Jan van den Noort, *Noordzee olie en gas, Eindverslag van een GE-leeronderzoek* (doctoraal scriptie Geografie, Rijksuniversiteit Utrecht; Rotterdam 1980)

Inhoudsopgave

Economisch winbare reserves....1
- Reserves....1
- Winbaarheid....2
- Economisch winbaar....3
- Noten....5

Verdeling van het continentale plat....6
- De oliemaatschappijen....8
- De prijs....10
- Noten....11

Mijnwetgeving....12
- Mijnwetgeving in Duitsland....13
- Mijnwetgeving in Denemarken....13
- Mijnwetgeving in Nederland....13
- Mijnwetgeving in Engeland....14
- Mijnwetgeving in Noorwegen....15
- Noten....16

Geotektoniek....17
- Zuidelijke Noordzee....20
- Noordelijke Noordzee....22
- Centrale Noordzee (kalk)....24
- Centrale Noordzee (zand)....26
- Noten....27

Opsporing....28
- Groningen....28
- Montrose en Ekofisk....30
- Brent....32
- Noten....33

Winning....34
- Technologie....34
- Rendement....35
- Noten....37

Literatuur....38

ECONOMISCH WINBARE RESERVES

Het concept "Economisch winbare reserves"[1] is terug te voeren op:de hoeveelheid olie en gas die zich in de bodem bevindt (Reserves),de hoeveelheid die de oliemaatschappij uit de bodem kan (technologie) en mag (juridisch) halen (Winbaar) en de hoeveelheid die de oliemaatschappij er uit wil halen (Economisch)

RESERVES

Geologisch gezien heeft de Noordzee een zeer verbrokkeld patroon. West-Europa is als het ware vermalen tussen de Euraziatische, Noordamerikaanse en Afrikaans/Arabische Plaat. Het ontstane patroon laat drie breukrichtingen zien waarlangs de sedimentatiebekkens zich hebben gevormd,[2] die nu de grote olie- en gasreservoirs herbergen.
De Noordelijke Noordzee die van de Zuidelijke wordt gescheiden door twee stabiele platforms heeft een dik pakket jonge sedimenten. De Zuidelijke Noordzee mist dit pakket voor een belangrijk deel omdat de bekkendaling minder sterk was en omdat door inversie onder invloed van de tektoniek een groot deel weggeërodeerd is.
Hierdoor zijn de oudere (paleozoische) sedimenten hier dichter aan het oppervlak en daardoor niet aan het speurende oog van de oliemaatschappijen ontsnapt. Vergassing van steenkool (carboon) heeft hier de er boven liggende zandsteen (rotliegendes) voorzien van methaan. Dit methaan accumuleerde in de bovenste lagen van de zandsteen onder de hermetisch sluitende zoutlagen van de Zechsteinzee in zeer gecompliceerde strukturen. Deze oude lagen waren door de tektoniek al verschillende malen vervormd, verbogen enz..
De mesozoïsche reservoirs van de Noordelijke Noordzee bevinden zich op grote blokken die door de tektoniek gekanteld zijn. Deze reservoirs zijn gevuld met olie (ontbindend plankton) uit de jongere laag van de er naast gelegen trog. Deze zelfde jongere laag : de Kimmerische klei, ligt op de reservoirs en verspert de migrerende olie de toegang tot hoger gelegen lagen.
De jongste reservoirs (tertiair) bevinden zich in de Centrale Noordzee. Een aantal is ontwikkeld in mariene kalk (Danian en Mesozoïsch Krijt)[3].Aangenomen wordt dat de olie afkomstig is van de erboven liggende schalies en door overdruk in de kalk terecht is gekomen, dan wel dat Kimmerische klei het moedermateriaal vormt.
De erboven liggende schalies zijn door halokinese(= zoutbeweging) tot een koepel gevormd waarin de olie en het gas zijn geaccumuleerd.
De andere tertiaire voorkomens zijn in zandsteenreservoirs (de tertiaire delta's voor het East-Shetland Platform).
Tertiaire schalies vormen zowel het moedermateriaal als de afsluitende "caprock" boven het door verjongde breuken, drapering en klink gevormde reservoir.

De bovengenoemde reservoirs bevatten het overgrote deel van de "bewezen reserves" in de Noordzee. Op grond van spectaculaire vondsten zijn deze succesformules uit de bus komen rollen. Groningen in de Zuidelijke Noordzee, Brent in de Noordelijke en Montrose (zand) en Ekofisk (kalk) in de Centrale Noordzee.
Naast deze succesreservoirs zijn nog een aantal afwijkende reservoirs gevonden. Op deze "oil-plays" is door de speurders niet zo entousiast gereageerd als op voornoemde succesformules. Dat neemt niet weg dat zich hier ook reserves bevinden. Gedeeltelijk ontdekt (Auk, Argyll, Hewett, Piper, Magnus e.a.) gedeeltelijk hypothetisch.

WINBAARHEID

Winbare reserves zijn die reserves die technisch en juridisch gezien winbaar zijn.

technisch winbaar

Eerste voorwaarde voor winbaarheid is dat de reserves opgespoord zijn. Bij opsporing van olie en gas houden de maatschappijen rekening met de opbouw van een voorraad voor 30 jaren. Deze 30 jaren worden ten onrechte vaak aangezien voor de uiteindelijk winbare hoeveelheid.
De opsporingstechnieken hebben zich de afgelopen jaren zeer sterk ontwikkeld. Bijvoorbeeld seismogrammen van 15 jaar terug zijn niet te vergelijken met die van nu. Door deze verbeteringen is het aantal succesvolle boringen aanzienlijk toegenomen. De hoge kosten van offshore boringen zullen hier zeker toe hebben bijgedragen.
Deze exploratieboringen vonden in steeds dieper water plaats. Vaste platformen werden vervangen door diepdrijvende booreilanden en het computergestuurde boorschip; Een diepte van 1000 meter lag hiermee open voor exploratie.
Ten aanzien van de diepte ligt de ontwikkeling van produktieplatforms een eind achter bij de exploratietechnologie. Produktie uit water van 250 meter[5] is mogelijk en aangezien de Noordzee nergens dieper is dan 250 meter (uitzondering: Noorse Kil) vormt de diepte hier geen belemmering. De ontwikkeling van putafwerking op de zeebodem maakt rendabele ontwikkeling van de marginale bronnen van een veld mogelijk.
Gemiddeld stroomt slechts een kwart van het reservoir uit eigener beweging naar de put (primaire winning). Door reïnjectie van het meegewonnen water en het gas wordt de produktie verhoogd tot ± 35 % (secundaire winning). Andere methoden om de rest van de olie te winnen (tertiaire winning) zijn in ontwikkeling en hebben voor zware olie onshore al successen opgeleverd (Schoonebeek 50 %).

juridisch winbaar

Het Continentaal Plat onder de vrije zee werd na WO II door allerlei landen (de VS voorop) geclaimd voor de winning van bodemschatten en de Verenigde Naties zouden de Verenigde Naties niet zijn als er niet weer een commissie benoemd werd om in de warwinkel van claims wat orde te scheppen. De commissie stelde ter afgrenzing van het Continentaal Plat een diepte- (200 meter) en

een exploiteerbaarheidskriterium voor. De hieruit voortvloeiende Conventie van Genève (1958) gaf de nationale claims een internationaal tintje en een recept voor bilaterale overeenkomsten.
Het recept bleek niet overal even heilzaam, maar in de Noordzee wist men er,na tussenkomst van het Internationaal Gerechtshof,redelijk mee te werken. De verdeling van die Noordzee (geheel bestaande uit Continentaal Plat) bepaalde voor welk gebied welk juridisch regiem zou gaan gelden. Deze regiems lopen nogal uiteen.4)
De Duitse en Deense regering stimuleren de exploratie zeer sterk, mede in verband met het geringe succes dat tot op heden geboekt is. Ook de Nederlandse regering beoordeelt een verhoogde exploratieaktiviteit als positief. De redelijke mate van succes heeft hier geen grenzen gesteld aan de winbaarheid. De Engelse regering beleidt met de mond al enige tijd een conserverende politiek,maar grijpt niet in in de zeer succesvolle exploratie van het Engelse Plat. Alleen de Noorse regering heeft de exploratieaktiviteit daadwerkelijk beperkt. Ze zag hiertoe de noodzaak in verband met de catastrofale inflattoire gevolgen die de olieinkomsten zouden hebben op haar economische struktuur.
Naarmate de betrokken regering zich bewuster wordt van haar rijkdom aan bodemschatten en de mogelijkheid exporteur te worden van deze bodemschatten zal ze zich steeds meer op één lijn opstellen met de traditionele olie exporterende landen (i.c. OPEC).

ECONOMISCH WINBAAR

Een winbare reserve is economisch winbaar als de producent de winning van die winbare reserve als voordelig interpreteert.

Die producent is in de meeste gevallen een grote internationaal georganiseerde oliemaatschappij die op meerdere plaatsen naar olie zoekt en en uit zijn reserves de meest geschikte velden uitkiest voor winning. De geproduceerde olie wordt in de eigen raffinaderijen verwerkt en door het eigen distributieapparaat afgezet.
Door haar internationalisme, verticale integratie en grote hoeveelheid reserves heeft zo'n producent een grote flexibiliteit. Ze kan op allerlei plaatsen olie winnen en bepalen of een winbare reserve al dan niet boven de grond komt. De samenwerking tussen die oliemaatschappijen heeft sinds 1972 een legitiem karakter gekregen door de opheffing van de anti-trust wetgeving in de VS..
De gevormde staatsoliemaatschappijen konden weinig tegenwicht bieden tegen de grote 7. Niet alleen omdat ze kleiner waren, maar ook omdat deze nationale oliemaatschappijen vaak internationals werden met vergelijkbare belangen als de grote 7.
Die belangen lagen vooral in een aanbodsbeperking. Tot 1970 stonden de olieprijzen onder sterke druk van een groot aanbod. Door gebundelde kracht van de OPEC, de oliemaatschappijen en de VS. werd het olieaanbod terug-

geschroefd en schoot de prijs omhoog.
De economische winbaarheid van de reserves is door deze in ingreep enerzijds vergroot: Grote hoeveelheden Noordzee olie konden nu rendabel gewonnen worden. Anderzijds zullen de prijsopdrijvers alles in het werk stellen om het aanbod beperkt te houden. Naarmate de exportbelangen van een land toenemen heeft het meer belang bij ondersteuning van die hoge prijs. Door haar mijnwetgeving kan ze het aanbod niet alleen direkt beperken (zie blz.) maar ook indirekt via de belastingdruk. Een hogere belastingdruk geeft een lager rendement.
Naast prijs en belastingdruk spelen reservoirkarakteristiek, ligging en rentestand een rol bij het al dan niet in produktie nemen van een veld.
De reservoirkarakteristiek van het veld laat zich uitdrukken in grootte, diepte en produktiekarakteristiek.
De ligging is van belang in verband met de diepte van de zee ter plekke en de afstand uit de kust. Een keus dient gemaakt te worden over soort platform, wijze van vervoer naar de kust en plaats van aanlanding.
De prijs van het geld (de rentestand) is van belang in verband met de investeringen die voor het allergrootste deel gedaan worden aan het begin van een vrij lange (20 á 30 jaar) produktieperiode. Om het risico te verminderen zijn de maatschappijen geneigd zoveel mogelijk op zeker te spelen en vinden vrij lage schattingen van de produktiviteit plaats. De keus is namelijk niet tussen één boring meer of minder, maar één platform meer of minder (= + 20 boringen). Mede in verband hiermee én om het rendement op geïnvesteerd vermogen zo hoog mogelijk te houden vindt slechts winning plaats van de gemakkelijk te winnen gedeelten van een reservoir.

NOTEN

1. van Meurs blz. 15: The economically-recoverable reserves.
2. Offshore is de kans op het aantreffen van voor olie en gas geschikte reservoirs groter.
3. Vanzelfsprekend is het Krijt geen tertiaire periode. Aangezien echter Danian het belangrijkste reservoirgesteente is leek mij deze generalisatie geoorloofd.
4. Men zou respectievelijk kunnen spreken van het nastreven van zelfvoorziening (Denemarken en Duitsland), het handhaven van de zelfvoorziening (Nederland) en het handhaven van de exporteursrol (Engeland en Noorwegen).
5. Exxon is voornemens in 1983 in de Golf van Mexico in water van 300 meter te gaan produceren. Essobron april 1980.

