



# STATOIL

ÅRSRAPPORT 2001

# Statoil 2001

Statoil hadde 16 686 medarbeidere ved utgangen av 2001 fordelt på følgende forretningsområder og organisasjonsenheter:

## Forretningsområdene:

### Undersøkelse og produksjon Norge

Ledende operatør og produsent på norsk sokkel med ansvar for omlag 50 prosent av samlet norsk produksjon. Opererer 10 felt, og har 4 felt under utbygging. Egenoljeproduksjon: 697 000 fat. Gassproduksjon: 39,1 millioner kubikkmeter per dag. Reserver: 3 664 millioner fat oljeekvivalenter. Driftsinntekter i 2001: 65,7 milliarder kroner. 5 603 ansatte.

### Internasjonal undersøkelse og produksjon

Har betydelige posisjoner i den Kaspiske region, Vest-Afrika, Vest-Europa og Venezuela. Betydelig produksjonsvekst forventes de neste årene. Egenoljeproduksjon: 58 000 fat. Gassproduksjon: 1,2 millioner kubikkmeter per dag. Reserver: 612 millioner fat oljeekvivalenter. Driftsinntekter i 2001: 7,7 milliarder kroner. 521 ansatte.

### Naturgass

Betydelig markedsaktør i Europa og driftsoperatør for landanlegg og transportsystemer for naturgass. Har gassalg i 12 land. Solgt egen gassmengde: 14,7 milliarder kubikkmeter. Er ansvarlig for salg av Den norske stats gass. Solgt gassmengde: 18,9 milliarder kubikkmeter. Driftsinntekter i 2001: 23,5 milliarder kroner. 974 ansatte.



### Foredling og markedsføring

Ansvarlig for salg av Statoils og Den norske stats råolje. En av verdens største selgere av råolje med et gjennomsnittlig volum på 2,2 millioner fat per dag. Selger våtgass, raffinerte oljeprodukter samt naturgass i Norden. Driver to raffinerier og nærmere 2000 bensinstasjoner i ni land. I Skandinavia drives stasjonene i 50 prosent sameie med ICA Ahold. Forretningsområdet omfatter også rederiet Navion, metanolproduksjon og Statoils 50 prosent eierandel i petrokjemikonsernet Borealis. Driftsinntekter i 2001: 203,4 milliarder kroner. 7 006 ansatte.

## Enhetene:

### Teknologi

Har ansvar for å utvikle og ivareta Statoils kompetanse innen sentrale teknologiområder. Skal bidra til kostnadseffektive tekniske løsninger og er ansvarlig for kommersialisering av teknologi og industrielle rettigheter. Omfatter forskning og utvikling, lete- og utvinningsteknologi, boring og brønntjenester, miljøteknologi, konseptutvikling og prosjektledelse. 897 ansatte.

### Konserntjenester og konsernsenter

Konserntjenester leverer tjenester til hele konsernet og dekker økonomi-, personal- og kontortjenester, samt tjenester knyttet til læring, kommunikasjon, informasjonsteknologi, helse og arbeidsmiljø. 1 450 ansatte. Konsernsenteret er konsernledelsens rådgivende stabsenhet. 235 ansatte.

## Innhold

### Omslag: Hovedtall og definisjoner

1	Velkommen til Statoil
2	Året 2001
4	Konsernsjefen
6	Årsberetning
13	Aksjonærforhold
14	Statoil gjennom året
16	Forretningsvirksomheten
24	Selskap, sikkerhet og samfunn
28	Miljø
31	HMS-regnskapet
34	Miljødata
38	Ledelsens finansielle analyse
64	Årsregnskapet for 2001
64	Statoilkonsernet - USGAAP
101	Statoilkonsernet - NGAAP
129	Statoil ASA - NGAAP
148	Konsernledelsen

Omslag: Aktivitetsoversikt og generell informasjon

### Rapport om bærekraftig utvikling

Statoil møter økte forventninger fra omverdenen til rapportering om de økonomiske, miljømessige og sosiale aspekter ved virksomheten. Statoil utgir derfor i juli 2002 sin første selvstendige rapport om selskapets bidrag til bærekraftig utvikling.

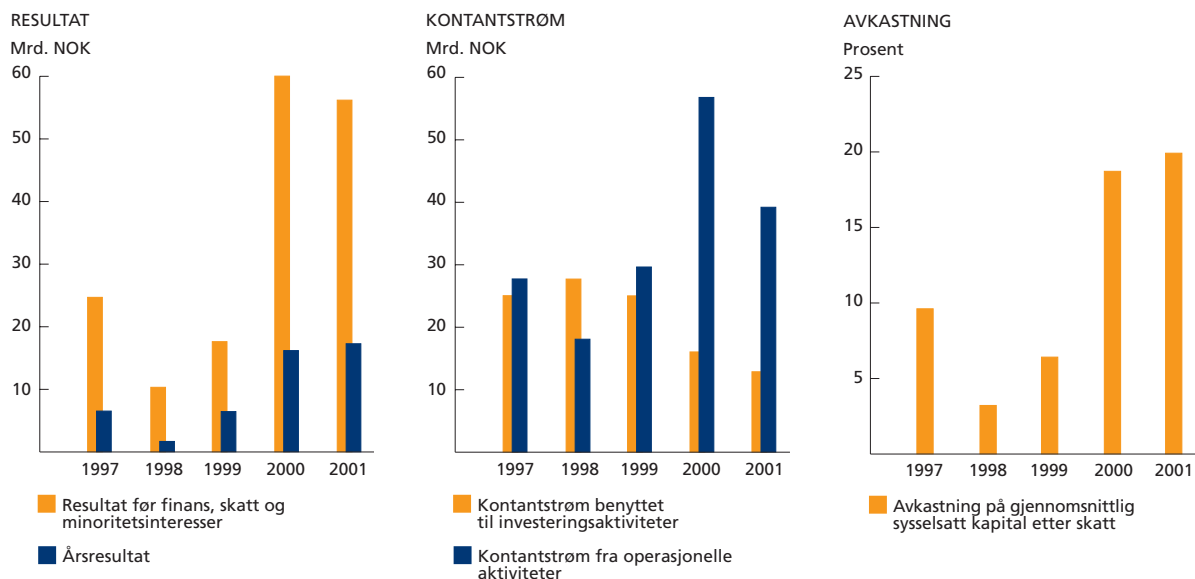


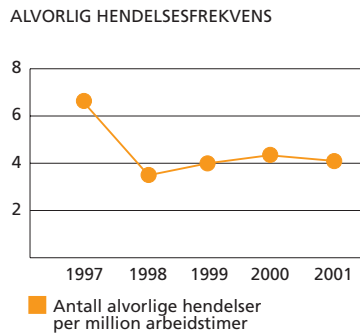
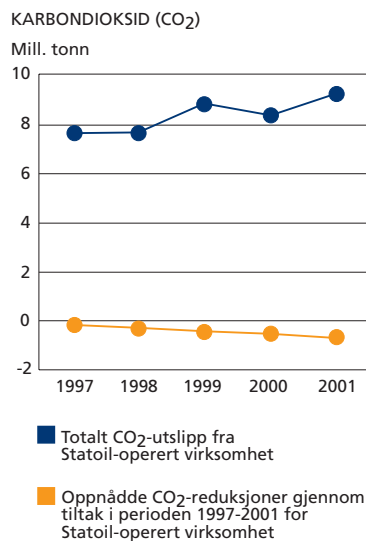
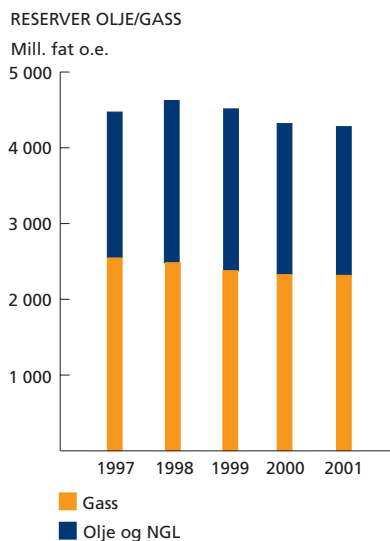
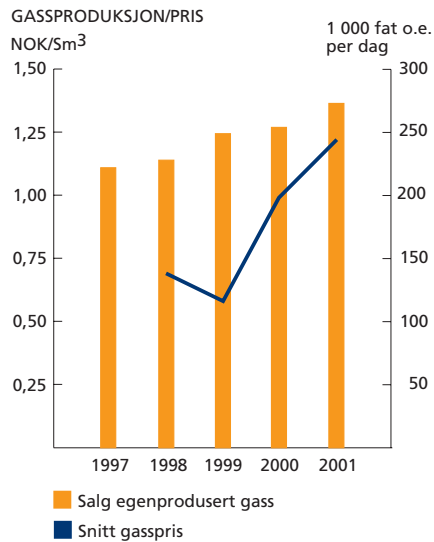
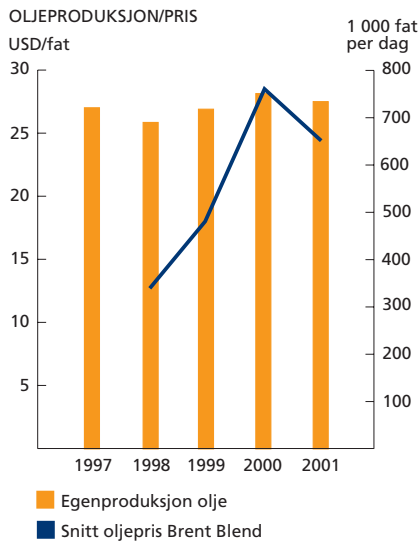
Bildet på forsiden av årsrapporten er en del av Statoils kunstsamling og motivet er hentet fra Sleipner. *Frans Widerberg (1934). Paviljongen i havet, 1934. Olje på lerret, 80x100 cm. © Frans Widerberg/BONO, 2002. Foto: Thomas Widerberg*

# USGAAP - Hovedtall

HOVEDTALL I MILLIONER NOK	2001	2000	1999	1998	1997
<b>Finansielle data</b>					
Driftsinntekter	<b>236 336</b>	230 425	150 132	114 648	136 036
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	<b>56 154</b>	59 991	17 578	10 287	24 655
Årsresultat	<b>17 245</b>	16 153	6 409	1 640	6 489
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	<b>39 173</b>	56 752	29 610	18 050	27 697
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	<b>12 838</b>	16 014	24 988	27 676	25 016
Rentebærende gjeld	<b>41 795</b>	36 982	50 497	44 261	29 534
Netto rentebærende gjeld	<b>34 077</b>	23 379	42 856	42 856	27 439
Gjeldsgrad	<b>39,0%</b>	25,0%	42,6%	44,1%	33,6%
Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital etter skatt	<b>19,9%</b>	18,7%	6,4%	3,2%	9,6%
<b>Operasjonelle data</b>					
Olje- og naturgassproduksjon (1000 fat o.e./dag)	<b>1 007</b>	1 005	967	918	943
Sikre olje- og naturgassreserver (mboe)	<b>4 277</b>	4 317	4 511	4 621	4 469
Produksjonskostnader (USD/fat)	<b>2,92</b>	3,08	3,38	3,14	-
Funn- og utviklingskostnader (USD/fat) (3-års gjennomsnitt)	<b>9,11</b>	8,21	8,74	-	-
Reserveerstatningsrate (3-års gjennomsnitt)	<b>0,68</b>	0,86	1,03	-	-
<b>Aksjeinformasjon</b>					
Resultat per aksje	<b>8,31</b>	8,18	3,24	0,83	3,28
Resultat per aksje justert for engangseffekter (1)	<b>7,32</b>	8,18	4,54	-	-
Aksjekurs Oslo Børs 31.12.01 (NOK)	<b>61,50</b>	-	-	-	-
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer	<b>2 076 180 942</b>	1 975 885 600	1 975 885 600	1 975 885 600	1 975 885 600

(1) Engangseffekter gjelder spesielle salgsgvinster, nedskrivninger og avsetninger. Se «Ledelsens finansielle analyse». Det er ikke beregnet resultat justert for engangseffekter for 1997 og 1998.





## Definisjoner:

**Netto rentebærende gjeld =**  
Brutto rentebærende gjeld fratrukket betalingsmidler

**Gjeldsgrad =**  
Forholdet mellom netto rentebærende gjeld og sysselsatt kapital

**Gjennomsnittlig sysselsatt kapital =**  
Gjennomsnitt av kapitalen som er sysselsatt ved begynnelsen og slutten av regnskapsperioden. Sysselsatt kapital er netto rentebærende gjeld pluss egenkapital og minoritetsinteresser

**Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital etter skatt =**  
Årsresultat pluss minoritetsinteresser og netto rentekostnader etter skatt i prosent av gjennomsnittlig sysselsatt kapital

**Produksjonskostnader =**  
Driftskostnader forbundet med produksjonen av olje og naturgass dividert med samlet produksjon (løfting) av olje og naturgass

**Funn- og utviklingskostnader =**  
Beregnes ut fra nye sikre reserver, eksklusiv kjøp og salg av reserver

**Reserveerstatningsrate =**  
Tilgang av nye sikre reserver, inkludert kjøp og salg, dividert med produserte volumer

**Karbondioksid (CO<sub>2</sub>) =**  
Karbondioksidutslipp fra Statoil-operert virksomhet. Totalt CO<sub>2</sub>-utslipp omfatter alle utslippkilder som turbiner, kjeler, motorer, fakkell, boring av lete- og produksjonsbrønner og brønntesting/brønnopprensning. Oppnådde reduksjoner i utslippene er akkumulert for perioden 1997-2001

**Personskade frekvens =**  
Antall personskader per million arbeidstimer. Statoilansatte og leverandører er inkludert

**Alvorlig hendelsesfrekvens =**  
Antall uønskede hendelser med høyt tapspotensial per million arbeidstimer. En uønsket hendelse er en hendelse eller et hendelsesforløp som har forårsaket eller kunne ha forårsaket personskade, sykdom og/eller skade på/tap av eiendom, skade på miljøet eller tredjepart

# Velkommen til Statoil

Statoil er et integrert olje- og gasselskap med over 16 000 ansatte og virksomhet i 25 land. Med utgangspunkt både i reserver og produksjon er vi et betydelig internasjonalt olje- og gasselskap og vi har i tillegg sterke posisjoner i sluttbrukermarkedene for bensin og oljeprodukter i Skandinavia, Irland, Polen og de baltiske landene. Hver dag bidrar vi til å dekke energibehovet til millioner av mennesker i en rekke land.

Produksjonen av olje og naturgass på den norske kontinentalsokkelen er ryggraden i vår virksomhet, men i mer enn et tiår har Statoil øket sine aktiviteter i andre land og bygget opp betydelige petroleumereserver i skarp internasjonal konkurranse. Denne konkurransen er like sterk på norsk kontinentalsokkel der Statoils posisjon som et myndighetsprefert selskap for lengst er blitt historie.

Statoil er i 2001 blitt delprivatisert, og vi har fått over 60 000 nye eiere. Vår forpliktelse overfor aksjonærene er å gi en god avkastning på investeringene gjennom en sunn og offensiv forretningsdrift der vi stiller strenge krav til vår virksomhet. Det gjelder vår etiske plattform, vårt samfunnsansvar, sikkerhetsarbeidet og vårt bidrag til en bærekraftig utvikling gjennom aktivt miljøarbeid.

Denne årsrapporten for 2001 forteller hvilke resultater vi har levert og hvilke ambisjoner vi har.

# Året 2001



Statoil styrket sin posisjon kraftig på norsk sokkel gjennom kjøp av 15 prosent av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). På Gullfaks-feltet økte Statoils eierandel med 41 prosent til 61 prosent.



Statoil inngikk i 2001 avtale med BP om leveranse av 1,6 milliarder kubikkmeter gass i 15 år. Det er den første store avtalen om naturgassleveranser fra Norge til Storbritannia siden Frigg-gassen ble solgt i 1977. Leveransene tok til 1. oktober.



Vedtak om bygging av nytt svovelfjerningsanlegg ved raffineriet på Mongstad betyr at Statoil i 2003 er klar til å levere bensin som har tilnærmet null svovelinhold. Bensinen fra Mongstad vil møte kommende EU-krav.

## På børs i Oslo og New York

**Mandag 18. juni 2001 klokken 10.00 var tidspunktet for Statoil-aksjens introduksjon på børsen. Først i Oslo og så i New York fem og en halv time senere. Konsernsjef Olav Fjell markerte starten på en ny epoke i Statoils historie da han med et tastetrykk åpnet for innsyn i den løpende noteringen – formidlet på storskjerm til innbudte gjester og pressefolk fra inn- og utland i representasjonslokalene til Oslo Børs.**

Det var et epokeskifte. Den ene dagen 100 prosent stats-eid, og ikke omsettelig. Dagen etter omsatt for 5,2 milliarder kroner i Oslo og verdvidurdert til 151 milliarder kroner basert på en sluttkurs på 69 kroner som var identisk med introduksjonskursen.

Statoilaksjen har i løpet av det første halvåret på Oslo Børs i gjennomsnitt stått for nærmere 15 prosent av børsens omsetning. Den norske stat er majoritetsaksjonær. Det innebærer at hele 81,8 prosent av aksjene fortsatt ikke er omsettelige. Likevel representerer de resterende 18,2 prosent den tallmessig største eiergruppen bak noe selskap på Oslo Børs. Antallet aksjonærer er nå om lag 64 500 og det har vært en svak økning siden noteringen i juni.

**7 800 ansatte kjøpte aksjer** – Hele 7 300 medarbeidere i Statoils morselskap i Norge kjøpte aksjer under tegningsperioden i første halvdel av juni. Disse utgjør 60 prosent av de ansatte. Statoil er tilfreds med at så mange medarbeidere valgte å bli aksjonærer. «Det er et viktig element i å bygge bedriftskulturen», sier konserndirektør Inge K. Hansen.

*En ny epoke i Statoils historie ble innledet da konsernsjef Olav Fjell den 18. juni 2001 markerte at handelen med Statoil-aksjen var i gang på Oslo Børs.*

I november ble ansatte i heleide datterselskaper i flere andre land tilbudt aksjer. Responsten var svakere enn i juni. 500 medarbeidere, eller 15 prosent av dem som tilbudet omfattet, deltok i denne aksjetegningen.

**Vellykket børsnotering med korte tidsfrister** – Det gikk bare syv og en halv uke fra Stortinget den 26. april vedtok å delprivatisere Statoil til konsernet ble børsnotert i Oslo og New York. Det var gjort praktiske forberedelser før vedtaket i Stortinget. Det gjaldt særlig det omfattende informasjonsmateriellet som skulle stilles til disposisjon for analytikere og investorer.

Men mye kunne ikke gjøres før det forelå et politisk vedtak. Derfor ble de 54 dagene mellom beslutningen og børsnoteringen svært hektiske. Men til tross for uttalt skepsis til at det lot seg gjøre, ble forberedelsene gjennomført punktlig.

Informasjons- og reklamekampanjer ble forberedt og satt ut i livet. Statoils konsernledelse ble inndelt i tre lag som i løpet av noen få uker hadde kontakt med hele 570 ulike institusjoner i USA og Europa. Det ble avviklet 163 møter med enkeltinvestorer og 24 større møter.

Anstrengelsene ga resultater. Da fristen gikk ut tre døgn før aksjehandelen åpnet var det tegnet aksjer for fire ganger salgsvolumet. Delprivatiseringen var en av de største børsintroduksjonene i Europa i 2001, og akjesalget innbrakte 26,4 milliarder kroner.



Sist i august begynte produksjonsskipet Petrojarl 1 oljeproduksjonen på Glitne-feltet i Sleipner-området i Nordsjøen. Det var mindre enn 11 måneder etter at myndighetene godkjente planene. Døgnproduksjonen er 40 000 fat.



I september ble søknad for utbygging og drift av Snøhvit oversendt norske myndigheter. Snøhvit er Nord-Norges største industriprosjekt, og Europas første eksportanlegg for LNG. Statoil er operatør med en eierandel på 22,29 prosent.



Produksjonen på Girassol-feltet utenfor kysten av Angola kom i gang i desember. Det er Statoils første oljeproduksjon i Afrika. Planlagt platåproduksjon er 200 000 fat per døgn og Statoils andel er 13,33 prosent.



Olav Fjell

A handwritten signature in black ink that reads "Olav Fjell". The signature is written in a cursive, flowing style.



# Konsernsjefen: En ny epoke

Vi har tilbakelagt et av de viktigste – og beste – årene i Statoils historie.

Vi har økt våre olje- og gassreserver med over 50 prosent som følge av kjøpet av andeler fra statens direkte økonomiske engasjement på norsk sokkel. Vi er blitt et selskap med omlag en million fat oljeekvivalenter i daglig produksjon.

Selskapet har fått ny eierstruktur. En vellykket børsintroduksjon resulterte i 63 000 nye aksjonærer, blant dem 7 800 av våre egne ansatte.

Det økonomiske resultatet er godt. Vi har styrket effektiviteten i alle virksomhetsområdene. Vi har nådd de målene vi satte oss i 1999 og dermed forbedret både lønnsomhet og konkurransekraft.

Etter flere år med stagnasjon i våre sikkerhetsresultater ser vi fremgang. Engasjementet for bedre sikkerhet er styrket. Gjennom systematisk arbeid bygger vi en sikkerhetskultur som skal bli like god på alle våre anlegg som den var på vårt metanolanlegg på Tjeldbergodden i 2001, da det ble tildelt konsernsjefens HMS-pris.

Vårt mål er at sikkerheten skal bli bedre i år, enda bedre neste år - og hvert eneste år fremover.

Vi er opptatt av å kunne bidra til en bærekraftig utvikling. Vi skal skape verdier for eiere, ansatte og samfunnet. Våre arbeidsplasser skal gi utviklingsmuligheter for den enkelte. Gjennom miljøstyring skal vi unngå skadevirkninger på sjø, luft og land. I Snøhvit-prosjektet har hensynet til miljø og til fiskeriinteressene vært en integrert del av planleggingen nettopp fordi utbyggingen skal skje i et sårbart område som Barentshavet. 800 000 tonn CO<sub>2</sub> skal skilles ut fra gassen som vi produserer hvert år, transporteres tilbake til feltet og reinjiseres i undergrunnen.

Vi skal levere en konkurransedyktig avkastning slik at vi får tillit hos våre eiere og dermed grunnlag til å foreta nye investeringer. Overskudd er også viktig for at vi skal kunne bidra til utviklingen av de samfunn som vi er en integrert del av. Statoil vil senere i år for første gang offentliggjøre en egen rapport om selskapets bidrag til en bærekraftig utvikling.

Vi har forbedret vår lønnsomhet de tre siste årene, men vi skal bli enda bedre. Vi skal nå 12 prosent avkastning på sysselsatt kapital etter skatt med en oljepris på 16 dollar per fat. Det vil kreve fortsatt høy fokus på effektiv drift i alle deler av organisasjonen.

Vi skal også erstatte vår produksjon med nye reserver. Historisk sett har Statoil utvidet sitt reservegrunnlag selv når produksjonen har økt. Nå er den situasjonen endret. Etter kjøpet av SDØE-andeler er produksjonen økt så

sterkt at selskapet produserer mer enn det bygger nye reserver. Vi forsterker derfor arbeidet med å påvise nye reserver både på norsk sokkel og internasjonalt. Samtidig skal vi modne de funnene vi allerede har gjort slik at de kan bokføres som reserver.

Vi har det siste året brakt flere nye og betydelige felt fram til utbyggingsbeslutning. Viktigst er Kristin-feltet i Norskehavet og Snøhvit-feltet i Barentshavet. Dette er prosjekter som vil bidra til selskapets langsiktige vekst og utvikling. Vi har også vedtatt å investere i store utbyggingsprosjekter i Angola og Aserbajdsjan.

Vi har en sterk gassposisjon i Europa – et marked i endring og vekst. Vi skal være en fleksibel leverandør med både langsiktige kontrakter og et engasjement i det nye kortsiktige markedet på kontinentet. Det britiske markedet er av særlig interesse fordi britenes importbehov vil vokse i årene som kommer. Gassen fra Snøhvit-feltet gir oss innpass i det raskt voksende LNG-markedet og dermed utvides markedet for norsk gass til USA og det sørlige Europa. Vi får etter hvert også tilgang på gass utenfor norsk sokkel slik at vi kan videreutvikle vårt internasjonale gassengasjement.

Statoil ble etablert som et virkemiddel i utviklingen av norsk olje og gassvirksomhet i 1972. Ingen forestilte seg den gang at norsk sokkel skulle bli en av verdens ledende olje- og gassprovinser, eller at Statoil – som operatør – skulle spille en hovedrolle i utviklingen av ressursene. Oppgaven som instrument er for lengst avviklet. Endringene i eierstruktur var derfor et naturlig steg for å styrke vår evne og vår mulighet til å utnytte de mange forretningsmulighetene vi har i et nasjonalt, og i økende grad et internasjonalt perspektiv.

Statoils ansatte fortjener en stor takk for sin innsats, sitt pågangsmot og sin iderikdom. Gjennom systematisk arbeid er det skapt et konkurransedyktig norsk olje- og gasselskap med høy kompetanse og teknologisk innsikt.

Vi er stolte av vår historie, men vi er enda mer opptatt av å videreutvikle selskapet. Vi har:

- store muligheter på norsk sokkel
- tilgang på kvalitetsfelter internasjonalt
- en sterk posisjon i det europeiske gassmarkedet
- en stor og lojal kundemasse i sluttbrukermarkedene

Denne årsrapporten gjennomgår hva vi gjør. Den demonstrerer at vi har den finansielle styrken og den kompetansen som trengs for å lykkes.

Vi skal levere det vi har lovet våre eiere – lønnsomhet og vekst, basert på våre grunnleggende verdier.



# Årsberetning

**Innledning** – Statoilkonsernets årsresultat i 2001 var 17,2 milliarder kroner. Dette er 1,1 milliard kroner bedre enn i 2000. Resultatet før finans, skatt og minoritetsinteresser var 56,2 milliarder kroner i 2001 sammenlignet med 60 milliarder kroner året før. Driftsinntektene var 236,3 milliarder kroner, en økning på nær 6 milliarder kroner fra år 2000. Avkastningen på sysselsatt kapital var 19,9 prosent sammenlignet med 18,7 prosent i 2000. Resultatet per aksje var 8,31 kroner i 2001 mot 8,18 kroner året før. Justert for engangseffekter var avkastningen på sysselsatt kapital 17,6 prosent og resultatet per aksje 7,32 kroner.

Resultatet er etter styrets oppfatning tilfredsstillende og viser at konsernet er på rett vei i forhold til de målene som er satt for 2004.

Det gode resultatet skyldes hovedsakelig at olje- og gassproduksjonen har utviklet seg positivt. Gassprisene har også vært betydelig høyere enn i 2000. Lavere oljepriiser og raffinerimarginer har imidlertid svekket resultatet i forhold til året før. Det er foretatt en nedskrivning av verdien på oljefeltet LL652 i Venezuela med 2,0 milliarder kroner (1,4 milliarder kroner etter skatt). Resultatet etter skatt inkluderer salgsgevinster på 3,5 milliarder kroner knyttet til salg av andeler på norsk sokkel, andelen i oljefeltet Kashagan i Kasakhstan og virksomheten i Vietnam.

Selskapets olje- og gassproduksjon økte i 2001 med 4 000 fat oljeekvivalenter per dag til 1 007 000 fat oljeekvivalenter per dag. Statoil hadde ved utgangen av året sikre olje-, NGL- og gassreserver på 4 277 millioner fat oljeekvivalenter. Dette er 40 millioner fat oljeekvivalenter lavere enn året før. Reserveerstatningen var på 89 prosent mot 47 prosent i 2000. Gjennomsnittlig reserveerstatning over de siste tre årene er 68 prosent. Styret prioriterer innsatsen for å forbedre selskapets reserveerstatning gjennom modning av påviste funn og økt leteaktivitet. Målet er at selskapet i 2004 minst skal erstatte produksjon av olje og gass med nye reserver.

For styret har arbeidet med omstilling, kostnadsreduksjoner og restrukturering vært av sentral betydning. Drifts-, salgs-, og administrasjonskostnadene, samt undersøkelseskostnadene er redusert med 1,4 milliarder kroner i forhold til 2000. Dermed har konsernet nådd det kostnads-målet som ble satt i 1999.

Statoils funn- og utviklingskostnader har det siste året vært 4,6 dollar per fat oljeekvivalenter mot 11,8 dollar per

fat oljeekvivalenter i 2000. Gjennomsnittlig funn- og utviklingskostnad for de siste tre årene er 9,1 dollar per fat oljeekvivalenter. Produksjonskostnadene per fat er noe lavere enn året før, 2,9 mot 3,1 dollar per fat oljeekvivalenter.

Gode resultater innen helse, miljø og sikkerhet er avgjørende for konsernets verdiskaping og posisjon. Dessverre har det i 2001 vært to dødsulykker hos leverandører mens de utførte arbeid for Statoilkonsernet. Styret registrerer imidlertid med tilfredshet at arbeidet med å bedre sikkerhetsnivået i selskapet gir resultater i form av færre alvorlige hendelser og færre personskader.

År 2001 var et begivenhetsrikt år for Statoil. Det er fattet beslutninger som vil styrke konsernets utviklingsmuligheter både på kort og lang sikt.

- Stortingets vedtak om børsnotering og kjøp av rundt 15 prosent av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) har økt Statoils konkurransekraft og evne til å gjennomføre sin strategi.
- Statoil skal fortsatt markedsføre all olje og gass på vegne av staten. Dette gir konsernet en sterk posisjon i det globale oljemarkedet og i det europeiske gassmarkedet.
- Statoil har besluttet å investere i flere store prosjekter på norsk sokkel og internasjonalt. Dette vil få betydning for selskapets langsiktige utvikling. Særlig viktig er Snøhvit-utbyggingen i Barentshavet som innebærer at Statoil også blir en aktør i LNG-markedet.

Introduksjonen av Statoil på børsene i Oslo og New York var vellykket, og skjedde på et tidspunkt da markedene i oljesektoren var forholdsvis rolige. Aksjen ble godt mottatt. Globalt ble det solgt 394 417 002 aksjer, hvorav 188 700 000 ble solgt i forbindelse med emisjon i Statoil og 205 717 002 ble solgt av den norske stat.

Konsernet har i forbindelse med børsintroduksjonen etablert klare målsettinger om lønnsomhet og produktjonsvekst fram til 2004. Styret prioriterer arbeidet med å sikre at disse målene blir nådd.

**Utviklingen i Statoils viktigste markeder** – 2001 ble et urolig år i verdensøkonomien med stagnasjon i den økonomiske aktiviteten i alle verdensdeler. Terroraksjonene 11. september skapte økt pessimisme, særlig i USA. Det økonomiske tilbakeslaget fikk betydelige konsekvenser for energietterspørselen.

*Amanda Martin er gasstrader ved Statoils kontor i London. Statoil selger gass til større industrielle kunder i det britiske markedet. Kontoret i London deltar også i Statoils globale råoljehandel som i tillegg foregår fra Stavanger, Singapore og Stamford, Connecticut.*



Ole Lund  
styreformann

Utviklingen i det globale oljemarkedet var betydelig svakere i 2001 enn året før. Den gjennomsnittlige prisen på Brent Blend-olje falt 14 prosent fra 28,5 dollar (251 kroner) til 24,4 dollar (219 kroner) per fat. Norske myndigheter besluttet i desember - sammen med landene i OPEC og flere land utenfor - en reduksjon i oljeproduksjonen for å forhindre et betydelig prisfall på olje. Denne beslutningen får negative konsekvenser for Statoils produksjonsutvikling på norsk sokkel i 2002.

Etterspørselen etter gass øker fortsatt i Vest-Europa. Det er et voksende marked for salg av gass på kortere kontrakter. Statoils gjennomsnittlige gasspris har vært 122 øre per Sm<sup>3</sup>, en økning på vel 20 prosent sammenlignet med året før. Gitt koblingen mellom olje- og gasspriser, forventes lavere gasspriser i 2002 enn i 2001.

Raffinerimarginene i Europa falt kraftig, særlig i 2. halvår. Gjennomsnittlig raffineringmargin (FCC-margin) er i løpet av året falt med 29 prosent, tilsvarende 1,5 dollar per fat og har svekket resultatene fra selskapets raffineringvirksomhet på Mongstad og i Kalundborg. Gjennomsnittlig metanolpris var 8 prosent høyere i 2001 enn året før, men prisen er betydelig svekket i siste kvartal.

Petrokjemisektoren er også sterkt påvirket av utviklingen i verdensøkonomien. Marginene falt i gjennomsnitt 18 prosent i 2001 som følge av redusert etterspørsel.

Styret forventer at marginene innenfor raffinering, metanol og petrokjemi vil være svake i en periode fremover.

**Undersøkelse og produksjon Norge** – Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var 40,7 milliarder kroner. Justert for engangseffekter knyttet til salget av andeler på norsk sokkel var resultatet 39,3 milliarder kroner mot 46,7 milliarder kroner i 2000. Resultatnedgangen skyldes i første rekke lavere oljepris, høyere leteteknader og økte avskrivninger som følge av at nye felt er satt i drift.

Styret registrerer med tilfredshet at produksjonskostna-

dene er redusert og at produksjonsregulariteten er ytterligere forbedret.

Statoils olje- og gassproduksjon fra norsk sokkel var i gjennomsnitt 940 000 fat oljeekvivalenter per dag i 2001, en økning på 4 000 fat oljeekvivalenter per dag i forhold til 2000. Det siste året er det satt i gang produksjon på Snorre Nord, Glitne, Gullfaks-satelittene og Huldra, mens produksjonen er avsluttet på Yme-feltet. Styret er spesielt tilfreds med at produksjonen på Glitne-feltet kom i gang mindre enn ett år etter at myndighetene hadde godkjent planene.

Åsgard B-plattformen kom i drift igjen ved årsskiftet 2001/2002 etter å ha vært stengt ned siden august 2001 på grunn av reparasjonsarbeider.

Stortinget har vedtatt opprettelse av Petoro ASA for å overta Statoils ansvar for ivaretagelse av statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) på norsk sokkel. Styret er opptatt av at Statoil utvikler gode relasjoner til Petoro.

**Internasjonal undersøkelse og produksjon** – Resultatet før finans, skatt og minoritetsinteresser var 1,3 milliarder kroner i 2001 mot 0,8 milliarder kroner året før. Resultatforbedringen er i hovedsak knyttet til gevinster på salg av andelen i Kashagan-feltet og virksomheten i Vietnam, mens verdien av LL652 i Venezuela er nedskrevet på bakgrunn av betydelig svakere produksjonsutvikling enn forventet.

Fremdeles er den internasjonale virksomheten – og produksjonen – begrenset sammenlignet med den norske. I 2001 var produksjonen 67 000 fat oljeekvivalenter per dag, den samme som året før. Produksjonen vil imidlertid vokse betydelig i årene som kommer etter hvert som utbyggingsprosjekter ferdigstilles.

Girassol-feltet som er Statoils første felt i Angola kom i drift 4. desember 2001.

Sincor-feltet i Venezuela vil også gi et viktig bidrag til Statoils langsiktige vekst og lønnsomhet. Tidlig-



Lill Heidi Bakkerud

*Lill Heidi Bakkerud*



Marit Bakke

*Marit Bakke*



Stein Bredal

*Stein Bredal*

produksjonen av tungolje har vært i gang en tid, men nå settes oppgraderingsanlegget i drift i løpet av 1. kvartal 2002. Dermed vil tung olje bli omdannet til svovelfri råolje og produksjonen kan økes. Ny teknologi har gjort det mulig å utvinne den tunge, tjæreaktige oljen i Orinoco-beltet på en miljømessig forsvarlig måte.

Statoil har tilgang på flere antatte kvalitetsfelt internasjonalt. Det er tatt beslutning om å bygge ut Kizomba A i Angola, fase 1 av Azeri-Chirag-Guneshli i Kaspiahavet og Corrib-feltet i Irland.

Selskapet forsterker nå innsatsen på letesiden og har etablert en ny enhet som har som hovedoppgave å sikre tilgang på nye leteområder.

