



Gas en olie in Nederland: hoeveel mogen wij nog verwachten?

DR. R. J. MURRIS* — DR. H. J. NIJHUIS**

Inleiding

De aanleiding tot dit artikel is een column van prof. W. J. Beek in *ESB* van 28 oktober 1981, getiteld Het verdrongen land, alsmede de daarop volgende correspondentie tussen één van ons, Murriss, en prof. Beek over de door hem aangehaalde onzekerheden omtrent de nog te verwachten gas- en olievondsten in de Noordzee, en Nederland in het bijzonder. Het leek ons van belang, ook gezien de Brede Maatschappelijke Discussie, een opinie te geven omtrent de in Nederland mogelijk nog te vinden voorraden, en wel vanuit de zich intensief met opsporing en winning bezighoudende industrie. Hopelijk komen wij hierbij tegemoet aan de veel geuite — en bij Beek ook te beluisteren — kritiek dat er op dit vlak te weinig informatie verstrekt wordt door de olie-industrie aan het Nederlandse publiek.

Alvorens in te gaan op de Nederlandse situatie lijkt het ons nuttig een overzicht te geven van de gangbare schattingsmethoden en diverse definities, dit om misverstanden te voorkomen. Uit de behandeling in de pers en andere media van dit onderwerp blijkt immers maar al te zeer hoe gemakkelijk misverstanden kunnen ontstaan en onjuiste conclusies kunnen worden getrokken. In dit verband hoeft maar verwezen te worden naar het niet lang geleden rondwarende gerucht over het gigantische Bazhenov-olieveld dat in Siberië ontdekt zou zijn, een gerucht uiteindelijk toe te schrijven aan een vertalingsmiskleun van een niet ter zake kundig bureau in Zweden.

Voor diegenen die geïnteresseerd zijn in de overwegend Engelse literatuur op dit gebied 1) zijn de Engelse termen waar nodig tussen haakjes toegevoegd.

Reserves en voorraadschattingen

Allereerst dient een duidelijk onderscheid gemaakt te worden tussen „geologische voorraden” en „reserves”. Met *geologische voorraden* („resource base”) wordt de totale in de ondergrond aanwezige hoeveelheid olie of gas aangeduid, inclusief de nog niet ontdekte voor-

raden, en inclusief de heden ten dage om economische of technische reden (nog) niet ontginbare voorraden.

Reserves („reserves”) moeten voldoen aan de volgende twee hoofdvoorwaarden: 1. zij zijn ontdekt, d.w.z. aangeboord, en; 2. zij kunnen met bekende technieken en onder de heersende omstandigheden economisch worden gewonnen. Slechts een deel van de in de poriën van een reservoirgesteente opgeslagen olie of gas is winbaar en dus als „reserve” aan te merken; afhankelijk van de permeabiliteit van het gesteente, van de eigenschappen van de olie zoals viscositeit, en van nog andere voorwaarden, kan dit variëren van een paar procent tot meer dan de helft. Zogenaamde secundaire en tertiaire winningsmethoden, zoals de stoominjectie toegepast op het Schoonebeek-veld, kunnen dit winningsrendement („recovery factor”) aanzienlijk verhogen, al is b.v. bij olie een winningspercentage boven de 50/60 om fysische redenen vrijwel niet te realiseren. Ofschoon bij *ontdekte velden* de grootste onzekerheid is weggenomen, namelijk of er gas of olie aanwezig is, blijft er onzekerheid over de grootte van de in de ondergrond aanwezige voorraden (STOIP, „stock tank oil initially in place”, en GIIP, „gas initially in place”) en het winbare deel daarvan, de reserves. Naarmate er meer boringen op een veld verricht zijn, zal deze onzekerheid afnemen, daar de geologische factoren die de voorraadgrootte en de reserves bepalen steeds nauwkeuriger bekend worden, en dus de kans op verrassingen steeds meer afneemt.

