie studies	47
Referenties	48

Figuur 1 Schema van het CO ₂ opslag project.	7
Figuur 2. Kaart van P18 en directe omgeving. Gas velden en gas pijpleiding zijn rood, olievelen en oliepijpleiding zijn groen. (Kaartje van TAQA.)	8
Figuur 3 Kaart van P18, detail van Figuur 2. (Kaartje afkomstig van TAQA.)	10
Figuur 4. Jaar productie van de P18a en P18c winningvergunnings. Cumulatieve productie (tot en met 2009) is 17343,5 miljoen standaard M ³ (17.3 Bcm).	11
Figuur 5. Kaartje van Nederland met daarin aangegeven de structurele elementen in de diepe ondergrond. De locatie van de P18 velden zijn aangegeven alsook de locatie van Barendrecht. De profiel doorsneden worden getoond in Figuur 6 en 7.	12
Figuur 6. Doorsnede door Nederland met het West Nederland Bekken. De kaart van Figuur 5 laat de locatie zien van deze doorsnede. (Figuur naar De Jager, 1997.)	13
Figuur 7. Doorsnede door het West Nederland Bekken in de omgeving van Rotterdam. Vergelijk met Figuur 6. De locatie van deze doorsnede is aangegeven in Figuur 5. De olievelen in het Onder Krijt en de gas velden in de Trias zijn aangegeven. (Figuur naar De Jager, 1997.)	13
Figuur 8. Sterk vereenvoudigde doorsnede door de P/18 velden. De putten zijn geprojecteerd in het vlak van doorsnede. (Figuur uit TAQA, 2009.)	14
Figuur 9. Bovengedeelte van de gesteentekolom in P18 gebaseerd op de verticale P18-1 put. De gele lagen in het Tertiair zijn aquifers. Het ondergedeelte is weergegeven in Figuur 10.	15
Figuur 10. Ondergedeelte van de gesteentekolom gebaseerd op de verticale P18-1 put. De roze lagen (Trias en Perm) bevatten gas. In deze put is olie aanwezig in zandstenen van de Nieuwerkerk Formatie en in de Ijsselmonde / Berkel/ Rijswijk Members. In de Holland Greensand Member zijn sporen van olie gevonden. In andere putten in P18 zijn deze lagen watervoerend. (Stratigrafische kolom aangepast naar de "condensed well log" van P18-01.)	16
Figuur 11. Gamma Ray en Sonic logs van de P18-2 put. Aangegeven zijn de reservoirs, aquifers en afsluitende laag pakketten (= "seals"). De reservoir-aquifer pakketten kunnen water, olie of gas bevatten. (Figuur uit Vandeweyer et al, 2010.)	17
Figuur 12. Profiel met de putten van de P/18 velden. De putten zijn naast elkaar geplaatst zodat ze direct met elkaar kunnen worden vergeleken. De curve is de natuurlijke gamma stralingcurve (GR curve). Gedeeltes van de vier reservoirs zijn goed en gedeeltes zijn niet goed: in de kolom rechts van de curve betekent oranje dat de porositeit laag (niet goed) en dat er geen gas uit is gewonnen, groen is goed. B= barrière, GB = gedeeltelijke barrière.	20
Figuur 13. Bepaling van gesteentetype in het afsluitend laagpakket van de Boven Trias door middel van boorgatmetingen. Alleen de top van het Trias gasreservoir is aangegeven. (Figuur uit Vandeweyer et al, 2010.)	21
Figuur 14. Mogelijke migratieroute (met pijlen aangegeven) van gas uit de Posidonia Formatie langs een breukzone. (Figuur uit Vandeweyer et al, 2011.)	24
Figuur 15., Seismische lijn over de P/18-2 en P/18-6 velden. De gas velden zijn duidelijk te zien als horstblokken op het niveau van de Trias. Ook is duidelijk te zien dat er een zwakke anticlinale structuur is op het niveau van de top Jura (= basis .Krijt). Op deze figuur zijn niet alle breuken ingetekend, vooral in het Krijt zijn maar enkele breuken ingetekend. (Figuur uit Petrel model, Vandeweyer et al, 2011)	25

- Figuur 16. Dieptekaart van het P/18-2 veld in het noordoostelijke deel van het P18 Blok. Aan de noord kant is het P15 Blok, aan de oostkant het Q16 blok. De contourlijnen zijn dieptelijnen van de top van het Trias reservoir. Alleen het met gas gevulde Trias reservoir van het P18/-2 veld is op dit kaartje rood gekleurd. Aangegeven op deze kaart zijn de oppervlakte locatie van het P18A platform en de locaties (blauw) waar de putten het reservoir doorboren. Met uitzondering van P18-2 zijn al de putten gedeveerd en geboord vanaf het P18 platform. (Figuur uit TAQA 2009.)..... 26
- Figuur 17. Dieptekaart van de P/18 velden. De contourlijnen zijn dieptelijnen van de top van het Trias reservoir. Het met gas gevulde Trias reservoir is op dit kaartje rood gekleurd, in deze kaart is aangenomen dat het gas-water-contact op een diepte van – 3680 m ligt. Aangegeven op deze kaart zijn de oppervlaktelocatie van het P18A platform en de locaties waar de putten het reservoir doorboren. Met uitzondering van P18-2 zijn al de putten gedeveerd en geboord vanaf het P18 platform. (Figuur uit Vandeweyer,2011.)..... 27
- Figuur 18. Kaartje van de drie P/18 velden met daarin schematisch aangegeven de belangrijke breuken (aangegeven met F en een nummer) en de verschillende reservoir compartimenten aangegeven met verschillende kleuren. Er zijn twee type breuken: 1) in rood de breuken met aan één kant Trias reservoir en aan de andere kant schalie (Trias en/of Jura); 2) bruine stippellijnen zijn breuken met aan beide zijden de Trias reservoir sectie. Naar het NW (in de richting van de breuken F17, F16 en F55) duikt het Trias lagenpakket onder het gas-water-contact. (Figuur uit Vandeweyer et al, 2011.)..... 30
- Figuur 19. Dieptekaart van het Trias reservoir van het P/18-4 veld. Het veld wordt aan de NW kant begrensd door het P15-9E veld. P/18-04 veld en de breuken zijn rood ingekleurd. (Figuur uit TAQA 2009.)..... 31
- Figuur 20. Dieptekaart van het Trias reservoir van het P/18-6 veld. Het langwerpige veld is voor een gedeelte gelegen in het P18 blok en wordt doorboord door de P18-6A7 put. Breuken en het gas-voerende reservoir van het P/18-6 veld zijn rood gekleurd. (Figuur uit TAQA 2009.)..... 34
- Figuur 21. Schematische voorstelling van een put met zijtak (“sidetrack”) en enige terminologie. De dieptes worden gemeten in het boorgat (“along hole”) vanaf een referentie punt in de boorinstallatie, meestal de “rotary table”. De hoogte van dit referentie punt t.o.v. gemiddeld zee niveau wordt gemeten. Met behulp van de deviatie data van de put worden vervolgens dieptes omgerekend naar TVD (Total Vertical Depth), t.o.v. het gemiddelde zeeniveau is dat TVDSS (=Total Vertical Depth Sub-Sea). 47

Tabel 1. Reservoir eenheden in de P/18 velden.....	28
Tabel 2. Grootte en enkele gemiddelde reservoir eigenschappen van de drie P/18 gas velden. De gasvolumes zijn de volumes in het reservoir omgerekend naar de volumes bij oppervlakte druk en temperatuur). Zie Figuur 4 voor een grafiek met de jaarlijkse productie. Een Bcm is een biljoen kubieke meter (1000.000.000 M ³); mD is millidarcy, een maat voor de doorlaatbaarheid van een gesteente. (Data uit TAQA 2009.)	28
Tabel 3. P/Z plot data en productie data. Alle p18 velden van Jaarverslagen, Ministerie van Economische Zaken. Cum productie van de velden uit TAQA (2009). Een Bcm is een biljoen kubieke meter, dat is 1000.000.000 M ³ . Een P/Z plot is een druk-volume diagram waaruit het reservoir volume kan worden afgeleid.....	29
Tabel 4. Samenstelling van het gas in de P/18 velden in mol percentages.....	29
Tabel 5. Reservoireigenschappen van het P/18-2 veld. Diktes zijn totale diktes van de formaties (z.g. “gross thickness”) afkomstig van boorprofielen. (Porositeit, permeabiliteit & Sw uit TAQA spreadsheet P18 Bunter-petro-wellAverages.).....	32
Tabel 6. Reservoir eigenschappen van het P/18-04 veld. Dikte is de totale dikte van de formaties (z.g. “gross thickness”), afkomstig van het P18-4A2 boorprofiel. (Porositeit, permeabiliteit & Sw uit TAQA spreadsheet P18 Bunter-petro-wellAverages.)	34
Tabel 7. Reservoireigenschappen van P/18-6 veld. Er is een put in het veld, P18-6A7St1. De basis van de Lower Detfurth en de Volprieausen zijn niet doorboord. (Porositeit, permeabiliteit & Sw uit TAQA spreadsheet P18 Bunter-petro-wellAverages.)	35
Tabel 8 Hoeveelheden CO ₂ die kunnen worden opgeslagen in de drie velden en de mogelijke injectie capaciteit van vier putten (uit Vandeweyer et al, 2011.)	37
Tabel 9. Putten in het P18 Blok. Diepte (TD) van de putten is gemeten langs het boorgat (“along hole”, zie Figuur 21). Zie ook de kaart van Figuur 3, waar alleen de mislukte put P18-2A4 niet op staat.....	46

Introductie

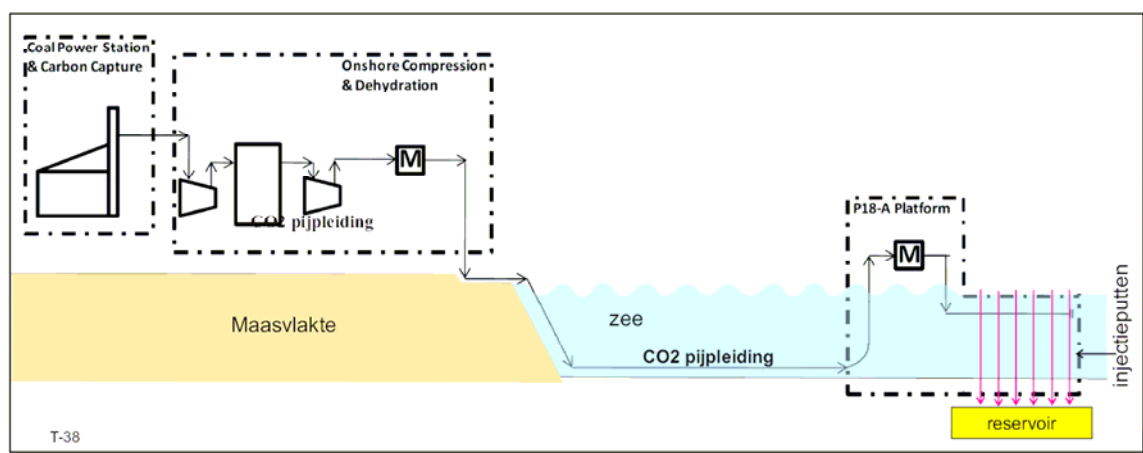
Dit rapport beschrijft de petroleum geologie van de P18 gasvelden. De velden zijn gelegen voor de kust op korte afstand van de Maasvlakte en zijn daarom geschikt voor de opslag van CO₂. Dit rapport is in het Nederlands geschreven zodat het gebruikt kan worden voor de Milieu Effect Reportage (MER). Er is ook een engelse versie van dit rapport gemaakt.

Het hele opslagproject bestaat uit:

- 1) een CO₂ afvanginstallatie een kolengestookte elektriciteitscentrale,
- 2) pijpleiding naar de lege gasvelden in het P18 Blok voor de kust van de Maasvlakte,
- 3) het P18 platform,
- 4) injectie putten en
- 5) ondergrondse reservoir (zie Figuur 1).

Dit rapport gaat over het reservoir (5) en geeft een samenvatting van de putten. De andere delen van het project zoals, platform, pijpleiding en afvanginstallatie worden hier niet behandeld.

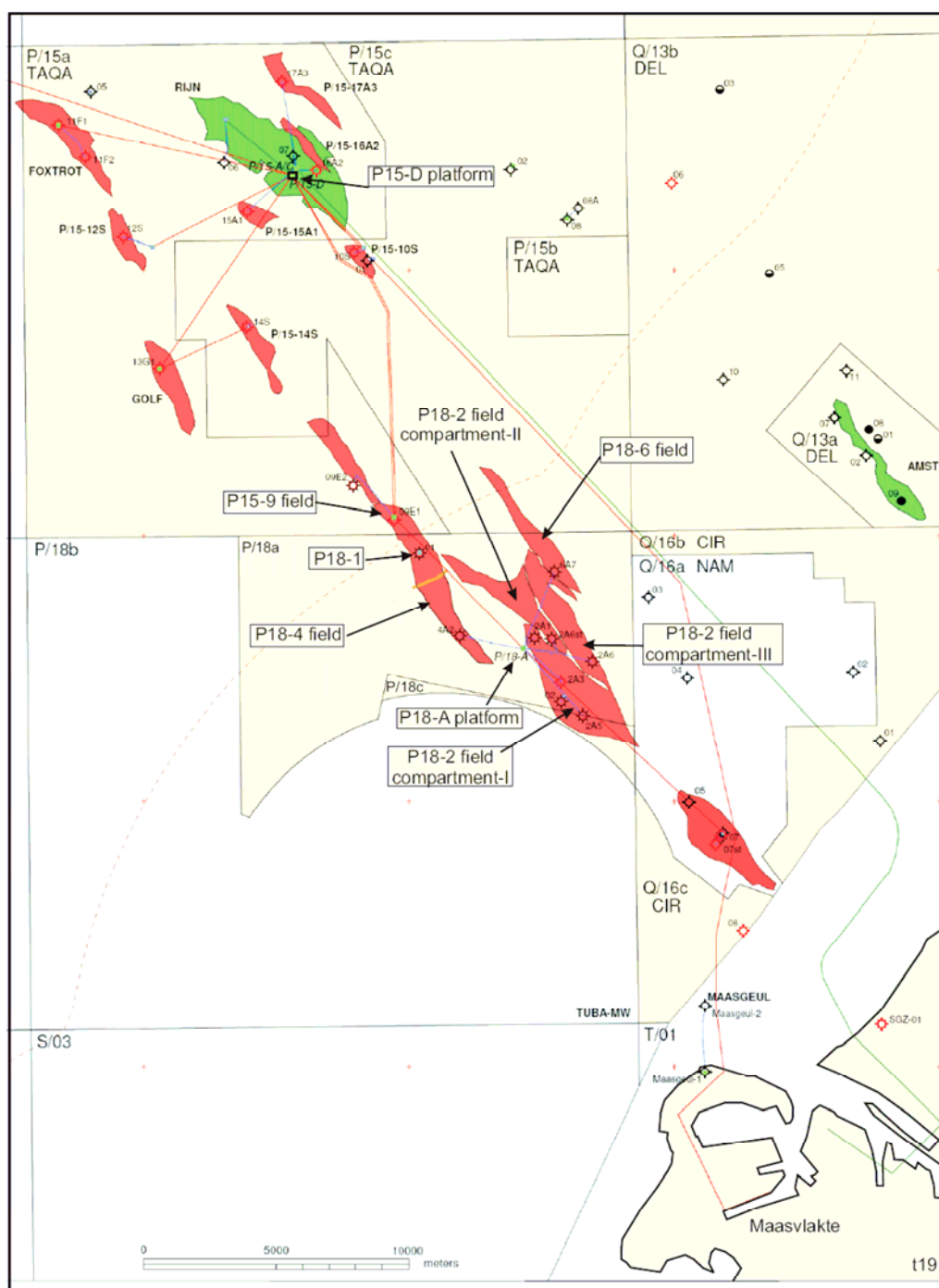
In het P18 offshore blok zijn een drietal gasvelden aanwezig die aan het einde van hun gasproductie zijn; ze zijn bijna leeg en vanwege hun relatief kleine afstand tot de Maasvlakte zijn ze alleen al door hun ligging zeer geschikt voor een CO₂ opslag project. De gasvelden worden beheerd door de maatschappij TAQA en zijn eigendom van TAQA samen met een aantal andere maatschappijen. De elektriciteitscentrale is een samenwerking tussen E-ON en Electrabel. De pijpleiding zal worden aangelegd door GDF-Suez. Samen vormen deze maatschappijen het zogenaamde ROAD¹ project en de Maasvlakte CCS project CV.



Figuur 1 Schema van het CO₂ opslag project.

¹ Road is een acronym van Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratie project.

Beschrijving van de P/18 gasvelden.:



Figuur 2. Kaart van P/18 en directe omgeving. Gas velden en gas pijpleiding zijn rood, olievelden en oliepijpleiding zijn groen². (Kaartje van TAQA.).

² Internationaal is de conventie om gasvelden rood te kleuren en olie velden groen. Alleen in Nederland (TNO) is dat andersom: gasvelden groen, olie velden rood. TAQA volgt de internationale conventie.

Geschiedenis van de P18 Winningvergunning.

1977-1983: exploratie

De geschiedenis van de P18 activiteiten begint in 1977 toen de maatschappij Amoco Nederland BV een opsporingsvergunning verkreeg voor winningvergunning P18a; deze werd vernieuwd in 1983. De opsporingsvergunning voor P18c is verleend in december 1989.

1987-1989: exploratie boringen

De eerste exploratie put, P18-1, werd geboord in de winter van 1987-1988 en ontdekte olie in het Onder Krijt en gas in de Trias. Alleen het gas voorkomen werd getest. De exploratie put P18-2 werd geboord in 1989 en ontdekte gas in de Trias (Figuur 2 & Figuur 3).

1990-1993: evaluatie en productie boringen

Naar aanleiding van deze gasvondsten heeft Amoco een winningsvergunning aangevraagd. De winningsvergunning voor P18a werd verleend in april 1992 en voor P18c in juni 1992.

Al voor de winningsvergunning was verleend, was Amoco begonnen met het boren van evaluatie putten. P18-3 (naam later veranderd in P18-2A1) werd geboord in de zomer van 1990 en is een gas vondst. P18-2A2 werd geboord in het voorjaar van 1991 en is eveneens een gasvondst. P18-4 (naam later veranderd in P18-2A4) werd geboord tijdens het voorjaar en zomer van 1993. Het boren van de P18-2A4 put in 1993 mislukte, de put is niet dieper dan 416 meter. Al deze putten werden geboord vanuit de locatie van het (toekomstige) P18A platform.

1993: plaatsing P18A platform en constructie pijpleiding.

Het gasproductie platform P18A is geplaatst in 1993. Het is een satelliet van het grote gas behandelplatform P15D. Een pijpleiding van P18A naar platform P15D werd gelegd in 1993. Gas productie begint in 1993.

1993-vandaag: gas productie en aanleg van productie putten.

De jaarlijkse gasproductie is weergegeven in de grafiek van Figuur 4. Deze grafiek is gebaseerd op openbare gegevens van TNO en is de totale gasproductie uit alle putten in P18.

Een nieuwe campagne van putten boren werd gestart in 1996. De productieputten P18-2A5, P18-2A6 werden geboord in de winter van 1996-1997. Hun aandeel in de totale gasproductie is te duidelijk zien in de grafiek van Figuur 4.