Styret legger stor vekt på styrking av den internasjonale oppstrømsvirksomheten for å skape bedre balanse i selskapets portefølje. Letevirksomheten internasjonalt blir forsterket. Utvikling av nye forretningsmuligheter i de eksisterende kjerneområdene og i ressursrike land som Iran, Brasil, Mexico og Russland vil bli gitt betydelig oppmerksomhet.

**Naturgass** – Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var 9,6 milliarder kroner i 2001 mot 7,9 milliarder kroner i 2000. Statoil økte salget av gass med 600 millioner kubikkmeter til 14,7 milliarder kubikkmeter. Gassprisen var i gjennomsnitt vel 20 prosent høyere enn året før, og er hovedårsaken til resultatforbedringen.

Inntektene i 2001 økte også på grunn av nye gassleveranser til Kårstø fra felt på Haltenbanken.

Statoils eierandel i Statpipe-systemet ble redusert fra 58,25 prosent til 25 prosent som følge av SDØE-transaksjonen. Dette har redusert selskapets inntekter fra Statpipe.

Statoil har ansvar for avsetningen av egen gass og gass fra statens direkte økonomiske engasjement på norsk sokkel. Det betyr at selskapet markedsfører rundt to-tredeler av den samlede norske gassproduksjonen. Hovedtyngden av

produksjonen avsettes i henhold til langsiktige salgskontrakter med kjøpere på kontinentet. Basert på Statoils reserve- og markedsposisjon, relasjoner og kompetanse vil styret fokusere på at selskapet aktivt utnytter de mulighetene som et voksende europeisk marked representerer. I oktober 2001 startet leveranser av gass til Italia.

Det britiske markedet vil i årene fremover bli av økende betydning. I 2001 er det inngått en langsiktig kontrakt med BP om gassleveranser til Storbritannia. Det er også inngått en avtale med Polish Oil and Gas Company. Det gjenstår viktige avklaringer før avtalen kan realiseres. Statoil har også signert kontrakter om leveranse av flytende naturgass (LNG) fra Snøhvit-feltet i 2006.

Statoil har det siste året også benyttet markedet for korttidssalg. Selskapet vurderer nå sammen med Ruhrgas og BEB etablering av et nytt knutepunkt for salg av gass på kortere kontrakter i Emden/Bunde-området i Tyskland.

Styret legger stor vekt på å kunne møte de kontraktuelle forpliktelsene i forhold til gasskundene. Nedstengningen av Åsgard B-plattformen førte til opphold i gassproduksjonen fra feltet, men selskapet har likevel vært i stand til å levere de kontraktfestede volumene ved å utnytte fleksibiliteten i det norske gass-systemet.

Reforhandlinger ved regulære mellomrom er en normal del av gasskontraktene. De første reforhandlingene begynte i oktober 2001.

EU-kommisjonen overleverte sommeren 2001 et «Statement of Objections» til Statoil og de øvrige gassprodusentene på norsk sokkel. Etter styrets oppfatning er det ikke grunnlag for de kravene som er stilt fra kommisjonen. Både norske myndigheter og selskapet har orientert EU-kommisjonen om at norsk gassavsetning har skjedd i henhold til politiske beslutninger i det norske Stortinget. Kommisjonens endelige konklusjon er ventet i løpet av 2002.

Statoil har som operatør utviklet et omfattende transportsystem fra norsk sokkel til markedene i Europa.



Kirsti Koch Christensen

*Kirsti Koch Christensen*



Jérôme M. Contamine

*J. Contamine*



Finn A. Hvistendahl

*Finn A. Hvistendahl*

Stortinget har vedtatt å etablere et nytt transportselskap for gass på norsk sokkel, Gassco. Selskapet skal ikke eie rørledninger eller landanlegg, men ha det overordnede ansvar for driften av systemet. Statoil skal utføre tekniske driftsoppgaver etter avtale med det nye transportselskapet.

**Foredling og markedsføring** – Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var 4,5 milliarder kroner i 2001, 79 millioner kroner lavere enn fjorårets resultat.

Det er særlig resultatene innen oljehandel som viser betydelig forbedring. Statoil solgte i 2001 2,2 millioner fat olje per dag. Dette er selskapets egen olje, olje som avsettes på vegne av statens direkte økonomiske engasjement og handel med innkjøpt olje.

Selskapet har oppnådd et tilfredsstillende raffineringresultat også i 2001, selv om det er noe svakere enn året før som følge av lavere marginer. Raffineriutnyttelsen har vært god, og forbedringsprogrammene på Mongstad og Kalundborg har medført at raffineringene har nærmet seg konkurrentene.

Også detaljmarkedsføringen viser bedre resultater enn i 2000. Dette skyldes en kombinasjon av bedre marginer og kostnadsreduksjoner. Ved utgangen av året har Statoil 21 nye ubemannede stasjoner i drift under merket «1-2-3». Utviklingen av det nye stasjonsnettet vil styrke konsernets konkurransekraft og bidra til å opprettholde markedsandelen.

Resultatet fra metanolvirksomheten var det beste siden anleggene kom i drift i 1997, men marginene har falt gjennom siste del av året. Produksjonen har vært høy og stabil.

Resultatet i petrokjemiselskapet Borealis var i fjor svakt negativt og 0,4 milliarder kroner under resultatet for 2000. Hovedårsaken til det svake resultatet er lave petrokjemimarginer gjennom hele året samt driftsproblemer i Stenungsund. Tre nye petrokjemianlegg er ferdigstilt i Abu Dhabi. Anleggene er bygget av Borouge, som eies av

Borealis (40 prosent) og Abu Dhabi National Oil Company. Produktene fra de nye petrokjemianleggene vil i første rekke markedsføres mot det asiatiske markedet.

Rederiselskapet Navion hadde også i 2001 et godt økonomisk resultat, selv om det var noe svakere enn i 2000. Dette er i hovedsak en følge av reduserte rater innenfor konvensjonell oljetransport. Resultatene innen bøyelasting er tilfredsstillende, men kapasitetsutnyttelse innen bøyelastingsflåten var noe mindre mot slutten av året.

Forretningsområdet har ansvar for å bidra til å utvikle et marked for anvendelse av gass i Norge. Styret er opptatt av at Statoil arbeider aktivt for å finne løsninger som kan øke utnyttelsen av gass i Norge og samtidig møte selskapets avkastningskrav.

**Restrukturering av porteføljen** – Styret satte i 1999 som mål å redusere samlet sysselsatt kapital i konsernet med 20-25 prosent innen utgangen av 2001. Det siste året har restruktureringen ført til en reduksjon på 4,7 milliarder kroner. I alt er reduksjonen i sysselsatt kapital 17,8 milliarder kroner, tilsvarende 20,5 prosent. Styret er tilfreds med at målsettingen er nådd.

Det siste året har konsernet bokført en skattefri gevinst på 1,4 milliarder kroner knyttet til salget av Jotun, Grane, Njord og 12 prosent i Snøhvit-feltet.

Selskapets 15 prosent andel i Malaysian Refining Company er solgt til de to andre andelshaverne, Petronas og Conoco Asia. Den regnskapsmessige effekten av salget er ubetydelig.

Statoil har solgt sin andel på 4,76 prosent i Kashagan-feltet i Kasakhstan med en gevinst før skatt på 1,6 milliarder kroner.

Alle aktivitetene i Vietnam er solgt. Dette medførte en gevinst på 1,3 milliarder kroner før skatt.

Arbeidet med å restrukturere Statoils eierskap i Navion er lagt til rette ved at Statoil 1. oktober kjøpte Rasmussen-gruppens 20 prosent eierandel i rederiet. Alle uavklarte



Ellen Stensrud



Ingvar M. Sviggum



Knut Åm

forhold mellom Rasmussen-gruppen, Navion og Statoil er løst gjennom denne avtalen som er gjennomført per 1. oktober. De to produksjonsfartøylene «Berge Hugin» og «Navion Munin» er solgt til Bluewater. Styrets ambisjon er å kunne konkludere arbeidet med restrukturering av Navion i løpet av 2002.

**Helse, miljø og sikkerhet** – Statoil har det siste året forsterket innsatsen for å unngå skader på mennesker og miljø. Etter flere års stagnasjon er det forbedring i sikkerhetsresultatene det siste året. Styret vil understreke at sikkerhetsarbeidet i konsernet fortsatt må ha høy oppmerksomhet, og at målsettingen er at resultatene skal forbedres ytterligere.

De to dødsfallene hos leverandører som har utført arbeid for Statoil og Navion er gransket grundig og det er iverksatt tiltak som kan bidra til at tilsvarende ulykker unngås i fremtiden.

Styret registrerer med tilfredshet at tallet på personskader er redusert. Personskadefrekvensen som angir antall personskader per million arbeidstimer, er redusert fra 10,1 i 2000 til 6,7 i 2001. Fraværsskadefrekvensen som angir antall personskader som medførte fravær per million arbeidstimer, er imidlertid noe høyere enn året før, 3,1 mot 2,7. Sykefraværet er fremdeles lavt og er ytterligere redusert fra 3,5 prosent i 2000 til 3,4 prosent i 2001.

Styret er spesielt opptatt av alvorlige hendelser med høyt tapspotensial. Også her er det en bedring det siste året fra 4,3 til 4,1. Styret vil fortsatt følge utviklingen nøye. Arbeidet med videre styrking av selskapets sikkerhetskultur og ledernes rolle er svært viktig i denne sammenheng. Samarbeidet med andre selskaper på norsk kontinentalsokkel, fagforeninger og Oljedirektoratet i prosjektet «Samarbeid for sikkerhet» er viktig.

Et av selskapets viktigste tiltak det siste året har vært en omfattende gjennomgang av den tekniske sikkerhetstilstanden på alle anleggene til havs og på land. Gjennom prosjektet

er det identifisert behov for visse utbedringer, men i hovedsak er den sikkerhetstekniske tilstanden tilfredsstillende.

Statoil har over flere år gjennomført tiltak for å begrense CO<sub>2</sub>-utslippene fra virksomheten. På Sleipner fjernes og injiseres store mengder CO<sub>2</sub>. I Snøhvit-prosjektet er det lagt stor vekt på miljøtiltak. CO<sub>2</sub> vil bli fjernet fra gassen som produseres og sendt tilbake til feltet i en egen rørledning for å bli tilbakeført til undergrunnen.

Styret er positiv til innføring av et system for handel med utslippkvoter for klimagasser i Norge, men vil understreke betydningen av et regelverk som ikke gir dårligere konkurranseforhold for norsk industri i forhold til utlandet.

Styret er glad for at arbeidsmiljøundersøkelsen i 2001 bekreftet at det er et godt arbeidsmiljø i selskapet. Resultatene viser fremgang i forhold til år 2000 når det gjelder synet på arbeidsmiljø, motivasjon og trivsel.

Det vises for øvrig til omtalen av helse, miljø og sikkerhet i virksomhetsbeskrivelsen.

**Konsernets økonomiske utvikling** – Statoil hadde i 2001 samlede brutto driftsinntekter på 236 milliarder kroner, en økning på nær 6 milliarder kroner fra året før.

Det ble oppnådd et resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser på 56,2 milliarder kroner, mot 60 milliarder kroner i 2000. Årsoverskuddet ble 17,2 milliarder kroner mot 16,2 milliarder kroner i 2000.

Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter var 39,2 milliarder kroner i 2001, sammenlignet med 56,8 milliarder kroner i 2000. Reduksjonen skyldes i hovedsak endring i skattebetaling knyttet til SDØE-transaksjonen, samt lavere oljepriser. Kontantstrøm benyttet til investeringer utgjorde 12,8 milliarder kroner mot 16 milliarder kroner i 2000.

Konsernets rentebærende gjeld var per 31.12.2001 på 41,8 milliarder kroner, en økning på 4,8 milliarder kroner siden forrige årsskifte. Konsernets gjeldsgrad, definert som netto rentebærende gjeld i forhold til sysselsatt kapital er

39 prosent ved utgangen av året. Etter styrets syn er dette tilfredsstillende.

Konsernet hadde 6,5 milliarder kroner i bankinnskudd og andre likvide verdipapirer per 31.12.2001. Den samlede rentebærende gjelden er i amerikanske dollar. Gjennomsnittlig gjenværende løpetid på konsernets langsiktige lån var omkring 12 år. Den gjennomsnittlige rentekostnaden i 2001 var 5,2 prosent mot 6,2 prosent året før.

Statoil forvaltet ved årsskiftet om lag 20 milliarder kroner i obligasjoner, sertifikater og aksjer. Kapitalforvaltningen omfatter midler fra Statoil Forsikring AS, konsernets likviditetsreserve, samt Statoils Pensjonskasser. Sistnevnte konsolideres ikke inn i Statoils regnskap. For 2001 utgjorde den gjennomsnittlige avkastningen på denne kapitalen 1,0 prosent.

Fra og med 2001 rapporterer konsernet både i henhold til amerikanske (USGAAP) og norske (NGAAP) regnskapsprinsipper. USGAAP fungerer tilnærmet som en bransjestandard for de internasjonale oljeselskapene. Note 25 i NGAAP regnskapet viser forskjellene mellom de to regnskapene.

I henhold til regnskapslovens paragraf 3-3 bekrefter styret at grunnlaget for fortsatt drift er til stede. Årsregnskapet for 2001 er utarbeidet i samsvar med dette.

I forbindelse med børsnoteringen er navnet på morselskapet Den norske stats oljeselskap a.s endret til Statoil ASA.

For morselskapet Statoil ASA ble årsresultatet i henhold til norske regnskapsprinsipper 13,6 milliarder kroner.

Styret vil foreslå for generalforsamlingen et utbytte på 2,85 kroner per aksje. Utbyttets størrelse utgjør 40 prosent av USGAAP resultatet justert for salgsgevinster og nedskrivninger. Størrelsen på utbyttet er i samsvar med selskaps utbyttepolitikk.

Styret foreslår følgende disponering av årsresultatet for morselskapet Statoil ASA (i millioner kroner):

Avsatt til utbytte	6 169
Avsatt til annen egenkapital	7 437
Sum disponert	13 606

Selskapets frie egenkapital utgjør 20 410 millioner kroner.

**Konsernets videreutvikling** – Statoil har de siste tre årene gjennomført en krevende omstillings- og forbedringsprosess som har forbedret selskapets kostnadseffektivitet. Den nye eierstrukturen har også styrket konsernet. Lønnsomheten og den finansielle stillingen er god og gir konsernet handlefrihet.

Styret vil fortsatt følge den strategiske hovedretningen som lå til grunn for børsprospektet i 2001 og vil legge stor vekt på at konsernet når målene for 2004 som ble kommunisert i forbindelse med børsintroduksjonen,

- 12 prosent avkastning på sysselsatt kapital ved en oljepris på 16 dollar,
- Økning av olje- og gassproduksjonen til 1 120 000 fat oljeekvivalenter per dag.

Styret har allerede sanksjonert prosjekter som vil bidra til at konsernet når målene om produksjonsvekst. Det legges stor vekt på ytterligere reduksjon av konsernets funn- og utviklingskostnader og produksjonskostnader.

Konsernet skal utnytte sin sterke forretningsmessige posisjon på norsk sokkel til økt verdiskaping. Arbeidet med videreutvikling av selskapets kjerneområder vil fortsette. Ved utgangen av året vil selskapet overta tre operatørskap i Tampen-området fra Norsk Hydro. Selskapet skal gjennomføre nye store og krevende utbyggingsprosjekter som Kristin-feltet i Norskehavet og Snøhvit-feltet i Barentshavet. Dette vil bidra til selskapets langsiktige utvikling og styrke posisjonen i de internasjonale gassmarkedene. Tilgang på nye leteoppgaver i 17. konsesjonsrunde vil ha høy prioritet. Virksomheten på norsk sokkel vil fortsatt ha stor betydning for konsernets løpende inntjening.

Den internasjonale oppstrømsvirksomheten representerer en videreføring av konsernets posisjon og kompetanse, og vil være avgjørende for selskapets evne til å vokse på lengre sikt. Betydelige funn er under utvikling i Angola og Kaspiahavet. Konsernet arbeider med utvikling av nye forretningsmuligheter både innenfor de eksisterende kjerneområdene og i land som Iran, Russland, Mexico og Brasil.

Videreutvikling av Statoil som gasselskap er en sentral del av konsernets strategi. Statoil har som en stor gassleverandør til Europa et godt grunnlag for utvikling av et større engasjement i europeisk gassvirksomhet. Avkastningen fra eksisterende kontrakter og anlegg skal maksimeres, samtidig som det utvikles markeder for salg av ny gass.

Innenfor foredlings- og markedsvirksomheten har Statoil et godt grunnlag for økt verdiskaping ved å utnytte sitt merkenavn, kundebase og synergimuligheter mellom oppstrøms- og nedstrømsvirksomheten. Utbyggingen av bensinstasjonsnettet i Polen og de baltiske land fortsetter med full styrke.

Etter styrets oppfatning har forbedringstiltakene og privatiseringen styrket Statoil som et robust, lønnsomt selskap. Styret er opptatt av å sikre best mulig avkastning til aksjonærene og vil derfor ha høy oppmerksomhet på arbeidet med økt effektivitet og vil opprettholde en streng kapitaldisiplin.

Stavanger, 18. februar 2002  
Styret for Statoil ASA



## Aksjer og aksjonærforhold

Statoils målsetting er å gi selskapets aksjonærer en konkurransedyktig avkastning på investert kapital over tid slik at det blir attraktivt å investere i Statoil. Avkastningen skal oppnås gjennom en kombinasjon av verdistigning og aksjeutbytte. Gjennom lønnsomhet og vekst skal Statoil skape verdier for aksjonærene, de ansatte og samfunnet.

Statoils ledelse skal aktivt videreutvikle selskapet og stiller store krav til lønnsomhet, finansiell styrke og økonomisk handlefrihet. Statoils eiendeler og verdier skal forvaltes slik at disse til enhver tid synliggjøres på en best mulig måte.

**Informasjon** – Statoil legger stor vekt på å holde aksjemarkedet best mulig informert om selskapets resultatutvikling, om framtidsutsiktene i de markeder Statoil opererer i og andre relevante forhold. Målet er til enhver tid å sørge for at aksjemarkedet har korrekt og fullstendig informasjon om Statoil som grunnlag for korrekt verdivurdering av selskapet.

Statoil arbeider etter prinsippet om at all relevant informasjon for markedets verdisetting skal gis samtidig til alle deltagere i markedet. Kvartalsresultater og årsresultater offentliggjøres på pressekonferanser, ved utsendelse til aksjeanalytikere og på selskapets hjemmesider på [www.Statoil.com](http://www.Statoil.com).

Informasjon av betydning for vurdering av selskapets verdier blir distribuert på selskapets hjemmesider, via Oslo Børs eller gjennom fellespresentasjoner, foredrag og konferanser med samtidig publisering i elektroniske kanaler.

Kontakten med aksjemarkedet ivaretas gjennom Statoils Investor Relations-funksjon.

**Eierforhold** – Statoil er notert under ticker-koden STL på Oslo Børs og STO på New York Stock Exchange. Det er bare en aksjeklasse og aksjen er fritt omsettelig. Statoil har

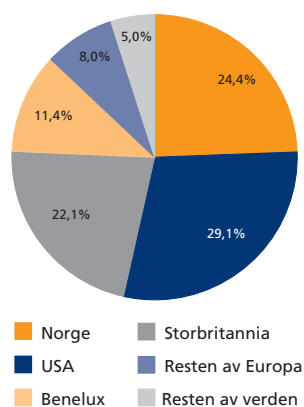
per mars 2002 om lag 65 000 aksjonærer. 7 800 av disse er ansatte i selskapet. Største aksjonær er Den norske stat som eier 81,8 prosent av aksjekapitalen.

Fra selskapets børsnotering den 18. juni 2001 og fram til årsskiftet ble det totalt omsatt Statoil-aksjer for 37,4 milliarder kroner på Oslo Børs fordelt på 608 millioner aksjer. Dette ga en gjennomsnittlig daglig omsetning på 275 millioner kroner.

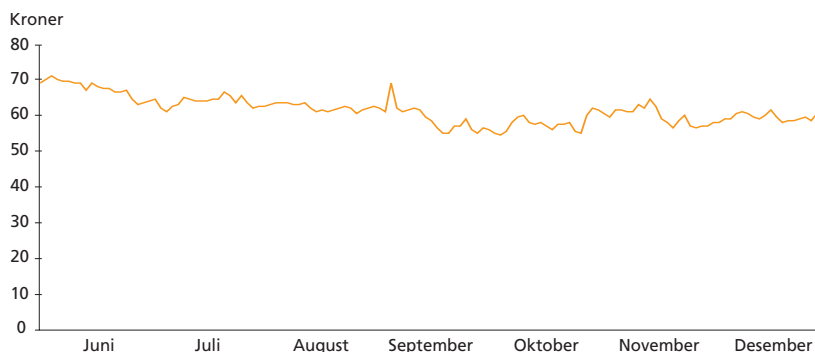
Hovedaksjonærer		
1	81,8%	DEN NORSKE STAT
2	1,68%	STATE STREET BANK & TRUST CO*
3	1,68%	JPMORGAN CHASE BANK*
4	0,75%	BOSTON SAFE DEP & TRUST*
5	0,70%	BANK OF NEW YORK*
6	0,65%	FIDELITY FUNDS
7	0,63%	DEUTSCHE BANK AG
8	0,51%	FOLKETRYGDFONDET
9	0,47%	JP MORGAN CHASE BANK*
10	0,45%	BANKERS TRUST COMPANY*
11	0,34%	THE NORTHERN TRUST CO.*
12	0,32%	THE NORTHERN TRUST CO.*
13	0,32%	MORGAN STANLEY & CO.*
14	0,31%	VITAL FORSIKRING ASA
15	0,29%	EUROCLEAR BANK S.A.*
16	0,24%	GJENSIDIGE NOR SPAREFORSIKRING
17	0,23%	DRESDNER BANK AG*
18	0,21%	JP MORGAN CHASE BANK*
19	0,17%	SKANDINAVISKA ENSKILDA BANKEN
20	0,17%	SALOMON BROTHERS INTERNATIONAL LTD

\* Klientkonto eller lignende.

**EIERFORDELING**  
eksklusiv Den norske stats andel på 81,8%



**AKSJEKURS OSLO BØRS**





# Statoil gjennom året

**Ny vekst og nye utfordringer** – Statoils virksomhet i 2001 har vært preget av god drift med høy regularitet, økende produksjon, effektiviseringstiltak og nye utbyggingsoppgaver.

Samtlige fire forretningsområder har bidratt positivt til konsernets overskudd på 17,2 milliarder kroner. Gjennomsnittlig oljepris ble redusert med 14 prosent til 24,4 dollar per fat, mens oppnådd gasspris økte med 23 prosent til 1,22 kroner per kubikk-meter.

Oljemarkedet er under press og preget av usikkerhet, mens det europeiske gassmarkedet er i jevn vekst. Det bekreftes av at Statoil i 2001 har inngått nye langtidskontrakter for gassleveranser til Storbritannia og Polen.

Virksomhetsberetningen på de følgende sidene forteller om et konsern med omfattende og økende aktivitet. På norsk sokkel er Statoil nå operatør på ti felt, og vi har fire nye prosjekter i egen regi under planlegging og utbygging. Som operatørselskap har vi satt tre nye felt i drift i løpet av 2001, og vi er rettighetshaver på tre nye partneropererte felt som også er kommet i produksjon i 2001.

Produksjonen utenfor Norge er under oppbygging og skal i løpet av 2002 øke med om lag 25 prosent.

Vår første afrikanske produksjon er startet, og vi er deltaker i tre nye feltutbygginger som alle er vedtatt i 2001.

Med en samlet produksjon som har passert en million fat oljeekvivalenter per dag, og som er økende, blir det en stor utfordring å skaffe nye olje- og gassreserver til erstatning for de som blir produsert.

Det vil på lang sikt være behov for oljeprodukter og naturgass, men utslippskrav til vann og luft skjerpes stadig. Statoil vil bruke sin teknologiske kunnskap for å sikre at konsernet kan være blant verdens mest miljøeffektive produsenter og transportører av olje og gass.

Statoil har i 2001 etablert en egen forretningsenhet som skal utvikle teknologi og forretningsmuligheter innen fjerning og anvendelse av CO<sub>2</sub>, samt framtidige energiløsninger basert på hydrogen. I tillegg investerer Statoil i verdensbankens karbonfond som har som formål å få til reduksjoner i utslippene av klimagasser i ulike prosjekter.

*Mekaniker Håkon J. Sundfjord (til venstre) og Eiel Sundve som tidligere har vært plattformsjef på Troll A, står her i bunnen av et av betongskafte, hele 300 meter under havoverflaten. Den gigantiske Trollplattformen er selve garantisten for Statoils gassleveranser. I 2001 leverte Trollplattformen hele 48 prosent av Statoils naturgassproduksjon.*

## Forretningsvirksomheten



Gass- og kondensatfeltet Huldra ble satt i produksjon i november. Huldra er en ubemannet brønnhodeplattform og fjernstyres fra Veslefrikk-feltet 16 kilometer unna. Bildet viser det 4 275 tons dekket da det ble løftet på plass 25. mars.



Gassplattformen Åsgard B har vært nedstengt fra midten av august til årsskiftet på grunn av utbedringsarbeider på sveiser i rørforbindelser på havbunnen samtidig som gasseksportsystemet på plattformen er blitt forsterket.

Statoils totale olje- og gassproduksjon var i 2001 på 1 007 000 fat oljeekvivalenter per dag. Det er en økning på 4 000 fat fra 2000. Statoils ambisjon er i gjennomsnitt å øke olje- og gassproduksjonen til 1 120 000 fat per dag i 2004. Alt ligger til rette for at dette produksjonsmålet vil bli innfridd.

Konsernets samlede olje- og gassreserver utgjorde 4 277 millioner fat oljeekvivalenter ved utgangen av 2001. Det er en reduksjon på 40 millioner fat tilsvarende 0,9 prosent.

Statoil investerte i 2001 brutto for 17,4 milliarder kroner. Det er en nedgang på 1,3 milliarder kroner fra 2000.

Resultat før finans (mrd. kr.)	2001	2000
Undersøkelse og produksjon Norge	40,7	46,7
Internasjonal undersøkelse og produksjon	1,3	0,8
Naturgass	9,6	7,9
Foredling og markedsføring	4,5	4,6

Operasjonell utvikling	2001	2000
Reserveerstatningsrate <sup>(1)</sup>	0,68	0,86
Funn- og utviklingskostnader (USD/fat oe) <sup>(2)</sup>	9,11	8,21
Produksjonskostnad (USD/fat oe) <sup>(3)</sup>	2,92	3,08

(1) Totalt tilførte reserver i forhold til produksjon. 3-års gjennomsnitt.

(2) Total leteaktivitet, investeringer i feltanlegg. 3-års gjennomsnitt.

(3) Produksjonskostnader i felt og transportsystemer.

## Undersøkelse og produksjon Norge

Egenoljeproduksjonen på norsk sokkel var på 697 000 fat olje per dag, og gassproduksjonen var 39,1 millioner kubikkmeter per dag. I 2000 var tilsvarende tall 676 000 fat olje og 38,6 millioner kubikkmeter gass. Samlet olje- og gassproduksjon på norsk sokkel økte fra 919 000 fat oljeekvivalenter til 943 000 fat.

De gjenværende olje og gassreservene utgjorde 3 664 millioner fat oljeekvivalenter ved årets utgang. Det er en reduksjon på 3,2 prosent.

I mai ble det inngått avtale med Olje- og energidepar-

Olje og gassproduksjon – Norsk sokkel		
(1000 fat oljeekvivalenter/dag)		
Felt	2001	Statoil Andel
Statfjord	101,9	44,34%
Statfjord øst	11,6	25,05%
Statfjord nord	11,4	21,88%
Gullfaks	158,6	61,00%
Troll gass	84,8	20,81%
Heidrun	25,3	12,43%
Norne	54,3	25,00%
Sleipner vest	77,3	49,50%
Sleipner øst	74,4	49,60%
Åsgard	60,5	25,00%
Yme	2,2	65,00%
Veslefrikk	6,7	18,00%
Syigna	10,9	24,73%
Gungne	4,5	52,60%
Glitne	7,6	58,90%
Huldra	0,4	19,66%
Sum Statoil-opererte	692	
Partner-opererte	248	
Overløfting	3	
Total løftet produksjon	943	

tementet om kjøp av statlige andeler i 84 utvinningstillatelser på norsk sokkel.

Det ble avsluttet 18 letebrønner hvor Statoil deltok, og 10 av disse var operert av Statoil. Det ble gjort funn i 12 av brønnene, men volumet er lite; i størrelsesorden 125 millioner fat oljeekvivalenter.

**Åsgard B** – Driften av Statoils produksjonsanlegg på norsk sokkel har vært stabil, med unntak av gassbehandlingsplattformen Åsgard B. Her ble produksjonen stengt ned 13. august etter at det ble oppdaget lekkasje i en sveiseskjøt i gassledningen mellom produksjonsskipet Åsgard A og Åsgard B. Det utføres omfattende utbedringer på



Like før årsskiftet overtok Statoil den nybygde boreriggen Stena Don som er et viktig bidrag til fornyelse av Statoils riggflåte. Den innleide riggen er dynamisk posisjonert og kan operere uten ankere. Det gir store fordeler i arbeid med havbunnsinstallasjoner.



Sissel Moldskred, produksjonsdirektør på oljefeltet Yme, fulgte siste oljelast fra feltet med tankskipet Navion Saga inn til raffineriet på Mongstad. Feltet ble stengt

den 15. april 2001 etter fem års produksjon. Da var til sammen 50 millioner fat olje tatt i land fra Yme.

sveiser i rørforbindelser på havbunnen, og arbeidet vil først være ferdig sommeren 2002.

Redusert produksjon kom i gang igjen 1. januar 2002. Det er også oppdaget vibrasjoner i gasseksportsystemet, og produksjonen vil foregå med redusert kapasitet inntil nødvendige reparasjoner er gjennomført.

Gasskundene har ikke blitt skadelidende under drifts-avbrudd og redusert produksjon på Åsgard B. Ved å utnytte den fleksibilitet som eksisterer i produksjons- og transportsystemene, har man klart å oppfylle forpliktelsene overfor kontinentale og britiske kunder. Fram til årsskiftet ble det ikke registrert en dag med manglende leveranser til kundene, som i perioder etterspurte opp mot sine maksimale volum.

**Økt utvinning** – 13. april passerte oljeproduksjonen på Statfjord-feltet en utvinningsgrad på 60 prosent. Det arbeides nå med å oppnå en utvinningsgrad på 68 prosent. Det er ikke minst takket være praktisk anvendelse av egen systematisk forskningsinnsats at Statoil oppnår høy utvinningsgrad på feltene. Særlig gjelder dette utviklingen av firedimensjonal seismikk som er tredimensjonal seismikk med repeterende målinger over tid. Effektiv bruk av seismikk og nyere metoder for undergrunnskartlegging gir betydelige økonomiske gevinster i form av lavere borekostnader og økt oljeutvinning.

Statoil har nå utviklet en ny letemetode – kalt havbunnslogging – basert på elektromagnetiske bølger som supplerer seismikken som er basert på lydbølger. Den nye metoden gjør det enklere å identifisere hydrokarboner, og den har allerede vært under utprøving en tid.

Det er etablert et eget selskap – Electromagnetic GeoServices, med Statoil som majoritetseier, som skal selge tjenester tilknyttet havbunnslogging. Grunnlaget for den nye teknologien er lagt på Statoils forskningscenter i Trondheim.

**Ny produksjon** – I slutten av august startet produksjonen på Glitne. Prosjektet har hatt en svært rask framdrift. Produksjonen kom i gang mindre enn 11 måneder etter

myndighetsgodkjenning. Gassproduksjon fra Gullfaks Sør ble igangsatt i oktober, og i november kom gass- og kondensatfeltet Huldra i produksjon.

Forretningsområdet har investert 11 milliarder kroner i 2001. Det er en nedgang på to milliarder kroner fra året før og skyldes i hovedsak at investeringene knyttet til Åsgard-utbyggingen ble kraftig redusert fra 2000 til 2001.

Det er stor utbyggingsaktivitet på norsk sokkel. I perioden 2002-2004 vil Statoils andel av nye utbyggingsprosjekter der konsernet er operatør eller rettighetshaver, komme opp i 33,1 milliarder kroner. De fleste av disse utbyggingsprosjektene er vedtatt i lisensene og godkjent av myndighetene.

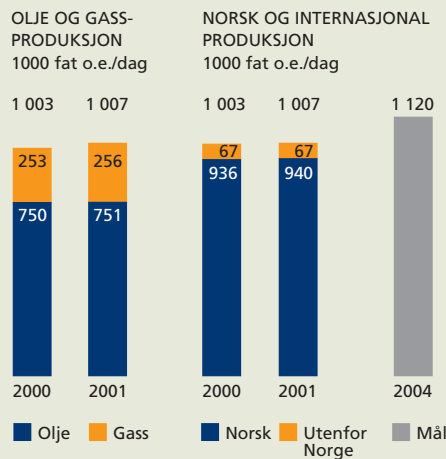
**Nye prosjekter** – Snøhvit er Statoils største, nye utbyggingsprosjekt og kostnadsregnet til 46 milliarder kroner. Plan for utbygging og drift ble vedtatt i Stortinget i mars 2002. Statoils andel er 22,29 prosent. Snøhvit omtales i en egen artikkel på side 22 og 23.

Plan for utbygging og drift av de to Statoil-opererte gass- og kondensatfeltene Mikkel og Kristin ble godkjent i september og desember. Begge feltene ligger på Haltenbanken. Mikkel vil koste 2,4 milliarder kroner og utløser en utbygging på Kårstø for gassbehandling til vel en milliard kroner. Statoils eierandel er 56,5 prosent.

Kristin er et stort utbyggingsprosjekt til 17 milliarder kroner med en flytende gassbehandlingsplattform som feltcenter. Statoils andel er 46,6 prosent. Kristin-prosjektet medfører også utvidelser ved Kårstø-anlegget der gassen skal behandles. Statoil har i desember søkt om å få bygge et anlegg på Kollsnes med driftsstart i 2004 for behandling av våtgass fra Kvitebjørn-feltet.

## Internasjonal undersøkelse og produksjon

2001 har vært et framgangsrikt år for Statoils lete- og produksjonsvirksomhet utenfor norsk sokkel med forbedret økonomisk resultat, ny produksjon og nye utbyggingsbeslutninger.



Gass- og kondensatfeltet Kristin på Haltenbanken skal bygges ut med 12 havbunnsbrønner knyttet til en flytende produksjonsplattform. Utbyggingen kommer på 17 milliarder kroner. Statoil er operatør, og produksjonen starter i 2005.

Egenoljeproduksjonen fra Statoils internasjonale operasjoner var i 2001 på 58 000 fat per dag og gassproduksjonen var 1,2 millioner kubikkmeter per dag. Tilsvarende tall for 2000 var 57 000 fat og 1,5 millioner kubikkmeter gass. Gjenværende sikre reserver økte med 82 millioner fat oljeekvivalenter fra 530 til 612 millioner fat. De internasjonale reservene utgjør 14 prosent av totale sikre reserver.

**Vekst i Angola og Aserbajdsjan** – Statoils første afrikanske produksjon kom i gang i desember på Girassol-feltet utenfor kysten av Angola. Statoils eierandel på 13,33 prosent vil gi en platåproduksjonen på 24 000 fat per dag. TotalFinaElf er operatør. Utbyggingen av det angolanske oljefeltet Kizomba A er i gang. Statoil har også her en andel på 13,33 prosent. Det skal gi vel 30 000 fat olje per dag når Kizomba A kommer i produksjon mot slutten av 2004. ExxonMobil er operatør.

En milepæl ble passert i august da partnerne i oljefeltet Azeri-Chirag-Gunashli i Aserbajdsjan besluttet å sette i gang utbyggingsfase 1 som skal gi en produksjon på 400 000 fat per dag i tillegg til tidligproduksjonen på 120 000 fat. Statoils andel er 8,56 prosent. Fase 1 forventes å komme i produksjon tidlig i 2005.