Bij de klassieke classificatie van reserves worden deze onderverdeeld in *bevezen* („proved”), *waarschijnlijke* („probable”) en *mogelijke* („possible”) reserves. Deze onderverdeling is nogal subjectief en overwegend pessimistisch omdat de waarschijnlijkste en mogelijke reserves meestal systematisch ondergewaardeerd („discounted”) worden. Als gevolg hiervan hebben de *initiële reserves* (d.w.z. cumulatieve productie plus overgebleven reserves: „ultimate recovery”) de neiging te „groeien” met de jaren, naarmate verdere boringen de „waarschijnlijke” en „mogelijke” reserves in „bewe-

zen” reserves omzetten. Een bekend voorbeeld vormen de olievelden in de Verenigde Staten, waarvan historische analyses aantonen dat de grootte in de jaren na ontdekking sterk toeneemt om ten slotte te stabiliseren rond zo'n zes à zeven maal het getal opgegeven ten tijde van de vondst. De helft van deze toename vindt daarbij plaats in de eerste paar jaren. Deze opwaartse revisie is niet alleen te danken aan het ingebouwde conservatisme in de klassieke schattingsmethode, maar ook — en in de laatste jaren in toenemende mate — aan het toepassen van secundaire en tertiaire winningstechnieken.

De geschatste onvolkomenheden van de klassieke reserveclassificatie hebben ertoe geleid dat men meer en meer overgaat tot schattingen gebaseerd op statistische methoden, resulterend in een mathematisch gedefinieerde gemiddelde verwachtingswaarde (expectation) plus de mogelijke spreiding binnen statistische grenzen. Bij deze methoden, die rond de Noordzee en in andere „jonge” olie- en gasgebieden thans vrij algemeen worden toegepast, is een te pessimistische schatting even waarschijnlijk als een te optimistische, zodat een systematische groei der reserves niet in de lijn der verwachtingen ligt. De toepassing van deze statistische methoden is mogelijk gemaakt door de veel betere kennis die men tegenwoordig al in een vroeg stadium van een veld kan hebben, o.a. dank zij de geavanceerde seismische meet- en dataverwerkingstechnieken.

Bij analyses en prognoses over olie- en gasreserves in en rond de Noordzee door buitenstaanders — o.a. Odell — is vaak onvoldoende aandacht geschonken aan dit fundamentele verschil tussen de klassieke en moderne schattingsmethoden, zodat niet zelden ten onrechte de verwachting is gewekt dat ook de Noordzeevelden met de jaren sterk zullen groeien. Ook in de VS wordt er, naast de klassieke methode, door de Committee on statistics of drilling van de American association of petroleum geologists van een moderne, meer op geologische

*De acteur is werkzaam bij Shell Internationale Petroleum Maatschappij.

**De auteur is werkzaam bij de Nederlandse Aardolie Maatschappij.

1) Zie b.v. J. D. Haun (red.), *Methods of estimating the volume of undiscovered oil and gas resources, AAPG studies in geology*, nr. 1, 1975; J. D. Haun, *Future of petroleum exploration in the United States, AAPG bulletin*, jg. 65/10, oktober 1981; D. C. Ion, *Availability of world energy resources*, Graham & Trotman, Londen, 1980; M. King Hubbert, *History of petroleum geology and its bearing upon present and future exploration, AAPG Bulletin*, jg. 50, 1966; H. W. Menard, *Toward a rational strategy for oil exploration, Scientific American*, jg. 244, januari 1981; M. H. Nederlof, *The use of habitat of oil models in exploration prospect appraisal*, Tiende wereld-petroleumcongres, panel 1, paper 2, 1979; P. R. Odell, *The future of oil*, Kogan Page, Londen, 1980.

leest geschoeide methode van reserveschatting gebruik gemaakt. Deze schattingen, gemaakt in het jaar van ontdekking, blijken maar zo'n 20% te laag te zijn vergeleken met de uiteindelijke reserves, wat aangeeft dat het wel degelijk mogelijk is in een vroeg stadium realistische reserveschattingen te maken.

Bij *onontdekte voorraden* is de grootte en vaak alles overheersende onzekerheid: is er wel of geen olie en/of gas? Ondanks alle vooruitgang in opsporingstechnieken en geologische evaluatiesystemen blijft de kans olie of gas aan te treffen in een exploratieboring klein, en is maar zelden hoger dan 30 à 40 procent. De kans een economisch winbare hoeveelheid aan te boren is nog beduidend geringer, en haalt wereldwijd de 10 procent nog niet. Ook de grootte van een accumulatie, mocht deze aanwezig zijn, is onzeker, waarbij het van de beschikbare hoeveelheid geologische en geofysische data en kennis afhangt hoe nauwkeurig men, alvorens te boren, de grootte kan schatten.