VERDELING VAN HET CONTINENTALE PLAT

De internationale verdeling van de zee is alles behalve een overzichtelijk geheel. Claims werden, al dan niet van wapengekletter vergezeld door juristen verdedigd en waar mogelijk vastgelegd.
Zo stelde president Truman in 1945 unilateraal de rechten van de V.S. op de zeebodem rond haar territoor vast tot een diepte van 100 vadem (=183 meter). Dit komt ongeveer overeen met het continentaal plat.
In de warwinkel van claims die daar op volgde probeerde de International Law Commission van de V.N. inzicht en orde te scheppen. Na twee concepten waarin zowel een exploiteerbaarheidskriterium als een dieptekriterium (200 meter) werd gehanteerd kwamen beide kriteria terecht in het concept dat voorgelegd werd aan de Geneefse Conventie (1958), die na veel onenigheid deze versie aannam.
Definitie van het continentaal plat was niet het enige probleem. Al sinds Hugo de Groot gold het principe "Mare Liberum". En dit principe diende ook gehandhaafd te worden voor het water boven het plat. Met andere woorden de zeevaart en de visserij mochten op geen enkele manier gehinderd worden. Vervuiling van het zeewater diende voorkomen te worden. Ditzelfde gold ook voor het luchtruim.
De verdeling van de continentale platten diende volgens het principe van "gelijke afstand" te geschieden. Voor een 3-mijlszone is dit een redelijk principe, dat, zo dicht bij de kust weinig aanleiding tot problemen zal geven. Voor de begrenzing van het continentaal plat zou deze regel in een aantal gevallen niet voldoen.
11 mei 1964 tekende het 22ste land (Engeland) de Conventie, waarmee het nieuwe regime in werking trad.

Ondertekening door Denemarken: 12-6-1963
Engeland : 11-5-1964
Nederland : 18-2-1966
Duitsland : niet ondertekend
Noorwegen : niet ondertekend

Op basis van de Geneefse Conventie zijn een aantal bilaterale overeenkomsten gesloten (zie fig. 1.):

Duitsland - Nederland	1-12-1964	(A)
Engeland - Noorwegen	10- 3-1965	(B)
Duitsland - Denemarken	9- 6-1965	(C)
Engeland - Nederland	6-10-1965	(D)
Noorwegen - Denemarken	8-12-1965	(E)
Engeland - Denemarken	3- 3-1966	(F)
Nederland - Denemarken	31- 3-1966	(G)

De Engels-Noorse en Deens-Noorse overeenkomsten kwamen vrij snel tot stand. Denemarken en Engeland hadden de Noorse claims kunnen pareren door te wijzen op de diepe trog vlak voor de Noorse kust, maar zij zagen hier van af.

Denemarken en Nederland tekenden 31 maart 1966 een overeenkomst waarbij volgens het principe van "gelijke afstand" een grens werd overeengekomen tussen het noordelijk deel van het Nederlandse continentale plat en het westelijke deel van het Deense. Daarmee zetten zij Duitsland buiten spel. Duitsland, dat zich door het niet tekenen van de Geneefse Conventie niet gebonden achtte aan het principe van "gelijke afstand" protesteerde. Overeengekomen werd dat de zaak voorgelegd zou worden aan het Internationaal Gerechtshof te Den Haag. Dat Hof bepaalde 20 februari 1967 dat hier het "billijkheidsprincipe" gehanteerd diende te worden. 28 januari 1971 kwamen Denemarken,Duitsland en Nederland een nieuwe verdeling overeen waarbij het Duitse continentale plat gedeeltelijk aan het Engelse plat grensde.

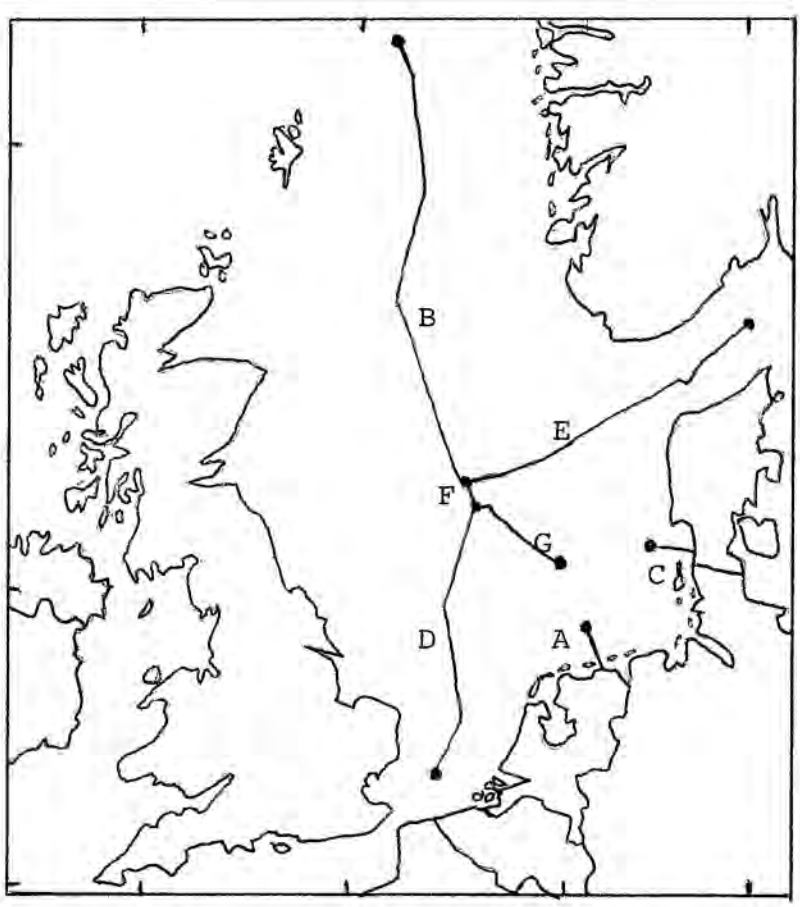

Fig. 1. Grensovereenkomsten in de Noordzee.
Bron: S. Oda.

DE OLIEMAATSCHAPPIJEN

Met kop en schouders steken 7 oliemaatschappijen boven de andere, overigens ook niet zo kleine, ondernemingen uit. De grootste van de "7 dochters" is de Amerikaanse Standard Oil of New Yersy, beter bekend onder de naam Exxon (= Esso). Samen met de Standard Oil of California (= Chevron), de Standard Oil of New York (= Mobil) en andere Standard Oil maatschappijen was ze verenigd in de grote Standard Oil Trust, die in 1911 door de V.S. anti-trustwetgeving werd ontbonden. Naast deze drie S.O.-maatschappijen hebben ook Texaco en Gulf Oil hun hoofdvestigingen in de V.S.. De andere "dochters" zijn de Engelse British Petroleum (BP) en de Nederlands-Engelse Royal Dutch Shell.
Ze houden zich allen bezig met produktie, transport, raffinage en distributie en een niet onaanzienlijk aantal nevenaktiviteiten. Ze zijn Multinationaal in de ware zin van het woord en hun belangen en invloed zijn navenant. De samenwerking tussen de zeven is aanzienlijk en al vaak is hen in verband daarmee kartelvorming verweten.
De kleinere oliemaatschappijen (independents) zijn voornamelijk Amerikaanse ondernemingen, die zich aanvankelijk slechts op de V.S. markt richtten. In de 50er jaren richtten ze hun blik op de goedkopere Midden-Oosten olie. Door de importcontingentering van Eisenhower (1959) werden ze echter gedwongen om voor hun afzet naar elders om te zien. (in dit geval Europa en Japan). Deze independents zijn niet allen aktief in de gehele bedrijfskolom.
Een derde groep wordt gevormd door de nationale staatsoliemaatschappijen.[3] De grootste: de Compagnie Française de Pétrol (o.a. Total) wordt wel eens de 8ste dochter genoemd en heeft evenals de Italiaanse Ente Nazionale Idrocarboni (ENI) een belangrijke internationale oriëntatie. In de Noordzee zijn de British National Oil Corporation (BNOC) en de Noorse Statoil de belangrijkste staatsoliemaatschappijen. Deze nationale oliemaatschappijen zijn vaak zo groot dat ze eigen belangen gaan nastreven, en daardoor niet steeds analoog aan de nationale politiek reageren.
Het allergrootste gedeelte van de aktiviteiten in de olie-industrie wordt beheerst door de grote 7. Mede in verband met hun vertikaal geïntegreerd zijn is hun flexibiliteit aanzienlijk. De reserves waarover ze kunnen beschikken zijn zo groot dat het wegvallen van het olieaanbod in het ene gebied gemakkelijk opgevangen kan worden door het opvoeren van de produktie in een ander gebied. De maatschappijen streven naar een reserve van ± 30 jaar. Hun exploratieaktiviteit wordt daar op afgestemd. Deze 30 jaar wordt maar al te vaak aangezien voor en gepresenteerd als de uiteindelijk winbare hoeveelheid olie.[4]
Het grootste gedeelte van de transacties in ruwe olie vindt plaats middels kontrakten tussen de olieconcerns en de produktielanden. Een klein gedeelte wordt verhandeld via de vrije markt, die ten onrechte ook wel de Rotterdamse Markt wordt genoemd.

De flexibiliteit die geldt ten aanzien van de activiteiten in de olie-industrie geldt maar zeer ten dele voor de gaswinning en distributie. Het transport van gas is in de praktijk nog grotendeels gebonden aan pijpleidingsystemen en distributienetten. Het gevaarlijke vervoer van vloeibaar gas per tanker ondervindt, terecht, nog veel weerstand.
Overigens kan niet iedere soort ruwe olie overal aangeland worden. Raffinaderijen zijn afgestemd op hun afzetmarkt en de aangelande olie dient een voor hen zo gunstig mogelijke verhouding van lichte, middel- en zware destillaten te bevatten.

DE PRIJS

Toen de kleine V.S.-maatschappijen (na 1959) door Eisenhowers toedoen met hun goedkope olie bleven zitten, werden ze gedwongen deze op de Europese en Japanse markt af te zetten. Dusdanig grote hoeveelheden olie werden aangeboden dat niet alleen de kolen snel het onderspit delfden, maar dat ook de olieprijs onder druk kwam te staan. De maatschappijen verlaagden daarop de"posted prices"[5] en de produktie landen zagen hun royalties teruglopen.
Reden voor hen om de OPEC op te richten (1959),Een organisatie die het aanvankelijk niet eens kon worden over een aanbodsbeperking.[6] Pas in 1970 kondigden de exporteurs aan dat ze aanbod en prijs van de olie zelf zouden gaan bepalen (Caracas).
De daarop volgende prijsverhogingen bereikten en bereiken recordhoogten. Zolang de Oliemaatschappijen kans zagen de aan hen berekende prijzen door te berekenen in hun produktprijzen, hadden ze hiermee geen problemen.Sterker nog ze voeren er wel bij:

1. Het tot dan toe bestaande surplus aan olie verdween volledig.
2. Om effektief strijd te kunnen voeren "tegen" de OPEC was samenwerking van de industrie nodig, iets dat op grond van de anti-trustwetgeving van de V.S. verboden was. Nixon onthief de olieconcerns van dit samenwerkingsverbod (1972). De strijd tegen de OPEC bleek mede hierdoor een effektieve samenwerking tussen OPEC en de olietrust.

Een derde belangrijke partij zag in de prijsverhogingen een voordeel. Het Amerikaanse bedrijfsleven betaalde al jaren een veel hogere prijs voor haar eigen (V.S.) olie, dan de Europese en Japanse concurrenten voor hun Midden-Oosten olie. De opheffing van de importquota's (1973) moet ook in dit kader beoordeeld worden. De wereldvraag naar Midden-Oosten olie steeg sterk en gaf de stijgende prijzen een flinke steun in de rug.
Het is deze hogere prijs die de ontwikkeling van duurdere olievelden economisch mogelijk maakt. (bijvoorbeeld de Noordzeevelden). De aanbodzijde wordt door de oliemaatschappijen angstvallig in de gaten gehouden. Voor alles wil men voorkomen dat de nieuwe olievondsten de olieprijs ondergraven.
De dreiging oliekranen dicht te draaien wordt dan ook vaker geuit om economische dan om politieke redenen.
Een belangrijke psychologische faktor is het algemene gevoel dat de olie bijna op is. De bereidheid een hogere prijs te betalen wordt hierdoor versterkt.
Gas heeft door de al eerder gekonstateerde geringere flexibiliteit nog geen echte wereldmarkt. De prijzen lopen nogal sterk uiteen, maar zijn wel sterk opgestuwd door de gestegen olieprijzen.