Een nieuwe zijtak ("sidetrack") werd vanuit P18-2A6 geboord in de zomer van 2003 (P18-2A6-S1), P18-2A7 werd ook die zomer geboord. Deze nieuwe zijtak en nieuwe put leverden een vergroting van de productie op (Figuur 4).

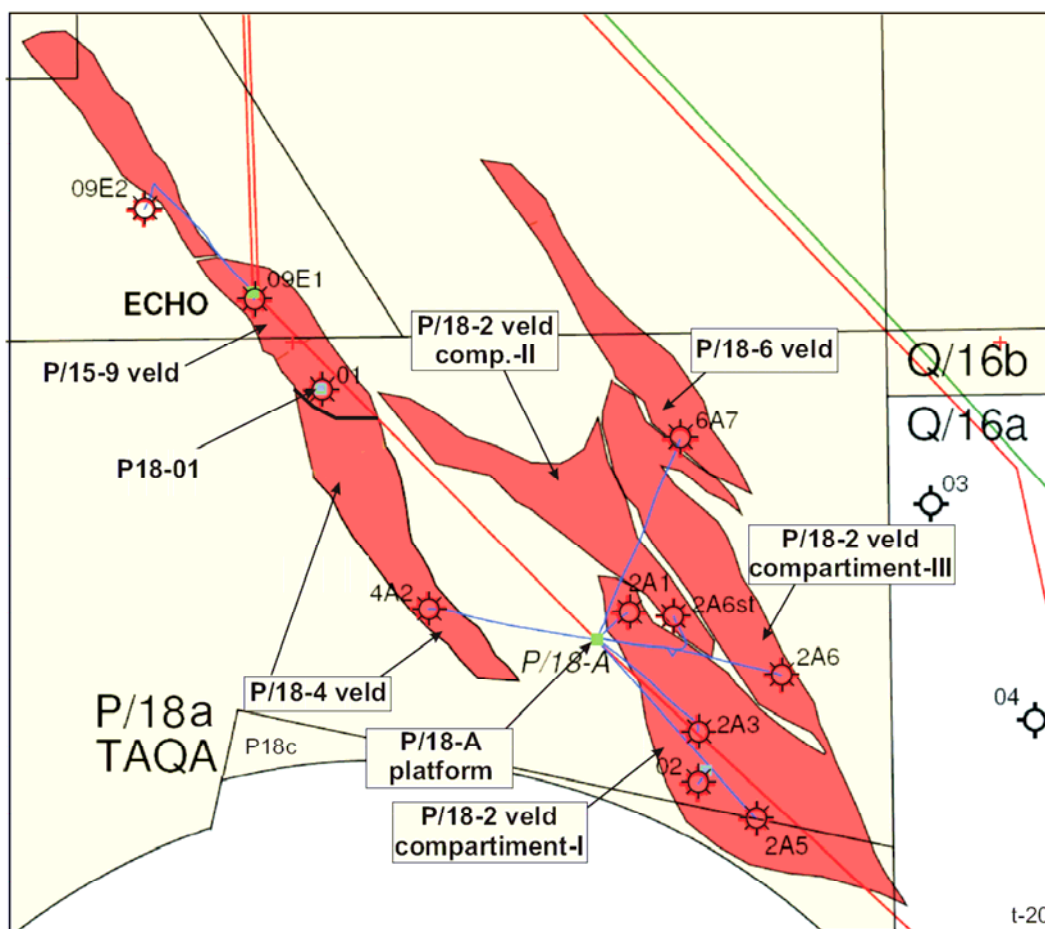
Amoco, inclusief de Nederlandse werkmaatschappijen, werd gekocht door British Petroleum (BP) in 1998. BP verkocht vervolgens de Nederlandse exploratie en productie werkmaatschappij aan TAQA in 2007. De vergunninghouder en uitvoerder voor P18a is

Beschrijving van de P/18 gasvelden.:

nu TAQA. De vergunninghouders van P18c zijn Dana, Dyas en TAQA, terwijl ook hier TAQA de uitvoerder is.

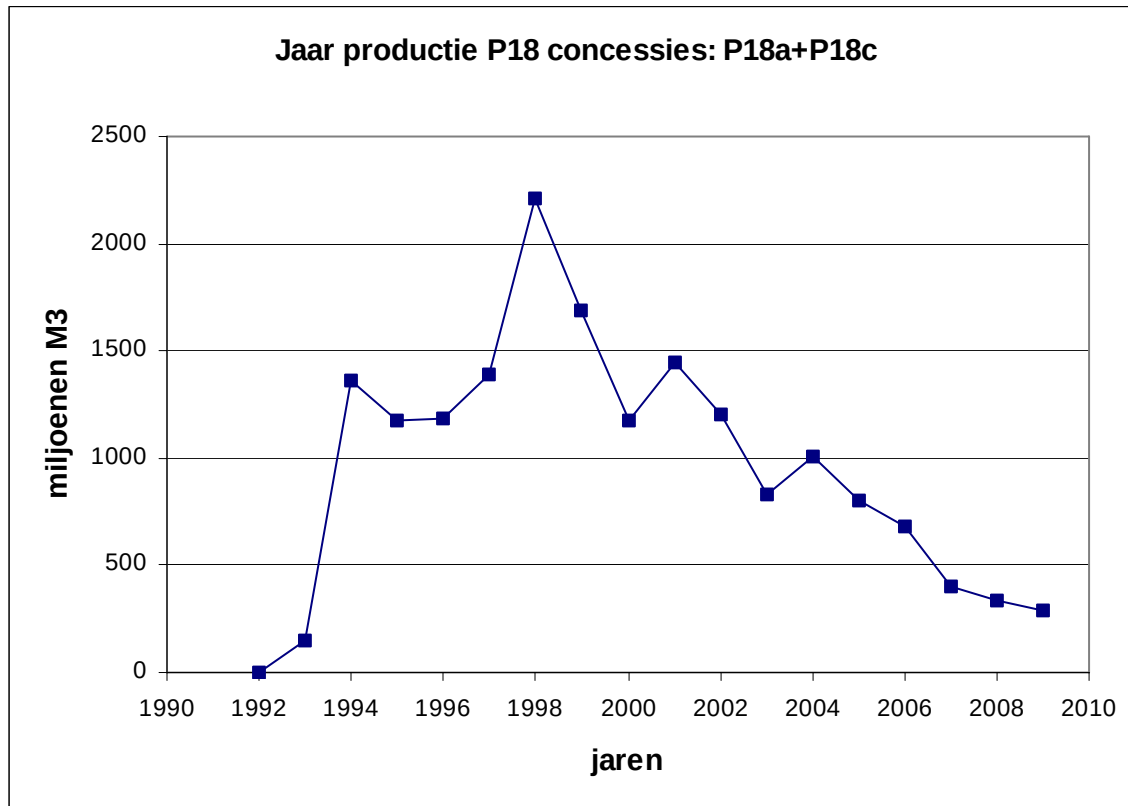
Conclusie

In totaal zijn er in het P18 blok drie gasvelden gevonden. Het gas in alle drie de velden is aanwezig in dezelfde Trias reservoirlagen maar de velden zijn van elkaar gescheiden door breuken. De gasvelden waarin CO₂ zal worden opgeslagen zijn P/18-2, P/18-4 en P/18-6. De velden zijn genoemd naar de putten die de velden hebben ontdekt³.



Figuur 3 Kaart van P18, detail van Figuur 2. (Kaartje afkomstig van TAQA.)

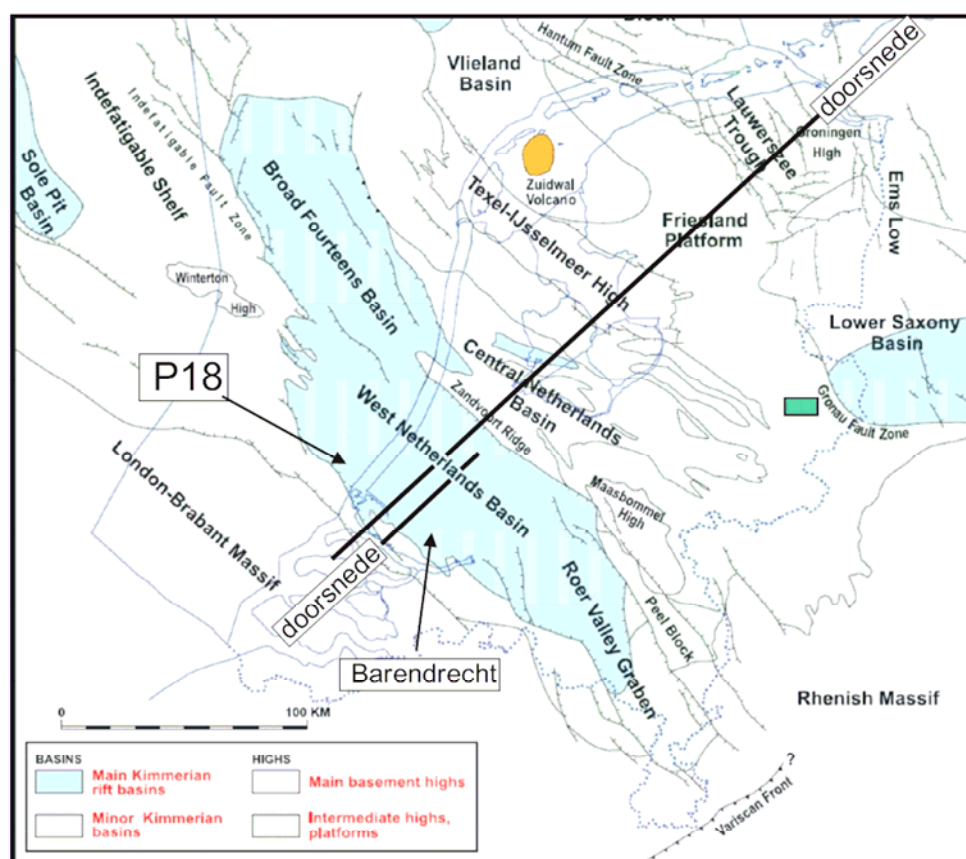
³ Deze naamgeving is aangehouden door de beheerder van de velden en door het bevoegd gezag. De naamgeving is verwarrend omdat velden en putten dezelfde naam hebben. Als onderscheid tussen put en veld is in dit rapport de volgende conventie ingevoerd: het veld is P/18-2, de put is P18-2.



Figuur 4. Jaar productie van de P18a en P18c winningvergunnings. Cumulatieve productie (tot en met 2009) is 17343,5 miljoen standaard M³ (17.3 Bcm).

Geologische Beschrijving van de P/18 velden

Veel gegevens over de ondergrond van Nederland zijn te vinden in “*Geology of the Netherlands*” (een uitgave van de Koninklijke Academie van Wetenschappen uit 2007). Een uitgave in de Nederlandse taal is: “*De ondergrond van Nederland*”, een uitgave van TNO uit 2003. Ook hierin is veel nuttige informatie te vinden over de ondergrond van Nederland. De gegevens waarop dit rapport is gebaseerd zijn afkomstig van TAQA, uit de wetenschappelijke literatuur, uit de openbare gegevens van TNO en uit het haalbaarheid onderzoek uitgevoerd door CATO-2⁴ research groepen (Vandeweyer et al, 2011).



Figuur 5. Kaartje van Nederland met daarin aangegeven de structurele elementen in de diepe ondergrond. De locatie van de P/18 velden zijn aangegeven alsook de locatie van Barendrecht. De profiel doorsneden worden getoond in Figuur 6 en 7.

Het West Nederland Bekken.

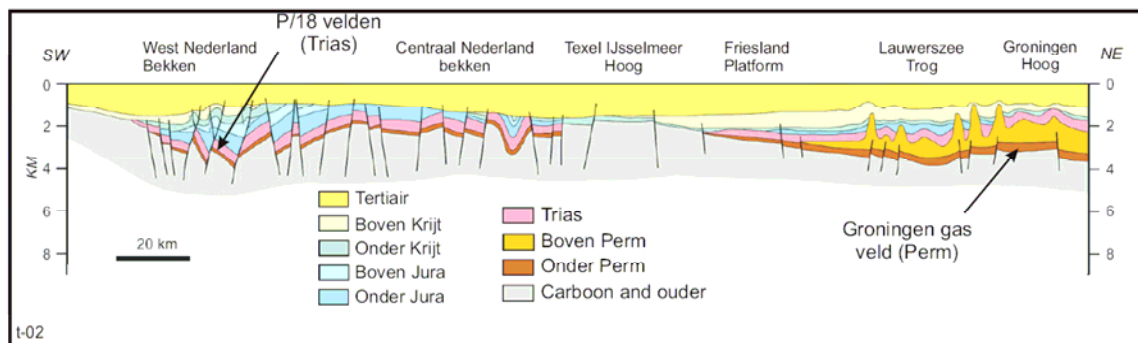
De P/18 velden liggen in het West Nederland Bekken. Dit bekken strekt zich uit in de provincie Zuid Holland en het aangrenzende gebied van de Noordzee (Figuur 5). Naar het zuidoosten toe gaat het bekken over in Roer Vallei Graben. In de Noordzee in het

⁴ CATO een acronym van CO₂ Afvang, Transport en Opslag, het nationale onderzoeks programma voor ondergrondse CO₂ opslag.

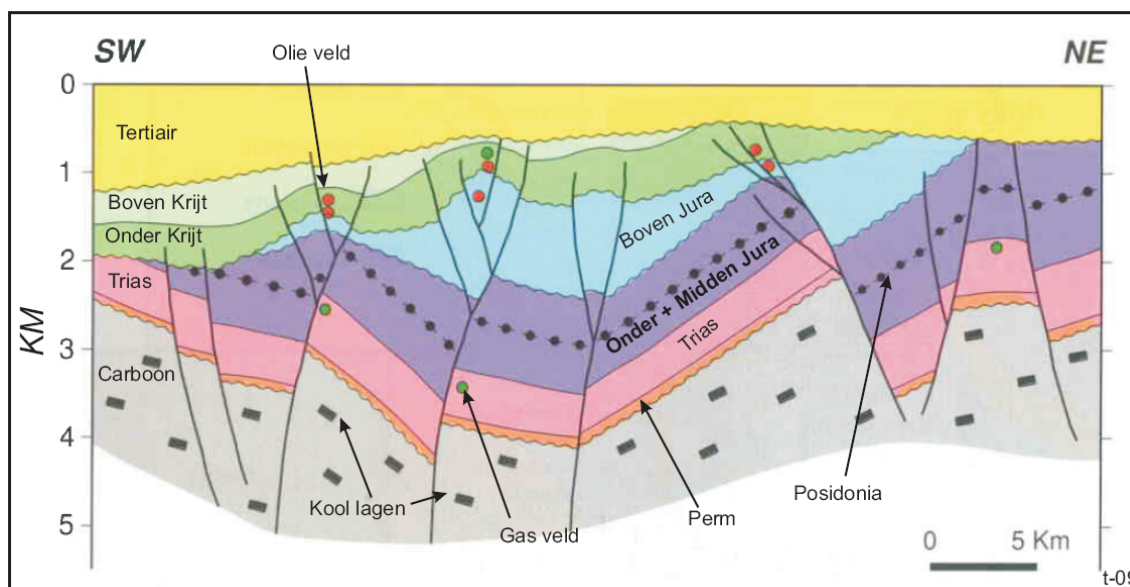
Beschrijving van de P/18 gasvelden.:

noordwesten grenst het West Nederland Bekken aan het Breeveertien Bekken. Het West Nederland Bekken ontstond in de Laat Jura en werd opgeheven en gedeformeerd in het Laat Krijt. Doorsneden door het bekken zijn te zien in Figuur 6 en 7. Het land gedeelte van dit bekken is uitgebreid beschreven in TNO-NITG, 2002.

In het West Nederland Bekken zijn olie- en gasvelden gevonden; de meeste en grootste gasvelden zijn aanwezig in zandstenen van de Trias, terwijl de olie vooral voorkomt in zandstenen van het Onder Krijt (Figuur 7). De olie- en gasvelden liggen zowel aan land als onder de zeebodem.



Figuur 6. Doorsnede door Nederland met het West Nederland Bekken. De kaart van Figuur 5 laat de locatie zien van deze doorsnede. (Figuur naar De Jager, 1997.)

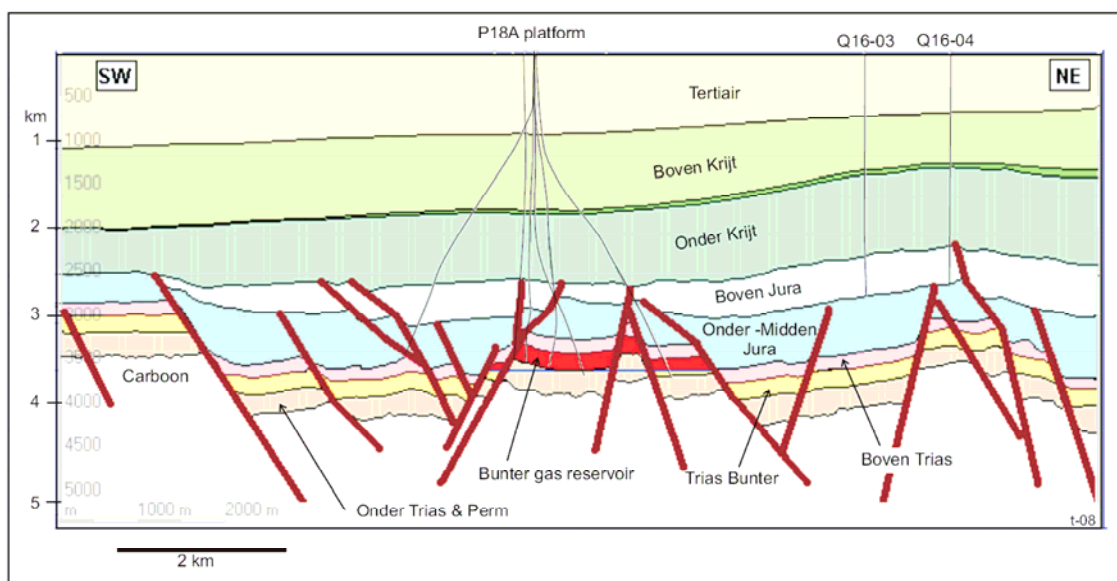


Figuur 7. Doorsnede door het West Nederland Bekken in de omgeving van Rotterdam. Vergelijk met Figuur 6. De locatie van deze doorsnede is aangegeven in Figuur 5. De olievelden in het Onder Krijt en de gas velden in de Trias zijn aangegeven. (Figuur naar De Jager, 1997.)

De olievelden liggen op duizend tot drie duizend meter diepte, terwijl de gasvelden wat dieper zijn gelegen. In P18 zijn de olie voorkomens op ongeveer 2500 m en de gasvelden tussen de drie- en vierduizend meter. De eerste olievelden in het West Nederland Bekken zijn gevonden na de Tweede Wereldoorlog, met de eerste belangrijke vondst in 1953.