Er is een grote verscheidenheid aan schattingsmethoden en -systemen, welke ruwweg in twee hoofdgroepen onderverdeeld kunnen worden: die, welke in hoge mate berusten op petroleumgeologische kennis en ervaring, en een tweede groep van min of meer puur statistische methoden, waarbij de geologie geen, of maar een ondergeschikte, rol speelt.

De *geologische schattingsmethoden* lopen aanzienlijk uiteen, afhankelijk van de hoeveelheid kennis en ervaring die in een evaluatiesysteem is ingebouwd, en de mate waarin de geologie is aangevuld met relevante statistische methoden. De primitiefste vorm is de *subjectieve schatting*, waarbij een „expert” of groep van „experts” een schatting maakt gebaseerd op de eigen kennis en ervaring. Dit wordt ook wel de Delphi-methode genoemd, naar het bekende orakel. De waarde van deze methode is, net als bij zijn naamgever, hoofdzakelijk bepaald door het geloof in de waarzegger(s).

Het meest in zwang zijn schattingsmethoden gebaseerd op *deterministische geologische modellen*. Hierbij gaat men ervan uit dat een combinatie van geologische factoren verantwoordelijk is voor het al of niet aanwezig zijn van olie of gas, en de grootte van de eventueel te verwachten accumulaties. Bij de eenvoudigste systemen wordt gebruik gemaakt van een zeer beperkt aantal factoren, die op simpele wijze gecombineerd worden; aan de andere kant van het spectrum vinden we zeer uitgebreide en complexe simulatiemodellen. De moeilijkheid bij al deze methoden is dat het ingewikkelde, multivariabele systeem van geologische factoren dat petroleumaccumulaties controleert nog slechts ten dele is doorgrond. Als gevolg hiervan is het moeilijk uit te maken in hoeverre bepaalde uitkomsten van de voorspellingen het gebruikte model geheel of ge-

deeltelijk bevestigen dan wel verwerpen, terwijl bij de complexere modellen daar nog bijkomt dat vóór het boren een deel van de factoren slecht of in het geheel niet bekend is.

De *gecalibreerde methode* is gebaseerd op een geologisch model dat is getoetst aan bekende uitkomsten van exploratieboringen, zowel ontdekkingen als droge putten. Het binnen Shell ontwikkelde systeem volgt het statistische principe van Bayes, waarbij de effectiviteit van de ingevoerde geologische variabelen om de „a priori” onzekerheid te verkleinen, als leidraad dient. Deze methode is de bruikbaarste omdat statistisch goed gedefinieerde verwachtingen kunnen worden gegeven en de uitkomsten verwerkt kunnen worden om het model bij te schaven of te herzien.

De verwachting die men van een exploratieboring heeft, kan worden weergegeven door een enkel getal; de verwachtingswaarde („expectation”). In deze waarde zit ook het risico op negatieve uitkomsten, d.w.z. droge putten en te kleine, daarom niet-economische vondsten. Beter is het de gehele verwachtingskromme te geven, zodat men kan aflezen wat — in geval van succes — de gemiddelde grootte en de grootteverdeling is, wat het grootste veld is dat redelijkerwijs verwacht mag worden, en de bijbehorende verdeling van de kansen, inclusief die op een „niet”.

Veel van de verwarring over nog te vinden olie- en gasvoorraden komt voort uit het feit dat veelal niet goed duidelijk wordt gemaakt wat een bepaalde prognose voorstelt: de verwachtingswaarde waarin de kansen op een negatieve uitkomst zijn inbegrepen, alleen het gemiddelde in geval van succes, de grootst mogelijke uitkomst, of de waarde bij een bepaald willekeurig kanspercentage. Voor de meeste toepassingen, zoals het optellen van de verwachtingen van individuele structuren in een gebied of land om tot een totale schatting te komen, of het uitstippelen van een beleid, is de verwachtingswaarde de enig juiste. Helaas halen de veel hogere getallen die geen rekening houden met de negatieve kansen, of alleen de best mogelijke uitkomsten weergeven, gemakkelijker de pers.