NOTEN

1. De V.S. bleven, onder de druk van de Olie-lobby het exploiteerbaarheidskriterium aanhangen. Met de ontwikkeling van de technologie kon de grens zich uitbreiden voorbij de 200 meter dieptegrens. K. Chapman: blz. 38.
2. De belangrijkste olie- en gasvelden bevinden zich op en om die grenslijn. Of Engeland een claim tot aan de Noorse Kil ooit waar had kunnen maken valt te betwijfelen.
3. P. Odell (1979) blz. 21:".....", if state interests and direct government involvement in oil continue to expand at the rate at which they have expanded in the post-war period, then in the relatively near future it seems more than likely that the oil companies will no longer be required as intermediaries."
4. Onderstaande figuur kan een en ander wat verduidelijken. Bron: P. Odell/ K. Rosing (1975)

5. R.M. Pegrum e.a. blz. 190: Posted Prices.
6. Een land als Saoedie-Arabïe heeft zo veel reserves dat aanbodsbeperking niet steeds als de beste strategie wordt ervaren.

MIJNWETGEVING

In haar poging tot een zo volledig mogelijke afroming te komen van de winsten van de oliemaatschappijen staan het land van winning allerlei methoden ter beschikking. De Bonus, het Oppervlakterecht, Royalties, Belastingen en Staatsdeelname. Van Meurs noemt de totale financiële druk die door de mijnwetgeving wordt uitgeoefend de "Conditions Pressure".[1]
Als deze "Conditions Pressure" te laag is vindt geen optimale afroming plaats. Als hij te hoog is zullen de internationaal georganiseerde oliemaatschappijen hun interesse verliezen en elders naar olie en gas gaan zoeken. Hoe hoog deze "Conditions Pressure" mag zijn hangt af van de perceptie die de oliemaatschappijen hebben van hun kans op succes. Wat die perceptie is komt echter niet naar buiten. Wat daar vaak voor aangezien wordt zijn strategische uitspraken, die de bedoeling hebben prijs c.q. "Conditions Pressure" te beïnvloeden.
Hoe groot die Pressure uiteindelijk kan worden hangt af van de perceptie die de overheden hebben van de kans op succes. De verwachtingen van de overheden ten aanzien van die kans op succes liggen in eerste instantie over het algemeen erg laag en de daaruit voortvloeiende mijnwetgeving heeft een lage "Conditions Pressure".
Verandert de verwachting van de overheid ten aanzien van de kans op succes, dan zal over het algemeen de mijnwetgeving daaraan aangepast worden.
Duidelijk zal zijn dat de maatschappijen groot belang hebben bij het beïnvloeden van de perceptie van de betrokken overheden. Een lagere "Conditions Pressure" betekent immers een hogere winst. De oliemaatschappijen hebben niet nagelaten de schaarste van het produkt olie op allerlei manieren te benadrukken. De door de oliemaatschappijen in het leven geroepen Energiecrisis heeft dus niet alleen invloed op de prijs maar ook op de mate van afromen. Dit geldt vanzelfsprekend niet voor de traditionele olie producerende landen. Deze zijn zich al jaren bewust van de grote hoeveelheden olie en gas in hun bodem.
Naarmate de overheid steeds overtuigder raakt van de kans op succes bij het zoeken naar bodemschatten én de mogelijkheid bestaat dat ze exporteur wordt, zal haar energiepolitiek steeds meer op één lijn komen te zitten met de politiek van de traditionele olie producerende landen en dus met OPEC.
Een land dat zelfvoorziening nastreeft heeft belang bij een zo hoog mogelijke produktie. Een hoge prijs kan daarbij marginale velden rendabel maken.
Een land dat echter een hoge export nastreeft heeft op de eerste plaats baat bij een zo hoog mogelijke prijs.
De vraag is dan ook gerechtvaardigd in hoeverre verhoging van de "Conditions Pressure" na de Energiecrisis van 1973/74 plaats vond ter afroming van "Windfall-profits", dan wel om het aanbod onder controle te houden.
Tekenend hierbij is de opmerking van Skogstad:"With the present rate of exploration for oil on the continental shelves around the world it is not impossible that in

some years there might be a relative surplus of oil, at least temporarily."

MIJNWETGEVING IN DUITSLAND

Aanvankelijk (vanaf 1957) waren de landsregeringen grenzend aan de Noordzee aktief in het stimuleren van de exploratie van de offshore. In 1963 werd onder protest van de bondsregering een concessie verleend voor de hele offshore aan een consortium waarin o.a. Amoco, Brigitta en Mobil deelnamen. De bondsregering claimde haar jurisdictie over de Noordzee (interimwetgeving 1964), maar liet het consortium ongemoeid.
In 1969 kwam Duitsland met de definitieve wetgeving. Het consortium had toen haar aktiviteiten echter al gestaakt (1967) in verband met het geringe succes en in afwachting van de uitspraak van het Internationaal Gerechtshof in de Nederlands-Deens-Duitse grensgeschillen. Na die uitspraak zag het consortium kans haar concessies in te ruilen voor de naar verwachting gunstige noordwestelijke hoek van het Duitse Continentaal Plat. De oude concessie werd,in blokken verdeeld, toegewezen aan andere maatschappijen.
Het geringe succes, ook in die noordwest hoek hield de "Conditions Pressure" laag.

MIJNWETGEVING IN DENEMARKEN

Denemarken dat als eerste Noordzeeland de Geneefse Conventie ondertekende en al in 1963 met een wetgeving voor de offshore kwam heeft ook weinig spectaculaire vondsten gekend. In 1963 werd voor de gehele Offshore (verdeeld in twee zones) een vergunning verleend aan het Dansk Undergrunds Consortium (Møller, Shell, Chevron,Texaco). De vergunning werd verleend voor 50 jaar onder de voorwaarde dat binnen 10 jaar olie geproduceerd moest worden. In 1972 werd dan ook begonnen met de produktie van het Dan-veld, meer om de concessie te behouden, dan vanwege de rentabiliteit van deze investering.
De Duits-Deense overeenkomst betreffende de grens (1972) hield rekening met de ligging van een aantal velden in het Deense gebied (o.a. Dan) en die grens loopt dan ook in een bocht om die velden heen.

MIJNWETGEVING IN NEDERLAND

In 1961 vonden al boringen plaats in de territoriale wateren van Nederland.Deze vonden plaats op basis van de algemeen als te liberaal ervaren Mijnwet 1810. In afwachting van de nieuwe wetgeving verklaarde de regering dat boringen op het Nederlandse deel van het Continentaal Plat als een "onvriendelijke daad" zouden worden beschouwd (1963).
September 1965 verscheen de Mijnwet Continentaal Plat in het Staatsblad, maar het erbij horende Mijnreglement Continentaal Plat (de uitwerking van de Mijnwet) werd na discussie en wijziging pas in 1967 aangenomen.
Het in blokken verdeelde Continentaal Plat werd in 1968 toegewezen aan de belangstellenden en de race kon beginnen. In eerste instantie kunnen de maatschappijen op-

teren voor een opsporingsvergunning. Voor de winning van eventueel gevonden koolwaterstoffen is een aparte winningsvergunning nodig
De Energiecrisis van 1973/74 deed stemmen op gaan zuiniger om te springen met het Nederlandse Aardgas en te stoppen met de uitverkoop van Slochteren gas aan het buitenland. Het Mijnreglement werd wel gewijzigd (februari 1976), maar meer om een graantje mee te pikken van de prijsverhogingen, dan om de volledige extra winst van de maatschappijen af te romen. De Nederlandse regering blijft de opsporingsaktiviteit stimuleren en staat een politiek voor waarbij ook de marginalere velden tot ontwikkeling worden gebracht.[2]

MIJNWETGEVING IN ENGELAND

De verwachting is dat Engeland dit jaar netto-energie-exporteur zal zijn. Vergeleken bij de vondsten op het Engelse Plat vallen die van de andere Noordzeelanden in het niet. Het tempo waarin afgestevend werd op winning van de delfstoffen is ook opvallend groot:
1964: Ratificatie van de Geneefse Conventie
Continental Shelf Act
1965: Overeenkomsten met Noorwegen en Nederland (grens)
West Sole gasveld ontdekt
1966: Overeenkomst met Denemarken (grens)
1967: West Sole start produktie
De lage "Conditions Pressure" heeft hier sterk toe bijgedragen. De zwakke Britse betalingsbalans kon wel een stevige steun in de rug gebruiken en de hoge kosten voor energie-import zouden door eigen produktie enigzins gedrukt kunnen worden. Het grote succes gaf aanleiding tot verwijten aan de regering als zou ze de Engelse bodemschatten weggeven voor een appel en een ei. Via een omweg, de gasprijsonderhandelingen van de staatsonderneming British Gas Corporation, wist ze alsnog haar gedeelte van de buit binnen te halen. De "Conditions Pressure" werd hierdoor echter zodanig hoog dat de maatschappijen afzagen van verdere exploratie.
Olie kon echter niet op deze wijze extra belast worden. Bij de maatschappijen werd dan ook stevig aangedrongen op overheidsdeelname in de ontwikkeling van de velden. De Energiecrisis volgde op de vondst van een aantal olievelden en ging vooraf aan de ontwikkeling ervan. De "verliezen" die de oliemaatschappijen leden in het Midden-Oosten dreigden de winsten in de Noordzee te niet te doen. De verrekeningsmethode[3] die het Engelse belastingsysteem kende en de"Posted Price" vormden de basis voor deze dreiging. Om hier een stokje voor te steken werd een speciale belasting: de Petroleum Revenue Tax (PRT)[4] in het leven geroepen.
Om controle te hebben over de snelheid van winning werd de Petroleum and Submarine Pipelines Act geformuleerd die in 1975 het Parlement passeerde en de Minister grote macht gaf over de mate van ontwikkeling van de Noordzeevelden

MIJNWETGEVING IN NOORWEGEN

Aanvankelijk heeft de Noorse exploratieaktiviteit weinig succes gekend. Op basis van de wetgeving van 1963 (organisatie) en 1965 (belasting) startte de opsporingsaktie. De eerste vondsten deed men echter pas in 1968 (Cod) en 1969 (Ekofisk). De hoeveelheden die toen gevonden werden waren echter gelijk wel voldoende om van Noorwegen een olie- en gasexporteur te maken.
Een verdere uitbreiding van produktie en export zou een grote inflatoire druk op de traditionele Noorse industriën leggen.[5] De Noorse economie zou er door ontwricht raken.
Een Noors Parlementsrapport drong begin 1974 aan op een langzaam-aan-politiek ten aanzien van de Noorse offshore. De in 1972 opgerichte staatsoliemaatschappij Statoil zou de verdere exploratie op zich nemen en slechts in uitzonderlijke gevallen zouden vergunningen worden verstrekt aan private ondernemingen.
Analoog aan de Engelse PRT is in Noorwegen een"Speciale Belasting" ingesteld.[4]

NOTEN

1. A. van Meurs blz. 106.
2. Nota Energiebeleid 1980 blz. 118.
3. F.C. de Hosson, Belastingheffing van Multinationals. In: Intermediair, 3 en 10 maart 1978.
4. C. Robinson en J. Morgan blz. 94: Vergelijking van PRT en Speciale Belasting.
5. B. Skogstad Aamo, Norwegian Oil Policies: Basic Objectives. In: Energy Policy, maart 1976, blz. 63 - 68.