**Pluss og minus i Venezuela** – Etter en testperiode som har vart i om lag et år kom Sincor-prosjektet i Venezuela i produksjon i løpet av mars 2002. Da var oppgraderingsanlegget som forvandler tungolje til syntetisk, svovelfri råolje, klar til oppstart. I løpet av 2002 vil produksjonen nå 180 000 fat per dag. Statoil har en andel på 15 prosent.

Det er påvist 40 milliarder fat olje i området som omfattes av Sincor-prosjektet, og det er anslått at produksjonen vil kunne pågå i 35 år. Investeringene beløper seg til 37 milliarder kroner og Statoils andel er 5,6 milliarder kroner.

Produksjonen er lavere enn planlagt på oljefeltet LL652 i Maracaibosjøen i Venezuela. Den viktigste årsaken er tekniske vansker med å øke reservoartrykket. ChevronTexaco er operatør og Statoils andel er 27 prosent. Statoil har i 2001 skrevet ned feltets verdi med 2 milliarder kroner.

Olje og gassproduksjon – Internasjonalt		
(1000 fat oljeekvivalenter/dag)		
Felt	2001	Statoil Andel
Lufeng	6,2	75,00%
LL652	2,6	27,00%
Sincor	5,5	15,00%
Alba	13,5	17,00%
Dunlin	3,8	28,76%
Merlin	0,6	2,35%
Schiehallion	5,4	5,88%
Azeri-Chirag-Gunashli	8,8	8,56%
Siri	8,6	40,00%
Stine	3,8	45,71%
Lulita	0,3	18,82%
Girassol	0,5	13,33%
Total olje	59,6	
Jupiter (gass)	7,4	30,00%
Total	67,0	

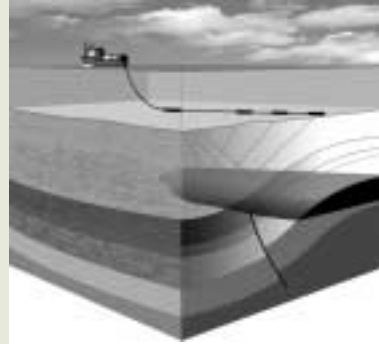
Nye felt - forventet produksjonsstart		
Norsk sokkel	Statoils andel	Produksjonsstart
Glitne	58,90%	2001
Gullfaks satellitter II	61,00%	2001
Huldra	19,66%	2001
Snorre II	14,40%	2001
Sigyn	50,00%	2002
Fram Vest	20,00%	2003
Mikkel	56,52%	2003
Kvitebjørn	50,00%	2004
Kristin	46,60%	2005
Snøhvit	22,29%	2006
Prosjekter utenfor Norge		
Sincor	15,00%	2001
Girassol	13,33%	2001
Corrib	36,50%	2003
Alba II	17,00%	2003
Kizomba A	13,33%	2004
Azeri-Chirag-Gunashli fase 1	8,56%	2005



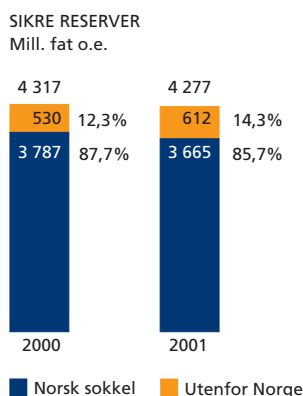
Boreleder Tore Larsen er klar til å åpne kranene på en av samlestasjonene for oljeproduksjonen i Sincor-prosjektet i Venezuela. Statoil har en andel på 15 prosent i Sincor som har reserver for 35 års produksjon.



Partnerne i Azeri-Chirag-Gunashli i Kaspishavet har vedtatt fase 1 i utbyggingen av feltet. Investeringene blir på 30 milliarder kroner og produksjonen blir 400 000 fat per dag. Statoils andel er 8,56 prosent.



Statoil har utviklet en ny teknologi basert på elektromagnetiske bølger i jakten på olje- og gassressursene under havbunnen. Den har fått navnet havbunnslogging, og selskapets forskningssenter i Trondheim har stått sentralt i utviklingen.



Gassfeltet Corrib som ligger nord-vest for Irland er besluttet utbygget. Produksjonen ventes å starte ved årsskiftet 2003/2004. Statoils andel er 36,5 prosent og det vil gi Statoil en produksjonsandel på 3,25 millioner kubikkmeter per dag.

Investeringene beløp seg til 5,0 milliarder kroner i 2001 mot 5,1 i 2000. Det er ikke gjort større funn i 2001. Færøysk sokkel ble åpnet for leteboring i 2001, men Statoils første brønn var tørr.

Statoil solgte i 2001 konsernets aktiviteter i Vietnam samt Kashagan-feltet i Kasakhstan.

**Forretningsutvikling** – Det arbeides systematisk i flere land med sikte på å oppnå tilgang til letearealer og operatør oppgaver. Statoil har i den forbindelse åpnet kontorer i Mexico, Iran, Brasil og Saudi Arabia. I Brasil er Statoil tildeelt andeler i to letelisenser i Santos-bassenget.

## Naturgass

2001 har vært et år med fundamentale endringer for Statoils gassvirksomhet. Det er opprettet to statlige forvaltningsselskaper; Petoro for å forvalte statens direkte økonomiske andeler i petroleumsvirksomheten og Gassco

som operatør for gassrørledninger og tilhørende gassterminaler. Dernest ble Gassforhandlingsutvalget (GFU) avviklet og erstattet med et nytt system der det enkelte selskap har ansvaret for å selge egne gassvolumer. I sum har dette overført beslutninger fra myndighetene til selskapene, med den følge at Statoils stilling som ledende produsent og selger av gass fra feltene i Norge er blitt enda tydeligere.

Statoil skal fortsatt ivareta avsetningen av statens olje og gass, mens Petoro har fått i oppdrag å overvåke selve avsetningsordningen.

Naturgass har forbedret sitt økonomiske resultat. Det ble solgt 14,7 milliarder kubikkmeter egen gass i 2001. I tillegg solgte Statoil 18,9 milliarder kubikkmeter på vegne av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Til sammen utgjør dette 33,6 milliarder kubikkmeter, eller 64,7 prosent av et totalt norsk gassalg på 51,9 milliarder kubikkmeter.

**Høy regularitet** – Statoil og SDØE har inngått kontrakter for leveranser på til sammen over 53 milliarder kubikkmeter på platånivå til kunder på Kontinentet og i Storbritannia. Regulariteten i de norske gassleveransene har vært 99,8 prosent til tross for produksjonsavbrudd på Åsgard B-plattformen.

Naturgass investerte i 2001 ca 0,7 milliarder kroner. Disse knyttet seg i hovedsak til gasskraftverket Ringsend i Dublin og til rørledninger. Vesterled kom i drift 1. oktober 2001. Vesterled er en rørledning fra Heimdal til Frigg som knytter det norske og britiske rørledningssystemet sammen.

Statoil inngikk i 2001 en avtale med BP om leveranse av 1,6 milliarder kubikkmeter gass årlig i 15 år til Storbritannia. Leveransene tok til 1. oktober 2001. Første leveranse av gass til SNAM i Italia under avtalen signert i 1997 skjedde 1. oktober 2001.

Det er inngått avtale med det polske statsoljeselskapet POGC om leveranse av 73,5 milliarder kubikkmeter gass over 16 år fra og med 2008. Det gjenstår viktige avklaringer før avtalen kan realiseres.



1. oktober startet nye leveranser av naturgass til Italia og Storbritannia under kontrakter inngått med selskapene Snam og BP. Leveransene til Snam skal pågå i 25 år og til BP i 15 år.



Tankskipet Navion Norvegia på 131 000 tonn dw er et av 25 skip i Navions flåte som er spesialbygget for bøyelasting av olje i åpent hav. Rederiet Navion som er et heleid datterselskap av Statoil er

verdensledende innenfor bøyelasting. Rederiet har også betydelig virksomhet innenfor gasstransport og vanlig tankfart. Navion opererer en flåte på 60 skip.

Statoil har i Storbritannia iverksatt en ny salgsstrategi for gass der sluttbrukersalg til småkunder er erstattet av salg til større industrielle kunder. Dette vil ventelig gi en mer robust forretning i et marked med sterk konkurranse.

**Gassmarked i vekst** – Forbruket i Europa fortsetter å stige. I år 2000 utgjorde gass 22 prosent av primærenergiforbruket i OECD-landene i Europa. Det internasjonale energibyrået IEA anslår at andelen vil stige til 31 prosent i 2020. I løpet av de siste fem årene har gassforbruket i Vest-Europa økt med over 20 prosent. Både europeisk gassproduksjon og gassimport har økt i 2001.

Rørgass er fortsatt hovedkilden for europeisk gassforsyning, men LNG utgjør en stigende andel av europeisk gassimport, både i form av kort- og langtidskontrakter. Spania har vært en stor avtaker av slike volumer, og vil få LNG fra Snøhvit når produksjonen kommer i gang i 2006.

**Nye trender** – Åpningen av gass og elektrisitetmarkedene i EU har endret markedsforholdene betydelig. Mens markedet før innføringen av EUs Gassdirektiv var dominert av store selskaper som forsynte sine egne nasjonale markeder, må selskapene nå legge om sin strategi for å opprettholde markedsandelen og styrke konkurransevnen. Flere selskaper som forventer tap av markedsandeler i eget land grunnet begrensningene i Gassdirektivet, søker å etablere seg i andre land. Det har vært flere sammenlutninger av produsenter, gasselskaper og kraftprodusenter i 2001. EU-reguleringen har ført til at grensene mellom produsent, transportør, distributør, selger og kjøper ikke lenger er så tydelige.

EU-kommisjonen har i 2001 iverksatt rettslige skritt overfor 23 rettighetshavere på norsk sokkel, blant dem Statoil, for påståtte brudd på konkurransereglene i EU/EØS området. EU mener norsk gassalg organisert gjennom det myndighetsoppnevnte Gassforhandlingsutvalget har vært i strid med konkurransereglene. Selskapene og norske myndigheter avviser EUs klagemål.

## Foredling og markedsføring

Det internasjonale råoljemarkedet har også i 2001 vært preget av store prissvingninger, med høyeste pris på referanseoljen Brent Blend på 30,6 USD per fat og laveste pris på 16,5 USD per fat i 2001. Lignende prissvingninger har en også sett innenfor raffinerte produkter.

Utviklingen har vært preget av svakere vekst i verdensøkonomien, og veksten ble ytterligere svekket av terroranslagene 11. september. Dette har blant annet ført til en reduksjon i Opecs uformelle prisambisjoner og til at Opec framover ventelig vil være fornøyd med oljepriser på vel 20 USD per fat for Brent Blend. Helt mot slutten av året ble Opec-landene enige om å foreta et ytterligere kutt i sin oljeproduksjon på 1,5 millioner fat per dag fra 1. januar 2002 forutsatt at de oljeproduserende landene utenom Opec foretar en reduksjon på 500 000 fat per dag. Av dette har Norge sagt seg villig til å redusere med 150 000 fat per dag.

**Statoils råoljesalg** – Statoil solgte i 2001 gjennomsnittlig 2,2 millioner fat olje per dag. Av dette utgjorde selskapets egen produksjon 30 prosent, salg på vegne av staten 50 prosent og tredjeparts olje 20 prosent. Statoils viktigste oljekunder er egen raffinervirksomhet og større oljeselskaper i Skandinavia, Europa, USA og Asia. Statoils oljesalg ga et godt økonomisk resultat i 2001.

I forbindelse med delprivatiseringen av Statoil, vedtok generalforsamlingen en instruks som definerer Statoils ivaretakerrolle for avsetning av statens råoljer og NGL. Instruksjonen gir Statoil forutsigbare og langsiktige vilkår for avsetningen samtidig som staten dekker sin andel av kostnadene knyttet til denne virksomheten. Staten har overtatt 35 prosent av eierinteressene i Statoils råoljeterminal ved Mongstad. Terminalen er et viktig redskap for å kunne oppnå best mulige priser på råoljer fra Nordsjøen.

**Raffinering** – De høye raffineringmarginene i 2000 ble opprettholdt i starten av 2001. I annet halvår har imidlertid utviklingen vært vesentlig svakere. Resultatet for året ble dårligere enn foregående år, men likevel relativt tilfredsstillende.





Statoil Detaljhandel Skandinavia som eies 50 prosent av Statoil har i underkant av 1400 bensinstasjoner. Servicekonseptet ICA Express med sterk vekt på salg av dagligvarer er nå iverksatt på 100 bensinstasjoner.



Statoil er kåret til beste regionale markedsfører av flydrivstoff. Det er flyselskapene som har vurdert hele 66 drivstoffleverandører i følge en rapport fra konsulentfirmaet Armbrust Aviation Group. Statoil ble også nummer fire på global basis.



Rederiet Scandlines har inngått avtale med Statoil om kjøp av et årlig volum på 40 000 tonn lavsvovlig drivstoff til ferjene mellom Danmark og Tyskland. Statoil dekker om lag 60 prosent av det maritime drivstoffmarkedet i Danmark.

I en sammenligning mellom ulike raffinerier gjennomført av konsultentselskapet Solomon forbedret Mongstad-raffineriet i 2000 sin konkurranseposisjon på de fleste områder. Raffineriet i Kalundborg fastholdt sin posisjon som ett av de mest effektive i sin klasse i Europa. Undersøkelsen gjennomføres annet hvert år.

Det er vedtatt å investere i et nytt anlegg for bensinavsvovling på Mongstad. Anlegget vil gjøre Mongstad i stand til å møte EUs miljøkrav i 2005 til svovelinnhold i bensinen. Planlagt oppstart er i begynnelsen av 2003.

Statoils eierandel på 15 prosent i Melaka-raffineriet i Malaysia er solgt til de øvrige partnere i raffineriet, Conoco og Petronas.

**Nordisk Energi** – Etter flere år med svake resultater, oppnådde resultatområdet Nordisk Energi en vesentlig bedring i resultatet i 2001. Dette skyldes delvis noe høyere marginer, men fremfor alt at kostnadene er kraftig redusert. Salg av elektrisk kraft i Sverige har ikke gitt tilfredsstillende resultater, og denne delen av virksomheten er solgt med virkning fra 1. januar 2002. Samtidig er salget av elektrisk kraft innen husholdningsmarkedet i Norge overført til datterselskapet Meganor, mens salg av elektrisk kraft til større bedriftsmarkeds kunder vil bli opprettholdt i egen regi som et viktig supplement til salg av oljeprodukter.

Statoil satser på fornybar energi gjennom en egenutviklet løsning der Statoil tilbyr fleksibel og miljøvennlig energiforsyning i bygninger. I konseptet tar Statoil totalansvar for bygningens energibehov. Varmepumper og fornybar energi fra trepellets, som er CO<sub>2</sub>-nøytralt og gir lave utslipp av nitrogen- og svoveloksid, inngår som en viktig del. Statoil produserer og selger trepellets både i Norge, Sverige og Danmark. Totalt solgte Statoil 61 000 tonn i 2001 mot 30 000 tonn året før.

**Detaljhandel** – Statoil Detaljhandel Skandinavia AS (SDS) som Statoil eier 50 prosent av, har fortsatt sin positive utvikling i 2001 som en ledende markedsaktør. Det nye servicekonseptet ICA Express er videreført og iverksatt

på i alt 100 stasjoner i Skandinavia. Ved årsskiftet hadde SDS i underkant av 1 400 stasjoner. Ubemannede stasjoner med varemerket 1-2-3 er nå introdusert i Skandinavia. Ved utgangen av året var det i alt 21 slike stasjoner, fordelt med 13 i Skandinavia og 8 i de baltiske landene.

Virksomheten i Polen og de baltiske landene er fortsatt i ekspansjon, og det er i 2001 bygget i alt 10 nye stasjoner. Statoil har nå 220 stasjoner i disse landene, 280 stasjoner i Irland samt 5 stasjoner i Murmanskområdet i Russland.

**Navion** – Produksjonsskipene Berge Hugin og Navion Munin er solgt til selskapet Bluewater. Med virkning fra 1. oktober 2001 har Statoil overtatt Rasmussengruppens 20 prosent eierandel og dermed blitt eneeier av Navion. Virksomheten har i 2001 vært preget av gode rater og høy utnyttelse av bøyelasterne, mens det mot slutten av året var en viss nedgang i ratenivået innenfor konvensjonell shipping. Totalresultatet for Navion i 2001 ble imidlertid meget tilfredsstillende.

**Metanol** – Metanolvirksomheten på Tjeldbergodden var også i 2001 preget av høy regularitet og i begynnelsen av året også av gode priser. Selv om prisene mot slutten av året har vært synkende ble resultatet for 2001 det beste Statoil har oppnådd i dette området. Virksomheten har i flere år vært drevet med meget gode resultater innen helse, miljø og sikkerhet og anlegget på Tjeldbergodden ble tildelt Konsernsjefens HMS-pris for 2001.

**Borealis** – Petrokjemivirksomheten gjennom Statoils 50 prosent eierskap i petrokjemikonsernet Borealis, har gjennom et år vært preget av meget lave priser på grunn av redusert etterspørsel som følge av nedgangen i verdensøkonomien. Dette har resultert i et underskudd for denne virksomheten i 2001.

Selskapet Borouge, som eies av Borealis og Abu Dhabi National Oil Company, har bygget tre petrokjemiske anlegg i De Forente Arabiske Emirater basert på Borstarteknologien som er utviklet av Borealis. Anleggene er ferdigstilt innenfor tids- og kostnadsplanene.

## Tema: Snøhvit – Døråpner til LNG-markedet



Denne skissen som er hentet fra en animasjon om Snøhvitprosjektet viser et tankskip under innlasting ved LNG-anlegget på Melkøya like utenfor Hammerfest. Det vil bli behov for fire store spesialskip for å ta hånd om et årlig eksportvolum på 6 milliarder kubikkmeter gass. LNG-anlegget der gassen kjøles ned og går over i flytende form ved 163 minusgrader er basert på en teknologi utviklet av Statoil i samarbeid med det tyske Linde-konsernet

**Snøhvit blir Europas første anlegg for utskipping av flytende naturgass (LNG). Med Snøhvit blir Statoil operatør i et gassmarked som har hatt kraftig vekst. Hele 26 prosent av verdens naturgasseksport foregår nå med skip, og volumet har økt med 90 prosent det siste tiåret.**

Gassen skal utvinnes fra de tre feltene Snøhvit, Albatross og Askeladd, som ligger på 250-340 meters dyp 140 kilometer utenfor kysten av Vest-Finnmark. Her skal det installeres sju bunnrammer for 21 produserende brønner. Hele produksjonen skal fjernstyres fra kontrollrommet i LNG-anlegget på Melkøya utenfor Hammerfest.

Transport av ubehandlet brønnstrøm i et 160 km langt rør er gjort mulig gjennom mange års forskning, utvikling

og praktisk anvendelse. Statoil startet forskning på flerfasestrømning i rørledninger tidlig på 1980-tallet.

Også det planlagte anlegget på Melkøya blir et resultat av langsiktig arbeid med å utvikle nye løsninger. Deler av teknologien er nyutviklet i samarbeid med det tyske Linde-konsernet. Effektiv utnyttelse av energi er et stikkord for kjøleprosessen som skal brukes. Prosessanlegget skal bygges på en stor lekter ved et verft og transporteres ferdig uttestet til anleggstomten. Metoden skal gi store besparelser sammenlignet med konvensjonell byggemetode.

«Snøhvit stiller Statoils overfor spesielle miljøutfordringer», sier Egil Gjesteland. Han er direktør og leder for Snøhvit-prosjektet. Han er en av Statoils mest erfarne prosjektledere med erfaring fra Gullfaks A, Sleipner A og Borealis' petrokjemianlegg i Abu Dhabi. Gjesteland er i

stadig dialog med lokale politikere og representanter for fiskeriene i området, og han er fullstendig klar over de mange som vokter Statoils aktiviteter i det viktige spiskammeret.

**CO<sub>2</sub> føres tilbake** – Det er lagt stor vekt på miljøsiden i prosjektet. Hele produksjonen, behandlingen og transporten av petroleum skal foregå i lukkede systemer. Anlegget på Melkøya får et renseanlegg der karbondioksid (CO<sub>2</sub>) og kjemikalier i gasstrømmen fjernes før gassen kjøles ned til den blir flytende. Karbondioksidet blir ledet tilbake til feltet gjennom en egen rørledning, og pumpet ned i en egnet struktur som ligger under gassreservoaret. Kjemikalierne blir enten gjenvunnet eller behandlet i et biologisk renseanlegg slik at skadelige utslipp unngås.

LNG-anlegget vil slippe ut 860 000 tonn CO<sub>2</sub> og 650 tonn NO<sub>x</sub> årlig når det er i full produksjon. Det alt vesentlige av dette kommer fra anlegget som må bygges for å skaffe energi til kjøleprosessen. Utslipet er så lavt dagens tilgjengelige teknologi tillater uten rensing av eksosgasser.

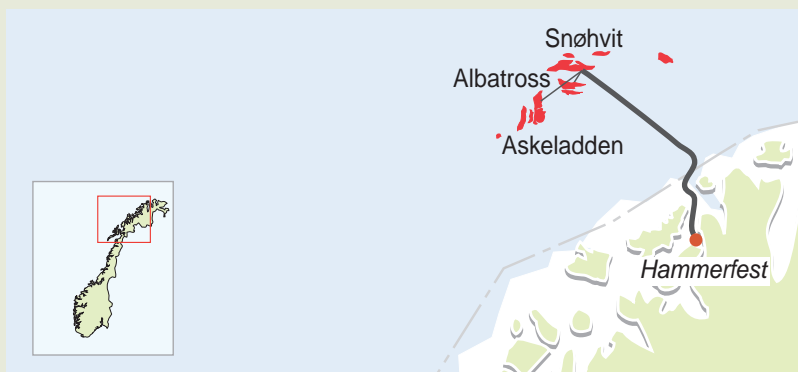
Politikere og næringslivsledere i landsdelen og Hammerfest-regionen har stått fram i mange fora og uttrykt støtte til og glede over utbyggingen av Snøhvit. Regionen strir med å holde verdiskapingen i næringslivet i gang. Jobber forsvinner og folk flytter. Nå kan Snøhvit kanskje snu utviklingen, skape optimisme og jobber.

Under anleggsfasen blir det behov for 1 200 mennesker. Ved normal drift er det planlagt med 180 personer fast tilknyttet anlegget.

**Eksport til Spania og USA** – Seks av rettighetshaverne på Snøhvit har inngått separate avtaler med de to samme gasskjøperne; El Paso Global LNG Company i USA og Iberdrola S.A. i Spania. El Paso vil ta imot 2,4 milliarder kubikkmeter LNG årlig, mens Iberdrola vil ta imot 1,6 milliarder kubikkmeter. Avtalene har en varighet på 17-20 år. Nærmere halvparten av Spanias gassimport på 17 milliarder kubikkmeter i året skjer i form av nedkjølt, flytende gass. I USA dekker LNG fire-fem prosent av totalmarkedet på 600 milliarder kubikkmeter i året. De to franske selskapene TotalFinaElf og Gaz de France skal årlig ta ut 1,7 milliarder kubikkmeter og tar hånd om gassmengdene selv.

Snøhvit vil også gi en del kondensat, ofte kalt lettolje. Dessuten skal det produseres propan og butan. I sum utgjør disse produktene snaut 15 prosent av produksjonen fra reservoarene, og de vil bli solgt på det åpne markedet.

Statoil er operatør for Snøhvit og har en eierandel på 22,29%. De øvrige rettighetshavere er Petoro 30%, TotalFinaElf 18,40%, Gaz de France 12%, Norsk Hydro 10%, Amerada Hess 3,26%, RWE DEA 2,81% og Svenska Petroleum 1,24%.



Gassen skal utvinnes fra tre felt som ligger om lag 140 kilometer utenfor kysten av Vest-Finnmark. Ingen installasjoner vil være synlige på havflaten. Produksjonsanleggene vil ligge på havbunnen og vil bli fjernstyrt

fra land. CO<sub>2</sub> som følger med fra reservoarene gjennom rørledningene inn til motaksanlegget på Melkøya, vil bli utskilt og ledet tilbake til feltet gjennom en egen ledning.



«Snøhvit stiller Statoil overfor spesielle utfordringer og det er derfor lagt stor vekt på miljøsiden», sier leder for prosjektet Egil Gjesteland.

## Selskap sikkerhet og samfunn



Pionerdykkere som har fått helseskader etter arbeid i Nordsjøen er tilbudt økonomisk støtte fra Statoil. Mange har dårlig økonomi og sliter med fysiske og psykiske skader. En avgjørelse om støtte fra myndigheter og næringen har dratt ut.



I oktober kunne barn i den lille kinesiske byen Huangma flytte inn i en ny skole på 1400 kvadratmeter. Skolen er tildelt midler fra et Statoil-fond. Siden 1992 har fondet delt ut midler for nærmere 10 millioner kroner.

### **Statoils økonomiske virksomhet er forankret i et ansvar for vårt felles miljø og har et etisk fundament som både konsernets samfunnsansvar og forholdet mellom bedriften og dens ansatte hviler på.**

Statoil har i de senere årene gjennomgått store endringer for å styrke inntjeningen og bedre konkurransevnen. En økende del av virksomheten foregår på den internasjonale arenaen, hvor vi møter nye forretnings- og samfunnsutfordringer.

Disse endringene samt forberedelsene til konsernets børsintroduksjon var bakgrunnen for at konsernsjef Olav Fjell høsten 2000 tok initiativ til en gjennomgang av konsernets verdidokument «Vi i Statoil» som definerer Statoils ambisjoner og mål, og klargjør de etiske holdningene som ligger til grunn for selskapets virksomhet.

**Verdigrunnlaget** – Det nye verdidokumentet forelå i mars og legger stor vekt på forretningsorientering, effektiv og sikker drift, og ansvar for miljøet. Statoil forplikter seg til å følge grunnleggende standarder for menneskerettigheter, arbeidstakerrettigheter og miljø. Det skjer ut fra en overbevisning om at det både er etisk riktig og forretningsmessig klokt. Ved å være en ansvarlig samfunnsaktør bygger selskapet opp sitt omdømme i et marked hvor stadig flere forbrukere og investorer stiller krav til selskapers etiske, miljømessige og sosiale profil.

Statoils økende internasjonale aktiviteter har også ført til en revisjon av selskapets interne etiske kjøreregler. Ved årsskiftet ble en ny versjon av dokumentet «Etikk i Statoil» publisert. Den økende risikoen for at selskapsinformasjon skal komme i hendene på utenforstående, har også gjort det nødvendig å utforme regler for hvordan ansatte skal behandle informasjon som er tilgjengelig gjennom interne og eksterne datanettverk.

Som forberedelse til børsintroduksjonen ble selskapets informasjonsdatabaser og regler for informasjonshåndtering gjennomgått og revidert.

Resultatene fra årets arbeidsmiljøundersøkelse viser en positiv utvikling på en rekke områder sammenliknet med år 2000. Trivsel og motivasjon er styrket, og kollegiale sam-

arbeidsforhold er bedret. Helse, miljø og sikkerhet oppleves å ha høy prioritet.

Statoils ambisjon er å ha arbeidsformer som fremmer kreativitet og effektivitet, og arbeidstidsordninger som er fleksible og bidrar til god helse og trivsel. Forebygging av arbeidsrelaterede sykdommer og plager gjøres systematisk. Risiko og tiltak vurderes fra designfase til drift for våre installasjoner og anlegg. I 2001 er det utarbeidet en ny standard for helse og arbeidsmiljø i designfasen av utbyggingsprosjekt.

**Forbedret sikkerhet** – Statoils målsetting innen arbeid med helse, arbeidsmiljø og sikkerhet er null skader, ulykker eller tap. Det innebærer null arbeidsrelaterede skader og sykdommer, samt at virksomheten drives uten at farlige hendelser oppstår.

Likevel ble vi rammet av to tragiske arbeidsulykker hos to leverandørbedrifter i 2001. En person omkom på et skip i forbindelse med ankerhåndtering på Heidrun-feltet, og en person omkom på et tankskip innleid av Navion.

Antall personskader er redusert. Personskadefrekvensen som er et mål på antall personskader per million arbeidstimer er gått ned fra 10,1 i 2000 til 6,7 i 2001. Antall alvorlige hendelser er også redusert.

Sykefraværet i Statoil ligger på et lavt nivå og er redusert fra 3,5 prosent i 2000 til 3,4 i 2001.

HMS-regnskapet på sidene 31-37 gir mer informasjon om skader og sykefravær.

Et viktig tiltak for å øke sikkerheten, er «Åpen sikkerhetssamtale» utviklet av Undersøkelse og produksjon Norge. Sikkerhetssamtalen foregår på arbeidsstedet mellom leder og medarbeider. Formålet er å få til en åpen og ærlig vurdering av faremomenter i forbindelse med arbeidsoppgaver, og hvilke tiltak som bør iverksettes for å forhindre skade.

I forretningsområdet Foredling og markedsføring utgjør ran og tankbilulykker en stor andel av de alvorlige hendelsene. Ran er en psykisk belastning for personell som blir truet, og det er arbeidet aktivt med å forhindre ran og å gi god krisehjelp og oppfølging til personell som blir truet. Defensiv kjøring har vært et satsningsområde i hele



60 norske geologistudenter var i august på tokt med forskningskipet Polar Star i farvannene ved Svalbard. Toktet var finansiert av Statoil, og inngår i et samarbeid med norske læresteder der Statoil samlet bidrar med 35 millioner kroner årlig.



Amnesty International Norway og Statoil har inngått en samarbeidsavtale. Statoil skal samarbeide med Amnesty om et opplæringsprogram for sine ansatte om forretningsdilemmaer knyttet til menneskerettigheter.



IT-skrittet blir videreført. For fire år siden fikk ansatte i Statoil tilbud om PC til bruk hjemme i kombinasjon med data-opplæring på fritiden. Dette følges nå opp med et nytt opplærings- og utstyrs-tilbud våren 2002.

distribusjonskjeden for å forebygge tankbilulykker. Et defensivt kjøremønster gir redusert stressnivå hos sjåfør og økt transportsikkerhet.

Et av Statoils viktigste tiltak i 2001 er en større sikkerhetsteknisk gjennomgang av alle vesentlige anlegg til havs og på land som Statoil er operatør for.

**16 686 ansatte** – Ved utgangen av 2001 hadde Statoil 16 686 ansatte. Det er en økning på 280 fra forrige årsskifte. Den største andelen nyrekrutterte er fagarbeidere på Statoils installasjoner på norsk sokkel. For femte år på rad er Statoil øverst på listen som foretrukket arbeidsgiver for norske ingeniørstudenter. Holdningsundersøkelsen foretas hvert år blant økonomi- og ingeniørstudenter på norske universiteter og høyskoler. I 2001 kom Statoil på tredje plass blant økonomistudentene, etter å ha ligget på 16. plass året før. Den positive interessen for Statoil viste seg også i forbindelse med lanseringen av selskapets trainee-program. Konsernet mottok 600 søknader på 15 utlyste stillinger. Programmet fortsetter i 2002, med sikte på å rekruttere flere nyutdannede fra ingeniør- og geologifagene.

Statoil inngikk i 2000 samarbeidsavtaler med flere norske høyskoler og universiteter og utvidet i 2001 dette samarbeidet til også å omfatte Universitetet i Tromsø. Avtalene innebærer at Statoil bruker 35 millioner kroner årlig ved syv norske høyskoler og universiteter til definerte forsknings- og utviklingsprosjekter som både utdanningsinstitusjonene og Statoil har nytte av. En betydelig del av midlene skal brukes til å modernisere undervisningsmetoder og undervisningsmaterieill.

**Prestasjonskontrakter** – For å styrke prestasjonskulturen er det med utbetaling første gang i 2001 innført individuelle prestasjonskontrakter for selskapets 150 øverste ledere. Kontraktene skal skape en klar sammenheng mellom resultater og den enkeltes karriereutvikling og avlønning. Ordningen vil i 2002 bli utvidet til å gjelde 350 ledere. Det er også besluttet innført en bonusordning for alle fast ansatte i morselskapet. Bonusen skal baseres på

det økonomiske resultatet som Statoil oppnår, og kan utgjøre inntil fem prosent av den enkeltes grunnlønn.

Statoil har besluttet å videreføre IT-skrittet som ble startet for fire år siden, og som innebar at morselskapets ansatte fullførte flere opplæringsmoduler på fritiden. Som en del av programmet fikk ansatte tildelt PC med internettforbindelse hjemme. Oppgraderingen i 2002 som også inkluderer nye PC-er, skal legge til rette for bruk av elektronisk læring og fleksible arbeidsformer. Ordningen er frivillig, og de som ønsker å delta, inngår avtale med bedriften om å gjennomføre et obligatorisk opplæringsprogram på fritiden.

**Støtter pionerdykkere** – I oktober besluttet Statoil å gi økonomisk støtte til pionerdykkere i Nordsjøen som har fått nedsatt arbeids- og ervervsevne, og som hittil har falt utenfor offentlige støtteordninger. Innsatsen til denne yrkesgruppen har hatt stor betydning for utviklingen av petroleumsvirksomheten i Norge. Men mange av dem er påført senskader og lever under uverdige økonomiske og sosiale forhold. Ved å støtte den enkelte med inntil 750 000 kroner, har Statoil tatt ansvar for pionerdykkernes situasjon.

**Humanitært samarbeid** – Statoil har i løpet av 2001 inngått avtaler om samarbeid med og økonomisk støtte til flere humanitære organisasjoner. Samarbeidet omfatter Flyktningerådet, Norges Røde Kors, FNs høykommissær for flyktninger og Amnesty International Norge. Avtalen med Amnesty innebærer at organisasjonen skal utarbeide et opplæringsprogram om menneskerettighetsutfordringer innen oljeindustrien. Statoil vil gjøre bruk av dette og andre virkemidler i sin interne trening og bevisstgjøring.

Samarbeidsavtalene gir selskapet tilgang til de ulike organisasjonenes menneskerettighets- og landekspertise, og bidrar dermed til å styrke Statoils evne til å styre risiko. Avtalene skal kunne komme til nytte i de landene og lokalsamfunnene hvor selskapet opererer. Ett eksempel er Aserbajdsjan, hvor Flyktningerådet driver opplæring i menneskerettigheter i grunnskolen med støtte fra Statoil og det norske utenriksdepartementet.

## Tema: Sikrere løft – tryggere arbeid



Kranføreren har en ensom arbeidsplass, men er helt avhengig av et tett og godt samarbeid med kolleger nede på plattformdekket eller om bord på forsyningskipene. Her er kranfører Bjarne Aase avbildet i dyp konsentrasjon på Sleipner A plattformen.



Ingen løfteoperasjon overlates tilfældighetene. Kjell Arne Henden instruerer nyansatt på Heidrun-plattformen Heidi Hellestø Sund.



I en egen kransimulator som er bygget opp i Trondheim kan både kranførere og dekkarbeidere trene på kritiske løfteoperasjoner. 200 personer deltok på kurs med simulatortrening i 2001.

**Sikkerheten ved kran- og løfteoperasjoner i Statoil-operert virksomhet på norsk sokkel fortsetter i en positiv utvikling. Et systematisk arbeid som har pågått siden midten av 90-tallet gir positive utslag i form av færre uønskede hendelser og færre personskader.**

I 1996 ble det registrert 1 000 uønskede hendelser med 44 personskader ved løfteoperasjoner på Statoil-opererte produksjonsplattformer. I 2001 var disse tallene sunket til 300 og 4. Det er også en positiv utvikling for borerigger og virksomhet på basene. Alle måleindikatorerne for sikkerhet ved kran- og løfteoperasjoner går i riktig retning.