Naast de geologische schattingsmethoden hebben we als tweede hoofdgroep de *statistische schattingsmethoden*. Een in de Verenigde Staten veel toegepaste methode is de *historische analyse*, waarbij het historische verloop van booractiviteit, produktie en reserves met behulp van een mathematisch model wordt gebruikt om toekomstige produktie en bijbehorende toe- of afname van reserves te voorspellen. King Hubbert is de pionier van deze methode die buiten de VS en Canada wegens onvoldoende gegevens niet bruikbaar is.

Bij de *sediment-volumetrische methode* wordt in wezen uitgegaan van een geologisch overgesimplificeerd concept,

waarbij petroleumvoorkomens nogal willekeurig verdeeld zijn in het sedimentpakket, zoals gaten in een spons. Afgaande op de reserves per eenheid volume of oppervlakte in een goed afgeboord gebied maakt men extrapolaties naar minder geboorde gebieden, of naar diepere lagen in hetzelfde gebied. Men ziet hierbij over het hoofd dat uit de data duidelijk blijkt dat olie en gas zeer ongelijk over de sedimentaire bekkens, en binnen een bepaald bekken, zijn verdeeld: een gegeven waarvoor goede geologische gronden bestaan. Zo varieert de rijkheid van goed bekende Amerikaanse bekkens van nog geen ton olie per km² tot over de 500 ton per km². Geologen van de USGS, de Amerikaanse geologische dienst, alsmede bekende auteurs zoals Weeks, Grossling en Odell, hebben vaak van deze of verwante methoden gebruik gemaakt bij hun optimistische prognoses. De laatste tijd is deze aanpak — terecht — meer en meer in diskrediet geraakt; ook de USGS gebruikt sinds 1975 een betere geologisch-probabilistische methode. Waar de volumetrische methode namelijk geen of nauwelijks rekening mee houdt, is het effect van „afroming” („creaming”). Olie- en gasvoorraden zijn zeer ongelijkmatig verdeeld, waarbij de schaarse grote velden, de z.g. „giants”, het leeuwedeel van de reserves bevatten. Doordat de dikte van het reservoirgesteente dat olie of gas bevat om geologische redenen aan grenzen is gebonden, en de horizontale dimensies (in km²) de verticale dimensies (in meters) overheersen, bestaat er een nauw verband tussen veldoppervlakte en reservegrootte. Het zal duidelijk zijn dat men, al zou men zuiver willekeurig boren, een veel grotere kans heeft in een vroeg stadium de uitgestrekte, grote velden te treffen dan de kleintjes. Daarbij komt nog dat in een vroeg exploratiestadium, bij een wijdmazig seismisch net, de grotere structuren het eerst gezien worden, en dat deze bovendien bij het boren voorrang zullen krijgen boven eventueel gevonden kleinere.

Het resultaat van een en ander is dat in de meeste nu goed bekende petroleumgebieden van de wereld de grootste velden, en dus ook het grootste deel van de reserves, in een vroeg stadium blijken te zijn gevonden. Het is waarschijnlijk dat dit ook geldt voor de thans nog niet ten volle geëxploreerde bekkens, zoals de Noordzee, zodat daar de successen van de afgelopen jaren niet zonder meer naar de toekomst geëxtrapoleerd mogen worden. In de Verenigde Staten, waar de meeste bekkens zich in een vergevorderd stadium van ontginning bevinden, is de „afroming” goed merkbaar. Zo is over de laatste 35 jaar het ontdekte aantal vaten olie per voet exploratieboring, afgenomen van tweehonderd tot minder dan tien, en is het percentage boringen („new field wildcats”) dat meer dan 1 mln. vaten nieuwe reserves heeft ontdekt, verminderd van 2% tot 0,5%.

Uit het voorgaande blijkt dat men, om tot geloofwaardige prognoses te kunnen komen, moet beschikken over:

- een grondige kennis van de geologie, in het bijzonder een op intensieve research gebaseerd inzicht in die geologische factoren die het voorkomen van olie en gas bepalen statistische methoden welke rekening houden met de aard van de geologische gegevens, en in staat zijn de complexiteit op relevante wijze te verwerken.