Beschrijving van de P/18 gasvelden.:

Veel olievelden zijn nu uitgeproduceerd (“leeg”) en verlaten, zoals de velden bij Monster, de Lier en IJsselmonde. Aan de noordkant van Rotterdam is het Berkel olieveld nog in productie. De Trias gasvelden liggen dieper (Figuur 7) en zijn ook later gevonden, de meest in de jaren tachtig. De meeste gasvelden zijn in het jaar 2010 nog in productie. De oudste gasvelden zijn nu bijna leeg. De leeg geproduceerde of bijna lege gasvelden van P18 liggen in het West Nederland Bekken voor de kust (Figuur 5). De opbouw van het West Nederland Bekken in de omgeving van P18 lijkt veel op de opbouw van de omgeving bij Barendrecht (zie kaartje in Figuur 5), de afstand beide locatie is ongeveer 50 km. Veel onderzoeken uitgevoerd in het kader van de ondergrondse opslag voor CO₂ in Barendrecht zijn dan ook relevant voor de opslag van CO₂ in P18.



Figuur 8. Sterk vereenvoudigde doorsnede door de P/18 velden. De putten zijn geprojecteerd in het vlak van doorsnede. (Figuur uit TAQA, 2009.)

Stratigrafie: Geologische lagen en laagpakketten in de omgeving van P18.

Hieronder wordt een korte beschrijving geven van de lagen en pakketten die in de omgeving van P18 worden gevonden.

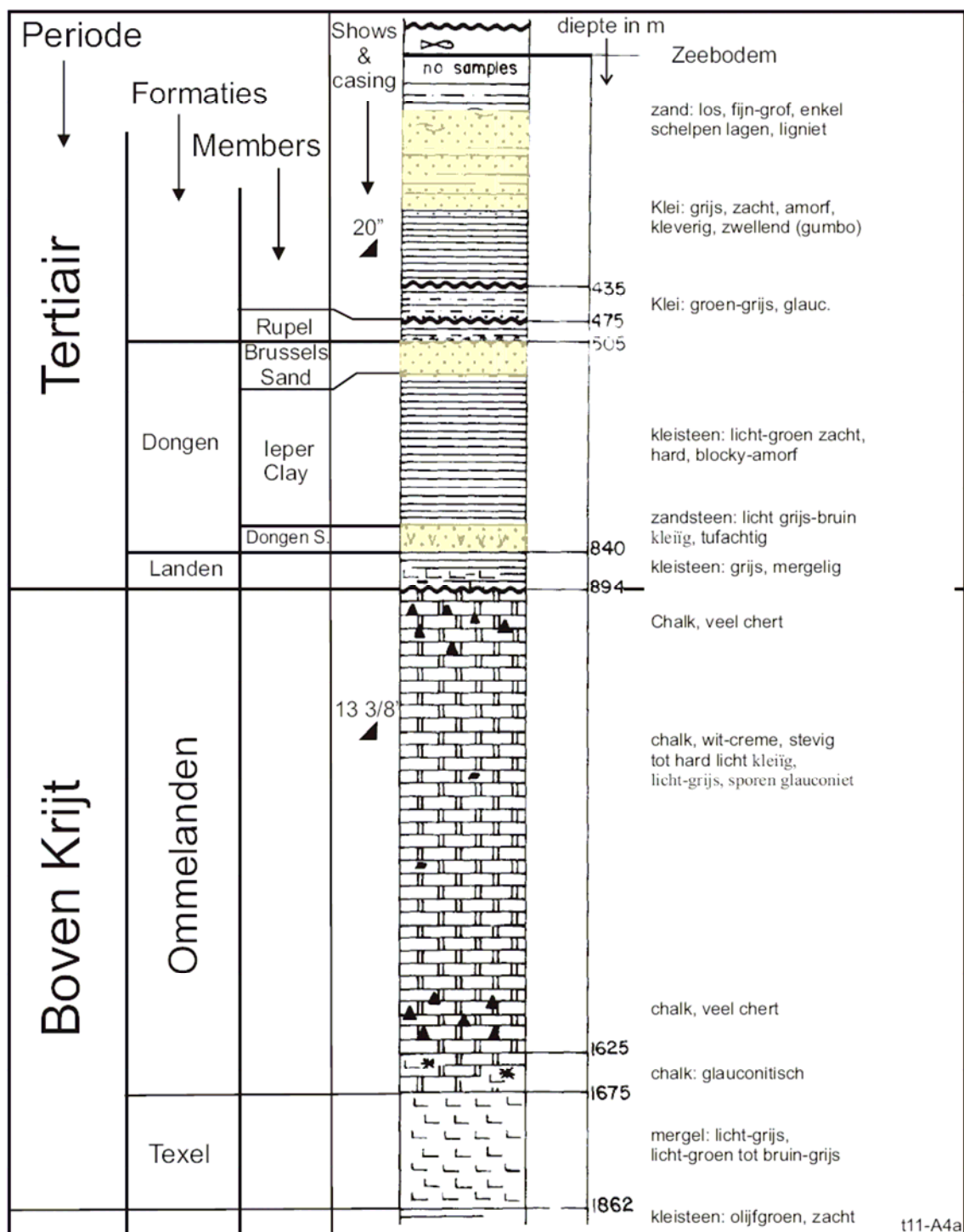
Dankzij de vele boringen en putten is er veel kennis over de lagen en de opeenvolging van de lagen in deze omgeving⁵.

Het laagpakket wordt onderverdeeld op hun ouderdom. We onderscheiden hier van boven naar beneden (dat is van jong naar oud): Tertiair, Krijt, Jura, Trias, Perm en Carboon. Daarnaast worden lagen worden de lagen onderverdeeld in *Groepen*, *Formaties* en

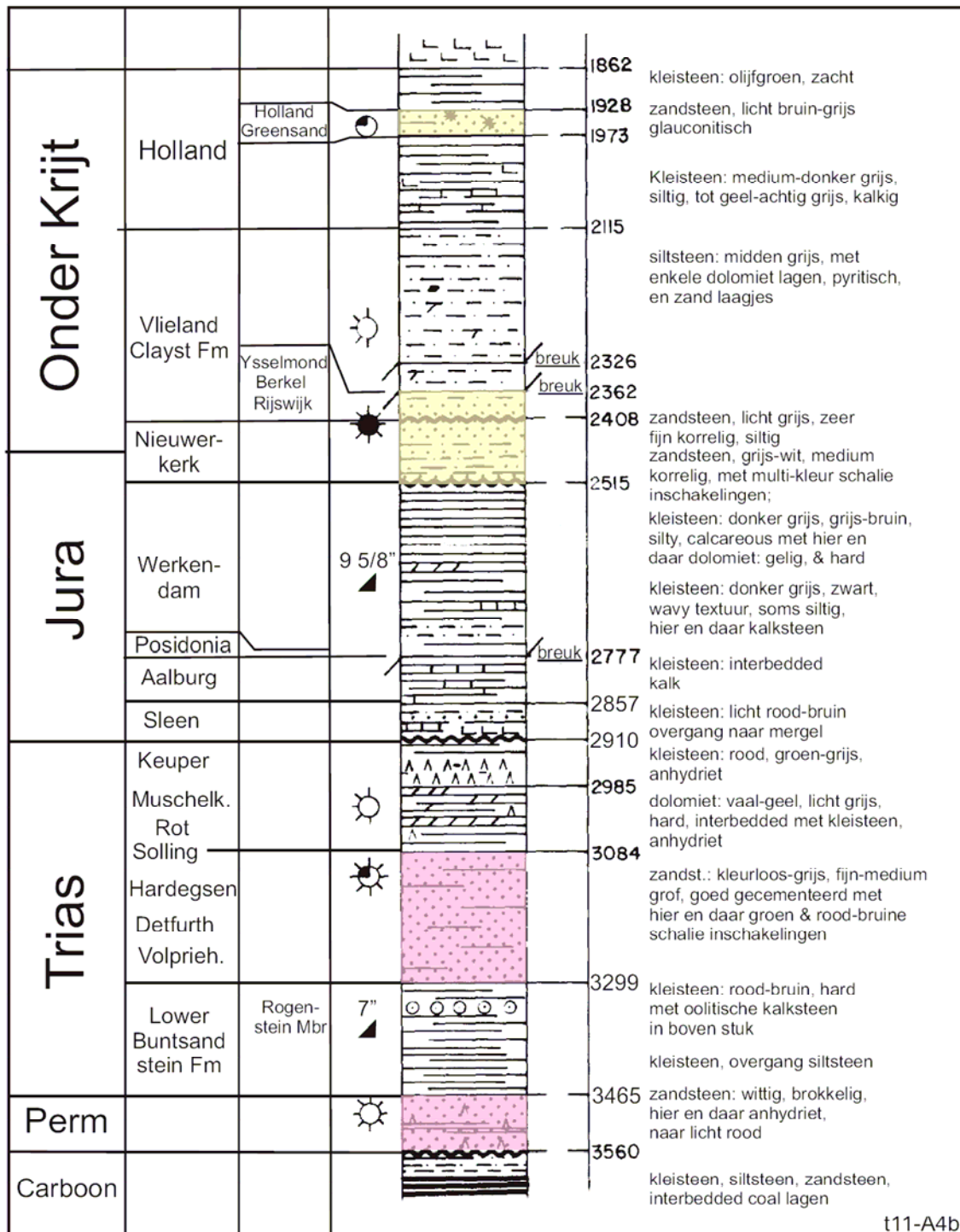
⁵ De beschrijving is gebaseerd op putten P18-1 en P18-2. De beschrijving beperkt zich tot de hoofdzaken; voor een gedetailleerde beschrijving van de formele stratigrafie zie van Adrichem Boogaert en Kouwe (1993).

Beschrijving van de P/18 gasvelden.:

“Members”. Deze onderverdeling is gebaseerd op het soort gesteente, zoals klei, kalk, mergel, zand enzovoort. De hoofdeenheid is de *Formatie*, verschillende formaties kunnen

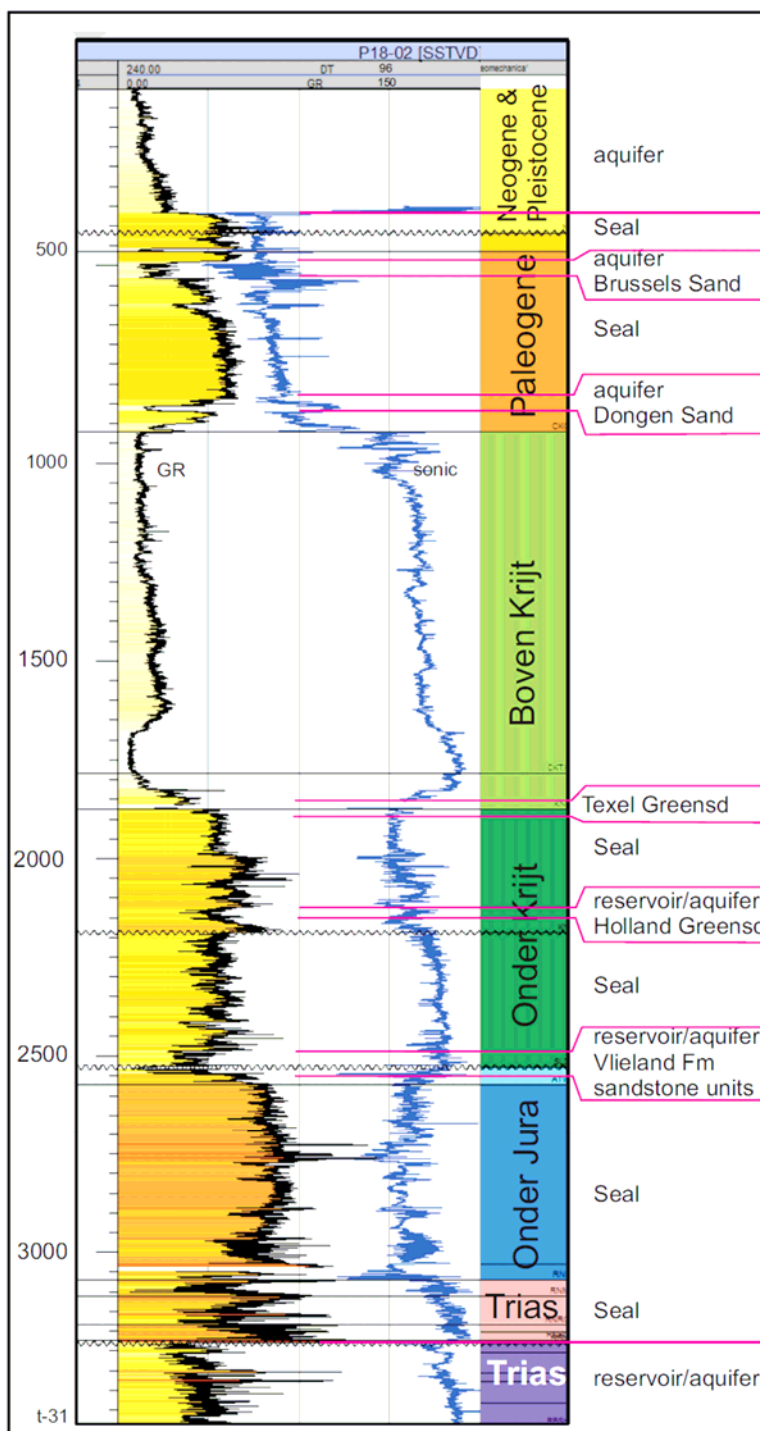


Figuur 9. Bovengedeelte van de gesteentekolom in P18 gebaseerd op de verticale P18-1 put. De gele lagen in het Tertiair zijn aquifers. Het ondergedeelte is weergegeven in Figuur 10.



Figuur 10. Ondergedeelte van de gesteentekolom gebaseerd op de verticale P18-1 put. De roze lagen (Trias en Perm) bevatten gas. In deze put is olie aanwezig in zandstenen van de Nieuwerkerk Formatie en in de Ijsselmonde / Berkel/ Rijswijk Members. In de Holland Greensand Member zijn sporen van olie gevonden. In andere putten in P18 zijn deze lagen watervoerend. (Het origineel is de "condensed well log" van P18-01.)

Beschrijving van de P/18 gasvelden.:



Figuur 11. Gamma Ray en Sonic logs van de P18-2 put. Aangegeven zijn de reservoirs, aquifers en afsluitende laag pakketten (=“seals”). De reservoir-aquifer pakketten kunnen water, olie of gas bevatten. (Figuur uit Vandeweyer et al, 2010.)

worden samengevoegd in een *Groep*, en een formatie kan worden onderverdeeld in *Members*. Figuur 9 en 10 laten de opeenvolging van formaties zien zoals aangetroffen in de P18-1 put, Figuur 11 toont de P18-2 put.

Tertiair

De zeebodem bevindt zich op ongeveer 20-35 m diepte.

Het Boven Tertiair is ongeveer 388 m dik en bestaat uit ongeconsolideerde zanden en kleien van de *Boven Noord Zee Groep*.

Het Onder Tertiair is 458 m dik en bestaat voor het grootste deel uit kleien. Er worden verschillende formaties onderscheiden: de *Rupel Formatie* (95 m dik) en de *Ieper Member* van de *Dongen Formatie* (202 m dik) zijn daarvan de belangrijkste klei formaties; aquifers zijn het Dongen Zand en het Brusselse Zand.

Boven Krijt.

De top van het Krijt bevindt zich op ongeveer 850 - 950m diepte. De basis van het Krijt op 2490-2575 m. Dus het Krijt in het P/18-2 veld is ongeveer 1600 -1700m dik. De dikte van het Krijt kan aanzienlijk variëren in het P18 gebied en daarbuiten.

Het Boven Krijt wordt gevormd door de *Ommelanden Formatie* (730-870 m dik) en de *Texel Formatie* (90-95 m dik); beide formaties bestaan uit mergelige kalken (zogenaamde Chalk). In het algemeen hebben deze formaties een lage permeabiliteit, de porositeit is variabel. Het pakket kan zowel afsluitende lagen als reservoirs bevatten.

Onder Krijt

De Holland Formatie (300-400 m dik) bestaat vooral uit mergelige klei, kleisteen en 20-35 m zand van de *Holland Greensand Member*. De *Holland Greensand Member* is een aquifer, maar er kan in dit gebied ook olie voorkomen in dit zand.

Hieronder ligt een 200-230 m siltige kleisteen van de *Vlieland Claystone Formation*. Dit wordt gevolgd door 100-125m zandsteen met enkele ingeschakelde kleistenen waarin de *IJsselmonde*, *Berkel* en *Rijswijk Members* worden herkend. In het Rijn olieveld en ook in put P18-1 zijn deze zandstenen verzadigd met olie, elders bevat deze zandsteen alleen water (dus is het een aquifer).

De *Nieuwerkerk Formatie* is 30-110 m dik en bestaat uit zanden en ingeschakelde kleien in de putten van het P/18-2 veld, maar seismiek laat zien dat de formatie veel dikker is in de gebieden tussen de velden. De Jura-Krijt grens ligt binnen deze formatie.

Jura

De Jura is hier ongeveer 400 m dik en bestaat uit een viertal formaties. De formaties bestaan voornamelijk uit klei of kleisteen met plaatselijk enkele dunnere inschakelingen van silt en dolomiet. De volgende formaties worden onderscheiden: *Nieuwerkerk Formatie*, *Werkendam Formatie*, *Posidonia Formatie*, *Aalburg Formatie* en *Sleen Formatie*. De *Posidonia Formatie* is het vermelden waard want het is het olie moedergesteente van de olie in het P/15 Rijn veld (Figuur 2) en in de P18-1 put (Figuur 10).

Het Jura laagpakket kan aanzienlijk van dikte verschillen in dit gebied. Over de P/18 gas velden is het in de orde van 400 –500 m dik; naast de velden kan het veel dikker zijn

Beschrijving van de P/18 gasvelden.:

zoals is te zien in Figuur 8; de verschillen in dikte zijn voornamelijk in de Boven Jura in de Nieuwerkerk Formatie.

Trias

De top van de Trias van de P/18 velden bevindt zich op een diepte tussen 2900-3100m. Buiten de gasvelden is de top van de Trias veel dieper (zie Figuur 8). In de Trias van de P/18 velden kan een driedeling worden herkend:

1) Het bovenste deel, ongeveer 150 tot 175 m dik bestaat voornamelijk uit kleisteen met ingeschakeld dunnere lagen van anhydriet, gips en dolomiet (Figuur 13). Dit is de afsluitende top laag over de P/18 gas velden. Er worden een viertal formaties onderscheiden, van boven naar beneden zijn dat: de *Keuper Formatie* (40m dik), de *Muschelkalk Formatie* (107m dik), de *Röt Formatie* (18m) en de *Solling Claystone Member* (18m).

2) Het middelste deel bestaat overwegend uit zandstenen en is ongeveer 190-215m dik in de P/18 gas velden. Informeel wordt dit pakket wel de Bunter zandstenen genoemd. Er kunnen drie formaties worden onderscheiden: de *Hardegsen Formatie*, de *Detfurth Formatie* en de *Volpriehausen Formatie*.