GEOTEKTONIEK

In het Paleozoïcum botste de Euraziatische plaat respektievelijk met de Noordamerikaanse en de Afrikaans/Arabische plaat. Het verbrokkelde Noordwesteuropese deel van de Euraziatische plaat werd hierdoor aaneengesmeed[1] en de Caledonische en Hercynische gebergten werden gevormd.[2][3] De verbrokkelde plaat bleef echter zwakke zones houden die bij hernieuwde tektoniek aktief werden.
Tegen het einde van het Paleozoïcum veranderde de zijwaartse druk van de Noordamerikaanse plaat langzaam in een rekspanning. De druk van de Afrikaans/Arabische plaat bleef aanwezig.
Tijdens de Caledonische en Hercynische perioden waren al twee horizontaalverschuivingen[4] gevormd, te weten de Tornquistlijn en de Great Glenn Fault. De Tornquistlijn heeft een belangrijke parallel in de Fair-Isle Elbe lijn. Dit krachtenspel schematisch samenvattend, heeft W.H. Ziegler een stress-strain ellipsoid ontworpen (zie fig. 1).[5]

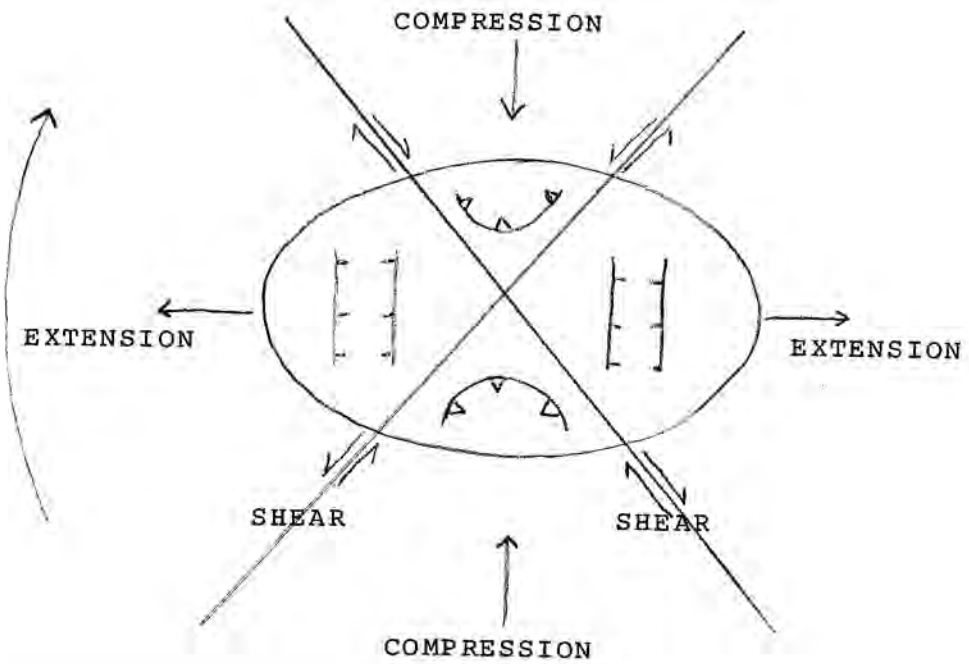

Fig. 1. Stress-Strain ellipsoïd vlg. W.H. Ziegler
external rotation causes unequal development of the shear fabric.

In ieder kwadrant worden de bij dat kwadrant horende breuken gevormd. Gedeeltelijk worden de krachten ontladen via de horizontaalverschuivingen. De oude zwaktezones worden echter ook gereaktiveerd. 3 Breukrichtingen zijn daarbij dominant:

1. Noord-Zuid verlopende breuken
2. Breuken parallel aan de Tornquistlijn
3. Breuken parallel aan de Great Glenn Fault

Op grond van het bestaande strukturele patroon in de Noordzee lijkt het mij juister de Fair-Isle Elbe lijn in het schema op te nemen. Ten zuiden van deze lijn vinden we dan de onder 2. en 3. genoemde breuken, terwijl de Noord-Zuid verlopende breuken ten Noorden van deze lijn zijn te vervolgen. (zie fig. 2).

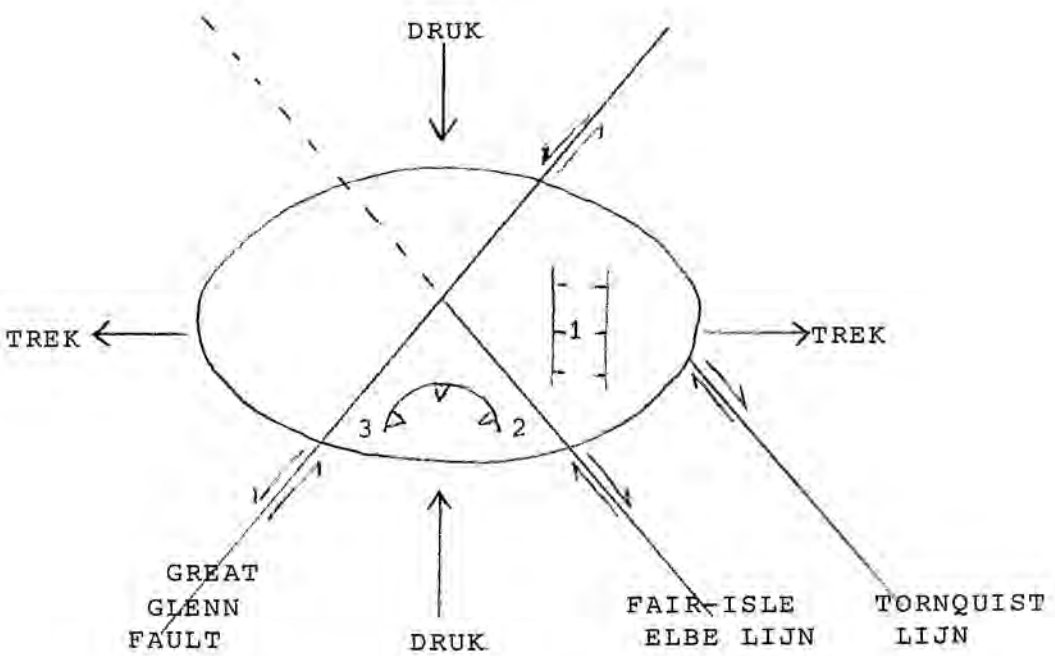

Fig. 2. Krachten-en Breukenpatroon Noordzee

Tussen de Caledonische en Hercynische gebergten vormt zich een dalend voorlandbekken.[6] Hierin ontstaan, langs de breuklijnen de (hogere) blokken en (dieper gelegen) sedimentatiebekkens en troggen. De Noordelijke en Zuidelijke Noordzee worden van elkaar gescheiden door twee stabiele blokken: het Midden Noordzee Hoog en het Fyn-Ringkøbing Hoog.
Dit strukturele patroon (zie fig. 3) blijft steeds terugkeren in de geologische geschiedenis van de Noordzee.
In het Tertiair vormt zich de Noordelijke Atlantische Oceaan[7] tussen de zich verwijderende Noordamerikaanse plaat en de Euraziëplaat. Met de Noordamerikaanse plaat verdwijnt de zijwaartse rek en een stabiele periode breekt aan.

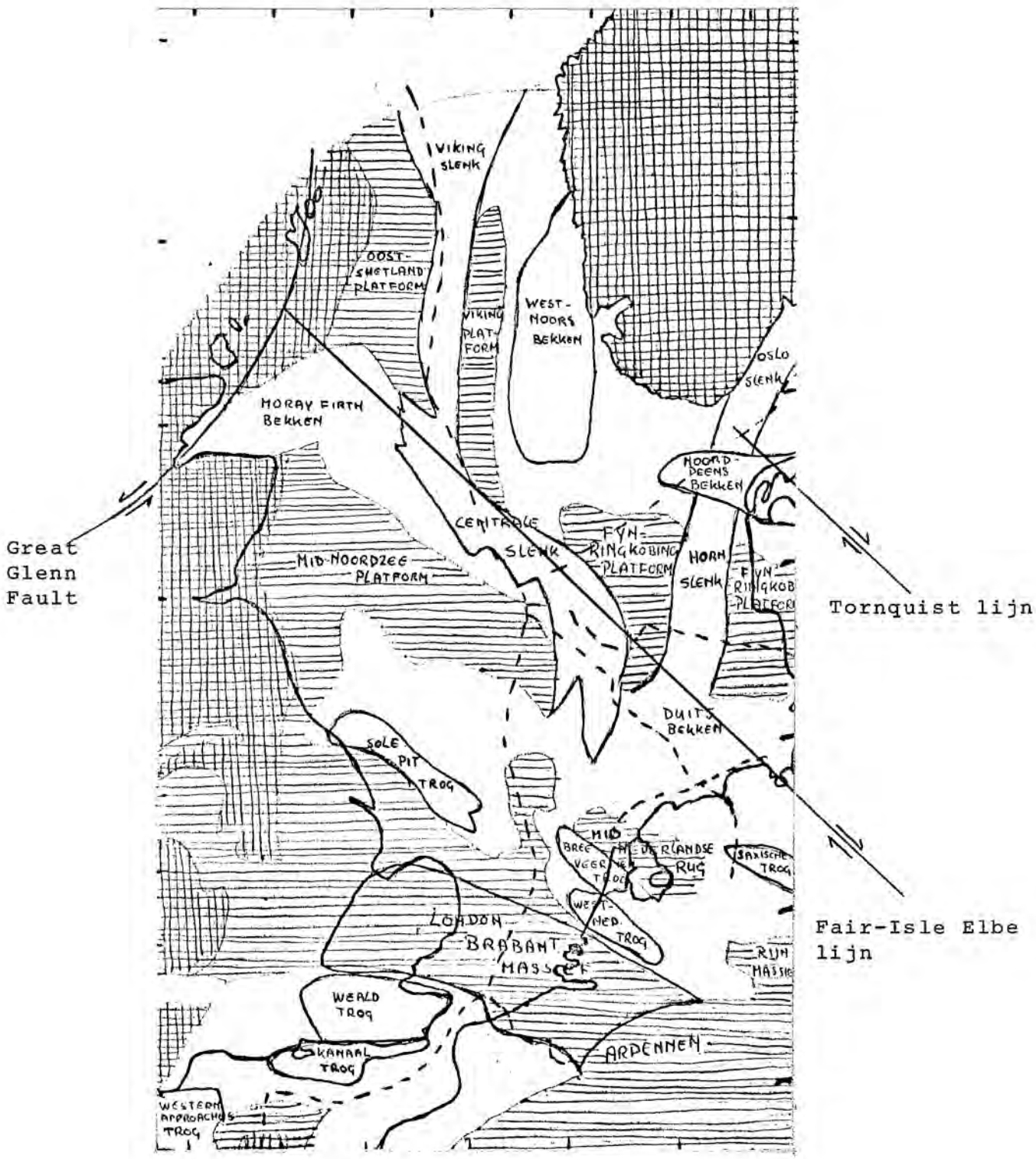

Fig. 3. Structureel patroon van de Noordzee
(Bron: R.M.Pegrum e.a.)

Strukturele platforms

Pre-Perm aan het oppervlak

---- Landsgrenzen

ZUIDELIJKE NOORDZEE

Moedergesteente: Carboon (Westfalien)

Het door Hercynische tektoniek gevormde (langzaam dalende) voorlandbekken werd gedurende het Carboon begrensd door de Caledonische en Hercynische gebergteketens en door de stabiele blokken Midden Noordzee Hoog en Fyn Ringkøbing Hoog. Hier groeiden in moerassige kondities venen die bedekt werden met sedimenten van de gebergten die het bekken omringden.[9] Vooral de Westfalien A en B afzettingen[9] bevatten veel organisch materiaal (sapropeel). Door plooiing en erosie dagzoomt deze afzetting op verschillende plaatsen in de zuidelijke Noordzee onder het Perm (zie fig.4.).
Door verdere daling van het bekken vindt onder invloed van druk en temperatuur inkoling plaats. Een inkoling die ten zuiden van het London-Brabant Massief versneld werd door de al genoemde botsing met de Afrikaans/Arabische plaat (Hercynische Plooiing). Het London-Brabant Massief fungeerde als een bumper waardoor de kolenlagen ten noorden ervan veel gas behielden.
Volgens Patijn, die onderzoek deed in Noordoost-Nederland, is het Groninger aardgas gevormd door recente nainkoling van de Carboonlagen.
Eames onderzocht het Carboon van de Noordzee en stelde hier het vulkanisme van Krijt en Tertiair verantwoordelijk voor de nainkoling.