Na dit summier overzicht van de gangbare methoden om reserves, zowel aangetoonde als mogelijk nog te ontdekken, te schatten, wordt het tijd de aandacht te richten op Nederland, en de verwachtingen die wij mogen koesteren dat betreft mogelijk olie- en gasvoorraden.

De Nederlandse situatie

De exploratie-afdeling van de Nederlandse Aardolie Maatschappij zoekt in Nederland, zowel op land als op zee, naar nieuwe voorkomens van gas en olie in gesteenten van sterk uiteenlopende ouderdom en samenstelling. De ouderdom varieert van Midden Devoon (± 370 mln. jaar) tot Onder Tertiair (± 40 mln. jaar). Gesteenten ouder dan het Devoon worden in Nederland tot het „basement” gerekend d.w.z. tot dat deel van de aardkorst waarin vroegere mineralogische processen het voorkomen van economische hoeveelheden olie en gas uiterst onwaarschijnlijk maken. In het jongere Tertiair ontbreken de geologische structuren waarin koolwaterstoffen zich zouden kunnen accumuleren.

Verskillende soorten zandstenen en carbonaten vormen de potentiële reservoirs. Zij bevinden zich thans op een diepte van 500 tot 5.000 m. Hun ontwikkeling (dikte, porositeit, permeabiliteit), van groot belang voor de reserveprognose, wordt allereerst bepaald door de geologische omstandigheden tijdens de afzetting. Deze kunnen continu zijn over grote afstanden, zoals de woestijnzanden van het Boven Perm (Groningen-gasveld) en de Onder Trias. De Perm-zanden zijn goed ontwikkeld in een ruwweg oost-west verlopende zone ten zuiden van de Waddeneilanden en doorgaande in een westelijke richting tot in het Engelse deel van de Noordzee. Veelal worden echter zeer snelle variaties waargenomen, zoals in de Permische carbonaten en de rivierzanden van het Carboon en de Boven Jura/ Onder Krijt. Daarbij komen secundaire processen, die veelal afhankelijk zijn van de diepte waarop het te onderzoeken gesteente in de aardkorst is of was, en die de primaire porositeit en permeabiliteit volledig kunnen veranderen.

Het overgrote deel van het gas aanwezig in de Nederlandse ondergrond is afkomstig uit de koollagen van het

Boven Carboon. De olie is gegeneerd uit kleien van Jura- en Krijtoouderdom, rijk aan organisch materiaal. Deze „moedergesteenten” staan slechts gas, respectievelijk olie af binnen een bepaald temperatuurbereik (= diepte \times thermische gradient). Effectieve moedergesteenten hebben dus een beperkt bereik zowel in de ruimte als in de tijd. Een betrouwbare voorspelling hiervan is kritisch voor de kwantitatieve reserveprognose. Het zal duidelijk zijn dat de afwezigheid van effectieve moedergesteenten in een bepaald gebied de prospectiviteit zonder meer op nul stelt.

Nadat de olie of gas het moedergesteente heeft verlaten, migreert het omhoog (lichter dan water) naar en door een reservoirgesteente, en kan daar accumuleren mits er een structuur aanwezig is die wordt afgesloten door een impermeabele laag („seal”). Deze laag moet verhinderen dat de koolwaterstoffen naar de oppervlakte kunnen ontsnappen. Het effectiefste in dit opzicht is het zout (en in mindere mate de anhydriet) dat in grote hoeveelheden voorkomt in het Perm en de Trias, ruwweg ten noorden van de lijn Arnhem-Amsterdam-IJmuiden en doorlopend op zee. Een ander, doch minder effectief, afsluitingsgesteente wordt gevormd door de kleien van het Onder Krijt.

De positie van de moedergesteenten en afsluitingsgesteenten in de geologische kolom verklaart waarom de meeste gasvoorkomens in Nederland zijn gesitueerd in het Perm en de meeste olievoorkomens in het Onder Krijt. De verspreiding van het Rotliegend-reservoir en de daarboven liggende afdichtende zoutlaag in de Nederlandse ondergrond verklaart de concentratie van gasvoorkomens in een brede NNW-ZZO verlopende zone van Groningen, Drenthe, Friesland en de Waddenzee via Noord-Holland tot in de Noordzee. In deze zone zijn dan ook verreweg de meeste exploratie/productieputten geboord.