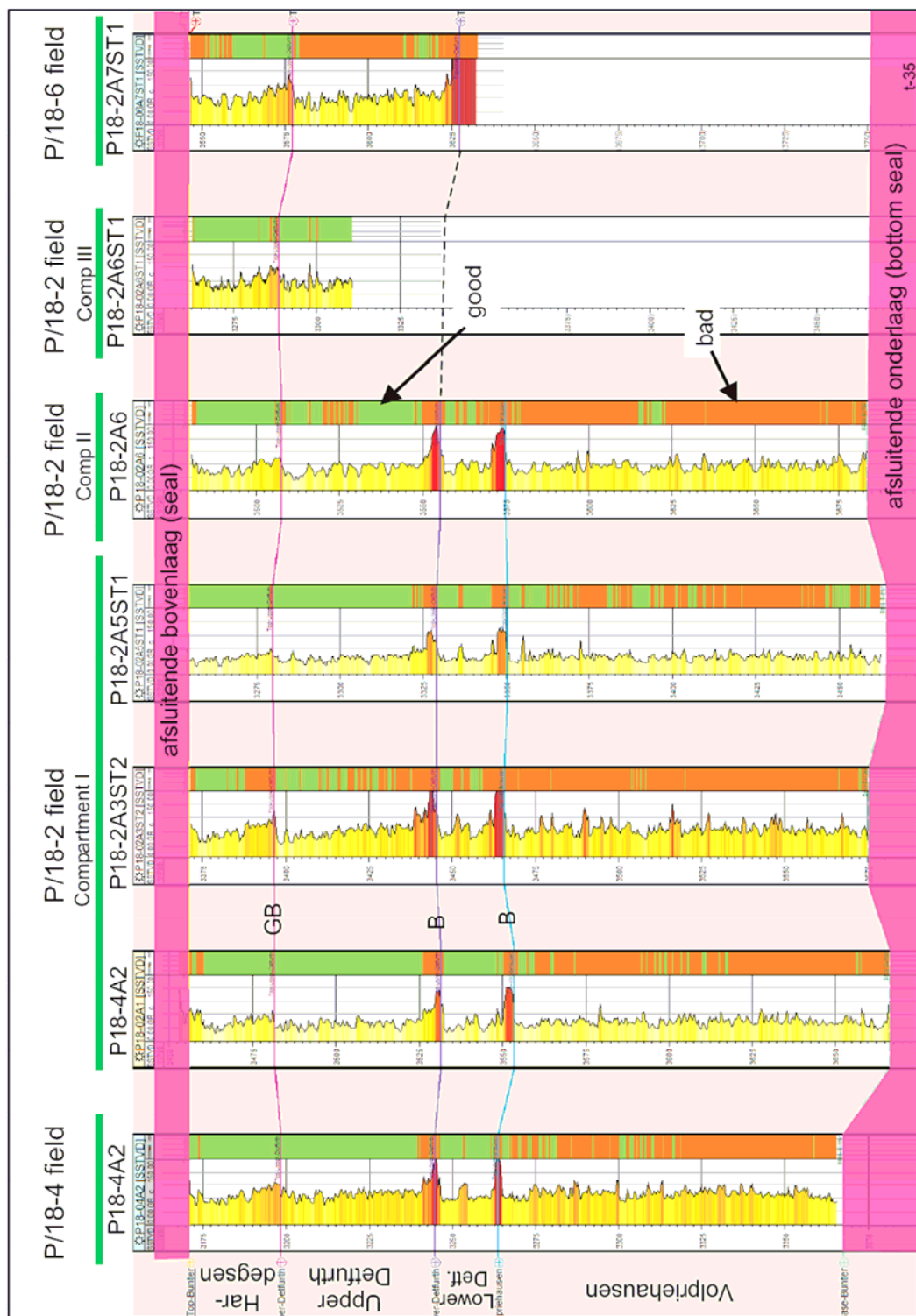
3) Het diepste deel bestaat voornamelijk uit kleisteen, is 140-170m dik en wordt tot de *Onder Buntsandstein Formatie* gerekend.

Perm

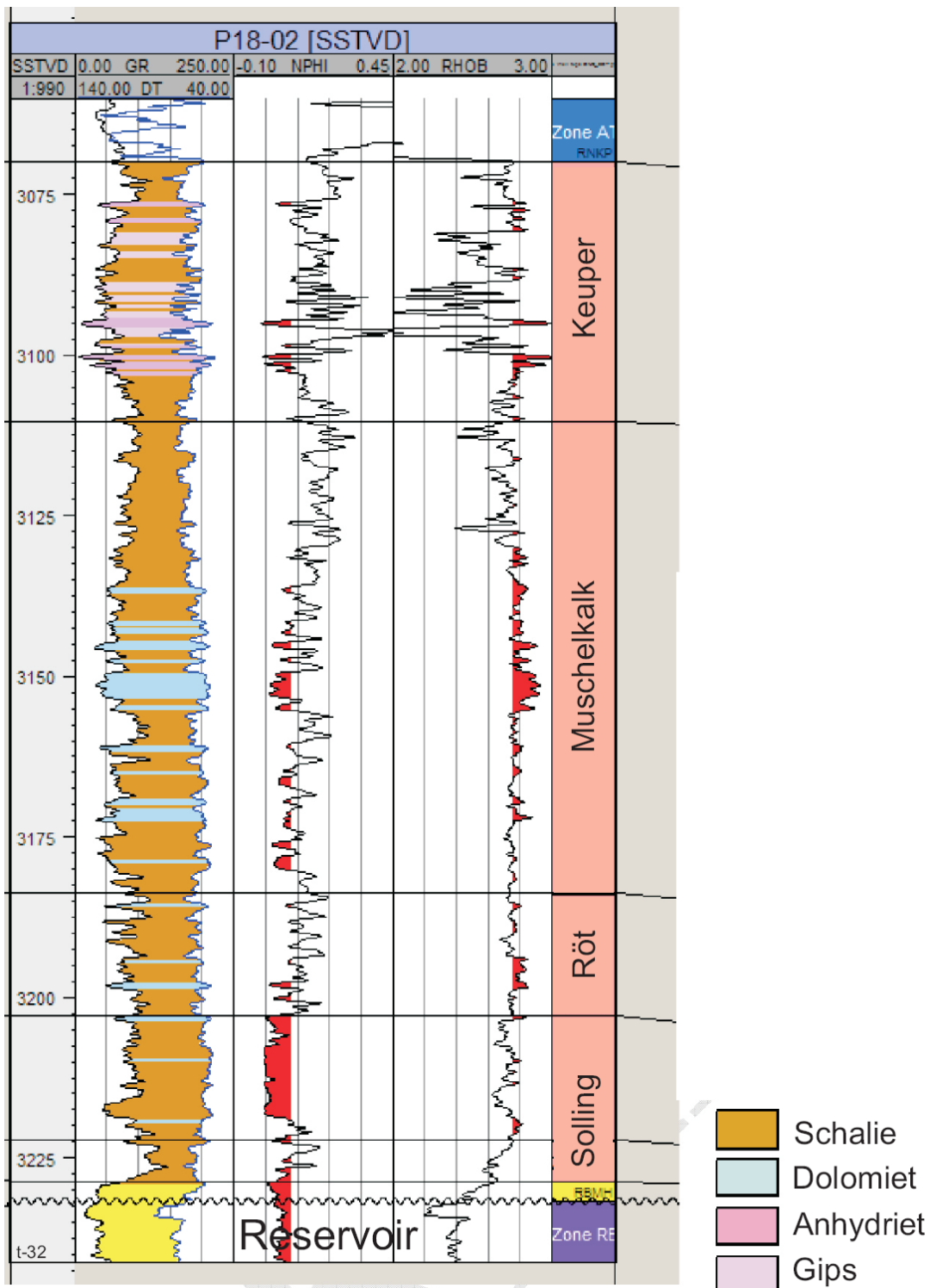
Het Perm in dit gebied bestaat vooral uit zandsteen en is variabel in dikte. In putten van P18 is 30 tot 95m gemeten.

Carboon

De P18-1 en P18-2 putten eindigen in het Carboon. De top van het Carboon werd aangetroffen op een diepte van 3500 tot 3700m.



Figuur 12. Profiel met de putten van de P/18 velden. De putten zijn naast elkaar geplaatst zodat ze direct met elkaar kunnen worden vergeleken. De curve is de natuurlijke gamma stralingcurve (GR curve). Gedeeltes van de vier reservoirs zijn goed en gedeeltes zijn niet goed: in de kolom rechts van de curve betekent oranje dat de porositeit laag (niet goed) en dat er geen gas uit is gewonnen, groen is goed. B= barrière, GB = gedeeltelijke barrière.



Figuur 13. Bepaling van gesteentetype in het afsluitend laagpakket van de Boven Trias door middel van boorgatmetingen. Alleen de top van het Trias gasreservoir is aangegeven. (Figuur uit Vandeweyer et al, 2010.)

De tektoniek van het West Nederland Bekken

In de geschiedenis van het P18 blok kunnen een aantal fasen worden onderscheiden.

Trias –Midden Jura

In de periode van het Trias maakte West Nederland deel uit van een stabiel tektonisch bekken met sedimentatie van duinzanden, rivierzanden en kleien en limnische afzettingen (= afzettingen gevormd in meren). Gedurende de Trias zijn enkele perioden bekend waarin breukbewegingen optraden. Echter in P18 waren deze tektonische activiteiten relatief onbelangrijk zoals blijkt uit de min of meer uniforme dikte en uniforme type afzettingen in de verschillende putten (te zien in Figuur 12). In de Vroeg en Midden Jura zien we vooral marine sedimentatie,

Laat Jura - Vroeg Krijt

De Late Jura markeerde het ontstaan van het West Nederland Bekken. In de Late Jura stond dit gedeelte van Nederland onder trekspanning met uitrekking tot gevolg. Daardoor ontstond er in West Nederland een systeem van normale breuken met een NW-SE oriëntatie, en de daarmee geassocieerde horst blokken en grabens. De grabens zijn gevuld met dikke pakketten gesteenten met een Laat Jura en Vroeg Krijt ouderdom, de Nieuwerkerk Formatie. De dikte van deze formatie is zeer variabel, de formatie is dik in de grabens en dun of zelfs afwezig over de hogere horst blokken. Breukbewegingen gaan door tot in het Vroeg Krijt; in sommige gedeeltes van het West Nederland Bekken is er een grote horizontale component in de breuk bewegingen (zogenaamde zijschuivingen, zie ook Racero-Baena & Drake, 1996).

Laat Krijt - Oligoceen

De volgende tektonische fase vond plaats in het Laat Krijt en het Tertiair. Gedurende deze fase veranderde het tektonische regime van uitrekking naar samendrukking (compressie). Dit omdraaien van tektonisch regime, van uitrekking naar compressie, wordt inversie genoemd. Er ontstaan daardoor nieuwe breukbewegingen die meestal langs de al bestaande breuken plaats vonden; nu zijn het opschuivingen. Ook nu is er een belangrijke horizontale component in de deformatie met zijschuivingen tot gevolg. De eerste breukbewegingen waren tijdens het Krijt (Coniacian, ongeveer 86 miljoen jaar geleden). De laatste breukbewegingen vonden in het Oligoceen plaats (24 miljoen jaargelden, zie de Jager, 2007, fig. 8). Gedurende deze inversie fase werden de structuren van het Krijt aangelegd (o.a. de anticlinale structuur van het P/15 Rijn veld). De tektonische bewegingen van deze inversiefase waren relatief klein in het P18 gebied, naar het NE toe zijn deze bewegingen veel groter geweest.

Oligoceen - nu

Gedurende het Tertiair veranderde tektonische regime weer en ontstond er een regime van trekspanning zoals nu is te meten aan de putten (Vandeweyer et al, 2011; van Balen et al, 2000).

De structuren van de olie en gas velden

De Trias gasvelden zijn aanwezig in de horst blokken die werden gevormd tijdens de Laat Jura - Vroeg Krijt rek fase. Tijdens de volgende fase (de inversie fase) in het Laat Krijt - Vroeg Tertiair worden deze horstblokken in meer of mindere mate verder omhoog geduwd. Er ontstaan dan anticlinale structuren in Onder Krijt lagen. Het P/15 Rijnveld en de olieaccumulatie van de P18-1 put zijn aanwezig in deze Onder Krijt anticlinalen. Figuur 14 laat een seismische lijn zien die het een en ander illustreert.

Petroleum systemen van het West Nederland Bekken.

Een petroleum systeem kan worden gedefinieerd als alle olie- of gasvoorkomens die afkomstig zijn uit een specifiek moedergesteente (“source rock”). De petroleum systemen in het West Nederland Bekken zijn bestudeerd door van Balen et al (2000) en ook beschreven in TNO-NITG (2002). In het West Nederland Bekken hebben we te maken met minimaal twee systemen. Hoewel er plaatselijk verschillen zijn is de geschiedenis van het West Nederland Bekken voldoende uniform om de conclusies van deze studie op P18 te betrekken. De ontwikkeling van het P18 gebied is vooral vergelijkbaar met dat van het gebied bij de Lier in het Westland.

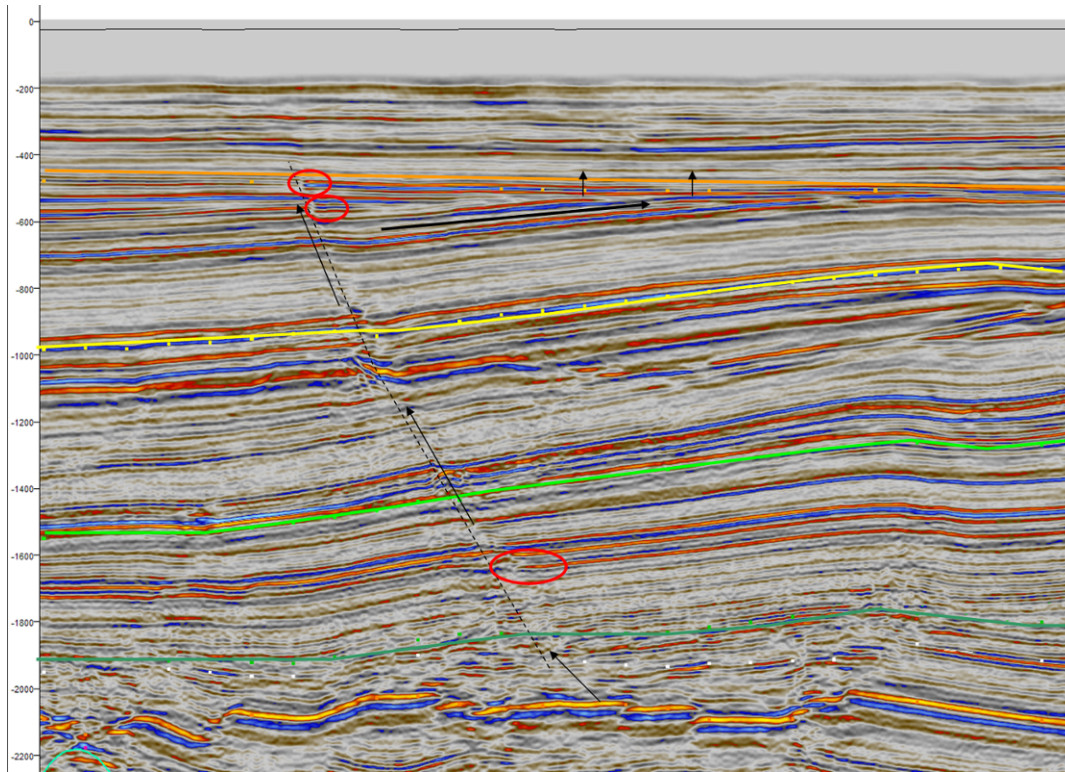
Carboon

Het oudere petroleumstelsel heeft als moedergesteente de koollagen in het Carboon (Westphalien A and B) en het reservoirgesteente is in de Trias. Dit stelsel heeft gas gegenereerd. Er zijn aanwijzingen voor een moedergesteente in dieper gelegen Carboon lagen van het Namurien, ook dit moet gas hebben gegenereerd. Dus het gas in de Trias reservoirs is mogelijk van gemengde afkomst, uit het Namurien en het Westphalien. Model studies (Balen et al, 2000; TNO-NITG, 2002) suggereren dat de gasgeneratie in het Carboon begon in de Trias (240 Ma) en dat kort na het ontstaan van de horstblokken in de Laat Jura periode (150 miljoen jaar geleden) het gas de Trias reservoirs in deze horstblokken kan hebben bereikt. Dit betekent waarschijnlijk ook dat het gas in de Trias reservoir langdurig bewaard bleef, ook tijdens de tektonische inversie periode (86-24 miljoen jaar geleden) toen de grote bewegingen langs de breuken plaatsvonden.

Posidonia

Het jongere petroleum stelsel heeft als moedergesteente de Onder Jura Posidonia Formatie en de hieruit ontstane olie is nu te vinden in de reservoirs van het Onder Krijt en bovenste Jura. De oliegeneratie begon ongeveer 130 miljoen jaar geleden en ging door tot ongeveer 40 miljoen jaar geleden. De olie migreerde in de structuren met de Onder Krijt reservoirs onmiddellijk na het ontstaan van de structuren ongeveer 80 miljoen jaar geleden (Laat Krijt). In P18 is er een olieaccumulatie in de put P18-1, echter deze is niet commercieel winbaar. Het Rijn veld in P15 is in productie geweest maar productie is

sinds enkele jaren gestaakt en het veld is op dit moment ingesloten. De Posidonia heeft ook gas gegenereerd (de Jager et al, 1996).

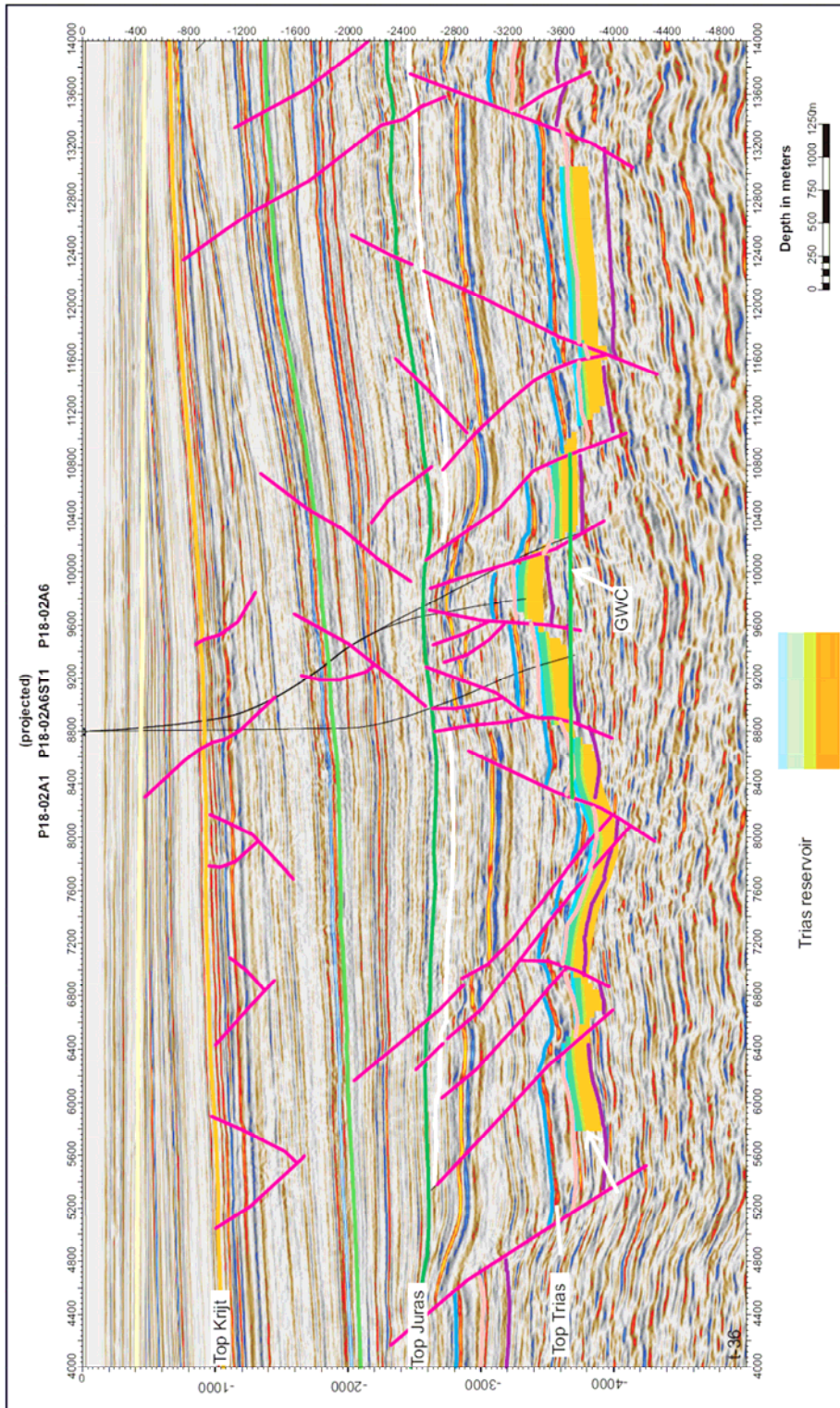


Figuur 14. Mogelijke migratieroute (met pijlen aangegeven) van gas uit de Posidonia Formatie langs een breukzone. (Figuur uit Vandewijer et al, 2011.)