Reservoirgesteente: Rotliegendes

De erosie van de Caledonische en Hercynische bergen leverde grote hoeveelheden materiaal voor het Rotliegendes dat onder ariede kondities werd neergelegd.
In het zuidelijke bekken vooral zand dat voornamelijk door de zuidzuidoosten wind werd aangevoerd. In het centrale en noordelijke deel silt en klei daar afgezet in tijdelijke meren.
Een reservoirgesteente dient een grote porositeit (=grootte van de poriënruimte in het gesteente) en permeabiliteit (=verbinding tussen de poriënruimten)[10] te bezitten wil het geschikt zijn als reservoir. Rotliegendes zandsteen heeft een grote porositeit en permeabiliteit en voldoet dan ook uitstekend als reservoirgesteente. De best gesorteerde (grofste) sedimenten liggen langs de rand van het bekken.

Caprock: Zechstein

Door de voortdurende daling van beide bekkens kon de Zechsteinzee de woestijn binnendringen. Door verdamping sloegen zouten neer en zetten zich af op Rotliegendes ondergrond. Gemiddeld 1 km. Zechsteinsediment werd zo afgezet. De onderliggende Rotliegendes reservoirs werden daardoor hermetisch afgesloten en het gas van de inkolende carboonlagen kan nu niet meer ontsnappen.

Struktuur: Polyphase

Door migratie belandt het gas in reservoirgesteente. Het kan zich in allerlei strukturen akkumuleren. Blair

onderscheidt grofweg 4"structural styles":
1. Basic tensional structures
2. Salt supported structures
3. Drape, Compaction or Late Movement
4. Polyphase structures (meer dan één structural style)
De Perm gasvelden in de zuidelijke Noordzee hebben een gecompliceerde veelfasige struktuur. Ze zijn meer en vaker beïnvloed door de tektoniek dan de jongere reservoirs.
De"Basic tensional structure" wordt behandeld bij de Jura reservoirs van de noordelijke Noordzee.De "salt supported structures" bij de Kalkreservoirs van de centrale Noordzee en de derde struktuur bij de behandeling van de zandreservoirs van de centrale Noordzee.

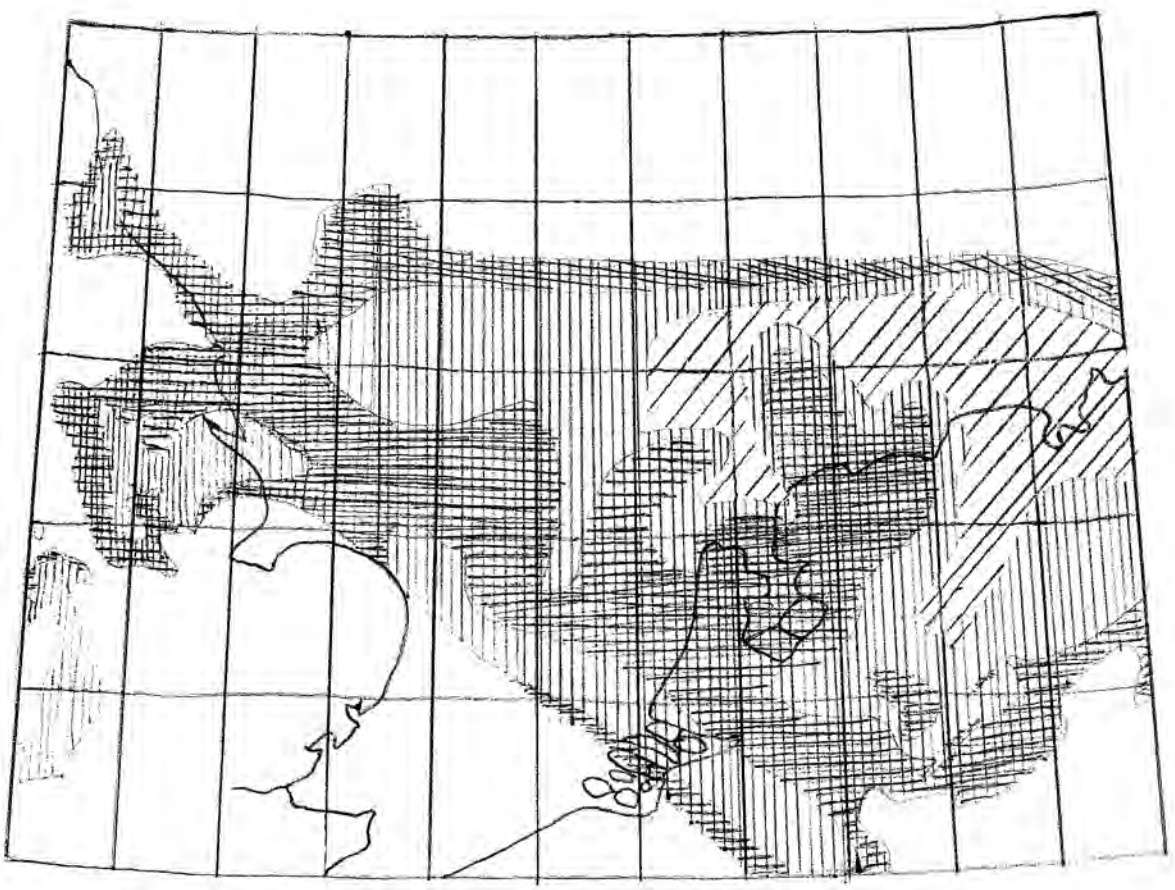

Fig. 4. Belangrijkste Carboonlagen in en om de Noordzee
(Bron: T.D. Eames)

Westfalien A+B

Westfalien C+D

Stephanien

NOORDELIJKE NOORDZEE

Moedergesteente: Malm (Kimmerische klei)

Rotliegendes gas is van plantaardige afkomst. Van de meeste andere energiebronnen uit de Noordzee neemt men aan dat ze een dierlijke oorsprong hebben. Dood organisch materiaal (vooral plankton) dat naar de zeebodem zinkt wordt onder normale omstandigheden door bacteriën afgebroken. In zuurstofarme milieus vindt ook nog wel enige afbraak plaats (vooral sulfaatreduktie), maar veel organisch materiaal blijft bewaard.
Deze zuurstofarme milieus vindt men in:

1. stagnerend diep water (bijv. de Zwarte Zee)
2. Gebieden met een grote planktonproduktie. (de afbraak kan hier de produktie niet bijhouden)
3. Gebieden met een grote sedimentatiesnelheid van fijnkorrelig materiaal Het organische materiaal wordt meteen van het zuurstofhoudende bodemwater afgesloten.

De onder 3. genoemde omstandigheden bestonden in de Juratijd in de Noordzee. De Laat-Kimmerische tektoniek (samenhangend met het openen van de centrale Atlantische Oceaan) verjongde het strukturele patroon. De strukturen in en om het Noordzeebekken werden opgeheven en de erosie zorgde voor voldoende kleiig afbraakmateriaal om ontbinding van het sapropeel[11] tegen te gaan..
De op deze manier gevormde Kimmerische klei wordt door Barnard en Cooper het belangrijkste moedergesteente van de Noordzee genoemd.[12]
In dit kleiig materiaal vallen de grote organische moleculen uiteen door temperatuurverhoging. Een temperatuur van 180-200° C. is al voldoende om de koolwaterstoffen tot methaan (CH_4) uiteen te laten vallen. Vandaar dat onder oudere lagen lichtere olie (en gas) voorkomt dan onder de jongere.[13]

Reservoirgesteente: Lias, Dogger, Malm

Het Jura was tektonisch gesproken een zeer onrustig tijdperk. Schoksgewijs ondervond het Noordzeegebied de gevolgen van de zich verwijderende Noordamerikaanse plaat.Bovendien oefende de Afrikaplaat door tegen de klok in te draaien veel druk uit op de Euraziē plaat.[14]
Sedimentatie vond ook schoksgewijs plaats.
In het begin van het Lias werden langs de bekkenranden zanden afgezet. Transgressie van de zee stopte deze sedimentatie. In het Dogger werden door de zich terugtrekkende zee deltas neergelegd, terwijl in het Malm grote onderzeese afschuivingen (turbidieten) voor geschikte afzettingen zorgden. Grof materiaal werd daarbij het eerst afgezet; het fijne materiaal daar bovenop.

Caprock: Malm (Kimmerische klei)

Door de grote tektonische aktiviteit in het Jura is het mogelijk dat deze klei zowel moedergesteente als caprock is. (zie hiervoor onder struktuur). Gedeeltelijk fungeert ook het Onder-Krijt als caprock.

Struktuur: Basic Tensional

Pegrum e.a. noemen de Kimmerische tektonische fase:"probably the single most important episode in the North Sea, as it was at least partially responsible for the faulting and folding which produced the gas bearing structures of the Southern North Sea, and was also responsible for the fauting and tilting which formed the great oil bearing structures of the Viking Graben."[15]
Door de zijwaartse rekspanning werden in Midden- en Boven-Jura de breuken verjongd.[16] De gevormde blokken roteerden van de as van de slenk af. De schuin staande blokken vormen zo vrij grote reservoirs die door Kimmerische klei en Onder-Krijt afgesloten zijn. Tijdens het het Tertiair werd in de Kimmerische klei aardolie gegenereerd, die vanuit de dieper gelegen slenken kon migreren naar de reservoirs in de schuinstaande blokken.

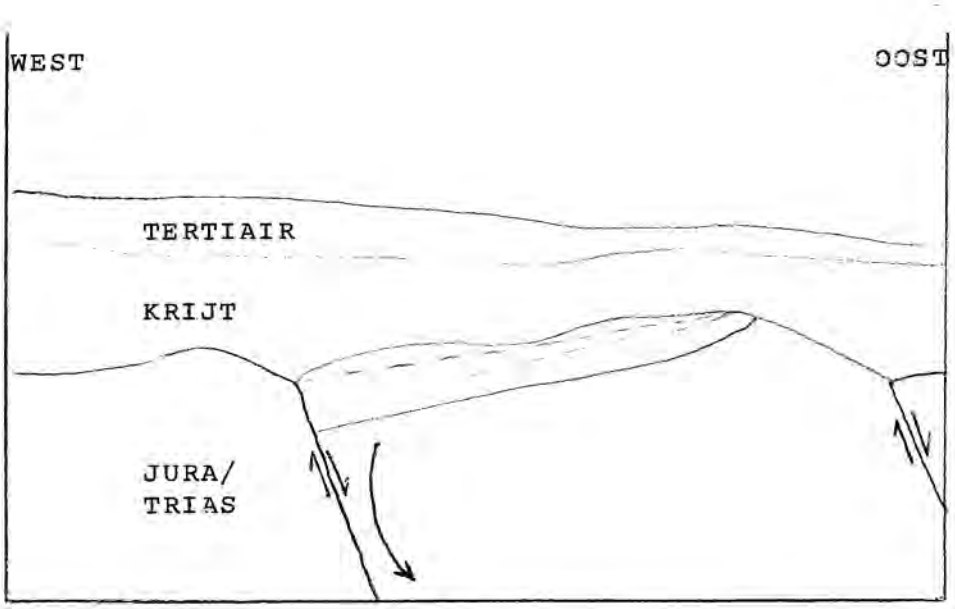

Fig. 5. Basic Tensional Structure vlg. D.G. Blair

CENTRALE NOORDZEE (kalk)

Moedergesteente: Paleoceen of Malm (Kimmerische klei)?
Nog onduidelijk is waar deze olie vandaan komt. Byrd neemt aan dat de Paleocene schalie het moedergesteente vormt en dat door overdruk de olie is gedwongen naar beneden te migreren in de kalk. Hij sluit de mogelijkheid echter niet uit dat de Kimmerische klei de olie heeft gegenereerd. Deze Kimmerische klei wordt door Childs en Reed verantwoordelijk gesteld voor de vorming van de olie van het Dan-veld.