Statoils arbeid for bedre sikkerhet ved kran- og løfteoperasjoner ble kraftig styrket midt på 1990-tallet. Utviklingen hadde da vært negativ noen år, uten at det alminnelige sikkerhetsarbeidet klarte å demme opp for økningen av antall hendelser og personskader. Statoil startet et prosjekt som i første omgang analyserte hendelsesforløp og årsakssammenhenger ved hendelsene. Dette prosjektet konkluderte med at det var behov for å forbedre samhandling og rutiner for løfteoperasjoner, og det var behov for betydelig styrking av kompetansen hos dem som arbeider med løfting.

Arbeid med kraner og løfteoperasjoner er svært krevende. Det har manglet generelle undervisningstilbud og det har ikke vært felles kompetansekrav og sertifisering av kranførere og dekkarbeidere. Operatørselskapene har tidligere hatt ulike tilbud på dette området.

Statoil tok selv initiativ til å etablere et opplæringstilbud til selskapets kranførere og dekkarbeidere. I tilknytning til skipsmanøvreringssenteret SMS (Ship Manouvering Simulator) i Trondheim ble det utviklet og tatt i bruk en kransimulator der deltakerne trener på kritiske løfteoperasjoner. Statoils mål er at alle kranførere og dekkarbeidere skal gjennomføre slik trening.

I løpet av første driftsår i 2001 var det 200 deltakere på disse Statoil-kursene. Også andre operatørselskaper på norsk sokkel har tatt simulatoren i bruk.

Simulatoren er koblet opp mot en skipssimulator, slik at treningen kan utvides til å inkludere mannskap på forsyningsfartøyer. Effekten av treningen blir merkbart bedre når alle gruppene som er involvert i løfteoperasjoner får trene sammen.

Utdannings- og forskningsdepartementet er nå i ferd med å etablere en offentlig godkjenning av kranfaget.

## Miljø



Utslipp av  $\text{NO}_x$  blir redusert med 85 prosent når Statoil som første operatør på norsk sokkel får forsyningskip drevet av flytende naturgass i stedet for diesel. Rederiene Møkster Shipping og Eidesvik skal drive skipene som leveres i 2003.



Statoils metanolanlegg på Tjeldbergodden i Møre og Romsdal er sammen med sin hovedleverandør Reinertsen Orkanger tildelt konsernsjefens HMS-pris for 2001. Anlegget har drevet to år uten fraværsskader.

**Statoils målsetting er å drive uten skader på mennesker og miljø og i tråd med prinsippene for en bærekraftig utvikling. Gode resultater på miljøområdet er nødvendig for å oppnå tillit hos myndigheter, samarbeidspartnere, kunder, egne medarbeidere og samfunnet for øvrig.**

Statoil legger vekt på å ha en åpen dialog om miljøspørsmål. Det gjelder både i forhold til naboer til våre landanlegg, forbruker- og miljøorganisasjoner, kunder, samarbeidspartnere og myndigheter.

**Rammevilkår** – Utslipp til luft reguleres i stor grad av internasjonale avtaler. Særlig viktig for Statoils virksomhet, er Gøteborg-protokollen som innebærer forpliktelser om å redusere utslipp av nitrogenoksider ( $\text{NO}_x$ ), svoveloksider ( $\text{SO}_x$ ) og flyktige organiske forbindelser, som oljedamp (VOC), og Kyoto-protokollen som stiller krav om reduserte klimagassutslipp.

OSPAR-konvensjonen regulerer utslipp av olje og kjemikalier til vest-europeiske havområder. I 2001 ble det besluttet strengere krav som innebærer at oljemengden som slippes ut med produsert vann, skal reduseres med 15 prosent innen 2006 i forhold til 2000-nivået.

**Utslipp og miljøpåvirkning** – Utvinning av olje og gass gir utslipp til det ytre miljø, og utslippene påvirkes av produsert mengde og av det enkelte felts reservoarforhold og alder. Utslipp knyttet til foredling av olje- og gassressursene avhenger av type råstoff som behandles, og av hvilke produktkvaliteter som framstilles.

Utslipp til luft omfatter karbondioksid, metan, flyktige organiske forbindelser og svovel- og nitrogenoksider. Disse bidrar til drivhuseffekt, sur nedbør og dannelse av bakkenært ozon. I Statoil er det sokkelvirksomheten som har hoveddelen av  $\text{CO}_2$ - og  $\text{NO}_x$ -utslippene, mens det er raffinerivirksomheten som har hoveddelen av  $\text{SO}_2$ -utslippene.

Utslipp til sjø omfatter olje, organiske forbindelser og kjemikalier. Utslippene kommer hovedsakelig fra produsert vann. Mulige skadelige miljøeffekter knyttes spesielt

til forbindelser med lav nedbrytningshastighet og potensial for bioakkumulering.

I Statoil har virksomheten på norsk sokkel de største utslippene til sjø. Mengden av produsert vann som slippes ut har økt sterkt de senere år. Det skyldes at enkelte felt er kommet i en sen fase der vannmengden øker, mens oljemengden avtar.

Statoils virksomhet til havs og på land genererer også ulike typer avfall. I alle deler av Statoils virksomhet vektlegges gjenbruk og gjenvinning av avfall, og spesialavfall håndteres i henhold til gjeldende lovverk.

I 1998 ble det ved et uhell sluppet ut fenolholdig vann fra Kårstø-anleggene fordi prosessvann gikk utenom rensanlegget. Statoil ble i 2001 ilagt en bot på 2 millioner kroner for dette forholdet.

**Mer miljøvennlig produksjon** – Det arbeides kontinuerlig med å redusere utslipp til luft og vann. Det legges vekt på utvikling av stadig bedre teknologi, effektiv beredskap og god styring basert på omfattende risikovurderinger. Målet er kontinuerlig forbedring gjennom energieffektivisering og andre målrettede tiltak på eksisterende og framtidige installasjoner.

Et viktig innsatsområde innen forskning og utvikling er kartlegging av mulige skadelige effekter av utslipp til vann. Statoil har ledet utvikling av risikovurderingsverktøyet EIF (Environmental Impact Factor). Verktøyet gir et bedre beslutningsgrunnlag for å kunne velge de mest effektive tiltak for å redusere miljøbelastningen.

Statoil har også ledet arbeidet med regionale konsekvensutredninger der den totale olje- og gassvirksomheten i de enkelte regioner på norsk sokkel sees i sammenheng. Dette gir bedre grunnlag for vurdering av oljevirkosomhetens totale virkninger både for selskapene, myndighetene og andre interessenter.

Statoils kjemikalieutslipp fra sokkelvirksomheten består 90 prosent av kjemikalier som har liten eller ingen miljøeffekt. Ni prosent har midlertidig miljøeffekt, og miljøbetenkelige kjemikalier utgjør 0,5 prosent. Miljøtilstanden overvåkes gjennom regelmessig innsamling av





To bøyelastere som frakter olje for Statoil skal utrustes med anlegg som skal redusere utslippene av oljedamp (volatile organic compounds, VOC) til luft. De to skipene, Juanita og Knock An, frakter olje fra Statfjord og Gullfaks.



40 anlegg på land og til havs er gjennomgått i det som er blitt Statoils mest omfattende sikkerhetssjekk. Arbeidet munner ut i metoder for tilstandsmåling gjennom anleggenes levetid som skal hjelpe driftsorganisasjonene til å holde kontinuerlig god standard.



Siri er det første feltet på dansk sokkel hvor det ikke fakles gass. Dessuten blir nesten alt produsert vann injisert i reservoaret. Systemene for gjenvinning av gass og injisering av vann er etter en testperiode satt i vanlig drift i august

relevante data for å vurdere effektene av utslipp til sjø. Miljøovervåkingen som omfatter både vannkvalitet og bunnsedimenter, viser en tilfredsstillende utvikling.

**Strengt krav til transport** – I 2001 ble det transportert omlag 108 millioner tonn hydrokarboner med tankskip fra felt, terminaler og raffinerier til kunder over hele verden, med hovedaktiviteten konsentrert i Nord-Europa. Hoveddelen av Statoils tankskipstransport skjer i regi av selskapets datterselskap Navion. Statoils krav til tankskipskvalitet går ut over nasjonale og internasjonale krav.

Statoil skjerpet i 2001 sine krav til tankskip når det gjelder alder, og ved at skip som transporterer tung fyringsolje, skal ha dobbel bunn eller dobbelt skrog. Tankskipsaktiviteten i 2001 har ikke medført vesentlige olje- eller kjemikalieutslipp.

Statoils egne og innleide tankbiler kjørte i 2001 omlag 37 millioner kilometer for å transportere våre produkter til servicestasjoner og kunder. CO<sub>2</sub>-utslipp knyttet til transport er omlag 28 000 tonn og utgjør rundt 0,3 prosent av totale CO<sub>2</sub>-utslipp fra Statoil-operert virksomhet.

Vi legger vekt på regelmessig utskifting av tankbiler til biler med bedre motorer med mindre drivstofforbruk og lavere utslipp. Det tilstrebes en optimal kjøreplanlegging, og tankbilene bruker markedets beste dieselkvalitet med hensyn til miljøegenskaper.

**Mer miljøtilpassede produkter** – Statoils hovedprodukter innen foredling og markedsføring er drivstoff og fyringsoljer. Vår målsetting er å ha produkter som er i fremste rekke når det gjelder brukstekniske og miljømessige egenskaper.

Ved Statoils raffinerier på Mongstad og i Kalundborg investeres det de neste par årene mer enn en milliard kroner i produktkvalitetstiltak for å møte framtidige EU-krav til bensin og diesel. Det er ventet at flere land vil gi skatteincentiver for å stimulere en tidliginnføring av denne kvaliteten i sitt marked, men det er ennå ikke besluttet om dette vil skje i Norge.

Nye drivstoffkvaliteter vil redusere utslippet fra trafik-

ken, og legger også til rette for utnyttelse av motorteknologi som gir ytterligere utslippsreduksjoner. Vurdering og testing av alternative drivstoffer og nye blandekomponenter pågår kontinuerlig i Statoil. Statoil tilbyr i dag fornybare drivstoffprodukter som rapsmetyl ester (RME), bioetanol og biogass i markeder der dette etterspørres. I Sverige innblander vi 5 prosent bioetanol i omlag en femtedel av all bensin som selges.

Innen brenselceller er samarbeidet i «Methanol Fuel Cell Alliance» mellom Statoil, Methanex, DaimlerChrysler, BP, BASF og Xcellsis videreført. Alliansen har som mål å forberede en sikker introduksjon av metanol som drivstoff dersom metanol blir den foretrukne hydrogenbærer for brenselcellekjøretøy.

Statoil samarbeider også med det amerikanske selskapet IdaTech som utvikler mindre brenselcellesystemer for stasjonær og portabel bruk.

**Investeringer og kostnader** – Statoil har brukt rundt 600 millioner kroner på forskning og utvikling i 2001. Dette er innsats som skal gjøre oss i stand til å finne, utvinne og foredle olje og gass mer effektivt, med lavere energibruk, stadig mindre miljøbelastning og til lavere kostnader.

Statoil har i 2001 etablert en forretningsenhet som skal utvikle teknologi og forretningsmuligheter innen fjerning og anvendelse av CO<sub>2</sub>, samt framtidige energiløsninger basert på hydrogen.

Gjenbruk av installasjoner og utstyr fra sokkelvirksomheten gir både økonomiske og miljømessige gevinster. I 2001 omsatte enheten I&K Handel overskuddsmateriell for 80 millioner kroner.

Per 31.12.2001 er det etter produksjonsenhetsmetoden avsatt 7 521 millioner kroner for kostnader til fremtidig nedstenging og fjerning av olje- og gassproduserende installasjoner og anlegg. Resultatregnskapet er belastet med 957 millioner i 2001 mot 1 381 millioner kroner i 2000.

CO<sub>2</sub>-avgift innbetalt for utslipp fra Statoil-opererte anlegg på norsk kontinentalsokkel utgjør rundt 1,5 milliarder kroner.

## Tema: CO<sub>2</sub>, innovasjon og forskning



«Statoil er en av verdens mest miljøeffektive produsenter og transportører av olje og gass. Men vi står for en betydelig andel av de norske utslippene av CO<sub>2</sub>, og selv om det er usikkerhet knyttet til sammenhengen mellom utslipp og klimaendringer, gir føre-var prinsippet oss grunn til å arbeide på bred basis for å redusere utslippene». Det er konsernsjef Olav Fjell som har denne programerklæringen for Statoils arbeid med CO<sub>2</sub>-utfordringene.

Statoils mest synlige prosjekt er undergrunnslagringen av et årlig volum på 1 million tonn CO<sub>2</sub> fra naturgass- og kondensatproduksjonen på Sleipner-feltet i Nordsjøen. Det er verdens første store industrielle lagringsprosjekt, og det har vakt betydelig internasjonal oppmerksomhet. I 2001 ble det for annen gang etter at lagringen tok til i 1996 gjennomført nitide seismiske undersøkelser for å kartlegge effekten av CO<sub>2</sub>-lagringen 1 000 meter under havbunnen. Det brukes firedimensjonal seismikk, som er tredimensjonal seismikk med repeterende målinger over tid. Disse målingene viser ingen tegn til at CO<sub>2</sub> vil lekke ut.

Prosjektet har dannet grunnlag for et internasjonalt samarbeidsprosjekt med formål å etablere en teknologiplattform for framtidig lagring. 40 prosent av prosjektets midler er EU-finansiert.

EU ser undergrunnslagring som en av de mest lovende metodene dersom lagringserfaringene fra Sleipner lar seg

overføre til kraftverk og andre større industrielle brukere av fossile brenslere.

Statoil vil i forbindelse med Snøhvit-utbyggingen (omtales på side 22 og 23) etablere sitt andre betydelige prosjekt for CO<sub>2</sub>-lagring. Her skal 23 millioner tonn CO<sub>2</sub> over feltets levetid skilles ut fra gasstrømmen fra feltene inn til landanlegget, og føres ned i undergrunnen igjen. Det gir en årlig lagringsmengde på om lag 800 000 tonn CO<sub>2</sub> når driften kommer i gang i 2006.

Statoil har i 2001 etablert et eget prosjekt knyttet til konsernets forskningssenter i Trondheim som ser på andre anvendelser for CO<sub>2</sub> enn langtidslagring i undergrunnen. Det omfatter blant annet bruk av CO<sub>2</sub> for å oppnå økt oljeutvinning.

Samtidig med dette arbeidet har Statoil forberedt seg på å ta i bruk nye verktøy som vil bidra til lavere globale CO<sub>2</sub>-utslipp og mer effektiv energiutnyttelse. Det skjer gjennom deltakelse i Verdensbankens karbonfond som i 2002 vil redusere utslipp fra sitt første prosjekt som senere vil gi Statoil kreditter. Fondet ble opprettet i april 2000 og kjøper utslippsreduksjoner av klimagasser som kan krediteres etter Kyoto-protokollens regler. Investeringsprosjektene skal bidra til en bærekraftig utvikling i vertslandene. Bedriftene og landene som har investert i fondet får overført utslippskreditter som avkastning på sine fondsinvesteringer. Statoil er et av 17 selskaper som har investert i fondet.

# HMS-regnskap for 2001



Beredskapsøvelse på Åsgard-feltet. Helikopteret er i posisjon over beredskapsfartøyet Stril Tender og sykepleier Stein Gloppen heises opp fra dekket på skipet.

**Innledning** – Vår målsetting er å drive uten skader på mennesker og miljø og i tråd med prinsippene for en bærekraftig utvikling. Vi støtter Kyoto-protokollen og International Chamber of Commerce sine 16 prinsipper for en bærekraftig utvikling. Førre-var-prinsippet legges til grunn for vår virksomhet.

Statoils styringssystem for helse, miljø og sikkerhet (HMS) er en integrert del av konsernets totale styringssystem og er beskrevet i konsernets styrende dokumenter. En sentral del av HMS-styringen er registrering, rapportering og vurdering av HMS-data. Til hjelp i dette arbeidet er det etablert HMS-måleindikatorer. Formålet er å dokumentere kvantitativt utviklingen over tid, og å styrke beslutningsgrunnlaget for et systematisk og målrettet forbedringsarbeid.

HMS-dataene samles inn fortløpende i resultatene og rapporteres kvartalsvis til konsernledelsen som vurderer utvikling og trender, samt tar stilling til nødvendige forbedringstiltak. Konsernsjefen legger frem HMS-resultatene med vurderinger for styret, samtidig med at de øvrige kvartalsresultatene fremlegges. Resultatene publiseres på konsernets intranett- og internettsider.

Statoil har ni konserndekkende HMS-måleindikatorer. Sikkerhetsindikatorene personskadefrekvens, fraværsskadefrekvens og alvorlig hendelsesfrekvens rapporteres på konsernnivå hvert kvartal. Det rapporteres for Statoil-ansatte og leverandører samlet og hver for seg.

Øvrige konserndekkende HMS-måleindikatorer rapporteres kun årlig på konsernnivå, med unntak av oljesøl som rapporteres hvert kvartal. I tallet for sykefravær inngår kun Statoil-ansatte. HMS-måleindikatorene innen ytre miljø (oljesøl, utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, energiforbruk og gjenvinningsgrad for avfall) rapporteres for Statoil-operert virksomhet.

Data fra alle konsernets vesentligste aktiviteter er inkludert i HMS-regnskapet. Navion ASA sine egne og de

fleste innleide skip er inkludert i HMS-regnskapet for 2001 med sikkerhetsdata og oljesøl (tmetall i henhold til bransjepraksis for skipsfart), noe som er en forbedring i forhold til HMS-regnskapet for tidligere år.

For servicestasjonene inkluderes kun oljesøl når det gjelder data innen ytre miljø. Historiske data inkluderer tall relatert til oppkjøpt virksomhet fra oppkjøpsdato. Tilsvarende er tall relatert til avhendt virksomhet inkludert frem til avhendelsesdato.

**Resultatene** – HMS-regnskapet viser utviklingen av HMS-måleindikatorene over siste femårsperiode. Ressursbruk, utslipp og avfallsmengde for de største Statoil-opererte landanlegg, samt for Statoil-operert virksomhet på norsk sokkel, er vist i egne miljødata-plansjer. Det vises også til informasjon om helse, miljø og sikkerhet gitt i virksomhetsberetningen.

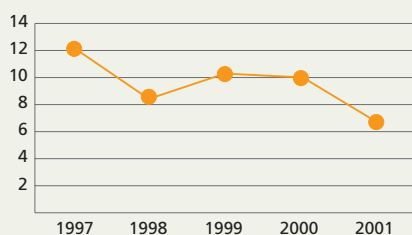
Til sammen er det utført vel 69 millioner arbeidstimer som danner grunnlaget for dette HMS-regnskapet. Det er en reduksjon på 3 millioner arbeidstimer i forhold til 2000. Nedgangen skyldes blant annet ferdigstilling av noen større prosjekter.

Leverandører utfører en betydelig del av de oppgaver Statoil står ansvarlig for som operatør eller hovedbedrift. Dessverre har det i 2001 vært dødsfall hos våre leverandører. En dødsulykke skjedde i forbindelse med ankerhåndtering på Heidrun-feltet, mens den andre fant sted på den innleide tankeren Tromsø Fidelity.

For Statoil samlet sett er det fra 2000 til 2001 en forbedring innen antall personskader, men det har vært en økning i skader som har medført fravær. Antall alvorlige hendelser er redusert.

I tillegg til dette konsernregnskapet utarbeider den enkelte forretningsenhet mer spesifikke statistikker og analyser til bruk i forbedringsarbeidet.

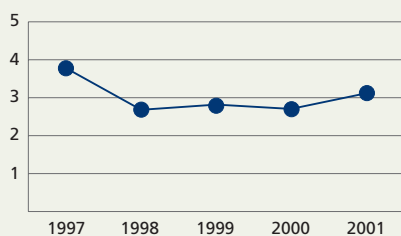
## Statoils måleindikatorer innen HMS



### PERSONSKADEFREKVENS

*Definisjon:* Summen av antall dødsulykker, antall fraværsskader, antall tilfeller av alternativt arbeid etter skade og andre personskader (alvorlige personskader som kan gi varig mén, alvorlige personskader og medisinske behandlingsskader, eksklusiv førstehjelpsskader) per million arbeidstimer.

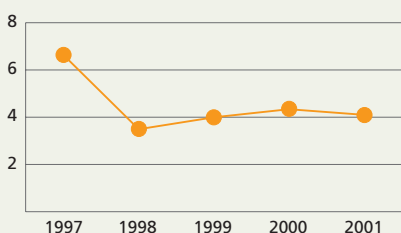
*Utvikling:* Personskadefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) er 6,7 i 2001 (10,1 i 2000). For Statoil-ansatte separat er frekvensen 4,4 for 2001 (5,5 for 2000) og for leverandørene 8,8 (14,6 i 2000). For Statoil-ansatte er trenden over siste 5-årsperiode stabil, med en forbedring både for Statoil-ansatte og leverandører de siste par årene.



### FRAVÆRSSKADEFREKVENS

*Definisjon:* Summen av antall dødsulykker og antall fraværsskader per million arbeidstimer.

*Utvikling:* Fraværsskadefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) er 3,1 i 2001 (2,7 i 2000). For Statoil-ansatte separat er frekvensen 2,5 i 2001 (2,3 i 2000), mens den for leverandørene er 3,7 i 2001 (3,0 i 2000). For Statoil-ansatte har frekvensen økt noe de siste årene, mens den for leverandørene har vært relativt stabil, men med en negativ utvikling de siste par årene.

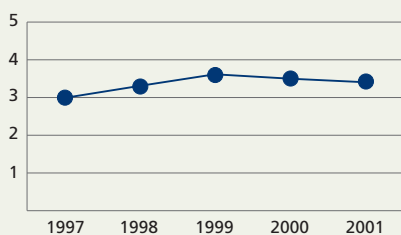


### ALVORLIG HENDELSSEFREKVENS

*Definisjon:* Summen av antall uønskede hendelser med høyt tapspotensial per million arbeidstimer (1).

*Utvikling:* Alvorlig hendelsesfrekvens (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) er 4,1 i 2001 (4,3 i 2000). Etter flere år med positiv utvikling, og en liten tilbakegang for 2000, er det nå en forbedring. Antall hendelser er redusert fra 310 i 2000 til 287 i 2001.

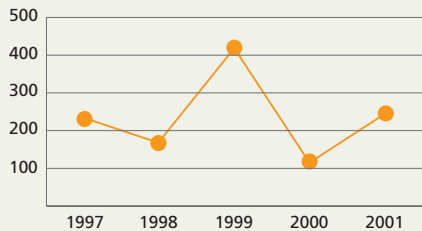
(1) En uønsket hendelse er en hendelse eller et hendelsesforløp som har forårsaket eller kunne ha forårsaket personskade, sykdom og/eller skade på/tap av eiendom, skade på miljøet eller tredjepart. Det er etablert risikomatriser som gir alvorlighetsgrad og gjentakelsesfrekvens for ulike typer uønskede hendelser. Hendelser med høyt tapspotensial er hendelser som har stor alvorlighetsgrad og/eller hyppig gjentakelsesfrekvens.



### SYKEFRAVÆR

*Definisjon:* Totalt registrerte dager med sykefravær i prosent av mulige arbeidsdager

*Utvikling:* Sykefraværet er 3,4 prosent i 2001 (3,5 i 2000). Sykefraværet har vært stabilt lavt over hele femårsperioden, og det er positivt at det er en liten nedgang fra 2000 til 2001. Resultatet ligger også godt under gjennomsnittet i Norge (rundt 9 prosent; NOU 2000:27).

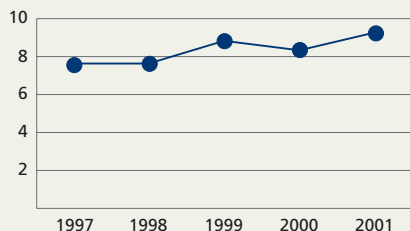


#### OLJESØL

**Definisjon:** Antall og total mengde ( $m^3$ ) utilsiktede oljeutslipp til ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet (2)

**Utvikling:** Antall utilsiktede oljeutslipp er 414 i 2001 (431 i 2000). Etter noen år med sterk økning, har det siden 1997 vært en jevn reduksjon i antallet slike utslipp. Mengde av utilsiktede oljeutslipp ble 246  $m^3$  i 2001 (120 i 2000). Figuren viser mengde oljesøl i  $m^3$ .

(2) Alle utilsiktede oljeutslipp inngår i statistikken med unntak av utslipp som samles opp inne på anlegg (plattform/fabrik) og dermed ikke skader omgivelsene. For nedstrømsvirksomheten inkluderes imidlertid slike utslipp.

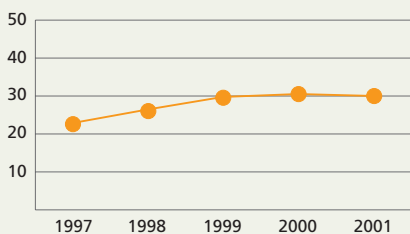


#### UTSLIPP AV CO<sub>2</sub>

**Definisjon:** Totalt utslipp av CO<sub>2</sub> i million tonn fra Statoil-operert virksomhet (3).

**Utvikling:** Totalt utslipp var 9,2 millioner tonn i 2001 mot 8,3 millioner i 2000. Økningen skyldes blant annet større produksjon i Naturgass, samt noe økt produksjon og mer injeksjon til trykkstøtte i Undersøkelse og produksjon Norge.

(3) CO<sub>2</sub>-utslipp omfatter alle utslippskilder som turbiner, kjeler, motorer, fakkell, boring av lete- og produksjonsbrønner, brønntesting/brønnopprensning, samt restutslipp fra renseanlegg for CO<sub>2</sub> fra naturgass på Sleipner T. Støttetjenester som helikoptertrafikk, forsynings- og standbyskip og skytteltankere inngår ikke.

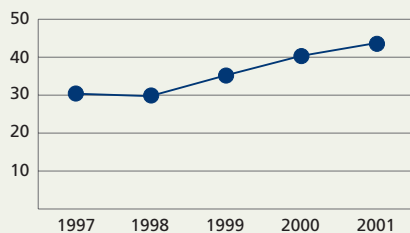


#### UTSLIPP AV NO<sub>x</sub>

**Definisjon:** Totalt utslipp av NO<sub>x</sub> i tonn fra Statoil-operert virksomhet (4).

**Utvikling:** Totalt utslipp av NO<sub>x</sub> var 29,5 tusen tonn i 2001 mot 30,3 tusen tonn i 2000. Både forretningsområdene Internasjonal undersøkelse og produksjon og Foredling og markedsføring har reduserte utslipp. I tillegg har redusert forbruk av diesel gitt reduksjoner i utslipp fra Undersøkelse og produksjon Norge.

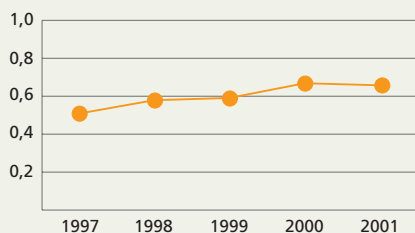
(4) NO<sub>x</sub>-utslipp omfatter alle utslippskilder som turbiner, kjeler, motorer, fakkell, boring av lete- og produksjonsbrønner og brønntesting/brønnopprensning. Støttetjenester som helikoptertrafikk, forsynings- og standbyskip og skytteltankere inngår ikke.



#### ENERGIFORBRUK

**Definisjon:** Totalt energiforbruk i TWh for Statoil-operert virksomhet. Dette inkluderer netto kjøp av elektrisk energi, energi fra gass- og dieselfyrt kraftgenerering og energitap som resultat av faking. Energiforbruket ved bruk av fossile brenslere regnes som innfyrt energi.

**Utvikling:** Energiforbruket økte fra 40,0 TWh i 2000 til 44,2 TWh i 2001. Økningen skyldes blant annet større produksjon i Naturgass, samt noe økt produksjon og mer injeksjon til trykkstøtte i Undersøkelse og produksjon Norge. Dels skyldes det også at enhetene nå rapporterer energitap ved faking.



#### GJENVINNINGSGRAD FOR AVFALL

**Definisjon:** Mengde avfall til gjenvinning (tonn) delt på total mengde avfall (tonn) for Statoil-operert virksomhet (ekskl. spesialavfall) (5).

**Utvikling:** Gjenvinningsgraden var 0,65 i 2001 mot 0,66 i 2000. Trenden over de siste seks årene er positiv. Flere forretningsområder har økt gjenvinningsgrad fra 2000 til 2001, mens andre har en liten nedgang.

(5) Mengde avfall til gjenvinning er total mengde avfall fra anleggets virksomhet eksklusive avfall som forbrennes uten energiutnyttelse, avfall til deponi og spesialavfall. Spesialavfall defineres i henhold til det enkelte lands lovverk.

# Miljødata for 2001

## NORSK KONTINENTALSOKKEL<sup>1)</sup>

### ENERGI

Diesel <sup>2)</sup>	1 130 GWh
Elektrisk kraft	19 GWh
Brenngass	20 200 GWh
Fakkeltgass	4 130 GWh

### RÅSTOFFER<sup>3)</sup>

Olje/kondensat	97,2 mill. Sm <sup>3</sup>
Gass <sup>4)</sup>	63,6 mrd. Sm <sup>3</sup>
Vann	76,0 mill. Sm <sup>3</sup>

### HJELPESTOFFER

Kjemikalier prosess/produksjon	37 500 tonn
Kjemikalier boring/brønn	128 000 tonn

### ANNET

Injeksjonsvann til trykkstøtte	149 mill. Sm <sup>3</sup>
--------------------------------	---------------------------



### PRODUKTER

Olje/kondensat	97,2 mill. Sm <sup>3</sup>
Gass for salg	41,5 mrd. Sm <sup>3</sup>

### UTSLIPP TIL LUFT

CO <sub>2</sub>	5 630 000 tonn
nmVOC <sup>5)</sup>	169 000 tonn
Metan <sup>5)</sup>	16 900 tonn
NO <sub>x</sub>	25 100 tonn
SO <sub>2</sub>	342 tonn

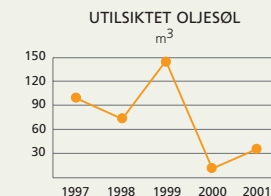
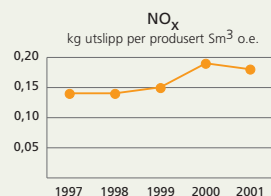
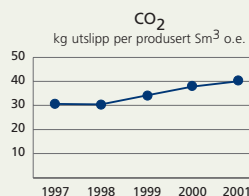
### UTSLIPP TIL VANN

Produsert vann	74,3 mill. Sm <sup>3</sup>
Olje i oljeholdig vann	1 880 tonn
Utsiktet oljeutslipp	36,1 m <sup>3</sup>
Kjemikalier <sup>6)</sup>	
Prosess/produksjon	21 900 tonn
Kjemikalier boring og brønn	57 800 tonn

### AVFALL

Avfall til deponi	2 820 tonn
Avfall til gjenvinning	5 950 tonn
Gjenvinningsgrad	0,68
Spesialavfall:	
Oljeholdig borekaks/boreslam	21 200 tonn
Annet	8 980 tonn

- 1) Norsk kontinentalsokkel inkluderer britisk del av Statfjord, men er eksklusiv Kollsnes
- 2) Ugjør 95 300 tonn
- 3) Inkludert er 24,1 mill. Sm<sup>3</sup> o.e. forsyning fra tredjepart (Snorre, Tordis, Vigdis og Visund)
- 4) Inkluderer brenngass (1,71 mrd. Sm<sup>3</sup>), fakkeltgass (0,355 mrd. Sm<sup>3</sup>) og injisert gass til bl.a. trykkstøtte (19,8 mrd. Sm<sup>3</sup>)
- 5) Inkluderer bøyelasting
- 6) Inklusiv 72 000 tonn vann og grønne kjemikalier



## KOLLSNES

### ENERGI

Elektrisk kraft	654 GWh
Brenngass	67 GWh
Fakkeltgass	24 GWh

### RÅSTOFFER

Våtgass Troll A	18,2 mrd. Sm <sup>3</sup>
Våtgass Troll B	1,28 mrd. Sm <sup>3</sup>
Våtgass Troll C	1,98 mrd. Sm <sup>3</sup>

### HJELPESTOFFER

Monetylenglykol	62 m <sup>3</sup>
Lut og syre	148 m <sup>3</sup>
Øvrige kjemikalier	18 m <sup>3</sup>



### PRODUKTER

Gass	21,43 mrd. Sm <sup>3</sup>
Kondensat	0,54 mill. Sm <sup>3</sup>

### UTSLIPP TIL LUFT<sup>1)</sup>

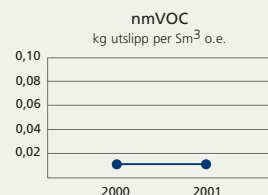
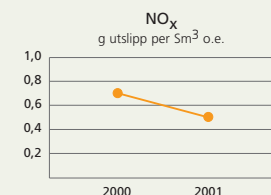
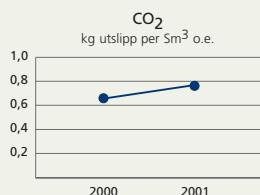
CO <sub>2</sub>	16 780 tonn
NO <sub>x</sub>	11,6 tonn
CO	12,6 tonn
nmVOC	247 tonn
Metan	692 tonn

### UTSLIPP TIL VANN<sup>1)</sup>

Vann fra renseanlegg/avløp	106 300 m <sup>3</sup>
TOC	2,0 tonn
Monetylenglykol	2,8 tonn
Metanol	1,5 tonn
Hydrokarboner	0,1 tonn
Ammonium	0,02 tonn
Fenol	0,01 tonn

### AVFALL

Avfall til deponi	102 tonn
Avfall til gjenvinning	60 tonn
Gjenvinningsgrad	0,37
Spesialavfall:	
Slam fra renseanlegg	50 tonn
Annet	255 tonn



- 1) Alle utslippskrav fra myndighetene er overholdt for året 2001

## MONGSTAD

### ENERGI

Elektrisk kraft	680 GWh
Fyrgass og damp	6 240 GWh
Fakkelgass	710 GWh

### RÅSTOFFER

Råolje	7 718 000 tonn
Andre prosessråstoff	1 748 000 tonn
Blandekomponenter	227 000 tonn

### HJELPESTOFFER

Syre	760 tonn
Lut	1 450 tonn
Tilsetningstoffer	1 350 tonn
Prosesskjemikalier <sup>1)</sup>	4 300 tonn



### PRODUKTER

Propan	8 902 000 tonn
Nafta	Butan
Bensin	Gassolje
Jet drivstoff	Koks/svovel

### UTSLIPP TIL LUFT<sup>5)</sup>

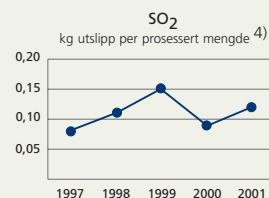
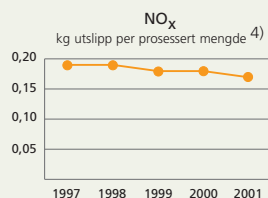
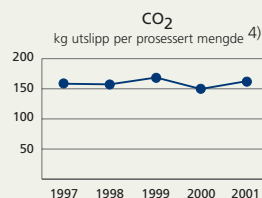
CO <sub>2</sub>	1 529 000 tonn
SO <sub>2</sub>	1 101 tonn
NO <sub>x</sub>	1 587 tonn
VOC raffineri <sup>2)</sup>	9 310 tonn
VOC terminal <sup>2)</sup>	10 900 tonn

### UTSLIPP TIL VANN<sup>5)</sup>

Olje	3,01 tonn
Fenol	1,53 tonn
Ammonium	46,3 tonn
Cyanid	<0,05 tonn

### AVFALL

Avfall til deponi	570 tonn
Avfall til gjenvinning	730 tonn
Gjenvinningsgrad	0,56
Spesialavfall <sup>3)</sup>	3 700 tonn



- 1) Inklusiv katalysator som utgjør 50%
- 2) Omfatter nmVOC og metan
- 3) 66,5% går til gjenvinning
- 4) Prosessert mengde er råolje og andre prosessråstoff
- 5) Alle utslippskrav fra myndighetene er overholdt for året 2001