Ondiep gas

Op verschillende plaatsen in Nederland is gas aanwezig op relatief geringe diepte. Dat is meestal gas gegenereerd door bacteriën en dit wordt wel biogeen gas genoemd. Dit gas kan accumuleren in ondiepe gas velden. Seismische anomalieën kunnen aanwijzingen zijn dat er gas aanwezig is in lagen (zogenaamde gasindicatoren). Reeds kleine hoeveelheden gas opgelost in formatiewater kunnen aanzienlijk anomalieën opleveren. Op veel plaatsen in Nederland zowel op land als onder de zeebodem zien we gasindicatoren in ondiepe lagen.. Dat gas indien aanwezig kan biogeen zijn (moerasgas is hiervan een voorbeeld) maar kan ook afkomstig zijn uit de diepe ondergrond en naar boven gemigreerd.

De seismiek over P18 heeft ook gasindicatoren in ondiepere lagen. Deze zijn niet uniek voor P18 maar ook te zien op veel andere plaatsen op het land en onder de zeebodem. Deze anomalieën kunnen betekenen dat er biogeen gas is of dat er gas uit diepe lagen naar boven migreert of in het verleden naar boven is gemigreerd. In P18 zien we mogelijke gasindicatoren ook langs breukvlakken (Vandewijer et al, 2011) en dat suggereert dat er gas uit diepe lagen naar boven migreert. Indien aanwezig langs de breukvlakken is dit gas waarschijnlijk afkomstig uit de Posidonia Formatie (de Jager et al, 1996), maar andere bronnen (zoals kolen in de Schieland Groep) kunnen niet worden uitgesloten.



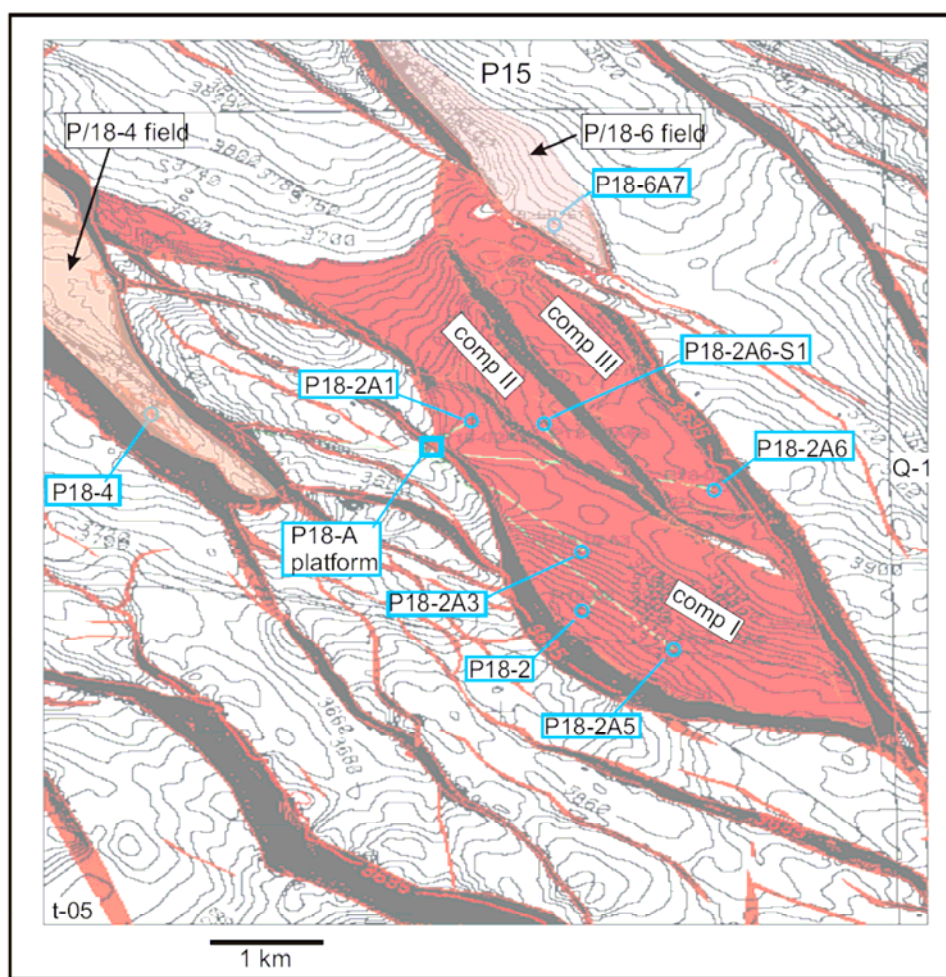
Figuur 15., Seismische lijn over de P/18-2 en P/18-6 velden. De gas velden zijn duidelijk te zien als horstblokken op het niveau van de Trias. Ook is duidelijk te zien dat er een zwakke anticlinale structuur is op het niveau van de top Jura (= basis .Krijt). Op deze figuur zijn niet alle breuken ingetekend, vooral in het Krijt zijn maar enkele breuken ingetekend. (Figuur uit Petrel model, Vandeweyer et al, 2011)

Beschrijving van de P/18 gasvelden.:

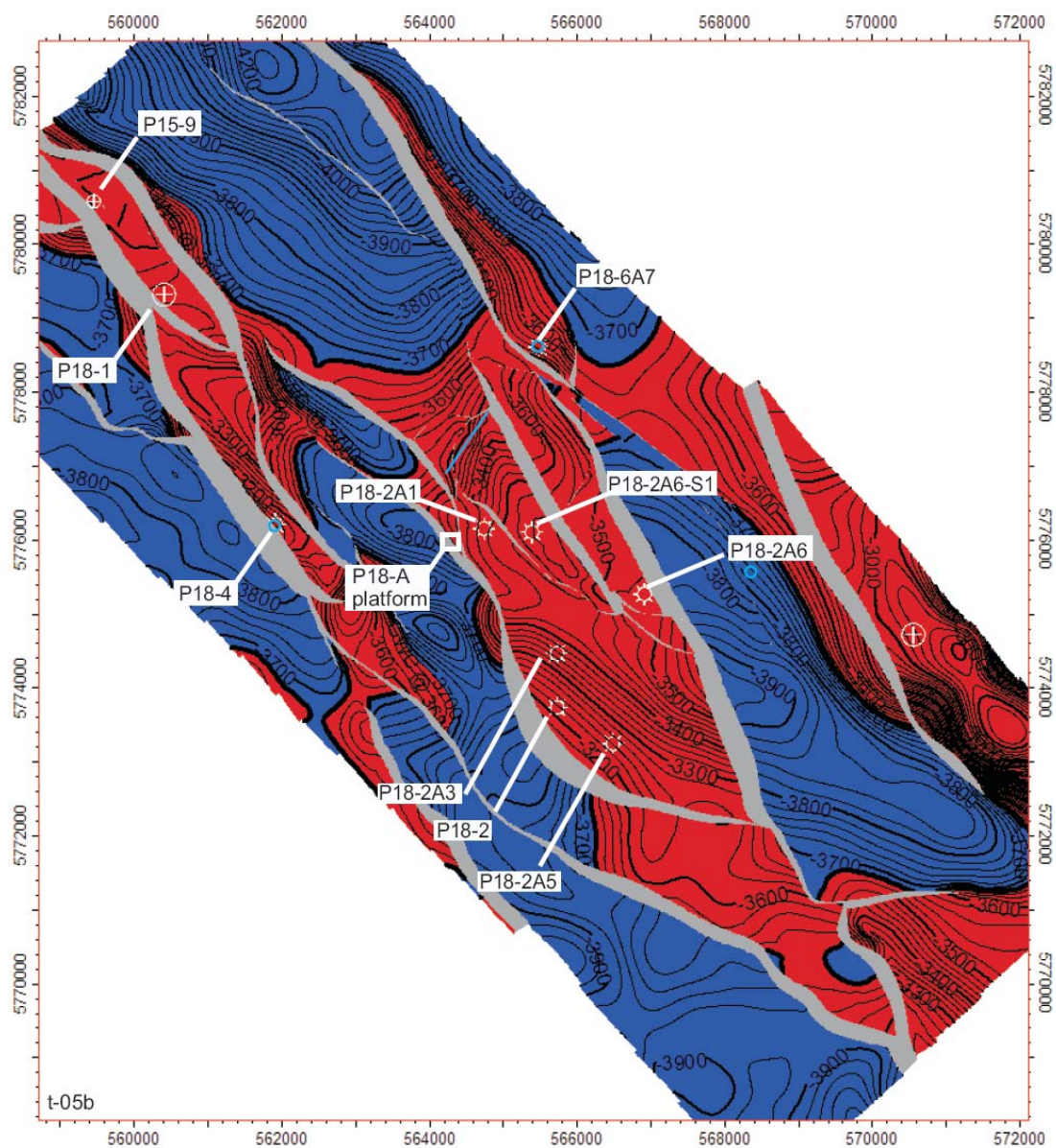
Figuur 14 laat deze anomalieën zien en mogelijke migratiepaden zijn aangegeven. De migratie paden zijn echter zeer hypothetisch. Indien aanwezig zal het gas eerder door aquifers (zoals de Holland Greensand of lagen in de onder Tertiair zanden) naar hogere lagen migreren dan via dit breukvlak.

De structuur van de P18 velden

De velden in het P18 blok zijn geïsoleerde horst blokken omgeven door breuken. Figuur 8 laat een doorsnede zien door P18 met het P/18-2 veld en een gedeelte van Q16. De breuken in het Trias hebben globaal een NW-ZO richting. De kaarten van de Figuren 15, 16 en 17 laten deze NW-ZO richting van de breuken duidelijk zien.



Figuur 16. Dieptekaart van het P/18-2 veld in het noordoostelijke deel van het P18 Blok. Aan de noord kant is het P15 Blok, aan de oostkant het Q16 blok. De contourlijnen zijn dieptelijnen van de top van het Trias reservoir. Alleen het met gas gevulde Trias reservoir van het P18-2 veld is op dit kaartje rood gekleurd. Aangegeven op deze kaart zijn de oppervlakte locatie van het P18A platform en de locaties (blauw) waar de putten het reservoir doorboren. Met uitzondering van P18-2 zijn al de putten gedeviceerd en geboord vanaf het P18 platform. (Figuur uit TAQA 2009.)



Figuur 17. Dieptekaart van de P/18 velden. De contourlijnen zijn dieptelijnen van de top van het Trias reservoir. Het met gas gevulde Trias reservoir is op dit kaartje rood gekleurd, in deze kaart is aangenomen dat het gas-water-contact op een diepte van -3680 m ligt. Aangegeven op deze kaart zijn de oppervlaktelocatie van het P18A platform en de locaties waar de putten het reservoir doorboren. Met uitzondering van P18-2 zijn al de putten gedevieerd en geboord vanaf het P18 platform. (Figuur uit Vandeweyer, 2011.)

Reservoir

In de P/18 velden wordt het reservoir gevormd door zandsteen lagen van de Trias. Dit Trias reservoir wordt informeel Bunter genoemd. De reservoir zandstenen zijn afgezet in een semi-aride continentaal bekken door rivieren en in duinen (Ames & Farfan, 1996). Het totale reservoir pakket is ongeveer 190-215m dik. Binnen dit Bunter reservoir kunnen vier eenheden worden onderscheiden (zie Tabel 1):

Reservoir eenheden	dikte	barrières	opmerkingen
1-Hardegsen	24-33 m		Meest productieve zone
		Dun & gedeeltelijk doorlatende barrière	
2-Boven Detfurth	47-49 m		
		barrière	Schalie laag
3-Onder Detfurth	19-21m		
		barrière	Schalie laag
4- Volpriehausen	101-111 m		Minst productieve zone

Tabel 1. Reservoir eenheden in de P/18 velden.

Aan de basis van de reservoirseenheden zijn schalielagen aanwezig die functioneren als barrières, de twee barrières aan de basis van de Boven Detfurth en de basis van de onder Detfurth zijn belangrijk. De diepste reservoirseenheid is het nauwelijks productief. Deze diepe eenheid is relatief heterogeen met verschillende schalielagen. Enkele reservoir eigenschappen van de drie P/18 velden en volumes gas die aanwezig waren voor productie begon worden getoond in Tabellen 2 en 3. Figuur 12 is een stratigrafisch correlatie paneel met alle putten in de drie velden. Het laat zien dat de vier reservoirseenheden eenvoudig te correleren zijn en ook de schalie lagen aan de basis van de reservoirzones zijn duidelijk te herkennen.

Gas veld	Gas volume Bcm (oppervlakte condities)	porositeit	Gemiddeld permeabiliteit
P/18-2 veld compartiment I	12.3	5-10%	125 mD
P/18-2 veld compartiment II	0.4	4-8%	
P/18-2 veld compartiment III	0.7	3-7%	
P/18-4 veld	3.2	5-13%	200 mD
P/18-6 veld	0.7	3-7%	2 mD

Tabel 2. Grootte en enkele gemiddelde reservoir eigenschappen van de drie P/18 gas velden. De gasvolumes zijn de volumes in het reservoir omgerekend naar de volumes bij oppervlakte druk en temperatuur). Zie Figuur 4 voor een grafiek met de jaarlijkse productie. Een Bcm is een biljoen kubieke meter (1000.000.000 M³); mD is millidarcy, een maat voor de doorlaatbaarheid van een gesteente. (Data uit TAQA 2009.)

Beschrijving van de P/18 gasvelden.:

gasveld	Cumulatieve productie (Bcm)	Gas volume P/Z plots (Bcm)
P/18-2 veld compartiment I		12.3
P/18-2 veld compartiment II		0.48
P/18-2 veld compartiment III		0.68
Totaal P/18-2	12.5	13.46
P/18-4 veld	3	3.2
P/18-6 veld	0.52	0.62
alle P/18 velden	17.3 *	17.28

Tabel 3. P/Z plot data en productie data. Alle p18 velden van Jaarverslagen, Ministerie van Economische Zaken. Cum productie van de velden uit TAQA (2009). Een Bcm is een biljoen kubieke meter, dat is 1000.000.000 M³. Een P/Z plot is een druk-volume diagram waaruit het reservoir volume kan worden afgeleid.

Gascompositie

De samenstelling van het gas in de P/18 velden wordt getoond in Tabel 4. Condensaat productie voor alle putten is in de orde van 70 M³ condensaat per miljoen M³ geproduceerd gas.

stikstof	0.5%
methaan	88.4%
CO ₂	1.2%
hogere koolwaterstoffen	9.9%
totaal	100.0%

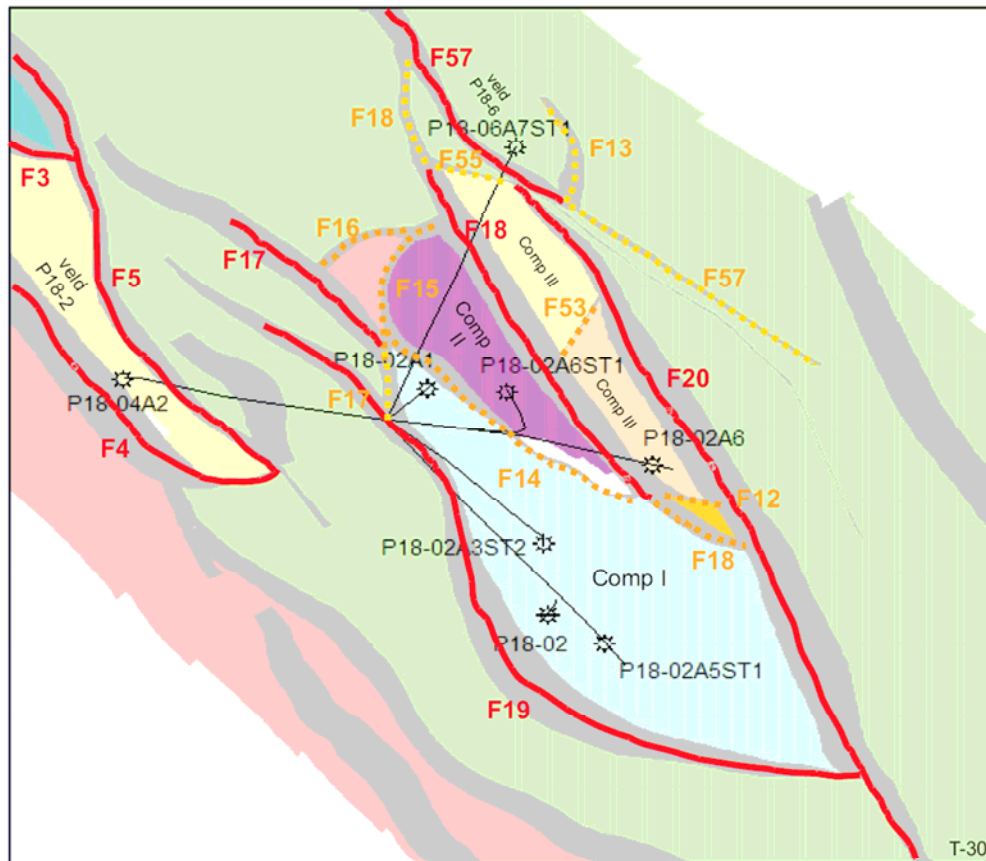
Tabel 4. Samenstelling van het gas in de P/18 velden in mol percentages.

De deklaag van de P/18 velden

De afsluitende deklaag (seal of caprock) bovenop het gas-voerende reservoir wordt gevormd door een dik pakket schalies van de Trias 150 tot 180 m dik. Eigenschappen van dit Trias pakket zijn beschreven door Spain & Conrad (1997) voor een put in P15 waar de deklaag was gekernd. Spain & Conrad concluderen dat deze deklaag van goede tot excellente kwaliteit is. Bovenop de Trias afdeklaag zorgt ook een 400 tot 500 m dik pakket van Jura kleien voor afsluiting. Ook zijn er dikke kleipakketten aanwezig in het Krijt en in het Tertiair.

De laterale afsluiting van de P/18 velden

De laterale afsluiting van de P/18 velden is door middel van breuken. Deze breuken worden gekarteerd met behulp van seismiek, alleen de grote breuken zijn gekarteerd. De spronghoogtes (= verticale verzet) van deze breuken zijn nogal verschillend. De breuken met een grote verticale verplaatsing langs de breukvlakken zijn aangegeven in rood in Figuur 18. Bij deze breuken is Trias reservoirzandsteen aanwezig aan de ene kant van het breukvlak en Jura of Trias schalie aan de andere kant. Deze breuken sluiten goed af en laten geen gas door.