Reservoirgesteente: Boven-Krijt en Onder-Paleoceen (Danian)
Het sneller uiteendrijven van de kontinenten had hier een bodemdaling tot gevolg. De Krijtzee bedekte vrijwel de gehele Noordwesteuropese plaat en zette grote hoeveelheden kalk af. Deze kalk is afkomstig van gestorven eencellig plankton dat in grote getalen de Krijtzee bevolkte. Kalk was vrijwel het enige sediment daar de Krijtzee de sedimentleveranciers vrijwel volledig overstroomd had.
De Laramische tektoniek beëindigde de Krijtperiode en hief het Noordzeegebied enigzins op. De zee trok zich terug tot in de Centrale Slenk, maar zette haar kalkafzettingen voort. Deze laag behoort tot het Onder-Paleocene Danian.
De opgeheven delen werden voor een groot deel ontdaan van hun kalkdek. Vooral de slenken kregen dus een dik kalkpakket. Een uitzondering vormen de troggen in de zuidelijke noordzee, die door inversie hun kalk verloren.
Als kalk niet al te veel klink heeft ondervonden kan de porositeit erg hoog zijn. De permeabiliteit is niet groot maar voldoende. Om nog niet verklaarde redenen stopt de klink van kalk op het moment dat olie in de kalkreservoirs migreert. De kalk behoudt dan haar porositeit.[17]

Caprock: Paleoceen
Paleocene schalies vormen de ondoorlatende bovenlaag voor de Danian oliereservoirs. Niet alleen de fijnheid van het materiaal zorgt voor een afsluitende laag, ook de overdruk die in die schalies heerst zorgt voor het vasthouden van de eronder liggende olie.

Struktuur: Salt-Supported
Blair onderscheidt twee vormen van Salt-Supported Structures Structures: 1. Boven een zoutkussen
2. tegen een zoutpilaar
Deze laatste zou volgens Blair wel vaak voorkomen, maar zelden olie bevatten. De eerste is vergelijkbaar met verjonging van dieper liggende breuken (de struktuur van de hierna te bespreken tertiaire zandreservoirs) met dit verschil dat hier het Zechstein zout beweegt. (zie fig. 6.) Doordat de kalklagen verbogen werden en de hogere delen aan erosie blootgesteld, werd de porositeit en permeabiliteit verhoogd. De gevormde breuken maakten migratie van de olie mogelijk.

Fig. 6. Zechstein zout en Halokinese
(Bron: Pegrum e.a.)

Dikke Zechstein

Marginale Zechstein

----- Grens van de Halokinese

CENTRALE NOORDZEE (zand)

Moedergesteente: Paleoceen (III)Eoceen
De Paleocene en Eocene schalies zijn waarschijnlijk het moedermateriaal voor de Paleocene en Eocene olie- en gasvelden. Héritier neemt aan dat het Frigg gasveld haar vulling dankt aan Jura moedergesteente. Pegrum acht ook hier een Paleocene oorsprong mogelijk.[18]
De Paleoceen III schalies bevatten veel ligniet (=Bruinkool).

Reservoirgesteente: Paleoceen(II) Onder-Eoceen
De Danianzee breidde zich weer uit door bodemdaling en vulde vrijwel het gehele huidige Noordzeebekken. Voor het stijgende Oost-Shetlandplatform werden deltasedimenten neergelegd en grote onderzeese afschuivingen van deze deltapakketten belandden in de nabijgelegen slenken en vormden daar uitstekende olie- en gasreservoirs.[9] Het Pakeoceen II is daarbij (soms samen met het Onder-Eoceen) de produktiezone.
Gesteenten jonger dan Onder-Tertiair zijn over het algemeen te dun en te weinig ingeklinkt en gerijpt om goede reservoirs te vormen. Gesteenten ouder dan het Perm zijn vaak te veel ingeklinkt en dus te weinig poreus om olie te kunnen bevatten. Het Perm wordt daarom wel de "Economic Basement" van de Noordzee genoemd.

Caprock: Paleoceen (III) Eoceen

De Paleoceen II reservoirs zijn bedekt met Paleoceen III schalies die tevens dienst doen als moedergesteente.
De Onder-Eocene reservoirs zijn bedekt door Eocene schalies.
Turbidieten zetten het grofste materiaal het eerst af zodat het fijnere materiaal ook hier als caprock dienst kan doen.

Struktuur: Drape, Compaction, Late Movement.
De verjonging van Jura breuken (Late Movement) waarschijnlijk door de Eocene Alpiene tektoniek drukte lokaal reservoirzanden omhoog. Over het ontstane reliëf werden jongere schalielagen gedrapeerd (Drape), die door klinkverschillen (differential compaction) verbogen werden en zo de afsluitende caprock vormden.

NOTEN

1. W.H. Ziegler (1975) blz. 166/167: kaartjes die de botsingen van de kontinenten verduidelijken.
2. A.J. Pannekoek (Red.) blz. 100: kaartje van de Caledonische, Hercynische en Alpiene Orogenen in Europa.
3. D. Naylor & S. Mounteney blz. 40: kaartje van structural framework of Western Europe.
4. A.J. Pannekoek (Red.) blz. 96: Horizontaalverschuivingen.
5. A.J. Pannekoek (Red.) blz 62: Spanning.
6. A.J. Pannekoek (Red.) blz. 103: Voorlandbekkens.
7. D. Naylor & S. Mounteney blz. 36: Evolution of the North Atlantic.
   Brinkmanns Abriss der Geologie, zweiter Band blz.326: Anwachszonen junger ozeanischer Kruste und auflagernde Tiefozean-Sedimente vom Jura bis zum Tertiär: Atlantik.
8. A.J. Pannekoek (Red.) blz. 303: Veen en Kool.
9. T.D. Eames blz. 198:" The most significant observation for the explorer is that all the major gas-fields in the Rotliegendes overlie or are very close to the subcrop of the Westphalian B Coal Measures, and to a lesser extent the Westphalian A."
10. A.J. Pannekoek (Red.) blz. 494:Porositeit en Permeabiliteit.
    R.M. Pegrum e.a. blz. 122: Porositeit en Permeabiliteit.
11. sapropeel = rot slik(Gr.).
12. J.M. Bowen blz. 360: over de Brent formatie:"The oil is thought to have been generated mainly from Upper-Jurassic shales deeply burried in the troughs flanking the Brent structure to the east and west, whereas the gas may have originated in part from the Brent sequence itself which is rather rich in plant material and coal seams."
13. A.J. Pannekoek (Red.) blz. 493: Transformatie tot olie.
14. W.H. Ziegler (1975) blz. 178: Fig. 12. verduidelijkt de samenhang tussen tektoniek, zeespiegelwisselingen en sedimentatie.
15. R.M. Pegrum e.a. blz. 64.
16. D.G. Blair neemt aan dat de verjonging van de breuken in Dogger of Malm plaats had. W.F. Threlfall veronderstelt die gebeurtenis in lias of Dogger. J.M. Bowen houdt het op Keuper of nog vroeger en A.Challinor en B.D. Outlaw komen met een geheel nieuwe theorie: De belangrijke olievelden in de noordelijke Noordzee zouden zijn gevormd door inversie van kleinere strukturen, die zich in Keuper en Lias langs de Noordzeeslenk ontwikkelden. In het Malm bereikte de vervorming een hoogtepunt. In het Tertiair gedroeg de slenk zich verder als een eenvoudig dalend bekken.
17. P.A. Scholle blz 421: Diagenese van Kalk.
18. R.M. Pegrum e.a. blz. 106.
19. J.R. Parker blz. 450: Blokdiagram ter verduidelijking van van het sedimenttransport.
    R.W.O'B Knox e.a. troffen bij onderzoek 4 grote zandgroepen aan. Twee daarvan troffen zij voornamelijk aan in het westelijk deel van de UK sector van de centrale Noordzee. Oorsprong: Schotse Hooglanden. De twee andere zandgroepen kwamen voornamelijk voor in het oostelijke deel. Oorsprong: East Shetland Platform.

OPSPORING

Om koolwaterstoffen op te kunnen sporen worden allerlei data verzameld, die samengevoegd enig inzicht geven in de mogelijkheid ergens olie of gas aan te treffen. Een vrij grof beeld van de struktuur van de ondergrond wordt verkregen door het zwaartekrachtonderzoek en door meting van het magnetisme. Veel verfijnder is het seismisch onderzoek dat de reflektie van schokgolven meet. Gekoppeld aan computers kan zo een beeld worden gevormd van de gelaagdheid en de mogelijk daarin voorkomende "traps". Om te weten welke laag uit welk materiaal en uit welke tijd is dient een boring plaats te vinden. Zo'n boring kan plaats hebben van een boorplatform (op poten, dan wel drijvend) of van een boorschip. Uit het boorgruis en de boorkernen kunnen allerlei gegevens worden afgeleid die een vollediger beeld kunnen geven van de ondergrond. Daarnaast hengelt men met allerlei instrumenten in het boorgat om meer informatie te krijgen.[1] Mocht de boring olie of gas aanboren dan wordt dit onderzocht op fysische eigenschappen. De druk van het (stromende) reservoir wordt gedurende enige tijd gemeten om uit het verloop van die druk de produktiecapaciteit van dat reservoir af te kunnen leiden.[2]
Al deze onderzoeksmethoden zijn de afgelopen jaren sterk verbeterd en bijvoorbeeld de seismogrammen van het begin van de Noordzeeexploratie zijn vreeslijk grof vergeleken met de huidige. De Noordzee fungeert in de ontwikkeling van de offshore onderzoekstechnieken als een proeftuin.
Aan de exploratie van de offshore worden nogal wat eisen gesteld omdat de kosten van boren aanzienlijk hoger zijn. Vooral de diepte van het water is een belangrijke grensbepalende faktor. Zowel wat betreft de ontwikkeling van de technologie als de daaraan verbonden extra kosten.
De weersomstandigheden in de Noordzee maken een en ander niet eenvoudiger. De ramp met het Ekofisk hotelplatform is niet de eerste.

GRONINGEN

De resultaten van de Slochteren-1 boring in 1959 toonden aan dat het hier om een belangrijke gasvondst ging.[3] Bevestigingsboringen zouden later vast stellen dat het een van de grootste gasvelden ter wereld is: Groningen (NAM)
De vondst had een ontzettend sterke aantrekkingskracht op de olie- en gasspeurders. De verwachting dat de in Groningen aangetroffen lagen (zie blz.)zich tot aan de Engelse kust zouden voortzetten werd later bevestigd.
Op basis van deze verwachting vond geofysich onderzoek plaats op de Noordzee.
De eerste boringen in de Noordzee vonden plaats voor de kust bij Den Haag binnen de territoriale wateren (1961).
De eerste boring buiten de territoriale wateren was de Nordsee B-1 op het Duitse Plat die gelijk raak was, maar voor 96 % uit stikstof bestond (1964). Gezien het geringe succes zag het consortium enige jaren later af van boringen (1967-1974).