## KALUNDBORG

### ENERGI

Elektrisk kraft	142 GWh
Damp	70 GWh
Fyrgass	2 303 GWh
Fakkelgass	61 GWh

### RÅSTOFFER

Råolje	3 510 000 tonn
Andre prosessråstoff	1 153 000 tonn
Blandekomponenter	343 000 tonn

### HJELPESTOFFER

Syre	700 tonn
Lut	1 200 tonn
Tilsetningstoffer	10 000 tonn
Prosesskjemikalier	207 tonn
Ammoniakk, flytende	2 154 tonn



### PRODUKTER

Propan	5 023 000 tonn
Nafta	Butan
Bensin	Gassolje
Jet drivstoff	Fyringsolje
	ATS (gjødsel)

### UTSLIPP TIL LUFT<sup>4)</sup>

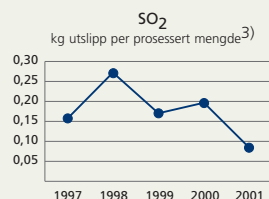
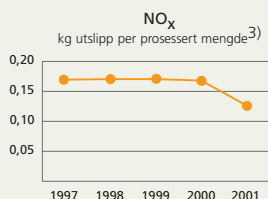
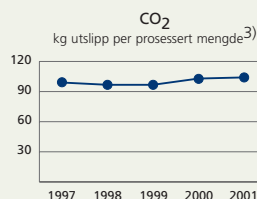
CO <sub>2</sub>	487 000 tonn
SO <sub>2</sub>	399 tonn
NO <sub>x</sub>	591 tonn
VOC <sup>1)</sup>	3 000 tonn

### UTSLIPP TIL VANN

Olje	2,15 tonn
Fenol	0,06 tonn
Suspendert stoff	49,7 tonn
Sulfid	0,13 tonn

### AVFALL

Avfall til deponi	90 tonn
Avfall til gjenvinning	221 tonn
Gjenvinningsgrad	0,71
Spesialavfall <sup>2)</sup>	637 tonn



- 1) Omfatter nmVOC og metan
- 2) 30% går til gjenvinning
- 3) Prosessert mengde er råolje og andre prosessråstoff
- 4) Alle utslippskrav fra myndighetene er overholdt for året 2001

## TJELDBERGODDEN

ENERGI	
Diesel	0,4 GWh
Elkraft	68 GWh
Brenngass	1 672 GWh
Fakkelgass	157 GWh

RÅSTOFFER	
Rikgass	469 800 tonn
Kondensat	0 tonn

HJELPESTOFFER	
Lut	295 tonn
Syre	79 tonn
Andre kjemikalier	21 tonn

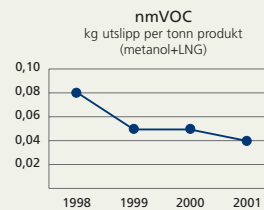
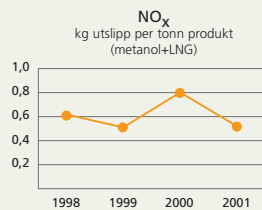
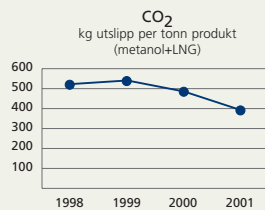


PRODUKTER	
Metanol	866 600 tonn
Oksygen	10 470 tonn
Nitrogen	4 164 tonn
Argon	9 550 tonn
LNG	11 340 tonn

UTSLIPP TIL LUFT <sup>4)</sup>	
CO <sub>2</sub>	342 900 tonn
nmVOC	37 tonn
Metan	11 tonn
NO <sub>x</sub>	463 tonn

UTSLIPP TIL VANN <sup>4)</sup>	
Kjølevann	169 000 000 m <sup>3</sup>
TOC	1,9 tonn
Suspendert stoff	0,9 tonn
Total-N	0,9 tonn

AVFALL	
Avfall til deponi <sup>2)</sup>	61 tonn
Avfall til gjenvinning <sup>3)</sup>	86 tonn
Gjenvinningsgrad	0,59
Spesialavfall:	
Slam fra rensanlegg	110 tonn
Oljeholdig vann <sup>1)</sup>	6,8 tonn
Annet	11,3 tonn



- 1) Oljeinnhold er maksimalt 1 vektprosent
- 2) Levert forbrenning
- 3) Inkludert 26 tonn til forbrenning
- 4) Alle utslippskrav fra myndighetene er overholdt for året 2001

## KÅRSTØ GASSBEHANDLINGSANLEGG OG TRANSPORTNETT

ENERGI <sup>1)</sup>	
Fyrgass	5 050 GWh
Elektrisk kraft kjøpt	155 GWh
Diesel	1 GWh
Fakkelgass	150 GWh

RÅSTOFFER <sup>2)</sup>	
Rikgass	10,77 mill. tonn
Kondensat	5,19 mill. tonn

HELPESTOFFER	
Saltsyre	227 tonn
Natriumhydroksyd	175 tonn
Andre kjemikalier	16 tonn

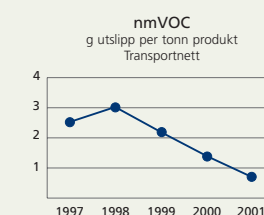
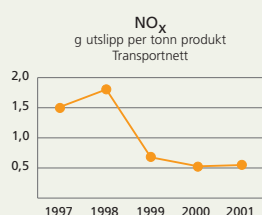
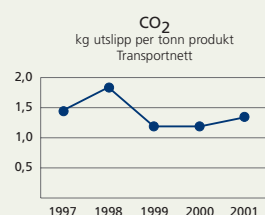
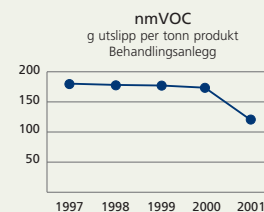
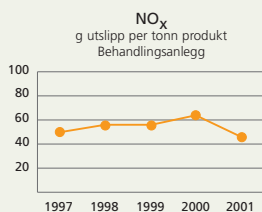
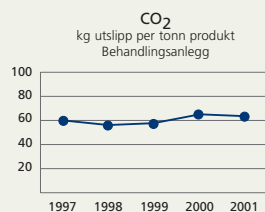


PRODUKTER	
Tørrgass	7,86 mill. tonn
Propan	2,23 mill. tonn
I-butan	0,51 mill. tonn
N-butan	0,89 mill. tonn
Nafta	0,37 mill. tonn
Kondensat	3,28 mill. tonn
Etan	0,50 mill. tonn
Elektrisk kraft solgt	65 GWh

UTSLIPP TIL LUFT <sup>3) 5)</sup>	
SO <sub>2</sub>	2,7 tonn
NO <sub>x</sub>	770 tonn
nmVOC	1 979 tonn
Metan	1 039 tonn
CO <sub>2</sub>	1 084 000 tonn

UTSLIPP TIL VANN <sup>5)</sup>	
Kjølevann	277 mill. m <sup>3</sup>
Vann fra rensanlegg	0,66 mill. m <sup>3</sup>
Olje i vann	576 kg
TOC	19,7 tonn

AVFALL <sup>4)</sup>	
Avfall til deponi	675 tonn
Avfall til gjenvinning	589 tonn
Gjenvinningsgrad	0,47
Spesialavfall	142 tonn



- 1) Inklusiv energiforbruk Transportnett: 0,32 TWh fyrgass og 0,005 TWh elektrisk kraft
- 2) Eksklusiv gasstransport utført av Transportnett: 53,4 mill tonn
- 3) Inklusiv utslipp Transportnett: 71 700 tonn CO<sub>2</sub>, 21,2 tonn NO<sub>x</sub>, 39 tonn nmVOC og 143 tonn metan
- 4) Inklusiv avfall Transportnett: 61 tonn til deponi, 114 tonn til gjenvinning
- 5) Alle utslippskrav fra myndighetene er overholdt for året 2001



# Rapport fra Ernst & Young AS

Vi har utført utvalgte kontrollhandlinger knyttet til HMS-regnskapet til Statoil for 2001 som inntatt i Årsrapport 2001, side 31-36. HMS-regnskapet er avgitt av selskapets ledelse.

Vårt arbeide har omfattet følgende:

- Møter og diskusjoner med ledelsen innenfor helse, miljø og sikkerhet om HMS-regnskapets innhold, herunder en gjennomgang av styringssystemet innenfor helse, miljø og sikkerhet.
- Intervjuer med personell med ansvar for innsamling av HMS-regnskapets tallmateriale med fokus på konsistens i målingene av utslipp, og på de prosesser som styrer innsamling og sammenstilling av data. Vi har i forbindelse med dette foretatt besøk hos 10 rapporteringsenheter.
- Verifikasjon på at de besøkte rapporteringsenheters tallmateriale er korrekt inntatt i HMS-regnskapet, samt overordnede analyser av tallmaterialet mot tidligere rapporteringsperioder.
- Vurdering om den samlede informasjonen er hensiktsmessig presentert i HMS-regnskapet.
- Kontroll, på stikkprøvebasis, om HMS-regnskapets tallmateriale er fremkommet ved bruk av konsistente og anerkjente måle-, analyse og kvantifiseringsmetoder.

Basert på de handlinger vi har utført kan vi bekrefte at:

- Statoil har etablert et vel fungerende styringssystem innenfor helse, miljø og sikkerhet. HMS-regnskapet omhandler etter vår mening opplysninger om helse-, miljø- og sikkerhetsforhold som er vesentlige på konsernnivå. Opplysningene synes hensiktsmessig gjengitt i HMS-regnskapet.
- HMS-måleindikatorne og miljøplansjene vist på side 31-36 er basert på konsistente og anerkjente måle-, analyse- og kvantifiseringsmetoder, og er i overensstemmelse med opplysninger innmeldt fra de ulike rapporteringsenhetene.

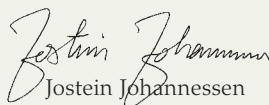
Våre kontrollhandlinger ble utført i samsvar med Revisjonsstandard 920 «Avtalte kontrollhandlinger». Vår rapport begrenser seg som følge av dette til de konkrete forhold som er nevnt ovenfor.

Stavanger, 8. mars 2002

ERNST & YOUNG AS



Gustav Eriksen  
statsautorisert revisor



Jostein Johannessen  
statsautorisert revisor



*Driftsoperatør Hans Otto Erlandsen må ta noen tunge tak med trossene når det greske tankskipet Maastant L legger til kai ved Mongstad-raffineriet. Skipet lastet 37 500 tonn bensin for New York. Statoil solgte nærmere 30 prosent av bensinproduksjonen til det nord-amerikanske markedet i 2001. Det tilsvarer 60 full-lastede tankskip av samme størrelse som Maastant L.*

# Ledelsens finansielle analyse

Den finansielle analysen nedenfor bør leses i sammenheng med det reviderte regnskapet, relevante noter og øvrig informasjon i andre deler av denne årsrapporten.

## Oversikt

Konsernets samlede driftsinntekter for 2001 var 236,3 milliarder kroner, mens periodens resultat etter skatt var 17,2 milliarder kroner. I 2001 produserte selskapet 276 millioner fat olje og solgte omlag 14,7 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass, totalt 368 millioner fat oljeekvivalenter. Konsernet sikre reserver per 31. desember 2001 bestod av omlag 2,0 milliarder fat olje og NGL og 368 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass, totalt omtrent 4,3 milliarder fat oljeekvivalenter.

Virksomheten deles inn i følgende fire forretningsområder:

- Undersøkelse og produksjon Norge, som omfatter lete-, utbygging- og produksjonsvirksomheten knyttet til olje og naturgass på norsk sokkel. Omfanget av virksomheten har økt betydelig som følge av kjøpet av deler av statens olje- og gassreserver på norsk sokkel, som beskrevet nedenfor under —Restrukturering av konsernet—Erverv av SDØE-andeler og overdragelse av enkelte rørledninger og andre eiendeler,
- Internasjonal undersøkelse og produksjon, som omfatter all lete-, utbygging- og produksjonsvirksomheten knyttet til olje og naturgass utenfor Norge,
- Naturgass, som har ansvar for prosessering, transport og markedsføring av naturgass fra oppstrømsvirksomheten på norsk sokkel, samt andre steder, og
- Foredling og markedsføring, som omfatter nedstrømsvirksomheter, herunder handel med og salg av råolje, NGL og raffinerte produkter, raffinering, detaljmarkedsføring, industrirettet markedsføring, produksjon og salg av metanol, petrokjemivirksomhet gjennom 50% eierandel i Borealis og shippingvirksomhet gjennom det heleide datterselskapet Navion ASA. Se —Restrukturering av konsernet.

## Restrukturering av konsernet

**Forbedringsprogram.** I 1999 iverksatte selskapet et gjennomgripende forbedringsprogram i konsernet som en følge av lave oljepriser, og flere år med et høyt investeringsnivå. Målsetningen med forbedringsprogrammet var å restrukturere eiendelsporteføljen, redusere undersøkelsesaktiviteten (ved blant annet å fokusere på kjerneområder), forbedre virksomhetens kostnadseffektivitet og redusere vår sysselsatte kapital.

Som en følge av forbedringsprogrammet, har vi siden 1999 foretatt en restrukturering av eiendelsporteføljen for å øke fokuseringen på kjerneområdene og bedre avkastningen på sysselsatt kapital. Denne restruktureringen er gjennomført ved bytteavtaler, kjøp og salg av eiendeler på norsk sokkel og internasjonalt og ved salg av eierandeler i noen av konsernets nedstrømsvirksomheter.

**Erverv av SDØE-andeler og overdragelse av enkelte rørledninger og andre eiendeler.** Som del av statens restrukturering av sine olje- og gassressurser på norsk sokkel, besluttet staten å selge omtrent 15% av sine SDØE-andeler til Statoil og cirka 6,5% til andre olje- og gasselskaper. I en enkeltstående transaksjon kjøpte vi andeler i 84 tillatelser, samt eierandeler i fem rørledningsinteressentskap, fra staten. Transaksjonen omfattet blant annet en andel i olje- og gassfeltet Troll hvor vi også fra før hadde andeler. I den forbindelse forpliktet vi oss til ikke å selge eller overføre noen av våre andeler i Troll-feltet uten statens forhåndsgodkjenning.

Som følge av denne transaksjonen økte konsernets sikre reserver på norsk sokkel fra 2 453 millioner fat oljeekvivalenter (før transaksjonen) til 3 787 millioner fat oljeekvivalenter (etter transaksjonen) basert på sikre reserver per 31. desember 2000. Basert på gjennomsnittlig produksjon per dag i 2000, økte vår egen produksjon på norsk sokkel fra cirka 582 200 fat oljeekvivalenter per dag (før ervervet) til cirka 919 200 fat oljeekvivalenter per dag (etter ervervet). Dessuten har antallet tillatelser som vi har andeler i økt fra 106 til 132, hvorav 26 er i utbyggings- eller produksjonsfasen og 106 er i letefasen. Antall tillatelser inkluderer alle transaksjoner per desember 2001. Konsernets forpliktete investeringer økte fra 3,6 milliarder kroner (før ervervet) til 6,7 milliarder kroner (etter ervervet). SDØE-transaksjonen har ført til at konsernet har styrket Statoils eierinteresser i felt i våre kjerneområder på norsk sokkel. Vi mener at dette gir oss bedre muligheter til å øke utvinningen av olje og naturgass og redusere kostnadene samtidig som vi vil kunne utnytte eksisterende infrastruktur mer effektivt gjennom samordning og tilpasning av eierskap.

Som en del av SDØE-transaksjonen overførte konsernet en andel på 33,25% i Statpipe til staten, inkludert prosesseringsanlegget på Kårstø (og reduserte dermed Statoils eierandel til 25%), en andel på 25% i Norseas Gas A/S (Norpipe) (og reduserte dermed Statoils eierandel til 25%) og en andel på 35% i råoljeterminalen på Mongstad (og reduserte dermed Statoils eierandel til 65%).

SDØE-transaksjonen ble gjennomført 1. juni 2001, men med økonomisk virkning fra 1. januar 2001 (unntatt salget av andelen i Mongstad-terminalen som hadde virkning fra 1. juni 2001). For å sikre at overføringene av SDØE-andelene og at våre andeler i rørledninger og terminaler ble gjennomført til reell markedsverdi, innhentet både staten og vi separate verdipurderinger av disse andelene fra uavhengige, internasjonalt anerkjente eksperter. Disse verdipurderingene resulterte i en netto kontantbetaling fra oss til staten på 38,6 milliarder kroner pluss betaling av renter og agioeffekter fra effektiv dato på 2,2 milliarder kroner (0,7 milliarder kroner etter skatt). Beløpet betalt til Den norske stat ble finansiert gjennom en aksjeemisjon på 12,9 milliarder kroner, opptak av lån på 9 milliarder kroner og det resterende ble finansiert med eksisterende kontanter og kortsiktige lån.

Fordi ervervet av SDØE-andelene var en transaksjon mellom enheter under felles kontroll, ble den regnskapsført etter kontinuitetsprinsippet. Av denne grunn vises SDØE-andelene i våre regnskaper som om de har vært en del av Statoil i de aktuelle regnskapsperiodene. Salget av eiendeler til staten og betalingen av netto kjøpspris til staten vises derimot ikke i våre historiske regnskaper, men ble regnskapsført når de fant sted 1. juni 2001.

**I juni 2001 ble Statoil introdusert på børsene i New York (New York Stock Exchange) og Oslo (Oslo Børs).** Totalt ble det solgt 394 417 002 aksjer, hvorav 188 700 000 ble solgt i forbindelse med emisjon i Statoil og 205 717 002 ble solgt av Den norske stat.

**Kostnadsbesparelser.** I 1999 iverksatte vi et program for å redusere konsernets kostnader. Programmet skulle gjennomføres i tidsrommet 1999-2001. Alle kostnadsreduksjoner er beregnet basert på vår eiendelsportefølje i 1999 før overtakelse av SDØE-andeler fra Den norske stat. Innsparingene ble innledningsvis oppnådd gjennom en fokusert reduksjon i våre undersøkelsesutgifter i 1999, mens etableringen av felles administrative prosesser på konsernnivå og andre kostnadsbesparende tiltak først ga full effekt i 2000. Programmet har ført til besparelser på 4,4 milliarder kroner i våre årlige drifts-, salgs- og administrasjonskostnader og våre undersøkelsesutgifter. 1,7 milliarder kroner av besparelsen ble oppnådd i 1999, ytterligere 1,3 milliarder kroner ble oppnådd i 2000 og 1,4 milliarder kroner i 2001. Av samlede besparelser på 1,7 milliarder kroner i 1999 stammet 1,1 milliarder kroner fra innsparinger i undersøkelsesutgifter, innsparinger i undersøkelsesutgifter i 2000 utgjorde 0,2 milliarder kroner av de samlede besparelsene på 1,3 milliarder kroner, mens besparelse i undersøkelsesutgifter i 2001 utgjorde 0,9 milliarder kroner av total besparelse på 1,4 milliarder kroner.

**Restrukturering av porteføljen.** Fra 1998 til 1999 foretok vi en samlet gjennomgang av vår strategi og eiendelsportefølje. Dette ledet til en restrukturering av våre eiendeler både på norsk sokkel og internasjonalt, og omfattet betydelige avsetninger og nedskrivninger av noen av våre oppstrøms- og nedstrøms-eiendeler. Se —Resultat av virksomheten for konsernet—Regnskapsårene 2001, 2000 og 1999—Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser. Vi reduserte vår sysselsatte kapital med 4,7 milliarder kroner i 2001. Total reduksjon i sysselsatt kapital fra 1998 til 2001 er 17,8 milliarder kroner, som tilsvarer en reduksjon på 20,5%.

Innen U&P-Norge har vi gjort følgende restruktureringer;

I juni 2001 mottok vi en ikke skattbar gevinst på omtrent 1,4 milliarder kroner for salg av våre andeler i Grane-, Jotun- og Njord-feltene som alle ligger utenfor våre kjerneområder, samt 12% eierandel i Snøhvit feltet i Norge (dette salget reduserte vår eierandel til 22,29%). I 2000 utgjorde driftsinntektene fra disse eiendelene 1,5 milliarder kroner og bidro med 364 millioner kroner til våre avskrivningskostnader. Per 31. desember 2000 utgjorde disse eierandelene 54 millioner fat oljeekvivalenter i sikre reserver.

I forbindelse med Norsk Hydro ASAs erverv av samtlige aksjer i Saga Petroleum, kjøpte vi i 1999 noen av Saga Petroleums andeler i enkelte utvinningstillatelser for olje og naturgass for et samlet vederlag på 8,1 milliarder kroner. Vi gjorde opp vederlaget dels ved en kontantbetaling på 4,2 milliarder kroner og dels ved å overdra våre aksjer i Saga Petroleum til Norsk Hydro. Andelene vi kjøpte i Saga Petroleum representerte en produksjon på cirka 63 000 fat oljeekvivalenter per dag i 2000. Som del av vår avtale med Norsk Hydro kjøpte vi eierandeler i flere utvinningstillatelser og 320 millioner fat oljeekvivalenter i sikre reserver, og vi skal etter planen overta operatørskapene for Snorre, Vigdis, Tordis og Visund i Tampen-området i den nordlige del av Nordsjøen i 2003. Ved at vår oljeproduksjon økte som en følge av avtalen, bidro kjøpet av andelene fra Saga Petroleum også til å øke våre driftsinntekter med 2,1% fra 1999 til 2000, som omtalt nedenfor i avsnittet —Resultat av virksomheten for konsernet.

Vi har restrukturert Internasjonal U&P virksomhet som følger;

Vi solgte vår eierandel på 4,76% i det store oljefeltet Kashagan utenfor Kasakhstan i det Kaspiske hav med effektiv dato mai 2001. Dette salget medførte en gevinst før skatt på 1,6 milliarder kroner (1,2 milliarder kroner etter skatt).

Statoil solgte også sine aktiviteter i Vietnam i desember 2001. Disse bestod av Lan Tay og Lan Do gass- og kondensatfelt (Statoil andel 13,33%), en gassrørledning, en mottaksstasjon for naturgass (Statoil andel 16,33%) og eierandeler i to letelisenser, blokk 05.2 (Statoil andel 33,33%) og blokk 05.3 (Statoil andel 50%). Salget medførte en gevinst på 1,3 milliarder kroner før skatt (0,9 milliarder kroner etter skatt).

I 2000 avhendet vi også våre eierandeler i letetillatelser i Mexico-golfen. I 1999, da beslutningen om å avhende disse eierandelene ble truffet, foretok vi en avsetning på 500 millioner kroner for dette salget. Denne avsetningen ble delvis reversert i 2000.

I 1999 solgte vi undersøkelses- og produksjonsvirksomheten til vårt amerikanske datterselskap Statoil Energy Inc. og i 2000 solgte vi markedsføringsdelen av dette selskapet. I forbindelse med dette salget regnskapsførte vi et tap på 1,1 milliarder kroner, hvorav 900 millioner kroner ble regnskapsført i 1999 og 200 millioner kroner i 2000. I 1999 stod Statoil Energy Inc. for driftsinntekter på 18,5 milliarder kroner (som utgjorde cirka 85% av samlede driftsinntekter for forretningsområdet Internasjonal undersøkelse og produksjon dette året) og sikre reserver på 217 millioner fat oljeekvivalenter. Som følge av disse salgene ble driftsinntektene til dette forretningsområdet redusert med 58% fra 1999 til 2000.

Verdien på oljefeltet LL 652 i Venezuela ble regnskapsmessig skrevet ned i desember 2001, hovedsakelig på grunn av at trykkoppbyggingen i reservoaret har utviklet seg dårligere enn planlagt, noe som medfører at antatt produksjon i kontraktperioden er redusert. Nedskrivningen medførte et tap før skatt på 2,0 milliarder kroner (1,4 milliarder kroner etter skatt).

I Naturgass har vi hatt følgende restruktureringer;

I oktober 2001 innførte vi en ny strategi for vår aktivitet i Storbritannia. Dette medførte at vi solgte vår portefølje av små kunder til Shell Gas Direct og skiftet fokus fra salg til sluttbrukere over til salg til større industrikunder.

I Foredling og markedsføring har vi gjort følgende restruktureringer;

I mai 2001 solgte vi vår eierandel på 15% i Malaysian Refining Company, som driver et raffineri i Melaka, Malaysia, til de to andre andelshaverne, Petronas og Conoco Asia.

Den videre restruktureringen av aktivitetene i datterselskapet Navion er lagt til rette ved at Statoil i oktober kjøpte Rasmussengruppens 20% eierandel i selskapet, slik at vi nå eier 100% av Navion. Avtalen trådte i kraft 1. oktober 2001. Som et ledd i restruktureringen solgte vi også våre interesser i produksjonsskipene *Navion Munin* og *Berge Hugin* til Bluewater i andre halvår 2001.

I 1999 solgte vi 50% av våre aksjer i SDS til ICA/Ahold og regnskapsførte en salgsgevinst på 1,2 milliarder kroner. Inntektene fra denne virksomheten regnskapsføres etter egenkapitalmetoden. Vi har derfor inkludert vår 50%-andel av SDS' resultat etter skatt i våre driftsinntekter.

## Forhold som påvirker våre resultater

Våre resultater påvirkes i betydelig grad av:

- prisene på råolje, som steg betydelig i 1999 og 2000, men sank i 2001,
- kontraktsprisene for naturgass, som sank i 1999 men styrket seg betydelig i 2000 og 2001,
- utviklingen i valutakursen mellom amerikanske dollar, som råoljeprisene vanligvis er oppgitt i, og norske kroner, som våre regnskaper føres i, og som en betydelig andel av våre kostnader påløper i, og
- våre produksjonsvolumer av olje og naturgass, som igjen avhenger av tilgjengelige petroleumsreserver, samt vår egen og våre partners kompetanse når det gjelder å utvinne olje og naturgass fra disse reservene.

Resultatene våre vil også påvirkes av utviklingen i den internasjonale oljeindustrien, som f.eks.:

- den senere tids ustabile oljepriser, muliggjør eller fortsatte tiltak fra Den norske regjering eller mulige fortsatte tiltak av medlemmene i Organisasjonen av petroleumseksporterende land (OPEC) som påvirker prisene,
- den senere tids konsolidering i bransjen, herunder fusjoner som skaper såkalte «supermajors», som fører til skjerpet konkurranse om undersøkelsesmuligheter og operatørskap, og
- dereguleringen av markedet for naturgass, som kan føre til betydelige endringer i den eksisterende markedsstrukturen og i det generelle prisnivået, samt stabiliteten i prisene.

Tabellen nedenfor viser årlig gjennomsnitt for prisene på råolje, kontraktsprisene på naturgass og valutakursen norske kroner/amerikanske dollar for 1999, 2000 og 2001.

	1999	2000	2001
Råolje (USD per fat Brent-blend)	18,0	28,5	24,4
Naturgass <sup>(1)</sup> (kroner per Sm <sup>3</sup> )	0,58	0,99	1,22
Daglig gjennomsnittlig valutakurs norske kroner/amerikanske dollar	7,80	8,81	8,99

(1) Fra norsk sokkel.

Tabellen nedenfor viser hvordan visse endringer i prisen på råolje, kontraktsprisene på naturgass, raffineringmarginer og valutakursen mellom norske kroner og amerikanske dollar kan påvirke henholdsvis vårt resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser og vårt årsresultat basert på et aktivitetsnivå som i 2001.

## Sensitiviteter basert på resultatene for 2001

(MILLIARDER NORSKE KRONER)	ENDRING I EBIT <sup>(1)</sup>	ENDRING I ÅRSRESULTAT
Oljepris (+/- USD1/fat)	2,5	0,6
Gasspris (+/- 10%)	1,8	0,4
Raffineringsmarginer (+/- USD 0,50/fat)	0,5	0,3
Virkningen av kursen på amerikanske dollar på driftsinntekter og kostnader (+/- NOK 0,50)	3,0	0,7
Virkningen av kursen på amerikanske dollar på finansgjeld (+/- NOK 0,50)	-	0,7

(1) Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser.

Følshomheten i våre regnskapsmessige resultater som vist i tabellen ovenfor, vil avvike fra de som faktisk ville fremkommet i vårt konsernregnskap. Vårt konsernregnskap ville også gjenspeile effekten på marginene til forretningsområdene Naturgass og Foredling og markedsføring, vår undersøkelsesaktivitet og funnrater i undersøkelsesvirksomheten, inflasjon, mulige endringer i skattesystemet, samt virkningen av eventuelle valutasisikringsprogrammer.

Våre aktiviteter innenfor strategisk risikostyring skal bidra til å sikre Statoils langsiktige strategiske utvikling og måloppnåelse ved å opprettholde finansiell handlefrihet og kontantstrømmer, slik at konsernet kan gjennomføre og igangsette lønnsomme prosjekter/oppkjøp og unngå forserte salg, også i perioder med vesentlig svekkede markedsforhold. Vi har kjøpt nedsidebeskyttelse for noe av vår oljeproduksjon slik at prisrisikoen under 17 USD/fat i 2001 og under 18 USD/fat i 2002 har blitt redusert. Naturgass blir typisk solgt til prisformler som har tidsforsinkelser for endringer i gassprisene. 25% av raffineringmarginen for 2001 ble låst inn i slutten av år 2000. I tillegg har valutassammensetningen til gjelden blitt optimalisert med hensyn på den underliggende kontantstrømeksponering. Kontantstrømmen vår genereres hovedsakelig i amerikanske dollar, derfor har vi også gjeld hovedsakelig i amerikanske dollar.

Vi markedsfører og selger statens olje og gass sammen med vår egen produksjon. Historisk, når vi har inkludert SDØE-produksjonen av olje og gass inn i våre egne lager, for eksempel for å bruke i vår egen nedstrømsaktivitet (eksempelvis i vår raffinering eller egen detaljvirksomhet nedstrøms), har vi inkludert inntektene fra salget av slik produksjon i våre inntekter. Prisen vi har betalt til Den norske stat ble tilsvarende inkludert i våre varekostnader. Når vi videresolgte SDØE-olje og gass direkte til eksterne kunder derimot, tok vi ikke SDØE-produksjonen inn i våre egne lager, og vi inkluderte bare netto resultatet av tradingaktiviteten i våre inntekter.

I forbindelse med den forestående børsnoteringen, holdt Den norske stat, som eiere, en ekstraordinær generalforsamling 27. februar 2001. Der ble det fattet et vedtak som pålegger oss å fortsette å markedsføre og selge Den norske stats olje og gass. Betingelsene for markedsføring og salg av SDØE-produksjonen etter at staten restrukturerte sine eierinteresser på norsk sokkel er beskrevet i avsetningsinstruksen som ble vedtatt av vår generalforsamling den 25. mai 2001 og trådte i kraft fra og med 17. juni 2001. Etter den nye avsetningsinstruksen har vi avtalt å kjøpe all SDØE-olje- og NGL-produksjon og inkluderer derfor inntektene fra salget av SDØE-produksjon som inntekter og prisen vi betaler til Den norske stat som varekostnader. Prinsippet for salg av SDØE-gass er uendret.

Før prinsippendringen var prisen vi betalte til staten for råolje en «normpris» som ble fastsatt av Petroleumsprisrådet. Denne var basert på et gjennomsnitt av spotmarkedpriser og kontraktspriser på olje fra norsk sokkel den siste måneden. Prisen vi betalte til staten for NGL og naturgass tilsvarte den prisen som faktisk ble oppnådd ved videresalg til tredjeparter. Etter 17. juni 2001 er derimot prisen vi betaler til Den norske stat for gass enten markedsverdi, hvis vi tar gassen inn i våre egne lager, eller, hvis vi selger gassen direkte til eksterne kunder eller til oss, betaler vi en pris basert på enten oppnådd pris, en netto tilbake-formel eller markedsverdi. Vi kjøper nå alle olje- og NGL- volumene til Den norske stat. Pricing av råoljen er basert på markedsreflekterte priser. NGL priser vil basere seg enten på oppnådd pris, markedsverdi eller markedsreflekterte priser.

Statoils samlede kjøp av olje og gass fra staten var på henholdsvis 50 987 millioner kroner, 39 185 millioner kroner og 22 293 millioner kroner i henholdsvis 2001, 2000 og 1999.

Som alle andre produsenter på norsk sokkel, betaler vi en produksjonsavgift til staten for olje fra norsk sokkel som er produsert på felt godkjent for utbygging før 1. januar 1986. Oljefeltene i vår portefølje som for øyeblikket betaler produksjonsavgift, er Statfjord, Gullfaks og Oseberg. Disse utgjorde samlet henholdsvis 37%, 30% og 27% av vår samlede petroleumsproduksjon i 1999, 2000 og 2001. Produksjonsavgiften betales vanligvis i form av avgiftsolje og varierer fra 8% til 16% av oljen som produseres. Vi kjøper all oljen staten mottar som produksjonsavgift fra selskaper på norsk sokkel til normpris. Vi inkluderer anskaffelseskostnadene og provenyet fra salget av avgiftsolje (som vi raffinerer eller videreselger) i henholdsvis vår varekostnad og våre salgsinntekter. Vi betaler ikke produksjonsavgift for olje fra felt godkjent for utbygging den 1. januar 1986 eller senere. Gjenværende produksjonsavgift vil gradvis bli avskaffet. Produksjonsavgift fra Statfjord vil bli avskaffet i løpet av en treårsperiode fra og med år 2000 og betaling av produksjonsavgift fra Gullfaks og Oseberg vil bli avskaffet i løpet av en seksårsperiode fra og med år 2000.

Endringer i valutakursene kan ha betydelig innvirkning på våre resultater. Våre driftsinntekter er hovedsakelig i amerikanske dollar, mens våre driftskostnader og betalbare skatt for en stor del påløper i norske kroner. Vi prøver å styre denne eksponeringen ved å ta opp langsiktig gjeld i amerikanske dollar og ved å foreta valutasikring. Vi styrer risikoen knyttet til våre renteeksponeringer ved å benytte oss av rentederivater (hovedsakelig rentebytteavtaler) basert på fastsatte mål for rentebindingstiden for vår samlede låneportefølje. Se —Likviditet og kapitalressurser—Risikostyring. Vanligvis kan en økning i verdien på amerikanske dollar i forhold til norske kroner forventes å føre til en økning i vår bokførte inntjening. Følgelig ville en slik økning være til fordel for Statoil dersom den holdt seg over lang tid. Fordi vår nåværende gjeld hovedsakelig er i amerikanske dollar, vil imidlertid fordelene for Statoil på kort sikt bli oppveid av en økning av gjelden vår. Denne økningen ville bli regnskapsført som en finanskostnad og ville følgelig ha en negativ virkning på vårt resultat. Se —Likviditet og kapitalressurser—Risikostyring.

Historisk sett har våre driftsinntekter hovedsakelig vært generert fra produksjonen av olje og naturgass på norsk sokkel. Marginal skattesats på inntekter fra olje- og gassvirksomhet på norsk sokkel er 78%. Svingningene i vår inntjening dempes som følge av at en betydelig andel av våre norske offshoreinntekter betales som skatt i perioder med overskudd, og av de betydelige skattemessige fradragene vår norske offshorevirksomhet gir i perioder med underskudd. En betydelig del av skattene vi betaler, betales til Den norske stat. Stortinget innførte i juni 2001 endringer i konkrete elementer i beskattningen av petroleumsaktiviteter.

## Resultat av virksomheten for konsernet

Tabellen nedenfor viser visse utvalgte tall fra vårt resultatregnskap uttrykt som en prosentandel av driftsinntektene.