Figuur 18. Kaartje van de drie P/18 velden met daarin schematisch aangegeven de belangrijke breuken (aangegeven met F en een nummer) en de verschillende reservoir compartimenten aangegeven met verschillende kleuren. Er zijn twee type breuken: 1) in rood de breuken met aan één kant Trias reservoir en aan de andere kant schalie (Trias en/of Jura); 2) bruine stippellijnen zijn breuken met aan beide zijden de Trias reservoir sectie. Naar het NW (in de richting van de breuken F17, F16 en F55) duikt het Trias lagenpakket onder het gas-water-contact. (Figuur uit Vandeweyer et al, 2011.)

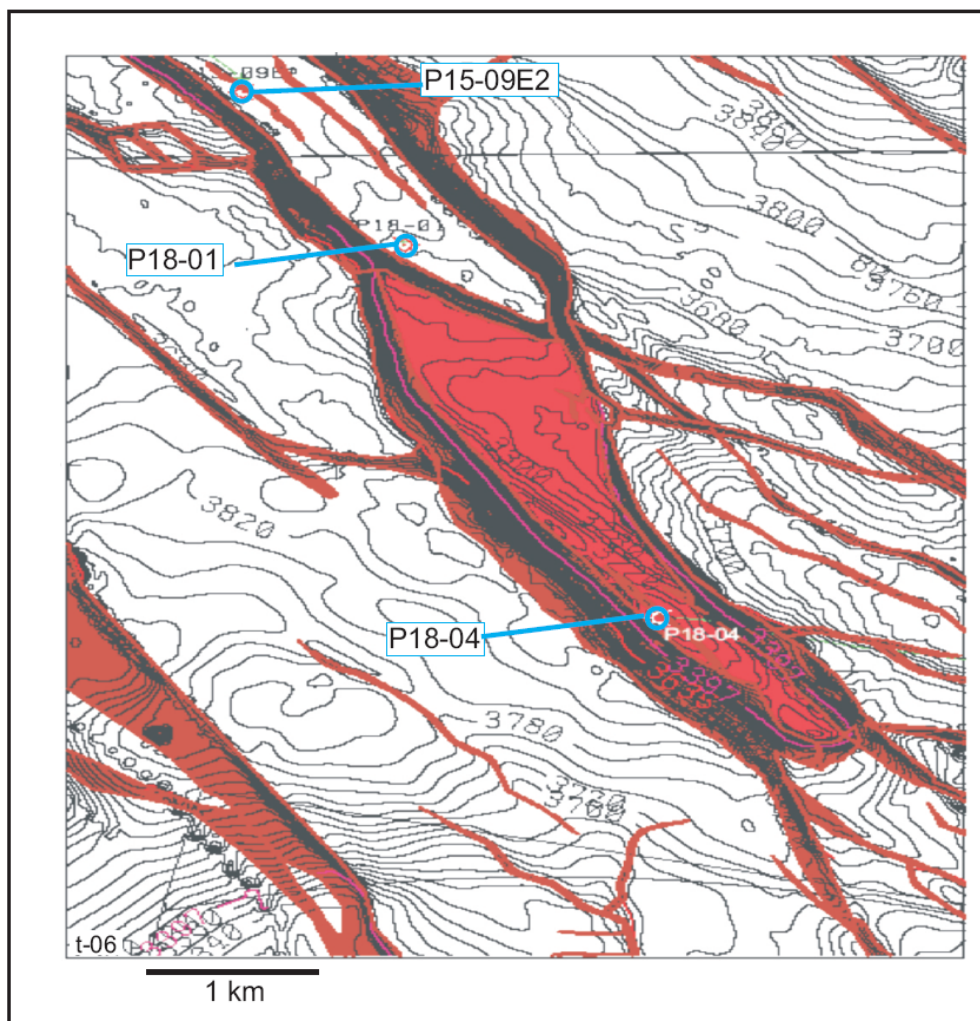
Breuken met een kleinere verticale verplaatsing zijn aangegeven met een bruine stippellijn in Figuur 18. Bij deze breuken is Trias reservoirzandsteen aanwezig aan beide kanten van de breuk. Deze breuken hebben dus een verticale verplaatsing van minder dan 210m. Deze breuken kunnen gas doorlaten; drukmetingen in de reservoirs tijdens de productie periode hebben inderdaad aangetoond dat sommige van deze breuken gas doorlaten (b.v. breuk F14 in Figuur 18; TNO, 2010).

Beschrijving van de P/18 gasvelden.:

Tijdens de gasproductie kan worden aangetoond dat er geen contact is tussen Compartiment III en Compartiment I, dat wil zeggen dat er de zone met de breuken F12 en F18 (Figuur 18) geen of slechts kleine hoeveelheden gas doorlaat.

P/18-2 veld

Het P/18-2 veld is het grootste veld in P18 met oorspronkelijk ongeveer 13.5 Bcm gas aanwezig in het reservoir (“original gas in place at surface conditions”). Het veld is opgebroken in drie compartimenten genoemd, I, II en III (zie Figuren 2, 12, 13 en 14). De breuken tussen deze drie compartimenten kunnen gedeeltelijk doorlatend zijn en daarom worden de drie compartimenten als één veld beschouwd.



Figuur 19. Dieptekaart van het Trias reservoir van het P/18-4 veld. Het veld wordt aan de NW kant begrensd door het P15-9E veld. P/18-04 veld en de breuken zijn rood ingekleurd. (Figuur uit TAQA 2009.)

Beschrijving van de P/18 gasvelden.:

P/18-2 veld				
	Hardeggen	Upper Detfurth	Lower Detfurth	Volpriehausen
Gemiddelde dikte (m)	26.4	48.8	21	111
Gemiddelde N/G	0.98	0.94	0.79	0.70
Gemiddelde porositeit	0.125	0.092	0.079	0.039
Gemiddelde Waterverzadiging	0.267	0.428	0.418	0.778
Gemiddelde permeabiliteit	128.0	0.8	0.3	0.0

Tabel 5. Reservoir eigenschappen van het P/18-2 veld. Diktes zijn totale diktes van de formaties (z.g. "gross thickness") afkomstig van boorprofielen. (Porositeit, permeabiliteit & Sw uit TAQA spreadsheet P18 Bunter-petro-wellAverages.).

Er is onzekerheid tot hoe diep het gas aanwezig is in het P/18-2 veld. In de putten van het P/18-2 veld is het laagste aangetoonde gas op -3506 m diepte in de put P18-2A6, deze diepte is de onderkant van de perforatie in deze put Taqa 2009. Dit betekent dat het gas-water contact dieper is dan -3506 m. De diepte kaarten, gebaseerd op de seismische kartering, suggereren dat het overstroompunt ("spill point") van het P/18-2 veld op een diepte is van ongeveer -3635m. Dit overstroompunt is gelegen in de NW punt van het veld. Het vrije water niveau ("FWL" = free water level) kan niet worden bepaald in het P/18-2 veld. Een betrouwbare watergradiënt is gemeten in put P15-12 (20 km NW van het P18-0 veld). Intersectie van deze watergradiënt met de gasgradiënt van P/18-2 levert een FWL op van -3680 m, aanzienlijk lager dan het structurele lekpunt bepaald op -3635 m. Het hoogste gas is aangetroffen in het P/18-2 veld is gekarteerd op een diepte van ongeveer 3180 m, gecombineerd met een FWL van -3680 suggereert dit een gas kolom van 500 m hoog.

De P/Z plots indiceren dat de producerende putten in compartiment I een volume van totaal 12.3 Bcm bereiken (zie Tabel 3). De twee andere compartimenten zijn veel kleiner. Originele druk van het veld (voor gas productie begon) is 355 bar (TAQA, 2009). Enkele reservoir eigenschappen voor P/18-2 zijn te vinden in Tabel 5.

De putten in de Compartimenten I and II zijn geperforeerd over het gehele interval van de Hardeggen, Upper Detfurth, Lower Detfurth en de top 10-20 m van de Volpriehausen Formaties. De zijtak P18-2A6-S1 die in compartiment II is geboord heeft zijn einddiepte in the Lower Detfurth, en is alleen geperforeerd in de Hardeggen en Upper Detfurth Formaties.

Reservoir modellen en de vergelijking met de productiegeschiedenis

In het kader van de onderzoeken voor CO₂ opslag in P18 zijn er statische geologische (Petrel) modellen en daarop gebaseerd dynamische modellen gebouwd van de drie P18 velden. Deze zijn gerapporteerd door Vandeweyer et al (2011). De productie geschiedenis van de velden (= het verloop van de druk en de hoeveelheden gas in de verschillende putten die in de tijd worden geproduceerd) wordt in deze modellen gesimuleerd en vergeleken met de werkelijke gebeurde geschiedenis. In het ideale geval zijn er geen verschillen tussen de datasets van het model en de werkelijke gegevens. In de

praktijk zijn er meestal verschillen die het gevolg zijn van incomplete geologische gegevens en moet het model worden aangepast tot dat de simulatie goed overeenkomt met de werkelijkheid. Deze simulatie is dus een test van de betrouwbaarheid van de gebouwde modellen. Als de test geslaagd is kunnen de modellen vervolgens gebruikt worden om de verschillende effecten bij CO₂ injectie na te bootsen.

De reservoirmodellen en de P/Z plots laten zien dat er geen water het reservoir instroomt gedurende de gasproductie in alle drie de compartimenten van het P/18-2 veld. Er is dus geen actieve aquifer aanwezig.

De druk- en productie geschiedenis van de verschillende putten laat zien dat breuk F14 (zie Figuur 18) tussen de compartimenten I en II gas heeft doorgelaten. Echter compartiment III is geheel gescheiden van de compartimenten I en II (Vandeweyer et al (2011).

De productie- en drukgeschiedenis van drie putten in compartiment I komen redelijk overeen met die van het dynamische model. Enkele aanpassing aan de permeabiliteit in het model moesten worden uitgevoerd om de werkelijke geschiedenis overeen te laten komen met de gesimuleerde geschiedenis in het veld.

Het gas in de compartimenten II en III wordt geproduceerd door één put met twee takken, elk compartiment heeft één tak. De originele put doorboort compartiment III, zes jaar later werd een zijtak geboord naar compartiment II. De originele put in III en de zijtak in II zijn nu samen in productie, maar de hoeveelheden gas zijn niet gescheiden gemeten maar geschat.

Ondanks aanpassingen aan de permeabiliteit van het model van compartiment II kon het model niet helemaal in overeenstemming worden gebracht met de gemeten druk en productie geschiedenis, maar het model is wel bruikbaar om CO₂ injectie na te bootsen. compartiment III gaf geen problemen en het gebouwde model komt redelijk overeen met de gemeten werkelijkheid.

De volgens het model aanwezig gasvolumes in de verschillende veldcompartimenten zijn afhankelijk van de aanpassingen aan het model en verschillen iets met de volumes afgeleid uit de P/Z plots (zie Tabel 3). Het gekozen reservoir model waar mee is gerekend gaan uit van een gas volume die 7% groter is dan dat uit de P/Z plots van Tabel 3 (Vandeweyer et al, tabel 9).

P/18-4 veld

Dit veld is geheel omgeven door breuken en staat niet in contact met andere velden (zie de Figuren 1, 12 en 13). Bij deze breuken is Trias reservoir aan de ene kant van de breuk niet in contact met Trias reservoirs aan de andere kant van de breuk. Mogelijk is de breuk tussen de P/15-9 en P/18-4 velden hierop een uitzondering, dat kan niet met zekerheid worden vastgesteld. Hier zou de Hardegens Formatie aan de ene kant in contact kunnen zijn met de Volpriehausen Formatie aan de andere kant van de breuk. Maar de data van de gemeten drukken in de velden suggereren dat de breuk niet doorlaten is.

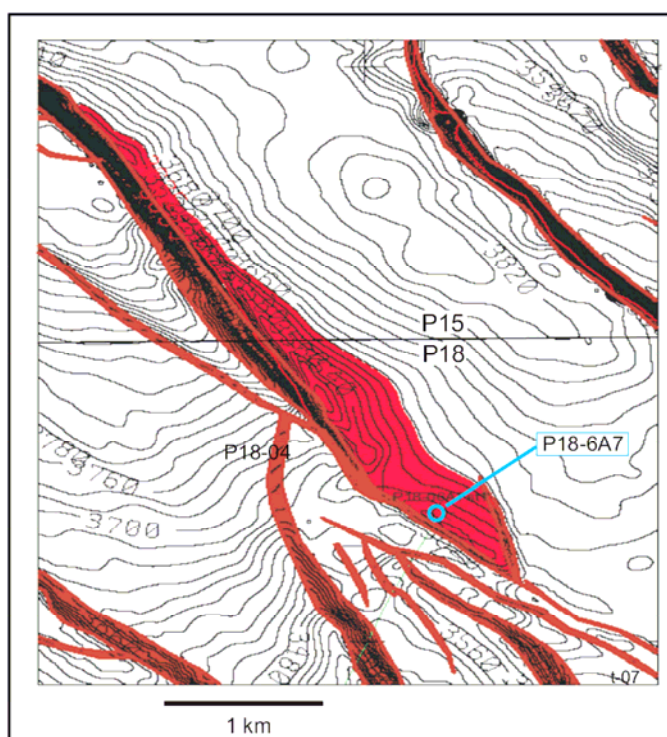
Er is één put in het P/18-4 veld (P18-4A2, zie Tabel 10 en Figuur 16, 17 en 18); deze put heeft geen water in het Trias reservoir aangetroffen. TVD van deze put is -3185 m,

Beschrijving van de P/18 gasvelden.:

terwijl het vrije water niveau (FWL) op -3377 m is aangenomen. Het vrije water niveau voor de P18-1 put (in het aangrenzende P/15-9 veld) is bepaald op een diepte van -3397 m, het is mogelijk dat -3377 ook het vrije water niveau in het P/18-4 veld is. De initiële druk van het veld is 340 bar (TAQA, 2009).

P/18-4 veld				
	Hardeggen	Upper Detfurth	Lower Detfurth	Volpriehausen
Gemiddelde dikte (m)	24	47	19	101
Gemiddelde N/G	0.99	0.87	0.81	0.33
Gemiddelde porositeit	0.131	0.092	0.065	0.049
Gemiddelde Waterverzadiging	0.240	0.470	0.390	0.920
Gemiddelde permeabiliteit	207.0	0.8	0.1	0.0

Tabel 6. Reservoir eigenschappen van het P/18-04 veld. Dikte is de totale dikte van de formaties (z.g. "gross thickness"), afkomstig van het P18-4A2 boorprofiel. (Porositeit, permeabiliteit & Sw uit TAQA spreadsheet P18 Bunter-petro-wellAverages.)



Figuur 20. Dieptekaart van het Trias reservoir van het P/18-6 veld. Het langwerpige veld is voor een gedeelte gelegen in het P18 blok en wordt doorboord door de P18-6A7 put. Breuken en het gas-voerende reservoir van het P/18-6 veld zijn rood gekleurd. (Figuur uit TAQA 2009.)

In dit veld bestaat het reservoir uit Trias lagen die vergelijkbaar zijn met het P/18-2 veld en het P/18-6 veld. De porositeit van de Trias gasvoerende lagen ligt tussen de 5 en 13%. De gemiddelde permeabiliteit voor de beste reservoirseenheid, de Hardeggen, is 207 mD. Enkele reservoir eigenschappen zijn te vinden in Tabel 6.

Beschrijving van de P/18 gasvelden.:

De enige put in het veld (P18-4A2) is geperforeerd over het interval Hardeggen, Upper Detfurth, Lower Detfurth en de top 10m van de Volpriehausen.

Het P/18-4 geologisch model en de productiegeschiedenis

Het P/18-4 veld kwam in productie in 1993; cumulatieve productie tot juli 2010 is 2.9 Bcm. De P/Z plot indiceert dat de put is verbonden met een gasvolume van 3.2 Bcm (zie Tabel 3).

In het kader van de onderzoeken voor CO₂ opslag in P18 is er ook een statisch en een dynamisch model gebouwd van het P/18-4 veld (Vandeweyer et al, 2011).

Vergelijkingen van model met de werkelijke productie laten zien dat het veld 25% meer gas bevat dan het model veronderstelt. Het werkelijke reservoir volume (uit productie cijfers en P/Z plot) zijn dus beter dan het model (gebaseerd op seismische kartering en de put in het veld). Dit is niet ongebruikelijk. Immers, we hebben maar één put en de seismiek over dit veld is moeilijk en laat ruimte voor alternatieve interpretaties. Door aanpassing van de positie van de zuidoost breuk is het reservoir volume in overeenstemming te brengen met de productie cijfers. Ook door een aanpassing van de gemiddelde porositeit in het veld kunnen model en werkelijkheid met elkaar in overeenstemming worden gebracht.

Het P/18-6 veld

Het P/18-6 veld is een langgerekt veld (Figuur 3 en Figuur 20) gelegen aan de noordkant van het P/18-2 veld.

P/18-6 veld				
	Hardeggen	Upper Detfurth	Lower Detfurth	Volpriehausen
Thickness (m)	33	49	N.F.P.	N.F.P.
N/G	0.81	0.91	N.F.P.	N.F.P.
PHI	0.074	0.048	0.059	0.030
S _w	0.470	0.570	0.320	outside gasleg
K (mD)	1.8	0.0	0.1	0.0

Tabel 7. Reservoir eigenschappen van P/18-6 veld. Er is een put in het veld, P18-6A7St1. De basis van de Lower Detfurth en de Volpriehausen zijn niet doorboord. (Porositeit, permeabiliteit & S_w uit TAQA spreadsheet P18 Bunter-petro-wellAverages.).

Er is één put in het veld, P18-6A7S1 (Tabel 10) en ook deze put heeft geen water aangetroffen in het Trias gasreservoir. TVDSS van deze put is -3560 m, het vrije water niveau (FWL) is aangenomen op -3680 m, dus ruim onder de TD van P18-6A7. Enkele reservoir eigenschappen zijn te vinden in Tabel 7. Dit veld heeft de slechtste reservoir eigenschappen van de drie P18 gas velden. De kaart van Figuur 20 suggereert dat gas aanwezig is tot een diepte van -3635 m, maar daarover is geen zekerheid. De initiële druk van het veld is 364 bar (TAQA, 2009).

De put P18-6A7S1 die in dit veld is geboord heeft zijn einddiepte in the Lower Detfurth, en is geperforeerd in de Hardeggen, Upper Detfurth en de top 10 m van de Lower Detfurth Formaties.

Het P/18-6 geologisch model en de productiegeschiedenis

Het P/18-6 veld wordt gekarakteriseerd door lage gemiddelde permeabiliteit. De P/Z plot geeft aan dat put P18-6A7S1 is verbonden met een reservoir gasvolume van 0.62 Bcm. Maar er is onzekerheid over de gemeten drukken daardoor is het mogelijk dat het reservoir volume wordt onderschat. Cumulatieve productie tot juli 2010 is 0.514 Bcm (Tabel 3).

In het kader van de onderzoeken voor CO₂ opslag in P18 is er ook een geologische en dynamisch model gebouwd van het P/18-6 veld (Vandeweyer et al, 2011). In het dynamische model moest porositeit en permeabiliteit aanzienlijk worden aangepast om simulaties in overeenstemming te brengen met de gemeten productie geschiedenis. Dit samen met de onzekerheden van de reservoirvolumes uit de P/Z plots suggereert dat de modelresultaten behoedzaam moeten worden geïnterpreteerd.