De eerste Engelse boring werd geslagen in het Mid-Noordzee Platform (1964),een gebied dat geologisch gezien oninteressant is. Blijkbaar was men daar toen nog niet zo overtuigd van.[4] In 1965 werd het West Sole veld ontdekt (B.P.) en Shell/Esso boorde het Leman veld aan(1966). Indefatigable (1966) werd gevonden door een samenwerkingsverband tussen Amoco en de Engelse Gas Council.In 1966 werd het Viking veld aangeboord door Conoco, maar pas in 1968 bevestigde operator Conoco dat het ging om een groot veld.
Naast deze Rotliegendes velden werden nog een aantal velden aangetroffen waarbij het Carboongas door de niet goed afsluitende Zechstein Caprock beland was in Bontzandsteen. Het grote Hewett veld(1966) van Phillips Petroleum is daarvan hét voorbeeld. In de sectoren 43 en 44 komen ook enkele van dergelijke velden voor. De Auk (1971 Shell/Esso) en Argyll (1971 Hamilton Brothers) zijn voor beelden van Zechsteinvelden.[5] De operators zochten naar Carboongas in het Rotliegendes,maar vonden Kimmerische olie in het Zechstein.
De lage prijs die de Engelse Gas Council betaalde voor het gevonden gas deed de exploratie naar gas sterk afnemen. Dit werd nog versterkt doordat de verdeling

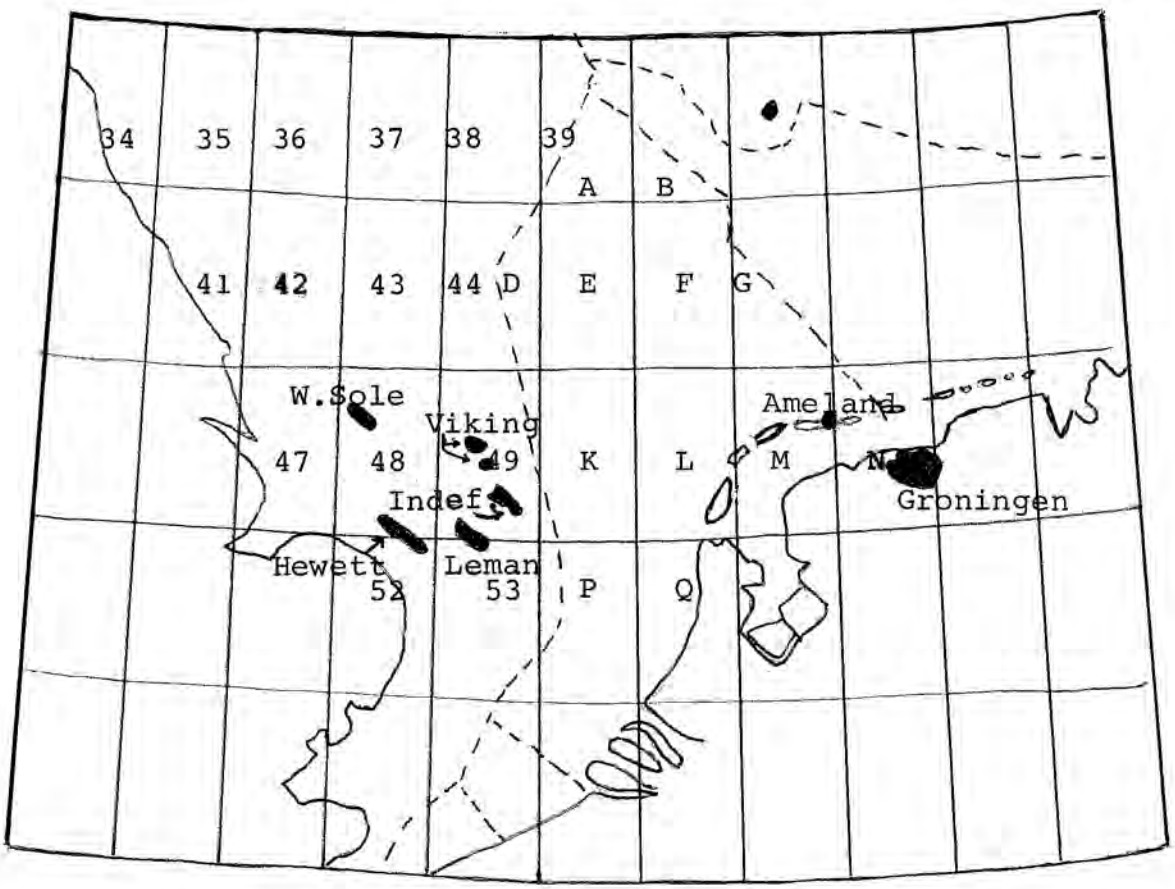

Fig. : De in de tekst behandelde gasvelden van de zuidelijke Noordzee
De velden in de blokken 43, 44, K en L zijn niet afzonderlijk vermeld. Auk en Argyll staan aangegeven op Fig. .

van de Nederlandse blokken veel aandacht wegtrok.(1968) De speurders hebben zo lang op die verdeling moeten wachten in verband met de behandeling van de nieuwe Mijnwet. In 1963 verbood de Nederlandse regering alle offshore boringen in afwachting van die nieuwe Mijnwet die pas in 1967 het licht zag.
In een boring op Ameland werd in 1964 nog eens bevestigd dat de Rotliegendes reservoirs in Nederland goede kansen op succes boden. Vooral de K en L blokken bleken veel succes op te leveren. De strukturen waarin het gas voorkomt zijn echter veel kleiner dan die van de vrij forse Engelse velden. De NAM domineert de offshore exploratie in Nederland[6] (ten aanzien van de winning ligt dit anders[7]). Daarnaast zijn vooral Placid, Petroland, Pennzoil/Noord-winninggroep, Union Oil en Mobil Oil aktief.
Denemarken en Duitsland (ook na 1974) hadden weinig succes met de speurtocht naar Rotliegendes gasreservoirs. Dit gebrek aan succes bleven ze ook houden ten aanzien van andere soorten reservoirs.

MONTROSE EN EKOFISK

De Noren, druk doende in het uiterste zuidpuntje van hun Continentaal Plat Rotliegendes gasreservoirs te vinden hadden aanvankelijk ook geen overdosis geluk.
In 1966 ging de eerste boor de bodem in en pas in 1968 kwam het eerste succes: het Cod gasveld (Phillips Petroleum). Niet in Rotliegendes, maar in Paleocene zandsteen. (zie blz.).
Aan de Britse kant van de grenslijn werd in die zelfde Paleocene zandsteen olie gevonden: Montrose (Amoco 1969). De grote ontdekking was echter het grote Noorse Ekofisk olieveld door Phillips Petroleum. Phillips had al in 1965 vergunning gekregen voor dit blok en sloot met deze boring (1969) een vrij succesarme exploratieperiode af.[8]
Naast het feit dat er een grote hoeveelheid olie werd gevonden verbaasde het dat deze olie in kalk werd aangetroffen (kalk van Boven-Krijt en Danian. zie blz.).
Wat Groningen betekende voor de zuidelijke Noordzee betekenden Montrose en Ekofisk voor de centrale Noordzee. De omgeving van beide velden werd uitgekamd. Noorwegen kreeg zo zijn Ekofisk-complex (Eldfisk, West-Ekofisk, Tor, Zuidoost-Tor, Edda, Abusjkel) en Denemarken deed zijn belangrijkste vonst tot op heden: het Dan-veld (1971). In de literatuur wordt steeds benadrukt dat deze kalkreservoirs zeer uitzonderlijk zijn en waarschijnlijk nergens anders aangetroffen zullen worden. Argumenten hiervoor ben ik tot op heden niet tegengekomen.
10 Maanden na Montrose vond B.P. het Forties olieveld (1970) in Paleocene zandsteen. B.P. had al 5 jaar een exploratievergunning voor dit blok. Een jaar later zou ze 50 %.van het blok terug hebben moeten geven.Het veld bleek van een enorme omvang te zijn.
In 1971 ontdekte Total het Frigg gasveld, een zeer groot veld op de grens van het Noorse en Engelse Plat. Het reservoirgesteente was hier naast Paleocene zandsteen Eocene zandsteen.

In 1971 vond Conoco die naar Paleocene reservoirs speurde op het Engelse plat het Piper-veld. Het reservoir bleek zich echter in het Jura (Malm) te bevinden (zie blz.).

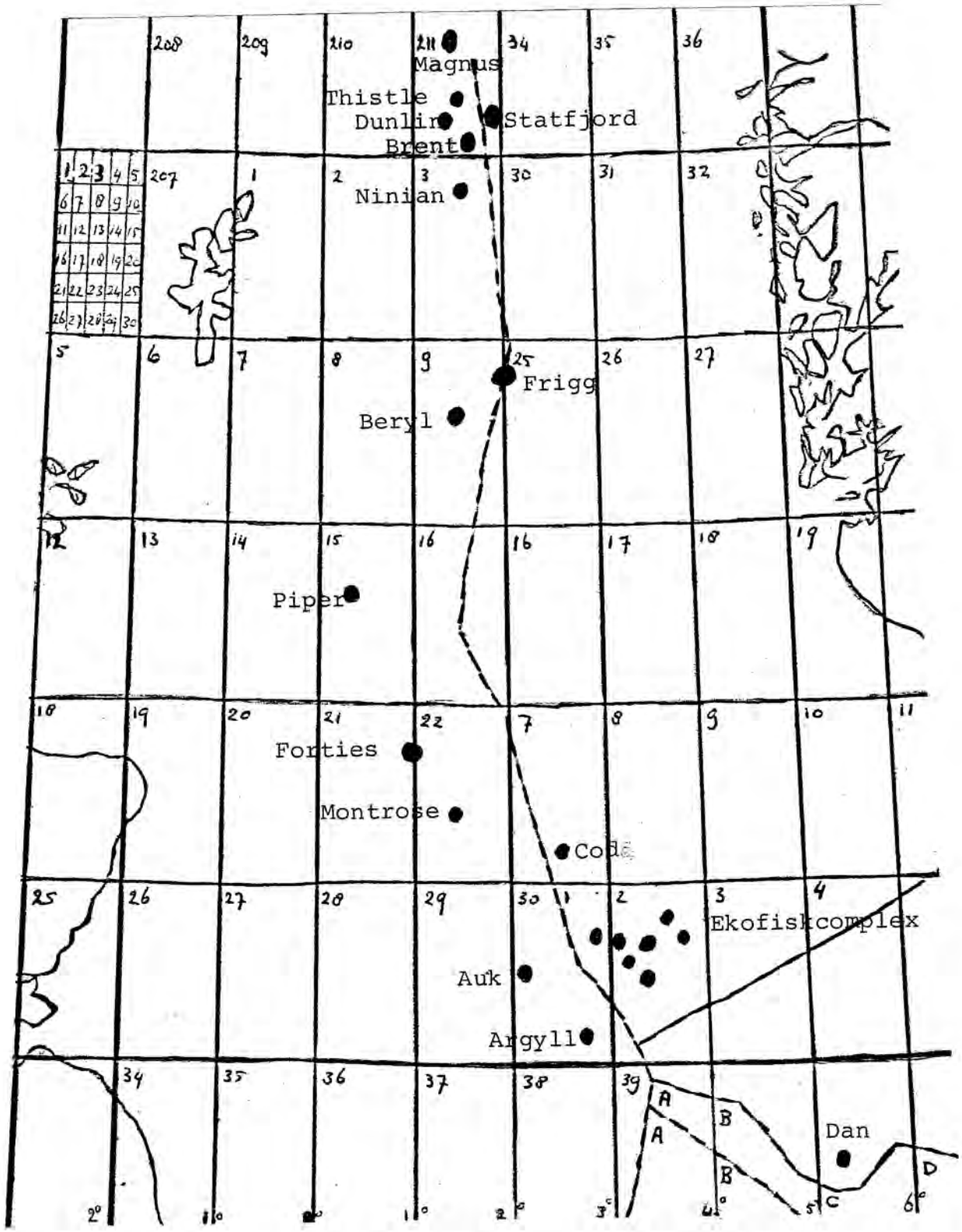

Fig. . De in de tekst behandelde olie- en gasvelden in de noordelijke Noordzee en de centrale Noordzee.

BRENT

De trek naar de noordelijkere,diepere Noordzee werd mogelijk door de ontwikkeling van de exploratietechnologie. De meeste ontdekkingen volgden de Centrale en Viking Slenk.
In 1970 bood de Engelse regering een aantal blokken aan in de noordelijke Noordzee (3de ronde). Shell/Esso boorde hier in 142 meter water de Brent struktuur aan (1971) een zeer groot veld,in grootte vergelijkbaar met het Forties-veld. Dogger en Lias waren hier de oliehoudende lagen(zie blz.)
De grote vraag naar booreilanden en -schepen deed Shell/Esso besluiten de werkzaamheden na de eerste boring te stoppen. Pas een jaar later werd de 2de boring gedaan. Toen werd pas duidelijk dat zich onder het Dogger reservoir nog een oliehoudende Lias-laag bevond.
Brent trok veel aktiviteiten naar zich en in een vrij hoog tempo werden forse olievelden ontdekt (o.a. Thistle,Dunlin,Beryl en Ninian). Noorwegen stelde in een extra ronde grensblokken ter beschikking (1973) en dit leidde tot de vondst van het grootste Noordzee olieveld: Statfjord (1974) door Conoco.
De meeste velden bevatten olie in Dogger terwijl Statfjord en Brent ook uit het Lias produceren. Magnus (B.P. 1974), het noordelijkste Noordzeeveld op het moment heeft zijn reservoir in het Malm (vergelijk Piper).