	1999	2000	2001
RESULTATREGNSKAP			
Driftsinntekter:			
Salgsinntekter	99,6%	99,8%	97,8%
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	-0,5%	0,2%	0,2%
Andre inntekter	0,9%	0,0%	2,0%
Sum driftsinntekter	100,0%	100,0%	100,0%
Kostnader:			
Varekostnader	53,0%	51,9%	53,4%
Driftskostnader	17,1%	12,5%	12,5%
Salgs- og administrasjonskostnader	4,4%	1,7%	1,5%
Av- og nedskrivninger	11,7%	6,8%	7,6%
Undersøkelseskostnader	2,1%	1,1%	1,2%
Sum kostnader før finans	88,3%	74,0%	76,2%
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	11,7%	26,0%	23,8%

## Regnskapsårene 2001, 2000 og 1999

*Salgsinntekter.* Våre salgsinntekter inkluderer salg av vår egen olje- og gassproduksjon og salg av olje- og gassproduksjon som Statoil kjøper fra andre for videresalg, inkludert salg av SDØE olje og gass kjøpt for å inkluderes i våre egne lager. Dette omfatter både avgiftsolje og, etter 17. juni 2001, netto resultat av vår markedsføring og salg av SDØE olje- og gassproduksjon solgt direkte til eksterne kunder. Salgsinntekter inkluderer også vår andel av tariffen betalt av tredje parter for transport gjennom rørledninger som vi har eierandeler i, og inntekter fra våre majoritetside nedstrømsforretninger.

Fra og med 17. juni 2001 inkluderer salgsinntektene våre og varekostnaden vår også salg av SDØE-olje og NGL-produksjon i henhold til den nye avsetningsinstruksen uavhengig av om salget er et videresalg direkte til eksterne kunder eller til vårt eget lager (ikke bare nettoresultatet). Se —Faktorer som påvirker våre resultater ovenfor for mer informasjon.

Samlede salgsinntekter var på 231,1 milliarder kroner i 2001, sammenlignet med 229,8 milliarder kroner i 2000 og 149,6 milliarder kroner i 1999. Økningen på 0,5% i salgsinntekter fra 2000 til 2001 skyldtes hovedsakelig en økning på 29% i oljevolum kjøpt fra tredjeparter og SDØE som følge den nye avsetningsinstruksen og en 23% økning i realiserte naturgasspriser. Dette ble i stor grad oppveiet av en 15% reduksjon i realiserte oljepriser, en 29% reduksjon i raffineringmargin (FCC-margin), salg av markedsdelen av vårt datterselskap Statoil Energy Inc. i 2000 og reduksjonen i resultat fra Statpipe som en konsekvens av at vår eierandel er redusert fra 58,25% til 25% fra 1. juni 2001 som følge av SDØE-transaksjonen. Reduksjonen i oljepris og raffineringmarginer ble delvis motvirket av en 2% styrking av den amerikanske dollaren i forhold til norske kroner.

Økningen i salgsinntekter på 1,3 milliarder kroner omfatter omtrent 35 milliarder kroner i økte salgsinntekter på grunn av økt SDØE og tredjeparts volum og omtrent 4 milliarder kroner på grunn av økning i pris og solgte volum naturgass. Salgsinntektene gikk ned omtrent 20 milliarder kroner på grunn av redusert oljepris, omtrent 7 milliarder kroner på grunn av redusert resultatbidrag fra raffinering og omtrent 4 milliarder kroner på grunn av salget av Statoil Energy Inc. og redusert resultatandel fra Statpipe.

Vår daglige oljeproduksjon økte fra 733 300 fat i 2000 til 754 900 fat i 2001. Dette skyldtes hovedsakelig produksjonsstart på Sincor-feltet i Venezuela, økt produksjon fra tidligfase på Azeri-Chirag-Gunashli-feltet i Aserbajdsjan, effekten av at Gullfaks-satellitter fase II, Glitne-, Snorre Nord- og Troll C-feltene ble satt i drift og økt produksjon fra Åsgard, Norne, Sygna, Oseberg satellitter og Snorre Sør. Imidlertid var det lavere produksjonsøkning enn forventet på Åsgard, grunnet nedstenging av produksjonen på Åsgard B-plattformen som skyldtes lekkasje i sveisene på rørledningen mellom produksjonsbrønnene og plattformen. Som en konsekvens av underløftsituasjonen på norsk sokkel i 2000 sammenlignet med en overløftsituasjon i 2001, løftet vi høyere volum olje på norsk sokkel i 2001 og lavere volum i 2000 enn våre totale eierandeler skulle tilsi (Se forklaring på forskjell mellom løftet og produsert volum nedenfor). Økningen i daglig oljeproduksjon ble delvis motvirket av en reduksjon i volum fra Lufeng-feltet i Kina og Siri-feltet i Danmark og en nedgang i volum fra de modne feltene på Statfjord og Gullfaks og redusert produksjon fra Heidrun- og Sleipner-feltene og nedstenging av Yme-feltet.



Salg av egen produsert gass i 2001 var 14,7 Sm<sup>3</sup> og dette tilsvarer omtrent solgte volum i 2000.

Økningen på 54% i salgsinntekter fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig en økning på cirka 58% i våre oppnådde råoljepriser, en økning på cirka 71% i realiserte naturgasspriser og en økning i vår egen produksjon etter ervervet av andeler fra Saga Petroleum i juli 1999. I motsatt retning trakk en nedgang på 58% i salgsinntekter for vårt forretningsområde Internasjonal U&P som følge av salget av Statoil Energy Inc. Økningen i våre salgsinntekter fra 1999 til 2000 gjenspeilet dessuten at den amerikansk dollaren styrket seg i forhold til norske kroner, noe som bidro til økte råoljepriser målt i norske kroner. Av økningen på 80,2 milliarder kroner i salgsinntekter i 2000, skyldtes omlag 60 milliarder kroner økningen i oljepris i norske kroner, omlag 6 milliarder kroner en økning i prisen på naturgass og volumene som ble solgt, og omlag 4 milliarder kroner økningen i oljeproduksjonen. Vår gjennomsnittlige oljeproduksjon per dag økte fra 709 900 fat i 1999 til 733 300 fat i 2000, hovedsakelig som et resultat av ervervet av andelene fra Saga Petroleum i juli 1999. Dette ervervet gjenspeilet seg i vårt årsregnskap for 2000 med effekt for et fullt år og førte til at vår gjennomsnittlige oljeproduksjon økte med cirka 30 000 fat per dag i 2000 sammenlignet med 1999. Selv om vi hadde en nedgang i solgte gassvolumer fra 14,8 milliarder Sm<sup>3</sup> i 1999 til 14,7 milliarder Sm<sup>3</sup> i 2000 som hovedsakelig skyldtes salget av Statoil Energy Inc, økte våre inntekter fra gassalg som følge av en økning på cirka 71% i våre oppnådde priser på naturgass på norsk sokkel i løpet av det samme tidsrommet.

Vi regnskapsfører inntekter fra salg av produserte volum basert på løftede volum. Med begrepet «produksjon» i denne delen av dokumentet menes løftede volum. Forskjellen mellom løftede volum og produserte volum oppstår fordi, i løpet av en gitt periode, kan Statoil løfte enten høyere eller lavere oljevolum på et gitt felt enn det som tilsvarer vår eierandel i feltet.

*Resultatandel fra tilknyttede selskaper.* Resultatandel fra tilknyttede selskaper inkluderer hovedsakelig vår 50% eierandel i Borealis, vår 50% eierandel i SDS, vårt heleide datterselskap Navion sin 50% eierandel i *West Navion* boreskip og vår nå solgte 15% eierandel i Melaka raffineriet. Vår andel i resultat i tilknyttede selskaper var 439 millioner kroner i 2001, 523 millioner kroner i 2000 og et tap på 745 millioner kroner i 1999. Nedgangen fra 2000 til 2001 skyldtes i hovedsak redusert resultat i Borealis på grunn av reduserte petrokjemimarginer. Økningen fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig en økning i SDS' årsresultat mens resultatene i 1999 ble påvirket av nedskrivningen på 1,2 milliarder kroner i verdien på vår eierandel i boreskipet *West Navion* og nedskrivningen på 500 millioner kroner i verdien på vår 15% eierandel i Melaka-raffineriet.

*Andre inntekter.* Andre inntekter var på 4,8 milliarder kroner i 2001, 70 millioner kroner i 2000 og 1,3 milliarder kroner i 1999. Inntekten på 4,8 milliarder kroner i 2001 består hovedsakelig av realisert gevinst på salg av eierandeler i felt utenfor våre kjerneområder; Grane, Njord og Jotun, salg av 12% eierandel i Snøhvit-feltet, salg av vår 4,76% eierandel i oljefeltet Kashagan i det Kaspiske hav og salget av våre aktiviteter i Vietnam. Inntekten på 1,3 milliarder kroner i 1999 består hovedsakelig av gevinsten realisert ved salget av 50% av SDS til ICA/Ahold.

*Varekostnader.* Historisk har våre varekostnader inkludert kostnad for olje- og gassproduksjon som vi kjøper fra andre for videresalg eller raffinering, inkludert SDØE olje og gass kjøpt til eget lager (inkludert avgiftsolje). Fra og med 17. juni 2001 inkluderer varekostnaden vår kostnader for SDØE olje- og NGL-produksjon som vi kjøper i henhold til ny avsetningsinstruks, uavhengig av om det er videresalg direkte til eksterne kunder eller til vårt eget varelager. Se —Forhold som påvirker vårt resultat for mer informasjon.

Varekostnaden økte til 126,2 milliarder kroner i 2001 fra 119,5 milliarder kroner i 2000 og 79,5 milliarder kroner i 1999. Økningen på 5,6% i 2001 skyldtes hovedsakelig en økning i kjøp av SDØE-olje, i etterkant av den nye avsetningsinstruksen, og tredjeparts volum. Dette ble delvis motvirket av en reduksjon i prisen på råolje og salget av markedsføringsdelen av vårt datterselskap Statoil Energy Inc. i 2000.

Økningen på 50% fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig en økning i råoljeprisene og i mindre grad, økte innkjøp av avgiftsolje, økte innkjøp av SDØE-olje og en netto økning i olje kjøpt fra andre for salg eller bruk i vår egen virksomhet. Økningen oppstod til tross for at markedsføringsdelen av Statoil Energy Inc. ble avhendet i 2000, noe som utgjorde omlag 20% av våre samlede varekostnader i 1999.

*Driftskostnader.* Våre driftskostnader inkluderer produksjonskostnad i felt og transportsystem knyttet til vår andel av olje- og gassproduksjon. Driftskostnadene økte til 29,5 milliarder kroner i 2001 sammenlignet med 28,9 milliarder kroner i 2000 og 25,7 milliarder kroner i 1999. Økningen på 2% fra 2000 til 2001 reflekterer en økning i driftskostnadene innen forretningsområdene Foredling og markedsføring og Naturgass på henholdsvis 0,5 milliarder kroner og 0,2 milliarder kroner. Økningen skyldtes hovedsakelig økte transportkostnader som følge av økte olje- og gassvolum. Vi fikk også en økt driftskostnad på grunn av nye felt som ble satt i drift og en økt kostnad til driftsforberedelse på nye felt. Dette ble delvis motvirket av reduserte avsetninger til fjerning av installasjoner på norsk sokkel som følge av oppdaterte fjerningsestimat og reduserte kostnader innen vår Internasjonale U&P-aktivitet på grunn av lavere olje- og gassproduksjon.

Økningen på 13% fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig nye felt som ble satt i drift i 2000, samt virkningen av at de ervervede Saga-andelene ble tatt med i vårt regnskap for et helt regnskapsår. Disse forholdene ble delvis motvirket av en reduksjon i driftskostnadene etter iverksettelsen av vårt kostnadsreduksjonsprogram.

*Salgs- og administrasjonskostnader.* Våre salgs- og administrasjonskostnader omfatter kostnader knyttet til salg og markedsføring av våre produkter inkludert forretningsutviklingskostnader, lønnskostnader og andre ansattfordeler. Våre salgs- og administrasjonskostnader sank til 3,5 milliarder kroner i 2001, fra 3,9 milliarder kroner i 2000 og 6,7 milliarder kroner i 1999. Nedgangen fra 2000 til 2001 skyldtes i hovedsak salget av markedsføringsdelen i vårt datterselskap Statoil Energy Inc. i 2000.

Nedgangen på 42% fra 1999 til 2000 gjenspeiler hovedsakelig salget av 50% av SDS til ICA/Ahold i 1999. Kostnadene forbundet med driften av bensinstasjonene i Skandinavia var tidligere konsolidert i våre regnskaper. Etter nedsalget i SDS blir disse nå bokført etter egenkapitalmetoden. Dette førte til en kostnadsreduksjon på cirka 1,4 milliarder kroner i 2000. Reduksjonen skyldtes også delvis kostnadsbesparelserprogrammet som ble satt i gang i 1999, og som reduserte våre salgs- og administrasjonskostnader fra 2000.

*Av- og nedskrivninger.* Av- og nedskrivningene inkluderer avskrivning av produksjonsintallasjoner og transportsystem, nedskrivning av felt i produksjon, amortisering av goodwill og andre immaterielle eiendeler og avskrivning av aktiverte undersøkelseskostnader og nedskrivning av forringede langsiktige eiendeler. Av- og nedskrivningskostnaden økte til 18,1 milliarder kroner i 2001, fra 15,7 milliarder kroner i 2000 og 17,6 milliarder i 1999. Dette er en økning fra 2000 til 2001 på 15%, hovedsakelig på grunn av nedskrivning av LL 652-feltet i Venezuela, som beløp seg til 2,0 milliarder kroner (1,4 milliarder kroner etter skatt) og økte avskrivninger på grunn av høyere produksjon.

Av- og nedskrivningene ble redusert med 10% fra 1999 til 2000. Reduksjonen skyldtes hovedsakelig flere større nedskrivninger og avsetninger som ble foretatt i 1999 vedrørende våre raffinerier og andre eiendeler. Dette ble delvis oppveid av en økning i avskrivninger som følge av at ervervet av Saga-andeler ble gjenspeilet i vårt årsregnskap for et helt år i 2000. Økningen i avskrivninger skyldtes også virkningen av et helt år med produksjon på Åsgard og andre nye felt med høyere avskrivningssatser sammenlignet med mer modne felt.

*Undersøkelseskostnader.* Undersøkelsesutgiftene våre blir balanseført i den utstrekning våre leteaktiviteter er vellykket. Ellers blir de kostnadsført i den perioden utgiften oppstår. Våre undersøkelseskostnader inkluderer den kostnadsførte delen av våre undersøkelsesutgifter for inneværende periode og nedskrivning av undersøkelsesutgifter i tidligere perioder. Undersøkelseskostnaden økte til 2,9 milliarder i 2001 fra 2,5 milliarder kroner i 2000, en økning på 17%. Økningen skyldtes hovedsakelig en 0,5 milliarder kroner økning i undersøkelsesutgifter balanseført i tidligere år som ble nedskrevet i 2001 og at en lavere andel av våre undersøkelsesaktiviteter var vellykket i 2001, noe som resulterte i et høyere nivå på kostnadsførte utgifter. Dette ble delvis motvirket av en nedgang i leteutgifter på 0,7 milliarder kroner, hovedsakelig som en følge av lavere undersøkelsesnivå innen vårt Internasjonale U&P forretningsområde delvis motvirket av en økning i undersøkelsesaktiviteten på norsk sokkel. Totalt ble 27 undersøkelses- og verddivurderingsbrønner boret i 2001. Av disse resulterte 15 i funn.

Undersøkelseskostnader gikk ned til 2,5 milliarder kroner i 2000 fra 3,1 milliarder kroner i 1999, en nedgang på 21%. Dette skyldtes at en høyere andel av våre undersøkelsesaktiviteter var vellykkede med den følge at en mindre del av undersøkelsesutgifter ble kostnadsført. Dette ble imidlertid motvirket av styrkingen av amerikansk dollar i forhold til norsk krone. I undersøkelseskostnadene i 1999 er det dessuten inkludert 0,8 milliarder kroner knyttet til avskrivning av balanseførte undersøkelsesutgifter i tidligere perioder etter en gjennomgang av vår leteportefølje på norsk sokkel. Undersøkelseskostnader i 2000 inkluderte 0,4 milliarder kroner balanseført i tidligere år, men avskrevet i 2000.

*Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser.* Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var 56,2 milliarder kroner i 2001, 60,0 milliarder kroner i 2000 og 17,6 milliarder kroner i 1999. Nedgangen på 6% fra 2000 til 2001 skyldtes hovedsakelig 13% redusert råoljepris, 29% reduserte raffineringsmarginer og en nedskrivning av oljefeltet LL 652 i Venezuela på 2 milliarder kroner. Disse forholdene har delvis blitt motvirket av en økning i gasspris på 23%, en økning i løftede volum olje på 3% og en gevinst før skatt på 4,3 milliarder kroner knyttet til salg av eierandeler på norsk sokkel, salg av eierandelen i oljefeltet Kashagan i Kasakhstan og salg av Statoils aktiviteter i Vietnam.

Fra 1999 til 2000 økte resultatet før finans, skatt og minoritetsinteresser med 241%, en økning som hovedsakelig skyldtes en betydelig økning i våre driftsinntekter, vårt kostnadsreduksjonsprogram, fravær av nedskrivninger i 2000 samt avsetninger på 7,2 milliarder kroner som beskrevet nedenfor.

Nedskrivningene i 1999 bestod hovedsakelig av en nedskrivning på 1,8 milliarder kroner i verdien av vårt raffineri i Kalundborg, en nedskrivning på 1,2 milliarder kroner i verdien på vår eierandel i boreskipet *West Navion* og to nedskrivninger på 500 millioner kroner som gjaldt vår 15% eierandel i raffineriet i Melaka og vårt metanolanlegg på Tjeldbergodden. Avsetningene i 1999 bestod hovedsakelig av en avsetning på 1,4 milliarder kroner med hensyn til vår virksomhet i USA og en betydelig avsetning knyttet til estimert tap på riggektrakter. I løpet av tidsrommet 1998-2000 foretok vi avsetninger på cirka 1,6 milliarder kroner for forventet reduksjon i markedsverdien av fastprisavtaler om boretenester. Per 31. desember 2001 var den gjenstående avsetningen for disse tapene på 734 millioner kroner, noe vi tror vil være tilstrekkelig til å dekke den gjenstående eksponeringen. Denne vurderingen er basert på antagelser om vårt eget behov for riggene og til hvilken pris og hvor lenge vi kan leie disse riggene ut til tredjeparter. Skulle det vise seg at våre antagelser ikke er riktige, kan det bli nødvendig med endringer i avsetningene.

I 2001, 2000 og 1999 var vår driftsmargin, målt som den prosentandelen resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser utgjorde av driftsinntektene, på henholdsvis 24%, 26% og 12%.

*Netto finansposter.* For 2001 rapporterer vi netto inntekt på finansposter på 0,1 milliard kroner, sammenlignet med en kostnad på 2,9 milliarder kroner for 2000 og en inntekt på 1,4 milliarder kroner i 1999. Endringene fra år til år skyldtes hovedsakelig urealiserte valutatap på vår utestående dollargjeld, som følge av økninger i valutakursen mellom amerikanske dollar og norske kroner. Valutasammensetningen på gjeldsporteføljen har endret seg i løpet av 2001, fra å bestå av rundt 80% amerikanske dollar til nær 100% i amerikanske dollar. Imidlertid fikk vi, i samme periode, høyere rentekostnader som følge av låneopptak i forbindelse med ervervet av SDØE-andeler. Inntekten i 1999 skyldes en gevinst på omlag 1,5 milliarder kroner fra salget av aksjer i Saga Petroleum til Norsk Hydro, som mer enn oppveide virkningen av fallet i den norske kronen.

*Skattekostnad.* Vår effektive skattesats var på 68,5%, 70,9% og 67,6% i henholdsvis 2001, 2000 og 1999. Vår effektive skattesats er vår skattekostnad dividert med vårt resultat og minoritetsinteresser. Svingningene i disse satsene fra år til år skyldtes hovedsakelig endringer i forholdet mellom andelen av vårt resultat før skatt som stammer fra norsk olje- og gassproduksjon skattlagt til en marginal sats på 78%, andelen som stammer fra annen norsk inntekt skattlagt til 28% og andelen som stammer fra andre land skattlagt til gjeldende skattesatser. Skattefordeler for underskudd i utenlandske datterselskaper har i noen tilfeller blitt oppveid av eller redusert med en vurderingsreserve.

*Minoritetsinteresser.* Minoritetsinteressene i resultatet for 2001 var på 488 millioner kroner, sammenlignet med minoritetsinteresser på 484 millioner kroner i 2000. Minoritetsinteressene består hovedsakelig av Shell sin eierandel i Mongstad råoljeraffineri på 21% som Shell kjøpte med effektiv dato 1. januar 2000 og Den norske stats 35% eierandel i råoljeterminalen på Mongstad, som ble overført til staten med effektiv dato 1. juni 2001 som en del av SDØE-transaksjonen. Minoritetsinteressene inkluderer også Rasmussengruppen sin 20% eierandel i Navion frem til 1. oktober 2001, da vi, som en del av restruktureringen av vårt eierskap i Navion, ervervet Rasmussengruppen sine eierandeler i selskapet.

Minoritetsinteresser i resultatet i 1999 var et netto tap på 256 millioner kroner. Økningen fra 1999 til 2000 viser i hovedsak økningen i resultat på Mongstad og i Navion.

*Årsresultat.* Årsresultatet i 2001 var på 17,2 milliarder kroner sammenlignet med 16,2 milliarder kroner i 2000 og 6,4 milliarder kroner i 1999. De bakenforliggende forholdene for disse resultatene er forklart ovenfor.

## Forretningsområdene

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon for våre fire forretningsområder. Når vi summerer disse resultatene fra forretningsområdene, foretar vi eliminerings av internt salg. Elimineringene omfatter blandt annet transaksjoner i forbindelse med vår olje- og naturgassproduksjon i forretningsområdene U&P Norge og Internasjonal U&P, og i forbindelse med salg, transport og raffinering av vår olje- og gassproduksjon for forretningsområdene Foredling og markedsføring og Naturgass. Forretningsområdet U&P Norge produserer olje som selges internt til tradingavdelingen i vårt forretningsområde Foredling og markedsføring, som deretter selger oljen til markedet. U&P Norge produserer også naturgass som selges internt til vårt forretningsområde Naturgass, for videresalg til markedet. Derfor har vi innført en intern overføringspris basert på markedspriser, hvor vi fastsetter en intern pris for salg av olje og naturgass fra U&P Norge til forretningsområdene Foredling og markedsføring og Naturgass. For salg av olje fra U&P Norge til Foredling og markedsføring utgjorde historisk internpris gjeldende markedspris minus en margin på 2,15 kroner per fat, for oljetyper som det finnes noterte priser for. For alle andre typer olje utgjør internprisen den anslåtte «normprisen» minus en margin på 2,15 kroner per fat. Fra 17. juni 2001 har internprisen for alle typer olje vært gjeldende markedsreflektert pris minus en margin på 0,70 kroner per fat. For salg av naturgass fra U&P Norge til Naturgass er internprisen indeksregulert med basis i en oljepris på USD 15 per fat og en fast internrente til U&P Norge på 11% for hvert gassfelt, med en minste internpris på 0,07 kroner per Sm<sup>3</sup>. Internprisen for salg fra U&P Norge til Naturgass blir revidert i hvert kvartal for å ta hensyn til oljeprisen i den foregående tre- til nimmånedersperioden.

(I MILLIONER KRONER)	1999	2000	2001
U&P Norge			
Driftsinntekter	38 487	71 135	65 655
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	16 841	46 715	40 697
Langsiktige eiendeler	77 881	79 864	77 550
Internasjonal U&P			
Driftsinntekter	21 745	9 027	7 693
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	-1 995	773	1 291
Langsiktige eiendeler	14 821	19 465	21 530
Naturgass			
Driftsinntekter	13 799	20 624	23 468
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	5 052	7 893	9 629
Langsiktige eiendeler	13 557	13 030	10 500
Foredling og markedsføring			
Driftsinntekter	112 535	201 585	203 387
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	-1 754	4 559	4 480
Langsiktige eiendeler	31 197	32 925	30 432
Øvrig virksomhet og eliminerings			
Driftsinntekter	-36 434	-71 946	-63 867
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	-566	51	57
Langsiktige eiendeler	13 438	13 042	11 026
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	17 578	59 991	56 154

## U&P Norge

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, operasjonelle nøkkeltall og prosentvise endringer for vårt forretningsområde U&P Norge for 1999, 2000 og 2001.

	1999	2000	% ENDRING	2001	% ENDRING
Driftsinntekter (i millioner kroner)	38 487	71 135	85%	65 655	-8%
Av- og nedskrivninger (i millioner kroner)	9 126	11 225	23%	11 806	5%
Undersøkelseskostnader (i millioner kroner)	2 016	1 310	-35%	2 008	53%
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser (i millioner kroner)	16 841	46 715	177%	40 697	-13%
Produksjon:					
Olje (tusen fat o.e./dag)	651,4	676,2	4%	697,1	3%
Naturgass (millioner Sm <sup>3</sup> /dag)	36,0	38,6	7%	39,1	1%
Samlet produksjon (tusen fat o.e./dag)	877,8	919,2	5%	942,7	3%
Reserveerstatningsrate <sup>(1)(2)</sup>	0,80	0,85	6%	0,77	-9%
Funnkostnad (USD per fat o.e.) <sup>(1)(4)</sup>	2,13	1,68	-21%	1,53	-11%
Funn- og utbyggingskostnad (USD per fat o.e.) <sup>(1)(4)</sup>	10,98	10,65	-3%	9,35	-12%
Produksjonskostnader (uttak) per enhet (USD per fat o.e.) <sup>(3)(4)</sup>	3,22	2,82	-12%	2,77	-2%

(1) Reserveerstatningsrate, funnkostnad og funn- og utbyggingskostnad er beregnet ut fra et rullerende treårsgjennomsnitt basert på våre sikre reserver beregnet i.h.t. SEC-definisjoner.

(2) Reserveerstatningsraten er definert som tilgang av nye sikre reserver, inkludert kjøp og salg dividert med produserte volumer.

(3) Produksjonshetskostnader (løfting) beregnes ved å dividere driftskostnader forbundet med produksjonen av olje og naturgass med samlet produksjon (løfting) av olje og naturgass i et gitt år.

## Regnskapsårene 2001, 2000 og 1999

U&P Norge hadde driftsinntekter på 65,7 milliarder kroner i 2001 sammenlignet med 71,1 milliarder kroner i 2000 og 38,5 milliarder kroner i 1999. Reduksjonen på 8% i inntekter fra 2000 til 2001 skyldtes hovedsakelig en reduksjon på omtrent 15% i vår gjennomsnittlige realisererte oljepris. Dette motvirkes delvis av en 15% økning i prisen for naturgass solgt fra U&P Norge til Naturgass hovedsakelig på grunn av økning i vår realisererte gasspris. Reduksjonen i oljepris ble også delvis motvirket av en 2% høyere dollar kurs. I tillegg inkluderer inntekten i 2001 en salgsgvinst på omtrent 1,4 milliarder kroner fra salget av våre eierandeler i Grane-, Jotun- og Njord-feltene og 12% av vår eierandel i Snøhvit (som reduserte vår eierandel til 22,29%). Økningen på 85% i driftsinntekter fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig en økning på cirka 58% i våre gjennomsnittlige oppnådde råoljepriser, en 82% økning i internprisen for naturgass solgt fra U&P Norge til Naturgass, hovedsakelig som en følge av en økning på 71% i vår realisererte naturgasspris, en høyere valutakurs ved omregning fra amerikanske dollar til norske kroner, som økte salget av råolje og naturgass målt i norske kroner, og en økning på 4% i vår egen oljeproduksjon etter ervervet av Saga-andelene i juli 1999.

Gjennomsnittlig oljeproduksjon per dag i U&P Norge økte til 697 100 fat i 2001, fra 676 200 fat i 2000 og fra 651 400 fat i 1999. Økningen på 3,1% i daglig oljeproduksjon fra 2000 til 2001 skyldtes i hovedsak oppstart på Gullfaks satellitter fase II, Glitne, Snorre Nord og Troll C og en økning i produksjon fra Åsgard, Norne, Sygna, Oseberg satellitter og Snorre Sør. Imidlertid var produksjonsøkningen fra Åsgard lavere enn forventet på grunn av nedstenging av Åsgard B-plattformen grunnet lekkasje i sveisene på rørledningen mellom produksjonsbrønnene og plattformen. Økningen i produksjon ble delvis motvirket av nedgang i produksjon fra de modne feltene Statfjord, Gullfaks, Heidrun og Sleipner og at Yme-feltet ble stengt ned i 2001. Økningen på 4% fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig ervervet av Saga-andeler som førte til at vår gjennomsnittlige oljeproduksjon per dag økte med cirka 30 000 fat per dag i 2000 sammenlignet med 1999, og et helt år med produksjon fra Åsgard- og Varg-feltene, samt en økning i produksjonen fra oljefeltet Troll.

Gjennomsnittlig gassproduksjon per dag var på 39,1 millioner Sm<sup>3</sup> i 2001 sammenlignet med 38,6 millioner Sm<sup>3</sup> i 2000 og 36,0 millioner Sm<sup>3</sup> i 1999. Gassproduksjonen økte med 1% fra 2000 til 2001 og 7,3% fra 1999 til 2000. Dette skyldtes hovedsakelig en økning i kontraktsfestede gassvolumer til det europeiske kontinent. Redusert salg i første kvartal 2001 grunnet høy realisert pris på naturgass, ble motvirket av høyere kontraktfestet nominering i slutten av 2001.

Av- og nedskrivninger var på 11,8 milliarder kroner i 2001, 11,2 milliarder kroner i 2000 og 9,1 milliarder kroner i 1999. Økningen på 5% fra 2000 til 2001 skyldtes i hovedsak produksjonsstart på Glitne, Huldra, Gullfaks satellitter fase 2 og Snorre Nord. Økningen på 23% fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig at virkningen av Saga-erhvervet for første gang ble inkludert i våre driftsresultater for et helt år i 2000, samt første hele år med produksjon på Åsgard og andre nye felt med høyere planlagte avskrivningssatser.

Undersøkelsesutgiftene økte fra 2000 til 2001. Undersøkelsesutgiftene var på 2,0 milliarder kroner i 2001, sammenlignet med 1,7 milliarder kroner i 2000 og 1,6 milliarder kroner i 1999. Økningen på 25% fra 1999 til 2001 skyldtes i hovedsak en økning i leteaktivitet som en følge av våre vekstmål, og gjenspeiler vår sterke tro på muligheter for nye funn på norsk sokkel.

Undersøkelseskostnadene i 2001 var på 2,0 milliarder kroner sammenlignet med 1,3 milliarder kroner i 2000 og 2,0 milliarder kroner i 1999. Økningen på 54% i undersøkelseskostnader fra 2000 til 2001 skyldtes i hovedsak økt leteaktivitet. Atten letebrønner ble ferdigstilt i 2001, hvorav 12 resulterte i funn. Tilsvarende tall for 2000 er 14 borede brønner hvorav 10 med funn. I tillegg inkluderer undersøkelseskostnaden for 2001 undersøkelseskostnader på 0,7 milliarder kroner som var blitt balanseført tidligere år, men som ble nedskrevet i 2001 etter en samlet gjennomgang av vår letevirksomhet på norsk sokkel. Nedgangen på 35% i undersøkelseskostnadene fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig en høyere suksessrate for brønner som ble boret. Dessuten omfattet undersøkelseskostnadene i 1999 undersøkelseskostnader på 0,8 milliarder kroner som var blitt balanseført i tidligere år, men som ble kostnadsført i 1999 etter en samlet gjennomgang av vår letevirksomhet på norsk sokkel. Tilsvarende ble det i 2000 kostnadsført 0,4 milliarder kroner av tidligere balanseførte undersøkelsesutgifter. Uten disse beløpene økte undersøkelseskostnaden med 45% fra 2000 til 2001 og gikk ned med 25% fra 1999 til 2000.

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser for U&P-Norge i 2001 var på 40,7 milliarder kroner sammenlignet med 46,7 milliarder kroner i 2000 og 16,8 milliarder kroner i 1999. Nedgangen på 13% i resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser fra 2000 til 2001 skyldtes hovedsakelig nedgang i salgsinntekter. Uten gevinst på salg av Njord-, Grane- og Jotun-feltene og en 12% eierandel i Snøhvit-feltet, var resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser 39,3 milliarder kroner, sammenlignet med 46,7 milliarder kroner i 2000. Dette skyldtes hovedsakelig lavere olje pris i norske kroner, økt avskrivning grunnet høyere produksjon og produksjonsstart på nye felt og økte undersøkelseskostnader. Nedgangen i resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser har delvis blitt motvirket av høyere internpris på gass betalt av Naturgass, økte løftede volum råolje, økt salg av naturgass og reduserte driftskostnader. Reduksjonen i driftskostnader skyldtes hovedsakelig reduserte varekostnader på grunn av lagerjusteringer og reduserte avsetninger til fjerning som følge av oppdaterte fjerningsestimater. Dette ble delvis motvirket av en økning i driftskostnader som følge av at nye felt kom i produksjon og økte kostnader til driftforberedelse på nye felt.

Økningen på 177% fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig økte salgsinntekter. I 1999 foretok vi også en avsetning på 900 millioner kroner knyttet til mulige fremtidige tap på riggkontrakter inngått i 1997 og 1998.

## Internasjonal U&P

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, operasjonelle nøkkeltall og prosentvise endringer for vårt forretningsområde Internasjonal U&P for 1999, 2000 og 2001.

	1999	2000	% ENDRING	2001	% ENDRING
Driftsinntekter (i millioner kroner)	21 745	9 027	-58%	7 693	-15%
Av- og nedskrivninger (i millioner kroner)	2 544	1 704	-33%	3 371	98%
Undersøkelseskostnader (i millioner kroner)	1 107	1 141	3%	866	-24%
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser (i millioner kroner)	-1 995	773	-	1 291	67%
Produksjon:					
Olje (tusen fat o.e./dag)	58,6	57,1	-2%	57,8	1%
Naturgass (millioner Sm <sup>3</sup> /dag)	4,5	1,5	-67%	1,2	-23%
Samlet produksjon (tusen fat o.e./dag)	87,1	66,6	-24%	65,2	-2%
Reserveerstatningsrate <sup>(1)(2)(4)</sup>	5,17	3,62	-30%	2,14	-32%
Funnkostnad USD per fat o.e.) <sup>(1)</sup>	1,93	1,73	-10%	2,15	27%
Funn- og utbyggingskostnader (USD per fat o.e.) <sup>(1)(4)</sup>	5,80	5,09	-12%	8,58	69%
Produksjonenshetskostnader (løfting) per enhet (USD per fat o.e.) <sup>(3)</sup>	5,04	6,61	31%	5,16	-22%

(1) Reserveerstatningsrate, funnkostnad og funn- og utbyggingskostnad er beregnet ut fra et rullerende treårsgjennomsnitt basert på våre sikre reserver beregnet i.h.t. SEC-definisjoner.

(2) Reserveerstatningsraten er definert som tilgang av nye sikre reserver, inkludert kjøp og salg dividert med produserte volumer.

(3) Produksjonskostnaden (løfting) er beregnet ved å ta driftskostnader relatert til produksjon av gass og olje og dividere på total produksjon (løfting) av petroleum i et gitt år.

(4) Justert for salget av Statoil Energy Inc.

## Regnskapsårene 2001, 2000 og 1999

Internasjonal U&P genererte driftsinntekter på 7,7 milliarder kroner i 2001, sammenlignet med 9,0 milliarder kroner i 2000 og 21,7 milliarder kroner i 1999. Nedgangen i inntekter på 15% fra 2000 til 2001 skyldtes i hovedsak lavere produksjonsnivå og lavere råoljepriser. Disse faktorene forklarer 0,9 milliarder kroner av nedgangen. I tillegg resulterte salget av Statoil Energy Inc. sin markedsføringsenhet i USA første kvartal 2000 i et inntektsbortfall på 3,3 milliarder kroner i 2001 sammenlignet med 2000. Denne nedgangen ble delvis motvirket av salgsgevinster på våre eiendeler i Kashagan-feltet i Kasakhstan og i Vietnam i 2001 på 2,9 milliarder kroner. Nedgangen på 58% i driftsinntekter fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig salget av Statoil Energy Inc. sin oppstrømsvirksomhet i slutten av 1999 og salget av markedsføringsdelen tidlig i 2000. I motsatt retning trakk en økning på cirka 58% i råoljeprisene og en høyere valutakurs ved omregning fra amerikanske dollar til norske kroner.