Bodemdaling en seismische activiteit als gevolg van gasproductie

Er zijn geen metingen uitgevoerd aan de bodemdaling als gevolg van gasproductie in de P/18 velden. Tot nu toe is er geen seismische activiteit (aardbevingen) gemeten door het meetnet van KNMI. Aardbevingen die ontstaan van gasproductie in velden (z.g. “induced seismic activity”) zijn vrij algemeen in sommige streken van Nederland en daarom heeft het KNMI hiervoor een meetnet. De gevoeligheid van het KNMI meetnet was M2.5 tot 1995 en M1-1.5 na 1995 (Vandeweyer et al, 2011). Dat betekent dat in het P18 blok bevingen van M1.9 nog worden geregistreerd. Ook in andere gedeelten van het West Nederland Bekken met producerende gasvelden in de Trias is geen seismische activiteit waargenomen. Het is onbekend waarom seismische activiteit in het West Nederland Bekken afwezig is (of onder het detectieniveau van het meetnet is).

Theoretisch kan de bodemdaling als gevolg van gasproductie van het P/18-2 veld worden berekend. De maximale berekende bodemdaling als gevolg van gas productie is 5.1-7.6 cm in 2014. Als gevolg van CO₂ injectie gaat de bodem weer stijgen en wordt de bodemdaling bijna geheel te niet gedaan. De berekende maximale bodemdaling (uitgaande van de situatie voor gasproductie begon) zou dan in het jaar 2050 dan slechts 0.6 tot 1 cm kunnen bedragen (Vandeweyer et al, 2011)

De plannen voor CO₂ Injectie

Opslag capaciteit en injectie tempo van CO₂ in de verschillende velden

Het demonstratie- of proefproject gaat uit van injectie van 1.1 miljoen ton CO₂ per jaar. Dit komt overeen met een piek injectiecapaciteit van 47 kg/seconde bij een operatie tijd van 6500 uur per jaar. In een latere fase, als het proefproject een succes is, kan dit project worden omgezet naar injectie van 5 miljoen ton per jaar (158.4 kg/sec, zie Genesis, 2010).

Het dynamische reservoir model (Vandeweyer et al, 2011) heeft ook de injectie van CO₂ gemodelleerd. Uit de modellen kunnen de totale opslag capaciteit en injectiecapaciteit worden berekend (Tabel 8).

De injectiecapaciteit van CO₂ is gesimuleerd voor 4 putten. De compartimenten I and II staan met elkaar in verbinding; dus compartiment II kan gevuld worden met één put in compartiment I, hiervoor is put P18-2A1 gekozen. Compartiment III is geïsoleerd dus dat kan alleen gevuld worden met put P18-2A6; de velden P/18-4 en P/18-6 hebben ook ieder één put (zie Figuur 3).

Van deze vier putten is de injectiecapaciteit van twee putten voldoende om de jaarlijkse hoeveelheid van 1.1 miljoen ton te kunnen injecteren; bij de andere twee putten is die capaciteit onvoldoende. De capaciteit is onvoldoende door de aard van het reservoir (onvoldoende permeabiliteit). Daar komt bij dat de verbuizing van put P18-6A7 ook niet geschikt is om de 47 kg/seconde te kunnen injecteren.

	put/compartiment	unit	veld P/18-2		veld P/18-4	veld P/18-6
			P18-2A1 comp I+II	P18-2A6 comp III	P18-04A2	P18-6A7
Capaciteit	dynamisch model	Bcm	14.7	0.7	4.1	0.3
	dynamisch model	miljoen ton	29.1	1.3	8.1	0.6
	analytisch model	miljoen ton	31.8		8.8	1.5
Injection 1.1 million ton/jaar mogelijk			ja	nee	ja	nee

Tabel 8 Hoeveelheden CO₂ die kunnen worden opgeslagen in de drie velden en de mogelijke injectie capaciteit van vier putten (uit Vandeweyer et al, 2011.)

De totale opslagcapaciteit volgens reservoirmodellen komen goed overeen met eerdere schattingen.

Injectie Plan

Een injectie plan is januari 2011 nog niet beschikbaar. Er zijn op dit moment (januari 2011) nog te veel onzekerheden om dit plan vast te stellen. Belangrijk bij de vaststelling van dit plan zijn

- Het tijdstip waarop de velden en de putten beschikbaar komen voor injectie,
- De injectie capaciteit van de putten,
- De resultaten van de onderzoeken naar de ombouw van de putten van gas producer naar CO₂ injector.

Ook economische motieven zullen waarschijnlijk een rol spelen bij het vaststellen uiteindelijke injectieplan.

Risico beheersing, CO₂ lekkage mogelijkheden

Inleiding

Opslag van CO₂ in P18 zal plaats vinden in lege gasreservoirs. Deze reservoirs hebben aangetoond het gas voor geologisch lange perioden te kunnen bevatten. De gasvelden bestaan omdat de deklaag en de afsluitende zijwanden (dit zijn breuken) van de P18 reservoirs geen gas of minimale hoeveelheden gas hebben doorlaten. Ze lijken dus inherent veilig te zijn voor opslag van CO₂. In de discussie hieronder worden de theoretische en hypothetische mogelijkheden van lekkage van CO₂ uit deze reservoirs besproken. De lekkage mogelijkheden en consequenties daarvan zijn uitvoerig onderzocht voor de P18 velden (Vandeweyer et al, 2011). De conclusies van deze onderzoeken aan het reservoir wijzen erop dat CO₂ opslag in deze velden mogelijk is en mits goed uitgevoerd er geen problemen zullen ontstaan. Ook de resultaten van het onderzoek aan het Barendrecht-Ziedewij Trias veld zijn voor een groot deel toepasbaar op de P18 velden.

De lekkagemogelijkheden kunnen in vier groepen worden onderverdeeld.

- 1) lekkage door de afdichtende bovenlaag.
- 2) Lekkage via het overstromingspunt (“spillpoint”) van het reservoir.
- 3) Lekkage langs de geologische breuken (dat zijn de zijwanden van het reservoir).
- 4) Lekkage langs of door de putten.

Mogelijke lekkage door de deklaag

Lekkage van CO₂ gas door de deklaag (in het Engels is dat “seal” of “caprock”) is een van de hypothetische mogelijkheden. In het Barendrecht MER Deelrapport 3 werden twee mogelijkheden van lekkage door de deklaag onderscheiden:

Door nieuwe scheuren die ontstaan in de deklaag, waardoor grote hoeveelheden CO₂ kunnen weglekken

Langzame lekkage van kleine hoeveelheden CO₂ over langere tijd door de deklaag (bv door diffusie processen). In het Barendrecht MER rapport werd dit langzame lekken sijnepen genoemd.

Newstead et al (2008a) heeft de mogelijkheid van langzame lekkage voor Barendrecht-Ziedewij bestudeerd en gemodelleerd en concluderen dat lekkage onwaarschijnlijk is en dat de hoeveelheden die zouden kunnen lekken verwaarloosbaar klein zijn.

De aard van de afsluitende bovenlagen

De afsluitende bovenlagen (deklaagen) in de P18 velden hebben een grote dikte. De afsluitende bovenlagen gerekend tot de Trias zijn 150 tot 180 m dik. Daar onmiddellijk bovenop ligt een 400 tot 500 m dik pakket schalies van de Onder Jura die zelf ook een

goede afdichting vormen. Deze lagen hebben hun afsluitende werking ruimschoots bewezen want zij hebben de Trias gasvelden effectief voor miljoenen jaren opgesloten.

Onderzoek en resultaten mechanische gedrag, afsluitende bovenlagen en breuken

Het mechanische gedrag van het onderste deel van de deklaag (direct bovenop het reservoir) onder invloed van drukveranderingen is onderzocht en gerapporteerd door Vandeweyer et al (2011). Belangrijk is of er scheuren en scheurtjes kunnen ontstaan door drukveranderingen die plaatsvinden in het reservoir.

Dit onderste gedeelte van de deklaag bestaat uit 41 tot 68 m (gemiddeld ongeveer 50 m) anhydritische kleisteen (=schalies) en dunne dolomiet laagjes. Testen op gesteentemonsters laten zien dat de mechanische effecten op deze kleisteen gering zijn indien de drukken bij de injectieput in het reservoir (de z.g. bottomhole pressure of BHP) binnen de gestelde limieten blijven en bij een normale operatie is dat ook zo. Deze gestelde limieten zijn proefondervindelijk vast gesteld. Ook de temperatuureffecten zijn onderzocht. Bij grote temperatuurverschillen tussen reservoirgesteente en de te injecteren CO₂ kunnen spanningen ontstaan die scheurtjes tot gevolg kunnen hebben. Ook hier geldt dat binnen de gestelde limieten geen scheurtjes zullen ontstaan. Kleine scheurtjes zouden kunnen ontstaan door de gecombineerde effecten van temperatuur en druk in de laatste stadia van het vullen (als het reservoir bijna de vol is) en er de temperatuursverschillen tussen reservoir en CO₂ meer dan 50° C is.

Dit onderzoek concludeert dat alleen al de onderzochte, ongeveer 50 m dikke afsluitlaag, voldoende is om de CO₂ af te sluiten. Bij dit onderzoek aan de deklaag moet men zich ook nog realiseren dat de totale dikte van het afsluitende laagpakket veel groter is, dan de laag die onderzocht is: in totaal tussen de 550 en 780 m. Ook bij overschrijding van de druklimieten bij CO₂ injectie en hoge temperatuurverschillen zullen de afsluitende eigenschappen van het totale laagpakket van 550 tot 780 m dik niet in gevaar komen.

Studies uitgevoerd voor Barendrecht-Ziedewij concluderen dat de risico's verwaarloosbaar gering zijn van scheurvorming in de deklaag als gevolg van CO₂ injectie gedurende het weer op druk brengen van het veld. (Orlic, et al, 2007; Van Eijs & Seeberger, 2008; Wildenburg et al, 2007). Kleine scheuren zouden kunnen ontstaan in de late fase van CO₂ injectie maar blijven beperkt de laagste 15 m van de deklaag ("seal" of "caprock").

Holt & Vasmel (2009) hebben de snelheid van CO₂ migratie berekend bij schade aan de afsluitende bovenlagen van het Barendrecht veld. Dit veld is in het Krijt en vergelijkbaar met het Rijnveld in P15 en de olieaccumulatie in P/18-2. Zij concluderen:

De modellen van de scenario's waaraan gerekend is, de zogenaamde 'in het slechtste geval'-scenario's, tonen aan dat zelfs in deze gevallen de hoeveelheid CO₂ die naar het oppervlak zou kunnen stromen zeer klein is. Daarnaast komt naar voren dat het bovendien minstens duizenden jaren duurt voordat er überhaupt CO₂ aan het oppervlak verschijnt.

Onderzoek en resultaten: geochemie van afsluitende bovenlagen (caprock of seal)

De effecten van CO₂ op de afsluitende bovenlagen werd onderzocht door het hoge temperatuur- en druklaboratorium van de Universiteit van Utrecht (Vandeweyer et al, 2011). Dit onderzoek voorspelt dat de effecten op mineralogie en porositeit verwaarloosbaar klein zijn

Voor Barendrecht-Ziedewij (BRTZ) zijn er ook studies uitgevoerd om de chemische veranderingen op de lange en op korte termijn in te schatten (van Bergen et al, 2008; Newstead et al, 2008b). De studies zijn samengevat door de Bruijn (2008a) en Wildenburg et al (2007). De uitkomst is dat chemische verwerking in de deklaag vermoedelijk zal leiden tot een afname van de permeabiliteit, dus tot een verbetering van de afsluitende eigenschappen. Chemische veranderingen in het reservoir kunnen leiden tot een kleine afname van de porositeit. De Bruijn (2008a) merkt verder op dat het Werkendam gasveld (dat 80% CO₂ bevat) in het gas een vergelijkbare afsluitende top laag heeft als Barendrecht-Ziedewij. Deze afsluitlaag werkt perfect en bevestigt dus dat de kans op lekkage (inclusief het “sijpelen” door de deklaag nihil is.

Onderzoek en resultaten: geochemie van het reservoir

De effecten van CO₂ op het reservoir werd onderzocht door het hoge temperatuur- en druklaboratorium van de Universiteit van Utrecht (Vandeweyer et al, 2011). De mogelijk te verwachten verandering op de lange termijn (duizenden jaren) is een kleine afname van de porositeit, van 8.8% naar 8.5 %.

Aan het reservoir van Barendrecht Ziedewij zijn ook veel studies uitgevoerd. Deze studies zijn toepasbaar op de reservoirs in P18 (van Bergen et al, 2008; Newstead et al, 2008b, Seeberger, 2008a; studies samengevat door de Bruijn, 2008a en Wildenburg et al, 2007). De resultaten van deze studies wijzen uit dat veranderingen in het reservoir, op korte termijn en op lange termijn, niet of nauwelijks consequenties hebben voor het reservoir en de daarin opgeslagen CO₂ en dat eventuele risico's verwaarloosbaar klein zijn.

CO₂ lekkage via het overstromingspunt (“spillpoint”) van het reservoir

Hieronder worden een viertal mogelijkheden behandeld die mogelijk lekkage via het overstromingspunt tot gevolg kunnen hebben. Dit zou kunnen gebeuren bij een viertal scenario's:

- 1) overvullen van de P18 CO₂ velden.
- 2) de aanwezigheid in het reservoir van “voorkeurstromen”.
- 3) oplossing van CO₂ in onderliggende waterlagen.
- 4) het ontstaan van drukverhogingen op lange termijn door volumeverandering van het reservoir.

Newstead et al (2008) heeft dit voor Barendrecht-Ziedewij bestudeerd en gemodelleerd en concluderen dat lekkage via het overstromingspunt mogelijk is maar dat de volumes beperkt blijven tot minder dan 2%.

Van de gasvelden in P18 staat vast dat het min of meer afgesloten tanks zijn, er is geen aquifer. Dus de hieronder beschreven mogelijkheden zijn nogal hypothetisch van aard.

Overvullen

Bij het over-vullen van het reservoir met CO₂ gas kan het (CO₂) gas-water contact onder het overstromingspunt komen te liggen. Ook bestaat de mogelijkheid dat er een volume verkleining van het reservoir plaats vindt na beëindiging van de CO₂ injectie. Ook hierdoor kan het CO₂-watercontact onder het overstromingspunt komen te liggen. Echter, de kans op over-vullen van het reservoir met CO₂ wordt gering geacht indien bij het vullen van het reservoir de maximale CO₂ volumes en druk binnen een veilige marge blijven, dat wil zeggen dat de druk van het met CO₂ opgevulde reservoir ruim onder de initiële druk van het gas veld blijft.

Voorkeurstromen

Het voorkomen van “voorkeurstromen” (door relatief dunne lagen met hoge permeabiliteit) is zeer onwaarschijnlijk. De reservoirmodellen laten geen voorkeurstromen zien.

CO₂ oplossing

De oplossing van CO₂ in het water onder de CO₂ zal een minimaal effect hebben. Het historische drukverloop gemeten tijdens de gasproductie laat zien dat er slechts kleine tot zeer kleine hoeveelheden water onderin het reservoir aanwezig zijn. Bovendien zal er slechts een klein volume CO₂ oplossen in dit water waarna dit water niet of nauwelijks mobiel zal zijn.

Drukverhogingen in het reservoir

Drukverhogingen zijn theoretisch mogelijk als gevolg van een aantal mechanismen, zoals reactie van CH₄ met CO₂ en doorgaande gas generatie (in het Carboon) en opvang van dit gas in de P/18 Trias gas reservoirs. Ook deze mogelijkheden zijn onderzocht voor de Barendrecht-Ziedewij (van Bergen et al, 2008; Seeberger et al, 2008b). De theoretische drukverhoging is echter gering en door een veilige druk marge aan te houden kunnen de risico's tot verwaarloosbaar klein worden beperkt.

Scenario's van CO₂ uitstroom uit het Trias reservoir

Wat er gebeurt met de CO₂ in het hypothetische geval dat het kan uitstromen is onderzocht met structuurkaarten van de top van het reservoir. De kaarten laten zien dat de CO₂ globaal in een viertal richtingen kan uitstromen (Vandeweyer et al, 2011): In alle richtingen migreert het uitstromende CO₂ gas naar andere structuren waar het vanzelf weer opgeslagen wordt onder de Trias en Jura afsluitende bovenlagen. Migratie naar bovenliggende lagen kan alleen gebeuren via putten (Vandeweyer et al, 2011).

Hypothetische migratie stromen zijn ook gemodelleerd voor de Rijn/Rijswijk zandsteen, de Holland Greensand en hogere zandsteen lagen (zie Figuur 9 en 10). Dit om te onderzoeken waar CO₂ naar toe zou migreren in het hypothetische geval dat het zou ontsnappen uit de Trias reservoirs. Theoretisch is het mogelijk dat gas uit deze hogere lagen via breuken naar de oppervlakte zou kunnen migreren, via beuken of via putten.

Ook voor de Barendrecht-Ziedewij zijn deze mogelijkheid van ontsnappen van CO₂ uit het opslag reservoir onderzocht (zie Wildenborg et al, 2007). De conclusies voor Barendrecht-Ziedewij zijn ook dat dit een verwaarloosbaar risico is.

De effecten van een lekkage van CO₂ in Krijt (Chalk) formaties van het Boven Krijt zijn onderzocht voor Barendrecht. Deze formaties zijn ook aanwezig in P18. In Barendrecht is vastgesteld dat oplossing van Krijt (Chalk) door CO₂ opgelost in water kan leiden tot bodemdaling. Model berekeningen suggereren dat deze bodemdalingen beperkt zijn tot enkele centimeters en over een tijdsperiode van honderden jaren plaatsvinden. Gecombineerd met het reeds verwaarloosbare risico dat CO₂ ooit het Krijt (Chalk) bereikt kan dit risico verder worden genegeerd.

Lekkage langs breuken

De opslag van CO₂ zal plaatsvinden in lege gasvelden in het P18 blok. Deze gasvelden hebben bewezen dat het goede gasreservoirs zijn die niet lekken. De zijwanden van deze reservoirs worden gevormd door breuken, dus ook deze breuken hebben bewezen niet doorlatend te zijn voor gas in de reservoirs bij de gemeten initiële drukken (drukken voor dat productie uit deze gasvelden begon). De modelstudies suggereren dat het gas al 150 miljoen jaar geleden het Trias reservoir instroomde en dat dus het gas heel lang in deze reservoirs was opgesloten.

Bij de beoordeling van de breuken is het van belang welk type gesteentes aan het breukvlak grenzen. Er zijn veel soorten breuken, breuken met een geringe verticale verplaatsing (spronghoogte) en breuken met een grote verticale verplaatsing. Globaal zijn twee categorieën van belang:

Type 1: breuken met aan de ene kant van de breuk reservoir zandsteen en aan de andere kant ook reservoir zandsteen. Deze breuken hebben een relatief geringe verticale verplaatsing. Deze breuken vinden we ook binnen de gasvelden en dit soort breuken vormen meestal niet de zijwanden van de gasvelden omdat gas van de ene kant van de breuk naar de andere kant kan stromen.

Type 2: breuken met aan de ene kant van de breuk reservoirgesteente en aan de andere kant schalies. Deze breuken hebben een verticale verplaatsing die groter is dan de dikte van het reservoir, dus groter dan ongeveer 200 m. Deze grote breuken vormen de zijwanden van gasvelden.