NOTEN

1. R.M. Pegrum blz. 122: Well logging.
2. R.M. Pegrum blz. 121: Open hole testing.
3. In 1955 vond men bij Ten Boer al enig gas.
4. R.M. Pegrum blz. 143 en 147: licensed areas 1969 en 1974. Het Mid-Noordzee Platform heeft in 1974 duidelijk veel minder belangstelling.
5. P. Tesch, De eerste vondst van aardolie in Nederland. In: De Mijningenieur, november 1924 no.11: In november 1923 vond Tesch olie in de Permische en Carbonische gesteenten in de boring van Corle bij Winterswijk.
6. Petroleum Times, 1 september 1979:NAM dominates Dutch exploration activity.
7. Ministerie van Economische Zaken, Aardgas en Aardolie in Nederland en op de Noordzee 1978 blz. 24:Produktie van Placid: $2{,}373{,}6.10^6$ m^3. Produktie van de NAM: $1.124{,}2.10^6$ m^3.
8. Phillips was bovendien de enige belangstellende voor dit blok.

WINNING

Naast de hiervoor genoemde faktoren die de winbaarheid van de geologische reserve bepalen zijn er nog een aantal die rechtstreeks terug te voeren zijn op het veld zelf. Een deel daarvan is technologisch een deel economisch (rendement) van aard.

TECHNOLOGIE

De technologie ondervindt in de Noordzee de grenzen van haar kunnen aan den lijve. De exploratietechnologie (zie blz.) heeft al een aantal problemen tot een voorlopige oplossing weten te brengen. De technologie van de winning is echter nog lang niet zo ver. Vooral de diepte van de zee speelt een belangrijke rol. Waar in de zuidelijke Noordzee de platforms in 50 meter water stonden moeten die in de noordelijke Noordzee 200 meter diepte overbruggen. Met de trek naar het Noorden heeft de platforminnovatie dan ook een grote vlucht genomen. Aanvankelijk werden stalen geraamtes gebruikt die met grote heipalen in de bodem werden verankerd. Recentere ontwikkelingen hebben de zwaartekrachtplatforms opgeleverd: Grote betonnen gevaartes die door hun eigen gewicht ter plekke blijven. Putafwerking op de zeebodem is welliswaar in een vergevorderd stadium van ontwikkeling[1] maar voorlopig blijven platforms nodig om de gewonnen olie te behandelen. De innovatie ging met vallen en opstaan. Kosten bleken veel hoger uit te vallen en grote vertragingen werden opgelopen.
Van de geologische oliereserves kan onder de huidige technische omstandigheden slechts een beperkt gedeelte worden gewonnen. Door allerlei methoden probeert men de winbaarheid te verhogen. Gemiddeld stroomt slechts 1/4 van de reserves zelfstandig uit het reservoir (primaire winning). Door secundaire en tertiaire winning[2] heeft de NAM kans gezien de produktie in haar proefprojekt Schoonebeek op te voeren tot 50 %. Bij secundaire winning pompt men het met de olie gewonnen water en gas weer terug zodat de druk enigzins gehandhaafd blijft. Bij tertiaire winning[3] heeft men een scala van methodes uitgeprobeerd die variëren van het injecteren van stoom (Schoonebeek) tot het toevoegen van allerlei chemicaliën. De tertiaire winningsmethoden zijn over het algemeen nog erg duur en slechts beperkt toepasbaar. Het vinden van een goede en goedkope methode van tertiaire winning zou de wereldreserves in één klap ontzettend doen toenemen.
Op basis van de geologische gegevens en de bedrijfsstrategie wordt een produktiecurve[4] gepland. De produktie kan snel plaats vinden, dan wel uitgespreid over een langere periode; rekening houdend met de produktieontwikkeling (bijvoorbeeld de gefaseerde aanleg van meer platforms) de eventueel te gebruiken secundaire en tertiaire winningsmethoden, de opslag, het transport (tanker - pijpleiding), de afzet enz.. Hoeveel barrels er uiteindelijk

uit een reservoir komen valt pas te zeggen nadat de produktie jaren op gang is. Op grond van het drukverloop worden de cijfers iedere keer weer bijgesteld.

RENDEMENT

De geologische geschiktheid van een reservoir voor produktie wordt vooral bepaald door de diepte, grootte en produktiekarakteristiek:
De kosten en de kans op niet-producerende putten nemen toe met de diepte. De grootte laat zich niet alleen uitdrukken in barrels maar ook in uitgebreidheid versus compactheid (Groningen is bijvoorbeeld een zeer compact gemakkelijke te winnen veld). De produktiekarakteristiek is afhankelijk van de olie zelf (lichte olie is gemakkelijker te winnen) de permeabiliteit van het gesteente (zie blz.) en het drukverschil tussen reservoir en putmond.
De ligging van het veld brengt speciale problemen met zich. Een keus dient gemaakt te worden over de soort vervoer en de aanlanding:
De pijpleiding verdient verreweg de voorkeur en is voor gas zelfs onvermijdelijk. Het leggen van pijpleidingen vergt echter tijd en is voor de kleinere velden niet rendabel. Het eerste probleem kan worden opgelost door tankers het werk te laten doen totdat de pijpleiding gelegd is (Ekofisk). Het rendement van pijpleidingen kan opgevoerd worden mits de kleine velden worden gecombineerd (K en L blokken).
De aanlanding van Engels olie en gas dient te geschieden in Engeland en slechts met uitdrukkelijke toestemming mag de maatschappij het elders aanlanden. Ook Nederland is niet entousiast over aanlanding van haar gas in andere landen, getuige de ervaring van Placid die haar gas in Duitsland wilde aanlanden. De Noren hebben te kampen met zeer diep water voor hun kust. Tot op heden is het leggen van een pijpleiding door deze trog niet rendabel. Vandaar dat de Noorse olie en gas via pijpleidingen met Engeland en Duitsland verbonden zijn.
De moeilijkheid bij ontwikkeling van offshore velden is dat de produktie pas kan beginnen nadat zeer grote investeringen zijn gedaan. Onshore kunnen de putten stuk voor stuk worden geboord en produceren (nog steeds boort de NAM putten in haar Schoonebeekveld). Offshore dient eerst een platform te worden geïnstalleerd waarvan dan 10-30 putten geboord kunnen worden. De uiteindelijk winbare reserve is dan nog niet bekend en de oliemaatschappijen hebben dan ook eerder de neiging hun produktieplan te baseren op een lagere verwachting dan op een hogere. Bovendien zijn ze geneigd de marginalere reserves van een veld te laten zitten. De keus is namelijk niet één put al dan niet extra, maar één platform al dan niet extra.
De prijs van het geld (de rentestand) vormt dan ook een belangrijk argument bij de beslissing al dan niet velden tot ontwikkeling te brengen. De investeerders hebben een belangrijke stem in deze. Alleen de grootste maatschappijen zijn hier in staat tot zelffinanciering.
Naast deze kostenkant van de zaak spelen de verwachtingen

ten aanzien van de opbrengsten (de olieprijs) een belangrijke rol. Uitstel van investering dan wel versnelling van de ontwikkeling hangen samen met die verwachtingen.
De oliemaatschappijen hebben de keuze welke olievelden ze tot ontwikkeling zullen brengen en hoeveel van de daarin aanwezige olie ze zullen winnen. Ze hebben daarbij niet alleen de keuze tussen een scala van Noordzeevelden, maar hebben in principe de gehele wereld tot werkterrein. Ze zullen uit het grote aantal mogelijkheden slechts die velden tot ontwikkeling brengen die hen globaal het hoogste rendement zullen geven.

NOTEN

1. Eind 1976 werkte Shell UK Exploration and Production de eerste put volgens de "natte" methode ondergronds af in het Brent-veld.
2. Voor gas bestaan geen tertiaire methoden van winning.
3. Shell Nederland B.V., Tertiaire Oliewinning, maart 1979.
4. k. Chapman blz. 105: Alternative productionprofiles for the Ekofisk Fields.
5. K. Chapman blz. 107: Drilling and equiping costs in relation to well depth.
6. Zie hiervoor P. Odell & K. Rosing (1976).

LITERATUUR

-J. v. Arkel, Nederland: Aardgas en kernenergie. Uit: Energie, Amsterdam 1976 (Ekologische Uitgeverij/Strohalm).
-Brinkmanns Abriss der Geologie, zweiter Band. Stuttgart 1977.
-C. Callow, Power from the sea, London 1973.
-K.P. Chapman, North Sea Oil an Gas. London 1975.
-A. Hamilton, North Sea Impact. London 1978.
-P. Heybroek, Geologische waarnemingen op de Noordzee. Uit: Geologie en Mijnbouw 1968 (47-3).
-F.C. de Hosson, Belastingheffing van Multinationals. Uit: Intermediair 1978 (nrs. 9 en 10).
-D.I. MacKay & G.A. MacKay, The political economy of North Sea oil. London 1975.
-A.P.H. van Meurs, Petroleum economics and offshore mining legislation. Amsterdam 1971.
-Ministerie van Economische Zaken, Aardgas en Aardolie in Nederland en op de Noordzee 1978. 's-Gravenhage 1979.
-D. Naylor & S. Mounteney, Geology of the North-West European Continental Shelf, Volume I. London 1975.
-S. Oda, International law of the resources of the sea. Alphen a/d Rijn 1979.
-P.R. Odell, The Maritime Dimension: Oil and Gas Resources. Rotterdam 1978.
-P.R. Odell, World Energy in the 1980's: The significance of non-Opec oil supplies. Rotterdam 1979.
-P.R. Odell, Constraints on the development of Western Europe's natural gas producing potential. Uit: Oil&Gas, European Magazine 1979 (3).
-P.R. Odell, Oil and World Power. Harmondsworth 1979.
-P.R. Odell & K. Rosing, The North Sea Oil Province. London 1975.
-P.R. Odell & K. Rosing, Optimal Development of the North Sea's Oil Fields. London 1976.
-P.R. Odell & K. Rosing, Political Economics of Offshore Oil. Uit: Natural Resources Forum 1978 (2).
-A.J. Pannekoek (Red.), Algemene Geologie. Groningen 1973.
-R.J.H. Patijn, De vorming van aardgas ten gevolge van na-inkoling in het noordoosten van Nederland. Uit: Geologie en Mijnbouw 1963 (42).
-R.M. Pegrum e.a., Geology of the North-West European Continental Shelf, Volume II. London 1975.
-C. Robinson & J. Morgan, North Sea Oil in the Future. London 1978.
-I. Smart & M. Saeter (Eds.), The Implications of North Sea Oil and Gas. Oslo 1975.
-P. Tesch, De eerste vondst van aardolie in Nederland. Uit: De Mijningenieur, november 1924.
-A.W. Woodland (Ed.), Petroleum and the Continental Shelf of North-West Europe, Volume I, Geology, Ripple Road, Barking, Essex 1975.
De door mij behandelde papers van deze conferentie:
D. G. Blair, Structural Styles in the North Sea Oil and Gas Fields.
J.M. Bowen, The Brent Oil-Field.
W.D. Byrd, Geology of the Ekofisk Field, Offshore Norway.
T.D. Eames, Coal Rank an Gas Source Relationships - Rotliegendes Reservoirs.

J.R. Parker, Lower Tertiary Sand Development in the Central North Sea.
P.A. Scholle, Chalk Diagenesis.
W.H. Ziegler, Outline of the Geological History of the North Sea.

-A.W. Woodland (Pres.), Petroleum Geology of the Continental Shelf of North-West Europe, Conferentie te London 4-6 maart 1980.

De door mij behandelde papers van deze conferentie:
P.C.Barnard & B.S. Cooper, Oils and Source Rocks of the North Sea Area.
A. Challinor & B.D. Outlaw, Structural Evolution of the North Sea Viking Graben.
F.E. Héritier e.a., The Frigg Gas Field.
R.W.O'B. Knox e.a., Stratigraphic Relationships of Paleocene Sands in the UK sector of the Central North Sea
W.F. Threlfall, Structural Framework of the Central and Northern North Sea.
P.A. Ziegler, Evolution of sedimentary Basins in North-West Europe.

-J.I.S. Zonneveld, Tussen de Bergen en de Zee, Utrecht 1977.