Gjennomsnittlig oljeproduksjon per dag var på 57 800 fat per dag i 2001 sammenlignet med 57 100 fat per dag i 2000 og 58 600 fat per dag i 1999. Økningen på 1% i gjennomsnittlig oljeproduksjon per dag fra 2000 til 2001 skyldtes i hovedsak økt produksjon fra Azeri-Chirag-Gunashli feltet i Aserbadsjan og Sincor i Venezuela. Disse økningene ble nesten motvirket av redusert produksjon på Siri-feltet i Danmark og Lufeng-feltet i Kina. Nedgangen på 3% i gjennomsnittlig oljeproduksjon per dag fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig en nedgang i produksjonen fra Lufeng-feltet i Kina.

Gjennomsnittlig gassproduksjon per dag var på 1,2 millioner Sm<sup>3</sup> i 2001 sammenlignet med 1,5 millioner Sm<sup>3</sup> i 2000 og 4,5 millioner Sm<sup>3</sup> i 1999. Nedgangen fra 2000 til 2001 på 23% skyldtes at gassfeltet Jupiter i Storbritannia er modent og dermed i nedgang i tillegg til at det hadde produksjonsproblemer knyttet til hydraulisk problem med tre av brønnene i andre halvdel av 2001. Produksjonen fra en av brønnene ble gjenopptatt i fjerde kvartal 2001, og ytterligere en brønn kom i produksjon tidlig i 2002. Hvilke tiltak som skal settes i gang på den tredje brønnen avhenger av utviklingen i produksjonskapasitet fra de eksisterende brønnene. Nedgangen på 67% fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig salget av Statoil Energy Inc.

Av- og nedskrivninger var på 3,4 milliarder kroner i 2001, 1,7 milliarder kroner i 2000 og 2,5 milliarder kroner i 1999. Økningen på 98% fra 2000 til 2001 skyldtes hovedsakelig nedskrivningen av LL 652-feltet i Venezuela på 2,0 milliarder kroner i 2001. Nedgangen på 33% fra 1999 til 2000 var hovedsakelig knyttet til salget av oppstrømsvirksomheten til Statoil Energy Inc. i 1999 og at det i 1999 ble foretatt en avsetning på 900 millioner kroner i tilknytning til salget av Statoil Energy Inc.

Undersøkelsesutgifter var på 0,7 milliarder kroner i 2001 sammenlignet med 1,8 milliarder kroner i 2000 og 1,4 milliarder kroner i 1999. Reduksjonen på 61% i undersøkelsesutgifter fra 2000 til 2001 er hovedsakelig knyttet til lavere undersøkelsesaktivitet i 2001. Økningen i undersøkelsesutgifter på 30% fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig en styrking av den amerikanske dollaren som økte utgiften i norske kroner. Økt boreaktivitet innen våre kjerneområder i 2001 ble delvis motvirket av kostnadsreduksjonsprogrammet vårt.

Undersøkelseskostnader i 2001 var på 0,9 milliarder kroner sammenlignet med 1,1 milliarder kroner i 2000 og 1,1 milliarder kroner i 1999. Reduksjonen på 24% i undersøkelsesutgifter fra 2001 til 2000 skyldtes hovedsakelig lavere undersøkelsesaktivitet som delvis motvirkes av nedskrivning av signaturbonusen i blokk 31 i Angola med 50%. Nedskrivningen kom som en følge av en tørr brønn i Jupiter-prospektet. Totalt ble ni undersøkelses- og avgrensingsbrønner fullført i 2001. Av disse, resulterte tre i funn. En styrking av den amerikanske dollaren mot norske kroner var hovedforklaringen til økningen i våre undersøkelsesutgifter fra 1999 til 2000 på 3%.

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser for Internasjonal U&P var i 2001 på 1 291 millioner kroner sammenlignet med 773 millioner kroner i 2000 og et underskudd før finans, skatt og minoritetsinteresser på 1 995 millioner kroner i 1999. Salgsgevinster forbundet med salg av våre eiendeler i Kashagan-feltet i Kasakhstan og i Vietnam på 2,9 milliarder kroner, var hovedforklaringen til økningen i resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser på 67% fra 2000 til 2001. Disse gevinstene ble delvis motvirket av nedskrivningen på LL 652-feltet i Venezuela på 2,0 milliarder kroner. Eksklusiv disse postene er resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser på 0,4 milliarder kroner i 2001 sammenlignet med 0,8 milliarder kroner i 2000. Lavere oljepris er hovedforklaringen på nedgangen i resultat fra 2000 til 2001. Prisedgangen ble delvis motvirket av reduksjon i driftskostnader hovedsakelig knyttet til redusert produksjon og lavere produksjonskostnad per fat, redusert avskrivning og reduserte letetekostnader. Vi hadde en betydelig økning i resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser fra 1999 til 2000. Dette skyldtes hovedsakelig økte underliggende driftsinntekter (ikke medregnet virkningen av salget av Statoil Energy Inc.) og en reduksjon i driftskostnader som følge av vårt kostnadsreduksjonsprogram. I motsatt retning trakk en samlet avsetning i 1999 på 1,4 milliarder kroner foretatt i forbindelse med salget av vår virksomhet i USA, hvorav 900 millioner kroner knyttet seg til Statoil Energy Inc. og 500 millioner kroner til vår virksomhet i Mexico-golfen.



## Naturgass

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, voluminformasjon og prosentvise endringer for vårt forretningsområde Naturgass for 1999, 2000 og 2001.

	1999	2000	% ENDRING	2001	% ENDRING
Driftsinntekter (i millioner kroner)	13 799	20 624	49%	23 468	14%
Salg av naturgass (i millioner kroner)	9 454	16 060	70%	18 984	18%
Prosessering og transport (i millioner kroner)	4 345	4 564	5%	4 484	-2%
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	5 052	7 893	56%	9 629	22%
Volumer markedsført:					
For vår egen regning (milliarder Sm <sup>3</sup> per år)	13,1	14,1	8%	14,7	4%
For SDØEs regning (milliarder Sm <sup>3</sup> per år)	16,2	17,0	5%	18,9	11%

## Regnskapsårene 2001, 2000 og 1999

Inntekter i Naturgass-virksomheten består hovedsakelig av gassalg generert under våre langsiktige gassalgs-kontrakter, tariffinntekter fra rørledninger, transport og inntekt fra vår andel av prosesserings-anlegget på Kårstø. Naturgass genererte driftsinntekter på 23,5 milliarder kroner i 2001 sammenlignet med 20,6 milliarder kroner i 2000 og 13,8 milliarder kroner i 1999. En økning i gasspris fra 2000 til 2001 på 23% er hovedårsaken til økningen i inntekter på 14%. Inntektene økte også som en følge av nye gassleveranser til Kårstø anlegget fra Åsgard-, Draugen-, Heidrun- og Nornefeltene, men ble motvirket av en nedgang i resultatbidrag fra Statpipe som en konsekvens av at vi reduserte vår eierandel fra 58,25% til 25% fra og med 1. juni 2001 som et resultat av SDØE-transaksjonen. Økningen på 49% i 2000 sammenlignet med 1999 skyldtes hovedsakelig en økning på 71% i prisene på naturgass fra norsk sokkel.

Salget av naturgass var på 14,7 milliarder Sm<sup>3</sup> i 2001, 14,1 milliarder Sm<sup>3</sup> i 2000 og 13,1 milliarder Sm<sup>3</sup> i 1999. Økningen i gassalg på 4% fra 2000 til 2001 skyldtes i hovedsak levering under våre eksisterende langsiktige forsyningskontrakter og økt korttidssalg av gass. Våre langsiktige gassalgskontrakter spesifiserer et minstenivå både på daglig og årlig nominering. Ved slutten av året er kunden forpliktet til å nominere minimum det avtalte volumet eller kompensere oss for differansen mellom minste volum i kontakten og faktisk nominert volum. Kjøper har større fleksibilitet til å nominere på daglig basis enn på årsbasis. En kunde står dermed fritt til å variere volumet som nomineres hver dag innenfor avtalt intervall. Som et resultat av dette kan kunden også variere avtaket innen hvert kvartal så lenge han har kjøpt det spesifiserte minstevolumet ved årsslutt. Vi forventer en økning i gassvolumet under eksisterende kontrakter frem til 2005 fordi våre gassalgskontrakter inneholder årlig volumøkning. Siden kundene våre kan variere sine daglige gassnomineringer, kan kvartalsvis gassalg øke eller synke uten at det, for et gitt år, vil påvirke totalt volum en kunde er forpliktet til å nominere innen årsslutt.

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser for forretningsområdet Naturgass i 2001 var 9,6 milliarder kroner sammenlignet med 7,9 milliarder kroner i 2000 og 5,1 milliarder kroner i 1999. Hovedårsaken til økningen på 22% fra 2000 til 2001 er økte inntekter fra gassalg grunnet høyere gasspris (gjennomsnittlig 23% høyere i 2001 enn i 2000). Denne økningen motvirkes delvis av økt varekostnad grunnet høyere internpris betalt til U&P Norge, i tillegg til økt transportkostnad grunnet høyere solgte volum, noe motvirket av redusert transporttariff. I tillegg er resultatandelen fra Statpipe redusert som en følge av at vi reduserte vår eierandel fra 58,25% til 25%.

I 2001 innførte vi en ny strategi for vår aktivitet i Storbritannia. Dette medførte at vi solgte vår portefølje av små kunder til Shell Gas Direct og skiftet fokus for salg til sluttbrukere over til større industrikunder. Fra oktober 2001 åpnet *Vesterled*-rørledningen for videre muligheter for gassalg til Storbritannia. I juli inngikk vi en 15 års kontrakt med BP for salg av 1,6 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass per år til BP for levering i det britiske markedet med leveringsstart 1. oktober 2001.

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser for forretningsområdet Naturgass var 7,9 milliarder kroner i 2000 og 5,1 milliarder kroner i 1999. Økningen på 56% skyldtes hovedsakelig økte driftsinntekter fra salg av naturgass, men også en reduksjon av faste kostnader. I motsatt retning trakk et driftsunderskudd hos vårt datterselskap Alliance Gas i Storbritannia.

## Foredling og markedsføring

### Regnskapsårene 2001, 2000 og 1999

Foredling og markedsføring hadde driftsinntekter på 203,4 milliarder kroner i 2001 sammenlignet med 201,6 milliarder kroner i 2000 og 112,5 milliarder kroner i 1999. Økningen i inntekter på 1% fra 2000 til 2001 skyldtes i hovedsak effekten av implementeringen av avsetningsinstruksen for salg av SDØE olje. Denne effekten motvirkes av tilsvarende effekt på varekostnaden vår (se —Forhold som påvirker våre resultater). Eksklusiv denne effekten har inntektene gått ned med 11% på grunn av redusert olje- og produktpriser. Dette ble delvis motvirket av økt salg av tredjeparts olje. Økningen på 79% i driftsinntekter i 2000 sammenlignet med 1999 skyldtes hovedsakelig effekten på vår oljesalgsaktivitet som følge av økningen i råoljeprisene med cirka 58%, en høyere valutakurs ved omregning fra amerikanske dollar til norske kroner, en økning i priser for raffinerte produkter og høyere bøyelasterater.

Av- og nedskrivninger utgjorde i alt 1,9 milliarder kroner i 2001 sammenlignet med 1,7 milliarder kroner i 2000 og 4,6 milliarder kroner i 1999. Nedskrivningen av forsyningsbåten *Navion Clipper* på 0,1 milliarder kroner er hovedårsaken til økningen i av- og nedskrivninger på 7% fra 2000 til 2001. Nedgangen på 63% i av- og nedskrivninger fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig at det i 1999 ble foretatt nedskrivninger i verdien av raffinert vårt i Kalundborg og metanolfabrikken på Tjeldbergodden på totalt 2,3 milliarder kroner, samt restruktureringen av vårt nettverk av bensinstasjoner i Skandinavia (SDS).

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser for Foredling og markedsføring var 4,5 milliarder kroner i 2001 sammenlignet med 4,6 milliarder kroner i 2000 og et underskudd på 1,8 milliarder kroner i 1999. Lavere raffineringmarginene er hovedårsaken til reduksjonen i inntekter fra raffineringaktiviteter. Gjennomsnittlig raffineringmargin (FCC-margin) var 30% lavere i 2001 enn i 2000, noe som tilsvarer 1,5 USD/fat. Innen oljehandel økte resultatet med 1,1 milliarder kroner fra 2000 til 2001. Økningen skyldtes hovedsakelig gode prestasjoner i et volatilt marked med fallende priser og forbedret risikostyring innen trading. Resultatet fra detaljhandelsvirksomheten økte med 0,7 milliarder kroner fra 2000 til 2001. Hovedårsakene til økningen er forbedrede marginer, kostnadsreduksjoner og en liten gevinst fra salg av et kontorbygg i Danmark. Metanol økte sine resultat fra 2000 med 0,2 milliarder kroner i 2001. Gjennomsnittlig oppnådd metanolpris var omtrent 8% høyere i 2001 enn i 2000. Imidlertid falt metanolprisen i løpet av andre halvdel av 2001. I tillegg hadde vi to uplanlagte stanser i crackeren på Mongstad-raffineriet, lavere rater for shipping og lavere priser for petrokjemivirksomheten som dro resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser ned sammenlignet med 2000.

Forretningsområdet leverte det høyeste resultatet noensinne i 2000 sammenlignet med et tap i resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser i 1999. Dette skyldtes betydelig bedre raffineringmarginene, bedre resultater fra shippingvirksomheten på grunn av høyere rater og bedre utnyttelse, at det i 1999 ble foretatt nedskrivninger på 4 milliarder kroner, samt effekten fra kostnadsreduksjonsprogrammet vi iverksatte i 1999. I motsatt retning trakk et underskudd i Nordisk Energi som følge av lavere markedsføringsmarginene på grunn av økt konkurranse. Foredling og markedsføring hadde et tap før finans, skatt og minoritetsinteresser i 1999 som hovedsakelig skyldtes samlede nedskrivninger på 4 milliarder kroner foretatt i 1999 i verdien på vårt raffineri i Kalundborg (1,8 milliarder kroner) og vår 15% eierandel i raffineriet i Melaka (0,5 milliarder kroner), vårt metanolanlegg på Tjeldbergodden (0,5 milliarder kroner) og i verdien av vår eierandel i boreskipet *West Navion* (1,2 milliarder kroner). Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser i 1999 ble også påvirket av lave raffineringmarginene som følge av en overkapasitet i den europeiske raffineringindustrien. I tillegg ble markedsføringsvirksomheten påvirket av sterk konkurranse som førte til en nedgang i volumer og lavere marginer. Disse forholdene ble delvis oppveid av gevinsten på 1,2 milliarder kroner ved salget av 50% av SDS til ICA/Ahold og betydelig bedre resultater fra handelen med råolje og raffinerte produkter.

Shippingselskapet Navion ASA bidro med 1,5 milliarder kroner til resultatet før finansposter, skatt og minoritetsinteresser for forretningsområdet Foredling og markedsføring i 2001 sammenlignet med 2,1 milliarder kroner i 2000 og et driftsunderskudd før finansposter, skatt og minoritetsinteresser på 0,6 milliarder kroner i 1999. Nettoresultatet for Navion ASA for 2001 ble påvirket negativt av lavere shippingrater og lavere kapasitetsutnyttelse for offshore lasteflåten i andre halvår 2001 sammenlignet med 2000. Resultatet i 1999 ble betydelig negativt påvirket av vår nedskrivning på 1,2 milliarder kroner i verdien av Navions eierandel i boreskipet *West Navion* som vi har til hensikt å selge.

Bidraget fra vårt tilknyttede selskap SDS til Foredling og markedsførings resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var 222 millioner kroner i 2001 sammenlignet med 194 millioner kroner i 2000 og 105 millioner kroner i 1999. Både økningen på 28 millioner kroner fra 2000 til 2001 og økningen på 89 millioner kroner fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig en økning i driftsinntekter fra salg av ikke-drivstoffrelaterte produkter.

Bidraget fra vårt tilknyttede selskap Borealis til Foredling og markedsførings resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var et tap på 146 millioner kroner i 2001, en inntekt på 244 millioner kroner i 2000 og en inntekt på 656 millioner kroner i 1999. Bidraget fra Borealis gikk ned fra 2000 til 2001 hovedsakelig på grunn av reduserte marginer på cirka 30 euro/tonn, omtrent 18%. Grunnen til fallet er svakere markedsforhold for polyolefin- og olefinprodukter. Bidraget fra Borealis falt også fra 1999 til 2000 som følge av produksjonsavbrudd ved flere anlegg, noe som førte til lavere produksjonsvolumer og høyere råstoffpriser. Dette reduserte Borealis sine marginer for polyolefiner, som utgjør en betydelig del av Borealis' samlede produksjon.

## **Annen virksomhet**

### **Regnskapsårene 2001, 2000 og 1999**

Annen virksomhet består av virksomheten til Konserntjenester, Konsernsenteret, Finanstjenester og Teknologi. Vi regnskapsførte et overskudd før finans, skatt og minoritetsinteresser på 57 millioner kroner i 2001, 51 millioner kroner i 2000 og et underskudd før finans, skatt og minoritetsinteresser på 566 millioner kroner i 1999. Underskuddet i 1999 skyldtes hovedsakelig en avsetning på 500 millioner kroner foretatt på konsernivå for sluttvederlag i forbindelse med et nedbemanningsprogram for hele selskapet.

## **Likviditet og kapitalressurser**

### **Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter**

Vår viktigste kontantstrømkilde er midler generert fra operasjonelle aktiviteter. Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter i 2001 beløp seg til 39,2 milliarder kroner sammenlignet med 56,8 milliarder kroner i 2000 og 29,6 milliarder kroner i 1999. Reduksjonen på 31% fra 2000 til 2001 skyldtes i hovedsak endring i betalt skatt, knyttet til overførte SDØE-eiendeler og effekt av lavere oljepriser på kontantstrømmen. Økningen på 92% fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig en 58% økning i oljeprisene.

### **Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter**

Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter utgjorde 12,8 milliarder kroner i 2001 sammenlignet med 16,0 milliarder kroner i 2000 og 25,0 milliarder kroner i 1999. Bruttoinvesteringer, definert som investeringer i varige driftsmidler og balanseførte undersøkelsesutgifter, gikk ned fra 28,6 milliarder kroner i 1999 til 18,7 milliarder kroner i 2000 og til 17,4 milliarder kroner i 2001. Denne nedgangen i netto kontantstrøm benyttet til investeringer skyldtes hovedsakelig lavere brutto investeringer, økt tilbakebetaling av langsiktige lån og andre langsiktige poster og lavere kontantstrøm fra salg av eiendeler sammenlignet med 2000. Nedgangen i netto kontantstrøm benyttet til investeringer på 36% fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig at 4,2 milliarder kroner ble benyttet i forbindelse med vårt erverv av Saga-andeler i 1999, samt reduserte investeringer i henhold til vårt forbedringsprogram.

### **Kontantstrøm tilført fra/(benyttet til) finansieringsaktiviteter**

Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter utgjorde i 2001 31,5 milliarder kroner, sammenlignet med 35,2 milliarder kroner i 2000 og 1,1 milliarder kroner i 1999. Nye langsiktige låneopptak økte med 8,4 milliarder kroner sammenlignet med 2000, mens tilbakebetaling av langsiktig gjeld gikk ned med 8,7 milliarder kroner. I tillegg ble konsernet tilført 12,9 milliarder kroner fra aksjeemisjonen. Den økte likviditeten fra aksjeemisjonen ble i hovedsak anvendt til å tilbakebetale Den norske stat det ansvarlige lånet som ble tatt opp i forbindelse med restruktureringen av de overførte SDØE-eiendelene. Endringen i kontantstrømmen fra 1999 til 2000 skyldtes hovedsakelig en reduksjon på 12,2 milliarder kroner i opptak av ny langsiktig rentebærende gjeld og en økning på 7,9 milliarder kroner i tilbakebetaling av langsiktig rentebærende gjeld, samt økt utbyttebetaling på 14,5 milliarder kroner.

For regnskapsåret som ble avsluttet 31. desember 2001 betalte vi utbytte på 55,4 milliarder kroner. I 2000 utbetalte vi et utbytte på 21,4 milliarder kroner og utbytte for 1999 var på 6,9 milliarder kroner. Økningen i utbytte i 2000 og 2001 skyldtes økning i kontantstrøm generert fra SDØE-eierandeler som før første juni 2001 ble betalt som utbytte og økt netto resultat etter skatt fra andre aktiviteter. Utbyttet for 2001 inkluderer betaling av de overførte SDØE-eierandelene på omtrent 40,8 milliarder kroner. Utbyttet betalt i tidligere år reflekterer vår status som heleiet statlig selskap og kan ikke seeses som en indikasjon på vår fremtidige utbyttepolitikk.

## **Arbeidskapital**

Vår arbeidskapital (omløpsmidler minus kortsiktig gjeld) var negativ med 9,5 milliarder kroner per 31. desember 2001, sammenlignet med 0,3 milliarder kroner ved utløpet av 2000 og 0,4 milliarder ved utløpet av 1999. Hensyntatt våre etablerte likviditetsreserver (inkludert kommitterte kredittfasiliteter), vår kreditt-rating og tilgang til kapitalmarkedene, mener vi at vi har tilstrekkelig likviditet og arbeidskapital til å dekke våre nåværende og fremtidige behov. Våre likviditetsreserver er beskrevet nedenfor.

## **Likviditet**

Statoils kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter er svært avhengig av prisen på olje og gass og vårt produksjonsvolum, og er bare i liten grad preget av sesongvariasjoner. Endringer i prisen på olje og gass vil forårsake endringer i vår kontantstrøm. Statoil vil anvende tilgjengelig likviditet og nye lån til å finansiere skattebetalingene til den norske stat (1. april og 1. oktober hvert år), samt eventuelle utbyttebetalinger. Vårt investeringsprogram er spredt over året.

Per 31. desember 2001 hadde vi likvide midler på 6,5 milliarder kroner, inkludert plasseringer på 2,1 milliarder kroner i det nasjonale og internasjonale kapitalmarkedet, hovedsaklig statsobligasjoner men også andre kortsiktige og langsiktige gjeldsverdipapirer, samt 4,4 milliarder i kontanter og kontantekvivalenter. Per 31. desember 2001 var cirka 60% av vår beholdning av kontanter og kontantekvivalenter i euro, 15% i amerikanske dollar, 10% i norske kroner og 15% i andre valutaer før effekten av valuta-bytteavtaler og forward-kontrakter. Euro og amerikanske dollar er solgt for å møte våre forpliktelser i norske kroner, og størstedelen av den gjenværende kontantbeholdning holdes i amerikanske dollar. Plasseringene i kapitalmarkedet

ble redusert med 1,8 milliarder kroner i løpet av 2001 sammenlignet med ved utgangen av 2000. Vår beholdning av kontanter og kontantekvivalenter er redusert med cirka 5,3 milliarder kroner siden utgangen av 2000. Årsaken til nedgangen er beslutningen om å øke kontantbeholdningene i forkant av ervervet av SDØE-andelene i juni 2001.

Per 31. desember 2000 hadde vi likvide midler på 13,6 milliarder kroner, inkludert plasseringer på 3,9 milliarder kroner i det nasjonale og internasjonale kapitalmarkedet og 9,7 milliarder i kontanter og kontantekvivalenter. Ved utgangen av 2000 var omtrent 50% av våre kontanter og kontantekvivalenter i amerikanske dollar, 30% i norske kroner og 20% i andre valutaer.

Vår generelle politikk er å opprettholde et minstebeløp i likviditetsreserver i form av betalingsmidler mens resten av våre likviditetsreserver holdes i form av kommitterte, ubenyttede kredittfasiliteter og kredittlinjer for å sikre at vi har tilstrekkelige finansielle ressurser til å oppfylle våre kortsiktige kapitalbehov. Vi skaffer langsiktig kapital når vi, ut fra vår forretningsvirksomhet og kontantstrøm, anser at vi har behov for slik finansiering og forutsatt at vi vurderer markedsforholdene som gunstige.

Anskaffelsen av SDØE-andelene ble finansiert gjennom bruk av akkumulerte midler i konsernet og ubenyttede kredittfasiliteter, nye låneprogram, nye langsiktige lån og egenkapitaltilførselen ved utstedelse av nye aksjer. Emisjonsprovenyet fra aksjeutvidelsen ble brukt til å betale et midlertidig ansvarlig lån fra Den norske stat.

Per 31. desember 2001 var vår rentebærende bruttogjeld 41,8 milliarder kroner, bestående av lån på 26,3 milliarder kroner i amerikanske dollar, lån på 4,6 milliarder kroner i euro og det resterende i forskjellige andre valutaer (før effekten av valutabytteavtaler). Tilsvarende beløp bruttogjelden per 31. desember 2000 seg til 37,0 milliarder kroner, bestående av lån på 20,7 milliarder kroner i amerikanske dollar, lån på 5,9 milliarder kroner i euro og det resterende i forskjellige andre valutaer.

Per 31. desember utgjorde våre tilgjengelige kommitterte kredittfasiliteter i alt 1,5 milliarder amerikanske dollar, tilsvarende 13,2 milliarder norske kroner, hvorav 0,3 milliarder amerikanske dollar, tilsvarende cirka 2,5 milliarder norske kroner er trukket. Dette beløpet bestod av en syndikert trekkfasilitet etablert av vårt datterselskap Navion i 1997, hvor det kan foretas trekk frem til desember 2002. Opprinnelig ramme var på 0,9 milliarder amerikanske dollar, som er blitt redusert til 0,46 milliarder amerikanske dollar i løpet av 2001, samt en syndikert trekkfasilitet med en ramme på 1,0 milliarder amerikanske dollar som vi etablerte i 2000, hvor det kan foretas trekk frem til november 2005. I tillegg er det opprettet to kredittlinjer på i alt 242 millioner euro i vår favør av en internasjonal finansinstitusjon på bilateral basis. Av dette beløpet ble 200 millioner euro etablert i favør av vårt belgiske datterselskap, og garantert av oss. De resterende 42 millioner euro i vår favør er opprettet av Statoil ASA. I henhold til disse kredittlinjene, som vi kan trekke på med minimum 15 dagers varsel, kan vi trekke beløp i transjer og tilbakebetalte dem over perioder fra 4 til 15 år. Kredittlinjen på 200 millioner euro kan det utstedes trekkanmodning på frem til 1. desember 2002, mens kredittlinjen på 42 millioner euro er tilgjengelig til 31. mars 2002. Per 31. desember 2001 var det ikke trukket fra noen av disse linjene.

Vårt lånebehov oppfylles ved kortsiktig og langsiktig kapitalmarkedsgjeld, inkludert et USD sertifikatprogram og et «Euro Medium Note Program», og gjennom trekk på kommitterte kredittfasiliteter og kredittlinjer. I 2001 ble det utstedt et to års lån med flytende rente på 250 millioner amerikanske dollar under vårt «Euro Medium Note Program». Et lån på 100 millioner amerikanske dollar ble etablert under en bilateral avtale med en europeisk bank. To lån som hvert beløp seg til 5 milliarder japanske yen, med endelig forfall på henholdsvis fem og syv år, ble lånt fra japanske forsikringselskap. Hensyntatt valutabytteavtaler er nesten hele vår gjeld i amerikanske dollar. Per 31. desember 2001 var vår langsiktige gjeld i alt 35,2 milliarder kroner med en gjennomsnittlig løpetid på cirka 12 år og en vektet gjennomsnittlig rentesats på cirka 5,2% per år. Per 31. desember 2000 var vår langsiktige gjeld på i alt 34,2 milliarder kroner med en gjennomsnittlig løpetid på cirka 13,3 år og en vektet gjennomsnittlig rentesats på cirka 6,2% per år. Dette beløpet bestod hovedsakelig av 30,5 milliarder kroner i 2000 og 33,3 milliarder kroner i 2001 i utstedt kapitalmarkedsgjeld med forfall fra 2003 til 2029. Vår gjeldsstrategi tar i betraktning kapitalkilder, løpetidsprofil, valutasammensetning, styringsinstrumenter for renterisiki og likviditetsreserver, og vi benytter en likviditetsmodell med flere valutaer (MLM) for å identifisere gjeldsrelaterte risiki. Vi velger derfor valuta for våre gjeldsforpliktelser, enten direkte ved låneoptak eller gjennom valutabytteavtaler, med sikte på å styre vår valutaeksponering slik at gjeldsporteføljen vår optimaliseres i forhold til underliggende kontantstrøm. Som følge av en revisjon av vår gjeldsstrategi i løpet av 2001, er all vår langsiktige gjeld, justert for virkningen av valutabytteavtaler, hovedsakelig i amerikanske dollar. Dette skyldes at vår netto kontantstrøm før skatt hovedsakelig er i amerikanske dollar. I tillegg styrer vi våre renteeksponeringer ved å benytte oss av rentederivater, hovedsakelig rentebytteavtaler, basert på en fastsatt ramme for rentebindingsprofil for vår samlede låneportefølje.

Ny langsiktig gjeld utgjorde 9,6 milliarder kroner i 2001 og 1,2 milliarder kroner i 2000. Vi tilbakebetalte cirka 4,5 milliarder kroner i 2001 og 13,3 milliarder i 2000. Per 31. desember 2001 hadde 5,4 milliarder kroner av gjelden løpetid på mindre enn ett år, 2,3 milliarder kroner løpetid på mellom ett og to år, 6,3 milliarder kroner løpetid på mellom to og fem år og 26,6 milliarder kroner løpetid på mer enn fem år. Per 31. desember 2000 var tilsvarende beløp henholdsvis 2,8 milliarder, 2,8 milliarder, 5,3 milliarder og 26,2 milliarder kroner.

Tabellen nedenfor oppsummer våre kontraktsforpliktelser per 31. desember 2001. Tabellen nedenfor inkluderer kun kontraktuelle forpliktelser som er beskrevet i regnskapet. Alle andre kontraktuelle forpliktelser, som derivater og andre hedging instrument, er utelatt.

KONTRAKTSMESSIGE FORPLIKTELSE (MILLIONER KRONER)	TOTAL	UNDER 1 ÅR	GJENVÆRENDE LØPETID		
			1-3 ÅR	4-5 ÅR	ETTER 5 ÅR
Langsiktig gjeld	40 546	5 364	6 691	2 085	26 406
Finansielle leieavtaler	71	23	20	20	8
Operasjonelle leieavtaler	16 647	4 174	5 048	3 486	3 939

Kontraktuelle forpliktelser før investeringsforpliktelser beløper seg til 14 116 millioner kroner. Av disse forfaller 8 475 millioner kroner innen et år.

Tabellen nedenfor oppsummerer våre andre kommersielle forpliktelser per 31. desember 2001.

ANDRE KOMMERSIELLE FORPLIKTELSE (MILLIONER KRONER)	TOTAL	UNDER 1 ÅR	FORPLIKTEDE BELØP UTLØPT PER PERIODE		
			1-3 ÅR	4-5 ÅR	ETTER 5 ÅR
Bankgaranti	80,5	14,4	66,1	0	0

Finanstjenester utfører sentraliserte tjenester vedrørende den totale innlånsaktivitet og valuta- og rentestyling. Virksomheten gjennomføres innenfor rammen av de retningslinjer som vårt styre godkjenner, og som gjennomgås med jevne mellomrom. Vår gjeldsportefølje forvaltes (med henblikk på å optimalisere porteføljen) i samarbeid med konsernets risikostyringsavdeling, og vi benytter en rekke derivater. Transaksjoner i slike instrumenter foretas av spesialisert personell. Internkontrollen gjennomgås med jevne mellomrom av interne revisorer for vurdering av risiko. Nærmere opplysninger om vår risikostyring er inntatt i avsnittet -Risikostyring nedenfor.

### Forskning og utvikling

I tillegg til teknologiutvikling i feltutviklingsprosjekt, blir en vesentlig del av vår forskning gjennomført ved vårt senter for forskning og teknologiutvikling i Trondheim. Vår interne forskning og utvikling er gjort i nært samarbeid med norske universiteter, forskningsinstitusjoner, andre operatører og leverandørindustrien.

Kostnader til forskning og utvikling var 633 millioner kroner i 2001, 656 millioner kroner i 2000 og 718 millioner kroner i 1999.

### Målsetninger for avkastning på sysselsatt kapital og investeringsnivå

Vår virksomhet er kapitalkrevende. Dessuten omfatter våre investeringer flere betydelige prosjekter som karakteriseres ved at de strekker seg over flere år og som hver for seg omfatter så mye som 5 milliarder kroner. Vi benytter avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (Return on Average Capital Employed, eller ROACE) som en hovedindikator for å måle hvor vellykket vår kapitalbruk er. Vi definerer ROACE slik:

$$\text{Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital} = \frac{\text{Årsresultat} + \text{Minoritetsinteresser} + \text{Netto rentekostnader etter skatt}}{\text{Netto rentebærende gjeld} + \text{Egenkapital} + \text{Minoritetsinteresser}}$$

Gjennomsnittlig sysselsatt kapital gjenspeiler et enkelt gjennomsnitt av kapitalen som er sysselsatt ved begynnelsen og slutten av regnskapsperioden. Vår historiske ROACE for 1999, 2000 og 2001 var på henholdsvis 6,4%, 18,7% og 19,9%.

For å kunne måle resultatene våre mot ROACE-målene, forutsetter vi en gjennomsnittlig oppnådd oljepris på 16 amerikanske dollar per fat med en ekvivalent gasspris, basert på reelle år 2000-dollar. Med samme prisforutsetning er målet vårt en ROACE på 12% innen 2004. I 2000 var vår ROACE på 9,9% ut fra forutsetning om oljepris på 16 dollar og en ekvivalent gasspris, eller 9,2% justert på proforma basis for vår overføring av eiendeler til staten. I år 2001, var vår ROACE 10,3% med forutsetning om en oljepris på 16 dollar og en ekvivalent gasspris. For å nå den ROACE vi har satt oss som mål innen 2004, vil vi bare kunne anvende kapital på prosjekter som oppfyller våre strenge krav til finansiell avkastning, om en positiv nåverdi beregnet ved å neddiskontere estimerte fremtidige reelle kontantstrømmer etter skatt, generert av prosjektet, med en neddiskonteringsatts på 8% per år for prosjekter på norsk sokkel, og 9% per år for andre prosjekter.

Samtidig som vi vil fortsette å fokusere på vår overordnede målsetning om streng kapitaldisiplin, tror vi at fullføringen av 2001 forbedringsprogrammet, vår organiske produksjonsvekst og driftsforbedringer vil bidra til at vi skal nå målet om 12% ROACE i 2004. For det første vil vi få effektene av 2001 forbedringsprogrammet, som beløp seg til 1,4 mrd. kroner sammenlignet med 2000. I tillegg er vår planlagte restrukturering av porteføljen fullført, inkludert, salget av våre eierandeler i Kashagan-feltet i Kasakhstan, salget av våre aktiviteter i Vietnam, salget av FPSO-underavdelingen i Navion og salget av vår eierandel i raffineriet i Melaka, Malaysia samt enkelte lisensandeler på norsk sokkel. Vi forventer at disse avhendelsene vil redusere våre kostnader og vår sysselsatte kapital ytterligere i tiden etter 2001. På den annen side, vil full effekt av overføringen av visse eiendeler til Den norske stat i forbindelse med SDØE-transaksjonen redusere vår ROACE fra og med 2002.

Vi vil også satse på følgende mål for å gjøre driften mer effektiv fra 2002 til 2004:

- bedre produksjonsenhetskostnadene, vårt mål er å redusere produksjonsenhetskostnadene fra 2,9 USD per fat oljeekvivalenter til lavere enn 2,8 USD per fat oljeekvivalenter i 2004,
- redusere funn- og utbyggingskostnadene, vårt mål er å redusere funn- og utbyggingskostnadene (3 års gjennomsnitt) fra 9,1 USD per fat oljeekvivalenter til lavere enn 6 USD i 2004,
- bedre driftseffektiviteten på Mongstad-raffineriet og opprettholde den effektive driften ved raffineriet i Kalundborg,
- fortsette restruktureringen av våre eiendeler i kjerneområdene på norsk sokkel og internasjonalt, og
- øke lønnsomheten i markedsføring overfor forbrukermarkedet og i vår Nordisk energivirksomhet.