Het effect van CO₂ injectie is onderzocht op gesteentes aangetast door breuken. Ook hier kunnen kleine scheurtjes ontstaan (Vandeweyer et al, 2011) indien injectie plaats vindt in de onmiddellijke omgeving van de breuken. Door op een afstand van 150-200 m van de breuken te blijven kunnen de effecten hiervan worden beperkt.

Reactivatie van breuken

Re-activatie van bestaande breuken als gevolg van gaswinning is een veelvoorkomend fenomeen. Als gevolg hiervan treden er kleine aardbevingen op (aardbevingen). Het

KNMI heeft een meetnet in Nederland waar ook deze kleine aardbevingen worden geregistreerd. Echter in Zuid-West Nederland worden geen aardbevingen geconstateerd door de KNMI. Hieruit mag worden geconstateerd dat re-activatie van breuken als gevolg van gasproductie niet of nauwelijks voorkomt in dit gebied.

De mogelijkheid van re-activatie van breuken in P18 is door TNO bestudeerd (Vandeweyer et al, 2011). In het kader van de Barendrecht-Ziedewij opslagplannen is ook gebeurd (Orlic et al, 2007). Voor P18 en Barendrecht-Ziedewijde zijn de conclusies dat de mogelijkheid van re-activatie gering is.

Gas migratie te zien op seismische lijnen

Er zijn aanwijzingen voor aanwezigheid van ondiepe gasaccumulaties en migratie langs breuken (Vandeweyer et al, 2011). Dit gas indien aanwezig, zou afkomstig kunnen zijn uit de Posidonia Fm en/of van biogene gas processen (bacteriën die gas produceren). Dit komt veel voor en is geen bewijs dat P18 afsluitlagen lekken.

Lekkage mogelijkheden bij de putten.

CO₂ lekkage mogelijkheden door de putten en aan buitenzijde van de putwand is uitgebreid beschreven voor het Barendrecht-Ziedewij veld (samenvatting in Wildenberg et al, 2007). Diverse lekkagescenario's zijn in kaart gebracht en onderzocht. Diverse aspecten spelen hierbij een rol. Belangrijk zijn de fysisch-chemische eigenschappen van de vloeistoffen in het reservoir en de toestand van de put tijdens en na beëindiging van de CO₂ injectie.

Hypothetische lekkage mogelijkheden bij putten zijn in detail beschreven door Mulders, et al (2007) voor de Barendrecht en Barendrecht-Ziedewij velden. De maatregelen aanbevolen in deze studie gelden onverkort ook voor de P18 putten. De huidige toestand en status van putten in de P18 velden zijn in kaart gebracht en beschreven in het rapport door Vandeweyer et al, 2011). In deze studie zijn ook aanbevelingen gedaan om de putten geschikt te maken voor CO₂ injectie. De conclusie van deze laatste studie is dat alle putten in de P18 velden in principe geschikt gemaakt kunnen worden voor CO₂ injectie.

Een zestal verschillende theoretische lekkage mogelijkheden zijn in kaart gebracht en geïllustreerd:

1. Aan de buitenkant van de verbuizing ("casing"), tussen verbuizing en het cement aanwezig in de ruimte tussen gesteente en de verbuizing (de cementmantel).
2. Aan de buitenkant van de verbuizing ("casing"), door scheurtjes in het cement dat de ruimte tussen buis en gesteente opvult.
3. Aan de buitenkant van de verbuizing, tussen het gesteente en het cement aanwezig in de ruimte tussen gesteente en de verbuizing.
4. Binnen in de verbuizing ("casing"), tussen de cementplugs en de buis.
5. Binnen in de verbuizing ("casing"), door het cement van de afsluitende cementplugs.
6. Binnen in de verbuizing ("casing"), door de verbuizing als gevolg van corrosie van de verbuizing.

Lekkages kunnen dus optreden aan de buitenkant van de putverbuizing (1, 2, en 3) en aan de binnenkant van de putverbuizing (4, 5, en 6).

Bij lekkage aan de binnenkant van de putverbuizing kan CO₂ ontsnappen naar de atmosfeer en bij lekkage aan de buitenkant van de verbuizing kan CO₂ in de hogere gesteentelagen terecht komen. Beide mogelijkheden worden hier onder beschreven.

Lekkages mogelijkheden aan de buitenkant van de putverbuizing.

Lekkages aan de buitenkant van de verbuizing kunnen optreden indien de kwaliteit van het cement en de hechting van het cement aan verbuizing en aan het omgevende gesteente niet optimaal is. De effecten van chemische verwerking van het cement als gevolg van de blootstelling aan CO₂ in aanwezigheid van water is beschreven en onderzocht voor Barendrecht-Ziedewij (Mulders et al, 2007, zie ook Newstead et al, 2008a en 2008b). De Bruijn (2008a) in een samenvatting van de geochemische studies stelt dat cementdegradatie als gevolg van blootstelling aan CO₂ gering is; het is ook een langzaam proces en zou eventueel op termijnen langer dan 10,000 jaar een rol kunnen spelen.

Bij lekkage langs de putwand naar boven is het mogelijk dat CO₂ in de zanden van de Boven Jura en Onder Krijt terecht komt⁶.

Deze zanden hebben een uitstekende afsluitende toplaag zoals is aangetoond door de bestaande olievelden die in deze zanden voorkomen (het Rijnveld in P15 en de olie accumulatie in de P18-1 put). De migratie mogelijkheden van CO₂ in de Boven Jura-Onder Krijt zanden zijn onderzocht door Vandeweyer et al (2011). In het onwaarschijnlijke geval dat er CO₂ in voldoende grote hoeveelheden in de Boven Jura-Onder Krijt zanden terecht zou komen, ontstaan er een drietal secundaire CO₂ opeenhopingen. Echter door de goede afsluitende toplaag van deze zanden zullen deze secundaire opeenhopingen een permanent karakter hebben. Ook eventuele verdere migratie paden in hogere zandpakketten zijn onderzocht door Vandeweyer et al (2011). Bij het definitief verlaten van de put en bij twijfel over de cementkwaliteit kan door het plaatsen van een pannekoek plug van tenminste 30 m lengte alle onzekerheid worden weggenomen (Mulders et al, 2007).

Lekkages aan de binnenkant van de putverbuizing.

Na voltooiing van de CO₂ injectie worden de putten definitief verlaten door het plaatsen van conventionele cement pluggen of pannekoek pluggen. Putten in het CO₂ reservoir die niet gebruikt worden kunnen eerder worden afgesloten. In de studie van Mulders et al (2007) wordt geconcludeerd dat conventionele cement pluggen voldoende zijn bij goede kwaliteit van cementmantels en verbuizing. Indien er twijfels zijn over de kwaliteit van cementmantels en verbuizing kunnen de putten definitief worden afgesloten door pannekoek pluggen.

⁶ De kans dat CO₂ naar de Boven Jura-Onder Krijt zanden migreert wordt uiterst klein geacht ook door de aanwezigheid van het 500 m dikke pakket Onder Jura schalies. Deze zijn enigszins plastisch en zullen naar verwachting ook bij afwezigheid van cementmantel, de eventuele aanwezige open ruimtes bij de verbuizing dichtdrukken.

Na het plaatsen van conventionele cementpluggen kan lekkage aan de binnenkant van de putverbuizingen optreden door aantasting van de geplaatste cementpluggen. Ook kan door corrosie van de stalen putwand CO₂ in de put terecht komen en naar boven migreren. Dit is onderzocht en beschreven in Mulders et al (2007) en hier wordt geconcludeerd dat deze risico's van CO₂ lekkages verwaarloosbaar klein zijn.

Definitieve afsluiting van de putten.

Definitieve afsluiting van de injectieputten vindt plaats na beëindiging van de CO₂ injectieperiode. De putten kunnen op twee manieren definitief afgesloten worden:

Door het plaatsen van conventionele cementpluggen.

Door het plaatsen van pannekoek pluggen.

Definitieve afsluiting van andere putten in het reservoir (zoals de P/18-2 put) kan plaatsvinden voor dat de injectieperiode wordt beëindigd. Het plaatsen van conventionele cementpluggen kan worden overwogen indien de cementmantel aan de buitenzijde van verbuizing en de verbuizing zelf van voldoende kwaliteit is (Mulders et al (2007)). Het plaatsen van pannekoek pluggen kan worden overwogen indien de kwaliteit van de cementmantel aan de buitenzijde van verbuizing onvoldoende is of indien de kwaliteit van de verbuizing niet kan worden gegarandeerd (Mulders et al, 2007).

De Bruijn (2008b) heeft onderzoek gedaan naar de tijdsduur van complete degradatie (oplossing) van conventioneel cement in afsluitpluggen onder invloed van CO₂ en water en schat deze tijdsduur op groter dan 100,000 jaar. Toepassing van CO₂-resistent cement zal de levensduur van deze pluggen meer dan verdubbelen.

Status van de P18 putten.

Tabel 11 geeft een overzicht van de putten en uit welk veld en velddeel de putten produceren. In totaal zijn er tien putten in het P18 blok geboord. De bestaande naamgeving van putten en velden is verwarrend. Alle putten met A in de naam zijn geboord vanaf het P18A platform. Het nummer achter de A is een volgorde nummer, eerst A1, daarna A2, daarna A3 etc. Het nummer voor de A refereert naar het veld: P18-2A3 is in het P/18-2 veld en de derde put geboord vanaf platform. P18-4A2 is in het P/18-04 veld en de tweede put geboord vanaf het A platform.

De putten zijn in detail bestudeerd door Vandeweyer et al (2011). Ook Genesis (2010, versie (10 september, 2010) besteed aandacht aan putten.

De conditie van de putten is redelijk tot goed, ook vergeleken met andere putten op het Nederlandse deel van het continentale plat.

P18-1 geboord in 1988 (Tabel 10) doorboort het P/15-9 veld. Een klein deel van dit gasveld is in het P18 blok, het grootste deel is in het P15 Blok. Dit veld maakt geen deel uit van de plannen voor CO₂ injectie in P18.

P18-2 is net als P18-1 niet gedeveerd. De oppervlakte locatie (bovenkant) van P18-2 is niet bij het P18/A platform. Deze put zal definitief worden verlaten.

Beschrijving van de P/18 gasvelden.:

P18-2A4 was een mislukte poging een put te boren. Bij een diepte van 416 m ontstonden er problemen zodat er niet verder kon worden geboord. De put is verlaten.

Gas veld	putten	Jaar geboord	Status	TD (m)	opmerkingen
P/15-9	P18-1	1988	"tijdelijk verlaten"	3633	ontdekker P/15-9 veld
P/18-2 veld compartiment I	P18-2	1989	"tijdelijk verlaten"	3766	ontdekker P/18-2 veld; was nooit in productie.
	P18-2A1	1990	productie	3839	oude naam P18-3
	P18-2A3	1993	productie	4305	Zijtakken S1, S2
	P18-2A4	1993	verlaten	416	put verlaten op 416 m diepte
	P18-2A5	1996-1997	productie	5229	zijtak S1
P/18-2 veld compartiment II	P18-2A6-S1	2003	productie		zijtak van P18-2A6
P/18-2 field compartiment III	P18-2A6	1997	productie	4852	
P/18-4 veld	P18-4A2	1991	productie	4352	oude naam P18-4
P/18-6 veld	P18-6A7	2003	productie	5065	Zijtak S1

Tabel 9. Putten in het P18 Blok. Diepte (TD) van de putten is gemeten langs het boorgat ("along hole", zie Figuur 21). Zie ook de kaart van Figuur 3, waar alleen de mislukte put P18-2A4 niet op staat.

Zijtakken ("sidetracks")

Verschillende putten hebben zijtakken ("sidetracks"), zie Figuur 21 voor enige terminologie. Er zijn twee redenen om een zijtak te boren:

1. Gedwongen doordat er problemen zijn ontstaan tijdens het boren van de put en er niet meer verder kan worden geboord. In dat geval kan er een zijtak worden geboord. Er wordt begonnen met de zijtak ruim boven het niveau waar het probleem aanwezig is en vervolgens in de zijtak verder geboord. De originele tak met het probleem wordt afgesloten en verlaten. Een voorbeeld van dergelijke problemen is put P18-2A5. In deze put is het onderst gedeelte van het boorapparaat ("bottom hole assembly") losgeraakt en in het boorgat gevallen. Pogingen die weer uit de put te vissen mislukten. Putten met deze zijtakken zijn P18-2A3, P18-2A5 en P18-6A7 (zie Tabel 10). Het hebben van deze zijtakken heeft verder geen consequentie voor de put en kan daarom worden genegeerd.
2. Vrijwillig. In dit geval zijn er geen boorproblemen en wordt er een zijtak geboord om een ander reservoir aan te sluiten. In het geval van P18-2A6 en P18-2A5 is het originele eerste boorgat in het Compartiment III van het P/18-2 veld. Later werd er een zijtak geboord om compartiment II van het P/18-2 veld aan te sluiten. Deze oplossing is veel goedkoper dan een hele nieuwe put te boren. Op dit moment (jaar 2011) zijn beide zijtakken tegelijk in productie.



Samenvatting en aanbevelingen van de put inventarisatie studies

Alle putten geboord van het A platform zijn goed toegankelijke en kunnen worden gecontroleerd en zo nodig worden aangepast voor CO₂ injectie. Speciale aandacht moet worden besteed aan P18-2A6 en P18-2A6 S1. Aanbevolen word P18-2A S1 af te sluiten en P18-2A6 om te bouwen tot injector.

47

pluggen. De eerste methode is goedkoper en kan worden uitgevoerd indien er geen twijfels zijn over de status van de put en cement mantels. De twee manier kan worden gekozen indien de cementmantel over de kritieke intervallen van onvoldoende kwaliteit is.

Referenties

Bisschop, R., F. Seeberger, M. Slaats, R. van Eijs & J. Newstead, 2007, CO₂ interaction with Chalk, Doc. no.: EP200709215852.

De Jager, J. M. A. Doyle, P. J. Grantham & J. E. Mabillard, 1996. Hydrocarbon habitat of the est Netherlands Basin. In: Rondeel et al (eds) Geology of Gas and Oil in the Netherlands Kluwer Academic Publishers, p. 191-209.

De Jager, J., 2007, Geological development. In: Wong et al (eds); Geology of the Netherlands. P. 5-26.

De Bruijn, J., 2008a, Geochemical consequences for CO₂ storage in the BRT(-Z) fields Summary. EP200810202805.

De Bruijn, J., 2008b, Well cement degradation for CO₂ injection fields, EP200710220925.

Genesis, 2010 (versie 10 September), Concept study for transportation & Processing CO₂ offshore, Phase 2 report, (versie 10 September), J-71495/A (J71495-A-A-RT-002-B2.docm).

Holt, S & M. Vasmel, 2009, Technisch geologisch onderzoek naar CO₂-opslag in het Barendrecht veld. TA3600. Delft University.

Mulders, F.M.M., R. Gouwen, B. Orlic, & T. Benedictus, 2007, Well Integrity for CO₂ storage in the fields Barendrecht and Barendrecht-Ziedewij gas fields, TNO report 2007-U-R1057/B.

Newstead, J., H. Priebe, A. Sluijk, M. Lorenzo, M. Slaats, F. Seeberger, R. Bisschop, K. van Ojik, R. Trompert, J. de Bruijn, R. van Eijs, L. Finlayson, L. Haron, 2008a, Leak volume and rate assessment; paragraph 13.7 of Technical Field Development Plan Barendrecht & Barendrecht-Ziedewij CO₂ Geostorage. NAM Report No: EP200801218447.

Newstead, J., H. Priebe, A. Sluijk, M. Lorenzo, M. Slaats, F. Seeberger, R. Bisschop, K. van Ojik, R. Trompert, J. de Bruijn, R. van Eijs, L. Finlayson, L. Haron, 2008b; Chapter 6 Chemical Interaction Study of Technical Field Development Plan Barendrecht & Barendrecht-Ziedewij CO₂ Geostorage. Report No: EP200801218447.

Orlic, B., P. Fokker, K. Geel, 2007, Caprock and Fault Integrity for CO₂ storage in the Barendrecht and Barendrecht-Ziedewij gas fields. TNO report; 2007-U-R1057/B.

Racero-Baena, A. & S. J. Drake, 1996. Structural style and reservoir development in the West Netherlands oil province. In: Rondeel et al (eds) *Geology of Gas and Oil in the Netherlands* Kluwer Academic Publishers, p. 211-277.

Seeberger, F. 2008a, Estimation of de-hydration effects due to injection of dry CO₂ in Barendrecht and Barendrecht Ziedewij, report EPE 200810202504.

Seeberger, F., 2008b, Estimation of long-term pressure increase due to ongoing gas charge in Barendrecht. Shell EPE report No. EP200810203728.

Spain, D. R. & C. P. Conrad, 1997, Quantitative analysis of top-seal capacity: Offshore Netherlands, Southern North Sea. *Geologie en mijnbouw*, 76, p. 217-1997.

TNO-NITG, 2002, Geological Atlas of the Netherlands, (Explanations to) Mapsheets VII and VIII, Noordwijk-Rotterdam and Amsterdam-Gorinchem. ISBN 90-72869-65-6

TAQA, 2009, Reservoir description P18 fields for CO₂ sequestration. (unpublished) Report constituted for Electrabel/E.on For EEPR Application.

Van Adrichem Boogaert, H.A. & W.F.P. Kouwe, 1993, Stratigraphic Nomenclature of the Netherlands, revision and update by the RGD and NOGPA, Mededelingen Rijks Geologische Dienst, No. 50, 1993.

Van Balen, R.T, F. van Bergen, C. de Leeuw, H. Pagnier, H. Simmelink, J.D. van Wees & J. M. Verweij, 2000, Modelling the hydrocarbon generation and migration in the West Netherlands Basin, the Netherlands, *Geologie en Mijnbouw / Netherlands Journal of Geosciences* 79 (1): 29-44 (2000).

Van Bergen, F, T. Tambach, C. Hofstee & P.David, 2008, Geochemical consequences of CO₂ injection in the Barendrecht and Barendrecht-Ziedewij gas fields. TNO report 2007-U-R1057/B – revised Date May 1, 2007 – revised September 2008.

Van Eijs, R., & F. Seeberger, 2008, Barendrecht (BRT) CO₂ sequestration: consequence from a irreversible stress path NAM report EP200803212403.

Vandeweyer, V. R., R. Groenenberg, R. Donselaar, M. Pluymaekers,, D. Loeve, C. Hofstee, M. Nepveu, B. Orlic, A. Akemu, U. Miersemann, T. Benedictus, R. Arts, F. Neele, W. Meindertsma, 2011, Feasibility study P18 (final report). CATO2-WP3.01-D06 report; p.1-197.

Wildenborg, T., F. van Bergen, F. Mulders, T. Benedictus, B. Orlic, C. Hofstee & F. Neele, 2007, Technical investigations supporting the feasibility of effective and safe

Beschrijving van de P/18 gasvelden.:

storage of CO₂ in the Barendrecht (BRT) and Barendrecht-Ziedewij (BRTZ) gas fields.
Executive summary, TNO report 2007-U-R1057/B.

Winningsplan P18 velden, 2003. Zie internet:

http://dinodds51.dinonet.nl/deliverables/sync/NLOG_FieldAsset_6733_20070918-1-01-Pub_Public_Winningsplan_P18.pdf