Het bovenstaande betekent dat in de overige gebieden de exploratie van gas niet alleen meer risico inhoudt en dus de kans op succes veel kleiner is, maar dat dat ook de prognose van nog te vinden reserves veel moeilijker is door geringere dichtheid van gegevens, een minder voorspelbare geologische ontwikkeling, en de daardoor minder betrouwbare geologische modellen. In Zeeland en het aangrenzende zuidwestelijk deel van de Nederlandse Noordzee werden bij voorbeeld tot nu toe slechts 4 boringen gezet op een totaaloppervlakte van ± 7000 km². Een vergelijkbare boordichtheid geldt voor grote gebieden in de noordelijke Nederlandse Noordzee. Daartegenover staan boordichtheden in Groningen en Drenthe van 1 put per respectievelijk 8,5 en 23 km².

Uit het bovenstaande moge blijken dat de prognose van te verwachten reserves uit toekomstige exploratie in Nederland gebaseerd is op een studie van vele,

veelal onafhankelijke grootheden, terwijl de betrouwbaarheid van onze gegevens sterk varieert naar gelang de continuïteit van de geologische processen en de dichtheid van de te gebruiken gegevens uit boringen en seismiek. Met behulp van een gecalibreerde statistische methode en gebaseerd op verschillende geologische modellen worden door de NAM sinds jaren de te verwachten gas- en oliereserves uit toekomstige exploratie geschat. Deze schattingen worden continu bijgewerkt aan de hand van nieuw verkregen gegevens. Wat betreft het gas, worden elk jaar de meest recente reserveverwachtingen besproken met de Gasunie die deze gegevens opneemt in het jaarlijks gepubliceerde *Plan van gas afzet*.

In het *Plan van gas afzet 1981* wordt de verwachting („expectation”) van de totale, produceerbare gasreserves te vinden in nieuwe velden op land en op zee, door de gezamenlijk in Nederland explorerende industrie, gesteld op 273 mrd. m³. Ter vergelijking worden de totale nog resterende gasreserves in de bekende Nederlandse velden geschat op 1.986 mrd. m³, waarvan 1.536 mrd. m³ in het Groningen-veld.

Uit deze getallen moge duidelijk zijn dat de gasexploratie in Nederland zich richt op het zoeken naar kleine voorkomens die toch nog steeds zeer aantrekkelijk zijn voor onze gasvoorziening. Het bestaan van nog niet ontdekte „giganten” in de orde van grootte van het Groningen-veld wordt op grond van huidige gegevens zeer onwaarschijnlijk geacht. Binnen de gebieden waar de geologische condities voor het voorkomen van grote gasvelden gunstig zijn, is de boordichtheid namelijk reeds zo groot dat aantoonbare „afroming” heeft plaatsgehad. Ook is de geologische kennis van de Nederlandse ondergrond nu wel zo ver gevorderd, grotendeels dank zij de actieve exploratie van de laatste decennia, dat plezierige verrassingen erg onwaarschijnlijk zijn, alhoewel zij natuurlijk nooit geheel uit te sluiten zijn.

Wat betreft de verwachtingen voor nieuwe olievondsten worden geen officiële schattingen gepubliceerd. Dit is waarschijnlijk in belangrijke mate veroorzaakt door het feit dat de olie-exploratie weinig succes heeft gehad sinds de ontdekking van het veld van Schoonebeek en de velden in de provincie Zuid-Holland in de jaren veertig en vijftig. Recent werden enige kleine velden ontdekt ten westen van Den Helder die de interesse in de olie-exploratie in Nederland sterk hebben verhoogd. Op basis van de huidige gegevens is het voorkomen van echte grote olie-accumulaties met reserves groter dan 500 mln. vaten, zoals bekend uit de Engelse en Noorse delen van de Noordzee, als zeer onwaarschijnlijk te achten.

R. J. Murriss
H. J. Nijhuis