I perioden 2002-2004 forventer vi å øke vår produksjon av olje og naturgass til en total produksjon på 1 120 tusen fat oljeekvivalenter per dag i 2004 gjennom organisk vekst. Vår forventede produksjonsvekst til og med 2004 er basert på den nåværende statusen til våre reservoarer, våre planlagte investeringer og vårt utviklingsbudsjett.

Vår ROACE i en gitt regnskapsperiode og vår evne til å nå vår ROACE-målsetning vil påvirkes av vår evne til å generere resultater etter skatt. Nivået på våre resultater etter skatt (med hensyn til å måle vår ROACE-målsetning) og vår forventede organiske produksjonsvekst er gjenstand for en rekke risiki og usikkerhetsfaktorer som beskrevet i —Faktorer som påvirker vårt resultat. Disse risiki omfatter blant annet endringer i etterspørsel, foredlings- og detaljstmarginer, polyolefinmarginer, endringer i kursen på amerikanske dollar/norske kroner, endringer i våre produksjonsvolumer av olje og naturgass og utviklingen i den internasjonale oljeindustrien.

Tabellen nedenfor viser investeringene til våre fire forretningsområder i perioden 1999-2001. Tabellen viser også investeringene til hvert forretningsområde som en prosentandel av våre samlede investeringer for den aktuelle perioden.

FORRETNINGSOMRÅDE (BELØP I MILLIONER KRONER)	1999		2000		2001	
	NOK	%	NOK	%	NOK	%
U&P Norge	27 448	68,0	12 992	59,0	10 759	60,0
Internasjonal U&P	6 644	16,4	5 070	23,0	5 027	28,0
Naturgass	1 810	4,5	810	3,7	671	3,7
Foredling og markedsføring	4 085	10,1	2 860	13,0	811	4,5
Øvrig	413	1,0	300	1,3	685	3,8
Sum	40 400	100	22 032	100	17 953 <sup>(1)</sup>	100

(1) Brutto investering, som er kontantstrøm brukt til investeringer i varige driftsmidler og balanseførte leteutgifter beløper seg til 17 414 millioner kroner.

Tabellen nedenfor viser (i) forventede investeringer i 2002 og (ii) nåværende samlede overslag over mulig kapitalbehov for våre viktigste investeringsmuligheter og andre kapitalprosjekter som for øyeblikket vurderes i perioden 2003-2004, for våre fire forretningsområder. Tabellen viser investeringsplaner og -overslag for hvert forretningsområde som en prosentandel av våre samlede investeringer for den aktuelle perioden.

Investeringsmulighetene og prosjektene som er til vurdering, kan bli solgt. Videre kan gjennomføringen bli forsinket eller utsatt eller prosjektene kan bli redusert i omfang eller unnlatt gjennomført, særlig som følge av de muligheter for restrukturering og omsetning av eiendeler som ervervet av SDØE-andelene fra staten gir oss. Tallene for 2002-2004 er derfor kun overslag. Våre faktiske investeringer vil endre seg ut fra de beslutninger som treffes av ledelsen og styret. Dette for å utnytte de nevnte mulighetene for restrukturering og omsetning av eiendeler som et resultat av aktiv tilpasning til endringer i våre forretningsomgivelser.

FORRETNINGSOMRÅDE (BELØP I MILLIONER KRONER)	FORVENTEDE INVESTERINGER I 2002		OVERSLAG OVER MULIG KAPITALBEHOV FOR INVESTERINGSMULIGHETER OG PROSJEKTER I 2003-2004	
	NOK	%	NOK	%
U&P Norge	12 800	51,2	21 300	41,0
Internasjonal U&P	8 000	32,0	23 600	45,4
Naturgass	600	2,4	2 400	4,6
Foredling og markedsføring	3 100	12,4	3 500	6,7
Øvrig virksomhet	500	2,0	1 200	2,3
Sum	25 000	100	52 000	100

## År 2002

*U&P Norge.* Vi forventer at våre investeringer vil utgjøre i alt 12,8 milliarder kroner i 2002. Vi forventer at investeringene vil bli konsentrert om utbyggingsprosjektene Kvitebjørn, Mikkel, Sigyn, Snøhvit og Kristin og om boring av produksjonsbrønner i våre kjerneområder Tampen, Halten/Nordland, Troll/Sleipner og Tromsøflaket.

*Internasjonal U&P.* Vi forventer at våre investeringer vil utgjøre i alt 8,0 milliarder kroner i 2002. Vi forventer at investeringene vil være konsentrert om Venezuela, Aserbajdsjan, Angola og Irland for de pågående prosjektene Kizomba A, Sincor, Azeri-Chirag-Gunashli og Corrib.

*Naturgass.* Vi forventer at våre investeringer vil utgjøre i alt 0,6 milliarder kroner i 2002. Vi konsentrerer våre investeringer om byggingen av gasskraftverket Dublin Bay i Irland.

*Foredling og markedsføring.* Vi forventer at våre investeringer vil utgjøre i alt 3,1 milliarder kroner i 2002. Våre investeringer vil bli konsentrert om å vedlikeholde våre eiendeler, utvide vårt nett av bensinstasjoner i Polen og oppgradere Kalundborg-raffineriet for å gjøre det mer fleksibelt og for å oppfylle forventede miljøkrav fra EU og USA for raffinerte produkter og investeringer knyttet til miljøkrav på bøyelasterne operert av Navion.

## Årene 2003 - 2004

*U&P Norge.* Ut fra vår nåværende forretningsplan anslår vi at investeringsmulighetene og de øvrige kapitalprosjektene til U&P Norge vil kunne kreve 21,3 milliarder kroner i perioden 2003-2004. For øyeblikket anslår vi at den vesentligste delen av investeringene i 2002-2004 kan bli fordelt på lete- og utbyggingsprosjektene Kvitebjørn, Kristin og Snøhvit.

*Internasjonal U&P.* Vi anslår at investeringsmulighetene og de øvrige kapitalprosjektene til Internasjonal U&P vil kunne kreve 23,6 milliarder kroner i perioden 2003-2004. For øyeblikket anslår vi at den vesentligste delen av våre investeringer i 2003-2004 kan bli fordelt på igangsatte og planlagte utbyggingsprosjekter: Azeri-Chirag-Gunashli inkludert Baku-Tbilisi-Ceyhan-rørledningen, Shah Deniz inkludert Shah Deniz-rørledningen, Dalia, Kizomba A og B, Agbami/Ekoli og Corrib.

*Naturgass.* Vi anslår at investeringsmulighetene og de øvrige kapitalprosjektene til Naturgass vil kunne kreve 2,4 milliarder kroner i løpet av perioden 2003-2004. Vi forventer å konsentrere våre investeringer om å øke kapasiteten og fleksibiliteten til vår infrastruktur for transport og prosessering av naturgass gjennom flere prosjekter som er under vurdering, f.eks. en utvidelse av prosesseringsanlegget på Kårstø, rørledningene Baltic Pipe og Netra.

*Foredling og markedsføring.* Vi anslår at investeringsmulighetene og de øvrige kapitalprosjektene til Foredling og markedsføring vil kunne kreve 3,5 milliarder kroner i perioden 2003-2004. Vi konsentrerer våre investeringer om å utvide vårt nett av bensinstasjoner i Polen og de baltiske statene, oppgradering av bensinstasjonene i Irland og en mulig oppgradering av raffineriet på Mongstad for å gjøre det mer fleksibelt og for å oppfylle forventede miljøkrav fra EU og USA for raffinerte produkter.

Legg merke til at vi som følge av ulike forhold kan endre våre investeringer både med hensyn til beløp, tidspunkt og fordeling på forretningsområde eller prosjekt. Slike forhold utenfor vår kontroll kan blant annet være:

- resultater av undersøkelser og vurderinger, f.eks. positive eller negative seismiske data eller avgrensingsbrønner,
- kostnadsøkninger, f.eks. høyere undersøkelses- og produksjonskostnader og kostnader i forbindelse med bygging av anlegg, rørledninger og fartøyer,
- statlig godkjenning av prosjekter,
- statlig tildeling av nye tillatelser,
- godkjenning av partnere,
- utvikling og tilgjengelighet av tilfredsstillende transportinfrastruktur,
- utviklingen av markeder for petroleum og andre produkter, herunder prisutviklingen,
- politiske, reguleringsmessige og skattemessige risiki,
- ulykker og naturlige farer som brann eller eksplosjoner på plattformer,
- miljøproblemer, f.eks. begrensninger i adgangen til å foreta utbygging, kostnader i forbindelse med å overholde lover og regler eller virkninger av petroleumsutslipp og
- terrorisme og sabotasje.

### **Virkninger av inflasjon**

I de senere år har ikke resultatene våre i vesentlig grad blitt påvirket av inflasjon. Inflasjonen i Norge, målt ved konsumprisindeksen, var i årene 2001, 2000, og 1999 på henholdsvis 3,0%, 3,1%, og 2,3%.

### **Kritiske regnskapsprinsipper**

Denne finansielle gjennomgangen baserer seg på konsernregnskapet avlagt i henhold til god regnskapsskikk i USA. Avleggelse av regnskap krever bruk av estimater og skjønn. De viktigste regnskapsprinsippene som anvendes er beskrevet i note 2 til regnskapet. Av de beskrevne prinsipper antas de følgende å involvere så stor grad av skjønn og kompleksitet at resultatet i vesentlig grad kunne blitt påvirket om viktige forutsetninger var endret:

*Sikre olje- og gassreserver.* Selskapets eksperter har estimert Statoils olje- og gassreserver i henhold til bransjestandarder og de krav som stilles av amerikanske Securities and Exchange Commission (SEC). Selskapets reserveestimater er i det alt vesentlige verifisert av uavhengig tredjepart. Sikre olje- og gassreserver representerer beregnede mengder råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som, basert på analyser av geologiske og tekniske data, med rimelig grad av sikkerhet kan utvinnes fra kjente reservoarer under gjeldende økonomiske og driftstekniske forhold, dvs. priser og kostnader på det tidspunkt reserveestimatet blir satt opp. I prisene som benyttes er det kun tatt hensyn til kontraktsfestede endringer i eksisterende priser, men ikke til endringer som skyldes fremtidige forhold.

Sikre reserver benyttes ved beregning av avskrivninger og avsetninger til nedstengnings- og fjerningskostnader. Reserveestimater benyttes også ved vurdering av mulig nedskrivningsbehov for oppstrømseiendeler.

Fremtidige endringer i sikre olje- og gassreserver, for eksempel som følge av endringer i priser, kan ha en vesentlig effekt for avskrivninger og avsetninger til nedstengnings- og fjerningskostnader, samt for vurderingene av eventuelt nedskrivningsbehov.

*Letekostnader og kjøpte leterettigheter.* I samsvar med Statement of Financial Accounting Standards (FAS) No. 19 balansefører Statoil letebrønner i påvente av en vurdering av om brønnene har funnet sikre olje- og gassreserver. Selskapet balansefører også kjøpte letearealer og betalte signaturbonuser. Letebrønner som vurderes å ha funnet mulige utvinnbare reserver i et område som krever store investeringer (f.eks. produksjonsplattform og rørledning) før produksjon kan starte, er ofte avhengig av at det finnes tilleggsreserver for at kommersiell utbygging kan skje. Det er ikke uvanlig at letebrønner er midlertidig balanseført i flere år mens selskapet borer avgrensingsbrønner og utfører seismisk arbeid på det potensielle feltet. Ledelsen vurderer løpende utviklingen, og utgiftsfører de midlertidig balanseførte brønnene hvis det ikke er besluttet videre aktivitet for å kommersialisere funnet.

Kjøpt leteareal vurderes jevnlig for å avgjøre om nedskrivning er påkrevd. Denne skjønnsmessige vurderingen er basert på resultatet av leteaktivitetene i det kjøpte letearealet og i nærliggende leteområder.



*Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse.* Statoil har betydelige forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning av installasjoner ved utgangen av produksjonsperioden. Regnskapsmessig gjøres det avsetning for disse forpliktelsene etter produksjonshetsmetoden. Det er vanskelig å estimere kostnadene, som baseres på udiskonterte størrelser og dagens lovreguleringer og teknologi. Vanskelighetene forsterkes ved at størsteparten av nedstengningene og fjerningene ligger mange år frem i tid, samtidig som fjerningsteknologi og kostnadsnivå jevnlig endres

### **Nye regnskapsstandarder**

I juni 1998 utstedte «Financial Accounting Standards Board» (FASB) FAS 133 «Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities» (Regnskapsmessig behandling av finansielle derivater og sikringsaktiviteter. Standarden medfører at alle derivater skal balanseføres til markedsverdi. Derivater som ikke er sikringsaktiviteter, skal justeres til markedsverdi over resultatregnskapet. Som implementeringseffekt av FAS 133 førte selskapet den 1. januar 2001 en netto kostnad på 2 millioner kroner i netto finansposter i resultatregnskapet for første kvartal 2001. Det var ikke påkrevet å føre noen implementeringseffekt i akkumulerte andre endringer i egenkapital knyttet til kontantstrømsikring

### **Nye regnskapsstandarder, ikke trådt i kraft**

I juni 2001, utstedte FASB regnskapsstandardene Business Combinations (FAS 141), og Goodwill and Other Intangible Assets (FAS 142), med ikrafttredelse for regnskapsår som begynner etter 15. desember 2001. Etter de nye reglene skal ikke goodwill eller immaterielle eiendeler med ubegrenset levetid avskrives, men undergis periodisk nedskrivningsvurdering. Andre immaterielle eiendeler skal fortsatt avskrives over antatt økonomisk levetid. Vi implementerte de nye standardene fra og med 1. januar 2002, og forventer ikke at de nye bestemmelsene vil ha vesentlig regnskapsmessig effekt.

I juni 2001, utstedte FASB regnskapsstandarden Accounting for Asset Retirement Obligation (FAS 143), med virkning for regnskapsår som begynner etter 15. juni 2002. Etter de nye reglene skal nåverdien av fjerningsforpliktelser og andre fremtidige forpliktelser ved utrangering inngå i driftsmiddelets anskaffelseskost/avskrivningsgrunnlag. Et tilsvarende beløp avsettes som forpliktelse. Vi vil implementere FAS 143 fra og med første kvartal 2003. Den akkumulerte virkningen vil bli ført via resultatregnskapet. Statoil har foreløpig ikke beregnet de regnskapsmessige effekter av den nye standarden.

I august 2001 utstedte FASB regnskapsstandarden Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets (FAS 144) som omhandler regnskapsføring og rapportering av nedskrivning og avhendelse av anleggsmidler. FAS 144 erstatter FAS 121, «Accounting for the Impairment of Long-Lived Assets and for Long-Lived Assets to be Disposed Of» og regnskapsreglene i APB Opinion No. 30, «Reporting the Results of Operations for a disposal of a segment of a business.» Den nye standarden gjelder fra regnskapsår som begynner etter 15. desember 2001. Vi implementerte den nye standarden fra og med 1. januar 2002, og forventer ikke at de nye bestemmelsene vil ha vesentlig regnskapsmessig effekt.

### **Risikostyring**

*Oversikt.* Vi eksponeres for en rekke forskjellige markedsrisiki som oppstår i forbindelse med vår normale forretningsvirksomhet. En markedsrisiko er muligheten for at endringer i valutakurser, rentesatser, raffineringmarginene, petrokjemiske marginer og prisene på olje og naturgass vil ha innvirkning på verdien på våre fordringer, gjeld eller forventede fremtidige kontantstrøm. Vi eksponeres også for driftsrisiki, som er muligheten for at vi blant annet kan oppleve et tap i olje- og gassproduksjonen eller en katastrofe på feltet. Derfor benytter vi en «top-down»-tilnærming til risikostyring som belyser våre viktigste markeds- og driftsrisiki, og deretter benytter vi en avansert modell for optimalisering av risiki for å styre disse risikoene.

Vi har utviklet en omfattende modell som omfatter våre mest betydelige markeds- og driftsrisiki og tar hensyn til korrelasjon, forskjellige skatteordninger, fordelingen av kapital på forskjellige nivåer og VaR («Value at Risk») på forskjellige nivåer, i den hensikt å optimalisere risikoeksponeringen og avkastningen. Modellen vår benytter også «Sharpe-ratios», som gir et mål for risikojustert avkastning, heller enn en absolutt avkastning, for å måle de forskjellige forretningsvirksomhetenes risiki. Vår konsernrisikokomiteé, som ledes av vår Konserndirektør for økonomi og finans og som blant annet har representanter fra våre hovedforretningsområder, har ansvar for å fastsette og iverksette vår strategiske retningslinje for markedsrisiko. Konsernrisikokomiteen møtes én gang i måneden for å fastsette våre strategier for risikostyring, inkludert sikrings- og handelsstrategier og verdsettelsesmetoder.

Interne revisorer har ansvar for å overvåke gjennomføringen av de strategiske retningslinjer for markedsrisiko som konsernrisikokomiteen utarbeider og iverksetter, samt overvåke at de etablerte indikatorene for akseptabelt risikonivå overholdes, at det er konsistens i verdsettelsesmetodene og porteføljen av finansielle instrumenter og markedsforhold.

Vi deler risikostyring inn i forsikringsbare risiki som styres av vårt eget forsikrings-selskap som opererer i det norske og internasjonale forsikringsmarkedet, taktiske risiki som er kortsiktige handelsrisikoer basert på underliggende eksponeringer og som styres av linjeledelsen, samt strategiske risiki som er langsiktige grunnleggende risiki, og som styres av vår konsernrisikokomiteé. For å håndtere våre taktiske og strategiske risiki har vi utviklet retningslinjer som har som formål å styre den naturlige volatiliteten i forretningseksponeringene, og i samsvar med disse retningslinjer benytter vi avledede finans- og råvareinstrumenter (derivater). Derivater er kontrakter som har en verdi som er basert på en eller flere underliggende finansielle instrumenter, indekser eller priser som er definert i kontrakten.

## Strategiske risiki

Vi er eksponert for strategiske risiki som vi definerer som langsiktige risiki som er grunnleggende for driften av vår virksomhet. Strategiske risiki styres av vår konsernriskikomitee med det formål å skape verdier for eierne ved å unngå suboptimalisering, redusere sannsynligheten for at vi utsettes for økonomiske vanskeligheter og forbedre konsernets mulighet for fremtidig vekst også i vanskelige markeder. Ut fra dette har vi iverksatt strategier og rutiner som har til hensikt å redusere vår samlede eksponering for strategiske risiki. For eksempel er hensikten med vår flervaluta gjeldsmodell, diskutert under —Likviditet å optimalisere vår gjeldsportefølje ut fra forventet fremtidig kontantstrøm for konsernet, og denne fungerer dermed som et effektivt verktøy for å styre strategiske risikoer. Dessuten har vårt nedsidiprogram for råolje som formål å sørge for at vår virksomhet fortsatt vil være robust selv om prisen på råolje skulle falle.

## Taktiske risiki

*Råvarepriserisiko.* Råvarepriserisikoen utgjør vår viktigste taktiske risiki. For å begrense volatiliteten i råvareprisene og tilpasse kostnadene til driftsinntektene, inngår vi råvarebaserte derivatkontrakter som består av futureskontrakter, opsjoner, ikke børsnoterte (over-the-counter) terminkontrakter og – bytteavtaler knyttet til råolje- og petroleumsprodukter. Futureskontrakter har liten kredittrisiko fordi motpartene er organiserte børsere. Kredittrisikoen for Statoils ikke børsnoterte (over-the-counter) derivater er knyttet til motparten i transaksjonen. Terminhandler i Brent-markedet og andre markeder, bytteavtaler og andre ikke børsnoterte instrumenter handles på bakgrunn av interne vurderinger av kredittverdigheten til motpartene, som hovedsakelig er olje- og gasselskaper og velkjente handelsselskaper. Kredittrisiko knyttet til råvarebaserte derivater styres gjennom å etablere, vedlikeholde og gjennomgå oversikter over motparter som forhåndsgodkjennes gjennom vurdering av finansiell stilling, samt ved å overvåke kreditteksponeringen for motparter, og å kreve sikkerhetsstillelse, garantier eller kontantinnskudd når dette er i henhold til kontraktsbetingelser og interne retningslinjer. Derivater knyttet til råolje- og øvrige oljeprodukter handles hovedsakelig på International Petroleum Exchange i London, New York Mercantile Exchange, i Brent-markedet for ikke-børsnoterte derivater og i markeder for bytteavtaler knyttet til råolje og raffinerte produkter. Derivater knyttet til naturgass er hovedsakelig ikke børsnoterte fysiske terminkontrakter og opsjoner.

Vi utsettes også for renterisiko og valutarisiko. Renterisiko og valutarisiko vurderes mot mandater som er utarbeidet og utstedt av vår konserndirektør for økonomi og finans, og som er basert på et predefinert scenario. Ved styring av markedsrisiki og ved handel benytter vi standardderivater. Disse omfatter terminkontrakter og opsjoner som handles over regulerte børsere, og ikke børsnoterte (over-the-counter) bytteavtaler, opsjons- og terminkontrakter.

*Valutarisiko.* Endringer i valutakursene kan ha betydelig innvirkning på våre driftsresultater. Vår kontantstrøm er for en stor del i andre valutaer enn norske kroner, mens kontantinnbetalinger i forbindelse med salg av olje og naturgass hovedsakelig er i utenlandske valutaer og kontantutbetalinger for en stor del er i norske kroner. Vår valutaeksponering er hovedsakelig mellom norske kroner, amerikanske dollar, euro, danske og svenske kroner. Vi inngår forskjellige typer valutakontrakter når vi styrer vår valutarisiko. Vi benytter «valutaterminkontrakter» hovedsakelig for å sikre eksisterende fordringer og kortsiktig gjeld, inkludert innskudd og gjeld i utenlandske valutaer. Valutaoppsjoner, kjøpt på markedet for ikke noterte verdipapirer mot en opsjonspremie, gir oss rett til å kjøpe eller selge en avtalt mengde valuta til en fastsatt valutakurs ved utløpet av en fastsatt periode.

*Renterisiko.* Vi er renteeksponert både på eiendels- og gjeldssiden og vi styrer renterisikoen ved hjelp av forskjellige typer rentekontrakter. Vi inngår rentederivater, først og fremst «rentebytteavtaler», for å endre renteeksponeringen, redusere finansieringskostnadene og diversifisere finansieringskildene. I rentebytteavtaler avtaler vi med andre parter at vi med fastsatte mellomrom skal bytte fastrente mot flytende rente, eller motsatt, beregnet på grunnlag av en avtalt nominell hovedstol.

Alle aktiviteter i forbindelse med styring av taktiske risiki finner sted innenfor etablerte interne mandater og «stop-loss»-programmer. All handel i forbindelse med styring av taktiske risiki foretas av spesialisert personale med støtte fra interne regnskapsavdelinger og andre avdelinger.

## Driftsrisiki

Vi eksponeres også for driftsrisiki, inkludert reservoarriisiko, risiko for tap i olje- og gassproduksjonen og risiko for katastrofer på feltet. Alle våre installasjoner er forsikret, det vil si at gjenanskaffelsesverdien vil dekkes av vårt eget forsikringsselskap, som også har et reassuransprogram. Som en del av dette reassuransprogrammet var cirka 73% av det samlede forsikrede beløpet på cirka 104 milliarder kroner reassurert i de internasjonale reassuransmarkedene per 31. desember 2001. Vårt forsikringsselskap arbeider også sammen med vår konsernavdeling for risikostyring for å styre andre typer driftsrisiki som kan forsikres. Dette skjer ved hjelp av forskjellige forsikringsprodukter, finansprodukter eller en kombinasjon av slike produkter.

## FREMTIDIGE FORHOLD

Årsrapporten inneholder utsagn om fremtidige forhold som det knytter seg risiko og usikkerhet til. Alle uttalelser, bortsett fra de som gjelder historiske fakta, angår fremtidige forhold, blandt annet utsagn om Statoils fremtidige produksjon, mål og marginer, prestasjon og vekstrater, driftskostnader for 2004, forventet lete- og utvilingsaktiviteter og utgifter. Disse utsagnene om fremtiden reflekterer nåværende syn på fremtidige forhold og er, av natur, utsatt for vesentlig risiko og usikkerhet fordi de er knyttet til hendelser og er avhengig av omstendigheter som vil finne sted i fremtiden. Av mange årsaker kan våre faktiske resultater avvike i stor grad fra de forventningene som kommer til uttrykk i utsagn om fremtidige forhold. Disse inkluderer blandt annet nivå på tilbud og etterspørsel i markedet, prising, valutakurser, politisk stabilitet og økonomisk vekst i enkelte deler av verden, utvikling og bruk av ny teknologi, geologiske eller tekniske vanskeligheter, konkurrenters handlinger, handlinger til lisenspartnere, naturkatastrofer og andre endringer i rammevilkår. Tilleggsinformasjon, inkludert informasjon om faktorer som kan påvirke vår virksomhet, er omtalt i Statoil sin «Registration Statement on Form F-1» sendt inn til US Securities and Exchange Commission (SEC) i forbindelse med børsnoteringen. Oppdateringen av opplysningene i registreringsdokumentet hos SEC vil skje i forbindelse med innsendingen av årsrapporten forventet i april 2002.



Statoil-bensin er å få også på Finnmarksvidda. Her tanker Johan Persen Eira og Kirsten Hætta Eira opp snøscooteren ved Statoils stasjon i Masi. Et omfattende transportapparat er i sving for å forsyne Statoils nærmere 2000 bensinstasjoner i 9 land. Selskapets tankbiler tilbakela 37 millioner kilometer i 2001.

# Årsregnskap for 2001

64 STATOILKONSERNET - USGAAP

101 STATOILKONSERNET - NGAAP

129 STATOIL ASA - NGAAP

## Statoilkonsernet - USGAAP

### KONSERNRESULTATREGNSKAP USGAAP

(I MILLIONER KRONER, UNNTATT FOR AKSJEDATA)

	2001	2000	1999
Salgsinntekter	<b>231 087</b>	229 832	149 598
Resultatandel fra tilknyttede selskap	<b>439</b>	523	-745
Andre inntekter	<b>4 810</b>	70	1 279
Sum driftsinntekter	<b>236 336</b>	230 425	150 132
Varekostnader	<b>-126 153</b>	-119 469	-79 508
Driftskostnader	<b>-29 547</b>	-28 883	-25 657
Salgs- og administrasjonskostnader	<b>-3 547</b>	-3 891	-6 688
Av- og nedskrivninger	<b>-18 058</b>	-15 739	-17 579
Undersøkelseskostnader	<b>-2 877</b>	-2 452	-3 122
Sum kostnader før finansposter	<b>-180 182</b>	-170 434	-132 554
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	<b>56 154</b>	59 991	17 578
Netto finansposter	<b>65</b>	-2 898	1 431
Resultat før skatt og minoritetsinteresser	<b>56 219</b>	57 093	19 009
Skattekostnad	<b>-38 486</b>	-40 456	-12 856
Minoritetsinteresser	<b>-488</b>	-484	256
Årsresultat	<b>17 245</b>	16 153	6 409
Resultat per aksje	8,31	8,18	3,24
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer	2 076 180 942	1 975 885 600	1 975 885 600

Se noter til konsernregnskapet

## KONSERNBALANSE USGAAP

(I MILLIONER KRONER, UNNTATT FOR AKSJEDATA)	PER 31. DESEMBER	
	2001	2000
<b>EIENDELER</b>		
Betalingsmidler	<b>4 395</b>	9 745
Kortsiktige investeringer	<b>2 063</b>	3 857
Sum likvider	<b>6 458</b>	13 602
Fordringer	<b>26 208</b>	29 871
Fordringer - nærstående parter	<b>1 531</b>	2 177
Varelager	<b>5 276</b>	4 226
Forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler	<b>9 184</b>	5 447
Sum omløpsmidler	<b>48 657</b>	55 323
Investeringer i tilknyttede selskap	<b>9 951</b>	10 214
Langsiktige fordringer	<b>7 166</b>	8 165
Varige driftsmidler	<b>126 500</b>	132 278
Andre anleggsmidler	<b>7 421</b>	7 669
<b>SUM EIENDELER</b>	<b>199 695</b>	213 649
<b>GJELD OG EGENKAPITAL</b>		
Kortsiktig rentebærende gjeld	<b>6 613</b>	2 785
Leverandørgjeld	<b>10 970</b>	15 266
Leverandørgjeld - nærstående parter	<b>10 164</b>	11 454
Påløpte kostnader	<b>13 831</b>	11 228
Betalbar skatt	<b>16 618</b>	14 877
Sum kortsiktig gjeld	<b>58 196</b>	55 610
Langsiktig rentebærende gjeld	<b>35 182</b>	34 197
Utsatt skatt	<b>42 354</b>	43 331
Annen gjeld	<b>10 693</b>	10 205
Sum gjeld	<b>146 425</b>	143 343
Minoritetsinteresser	<b>1 496</b>	2 480
Aksjekapital (pålydende 2,50 kroner) henholdsvis 2.189.585.600 og 1.975.885.600 registrerte og utstedte aksjer	<b>5 474</b>	4 940
Egne aksjer - 25.000.000 aksjer	<b>-63</b>	0
Annen innskutt egenkapital	<b>37 728</b>	45 628
Opptjent egenkapital	<b>6 682</b>	14 768
Akkumulerte andre endringer i egenkapital	<b>1 953</b>	2 490
Sum egenkapital	<b>51 774</b>	67 826
<b>SUM GJELD OG EGENKAPITAL</b>	<b>199 695</b>	213 649

Se noter til konsernregnskapet

## KONSOLIDERTE EGENKAPITALOPPSTILLINGER

(I MILLIONER KRONER, UNNTATT FOR AKSJEDATA)	ANTALL UTSTEDTE AKSJER	AKSJE- KAPITAL	EGNE AKSJER	ANNEN INNSKUTT EGENKAPITAL	OPPTJENT EGENKAPITAL	AKK. ANDRE ENDRINGER I EGENKAPITAL	TOTAL
Per 1. januar 1999	1 975 885 600	4 940	0	25 111	20 422	1 934	52 407
Årsresultat					6 409		6 409
Akkumulerte omregningsdifferanser						-908	-908
Urealiserte tap på investeringer, ikke resultatført						402	402
«Comprehensive income»							5 903
Innskudd fra aksjonær				4 648			4 648
Utbytte					-6 853		-6 853
Per 31. desember 1999	1 975 885 600	4 940	0	29 759	19 978	1 428	56 105
Årsresultat					16 153		16 153
Akkumulerte omregningsdifferanser						1 062	1 062
«Comprehensive income»							17 215
Innskudd fra aksjonær				15 869			15 869
Utbytte					-21 363		-21 363
Per 31. desember 2000	1 975 885 600	4 940	0	45 628	14 768	2 490	67 826
Årsresultat					17 245		17 245
Akkumulerte omregningsdifferanser						-537	-537
«Comprehensive income»							16 708
Utstedelse av egne aksjer	25 000 000	63	-63				0
Akseemisjon	188 700 000	471		12 419			12 890
Innskudd fra aksjonær				9 440			9 440
Utbytte relatert til SDØE-transaksjonen				-30 084	-19 663		-49 747
Justering knyttet til SDØE-oppgjøret				325			325
Ordinært utbytte					-5 668		-5 668
Per 31. desember 2001	2 189 585 600	5 474	-63	37 728	6 682	1 953	51 774

I andre endringer i egenkapital er det hensyntatt skattefordel/-kostnad på 84, -199 og -249 millioner kroner i henholdsvis 2001, 2000 og 1999.

Utbytte utbetalt per aksje var 26,69, 10,81, og 3,47 kroner i henholdsvis 2001, 2000 and 1999. Utbytte utbetalt før aksjeemisjonen er sterkt påvirket av kontantstrømmer i forbindelse med SDØE transaksjonen.

Urealisert gevinst/tap på investeringer er knyttet til aksjer i Saga Petroleum som ble klassifisert som «available for sale». Aksjene ble solgt i 1999. Se note 4 «Kjøp og salg av virksomheter» for flere opplysninger.

Innskudd fra aksjonær utgjør i hovedsak skatt på overskudd fra eiendeler overført fra SDØE. Skatten er beregnet, men ikke betalt. Se note 1 «Selskapet og grunnlag for presentasjonen» for flere opplysninger.

## KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING USGAAP

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
<b>OPERASJONELLE AKTIVITETER</b>			
Årsresultat	<b>17 245</b>	16 153	6 409
<u>Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</u>			
Minoritetsinteresser	<b>488</b>	484	-256
Av- og nedskrivninger	<b>18 058</b>	15 739	17 579
Utgiftsføring av tidligere års balanseførte undersøkelseskostnader	<b>935</b>	410	982
Tap/(gevinst) på valutatransaksjoner	<b>180</b>	1 643	-319
Utsatt skatt	<b>848</b>	1 222	-1 480
Beregnet skatt på overskudd knyttet til overførte SDØE-andeler	<b>5 952</b>	14 109	4 731
Gevinster og tap ved salg av anleggsmidler og annet	<b>-4 990</b>	637	-1 080
<u>Endringer i operasjonelle eiendeler og gjeld</u>			
• Endring i varelager	<b>-1 050</b>	132	-120
• Endring i fordringer	<b>4 522</b>	-1 199	-5 737
• Endring i forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler	<b>-1 543</b>	-291	-12 765
• Endring i kortsiktige investeringer	<b>1 794</b>	-254	2 518
• Endring i leverandørgjeld	<b>-3 852</b>	-3 146	12 778
• Endring i påløpte kostnader	<b>-1 629</b>	9 427	5 065
Endring i annen gjeld	<b>2 215</b>	1 686	1 305
<b>Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</b>	<b>39 173</b>	56 752	29 610
<b>INVESTERINGSAKTIVITETER</b>			
Investeringer i varige driftsmidler	<b>-16 649</b>	-17 292	-27 772
Balanseførte undersøkelseskostnader	<b>-765</b>	-1 379	-867
Andre investeringer og utlån	<b>-2 828</b>	-3 343	-2 985
Tilbakebetaling av utlån og andre langsiktige poster	<b>2 289</b>	0	0
Salg av eiendeler	<b>5 115</b>	6 000	6 636
<b>Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter</b>	<b>-12 838</b>	-16 014	-24 988

Se noter til konsernregnskapet



**KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING USGAAP**

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
FINANSIERINGSAKTIVITETER			
Ny langsiktig rentebærende gjeld	<b>9 609</b>	1 191	13 365
Nedbetaling langsiktig gjeld	<b>-4 548</b>	-13 258	-5 371
Beløp betalt til minoritetsaksjonærer	<b>-1 878</b>	0	0
Ordinært utbytte utbetalt til aksjonær	<b>-5 668</b>	-1 702	-135
Beløp utbetalt til aksjonær, relatert til overførte SDØE-andeler	<b>-49 747</b>	-19 661	-6 718
Kapitalinnskudd relatert til overførte SDØE-andeler	<b>8 460</b>	0	0
Netto egenkapitaltilførsel ved utstedelse av nye aksjer	<b>12 890</b>	0	0
Netto endring kortsiktige lån, kassekreditt og annet	<b>-588</b>	-1 730	-2 278
Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter	<b>-31 470</b>	-35 160	-1 137
Netto endring i betalingsmidler	<b>-5 135</b>	5 578	3 485
Effekt av valutaendringer på betalingsmidlene	<b>-215</b>	106	-25
Betalingsmidler ved årets begynnelse	<b>9 745</b>	4 061	601
Betalingsmidler ved årets utgang	<b>4 395</b>	9 745	4 061
Betalte renter	<b>3 793</b>	3 204	2 906
Betalte skatter	<b>33 320</b>	16 614	5 716

Se noter til konsernregnskapet

Skatten knyttet til SDØE-andelene er i kontantstrømmene medtatt som betaling til eier under finansieringsaktivitetene frem til formell overdragelse av andelene 31. mai 2001, og medfører en justering for å avstemme resultatet med netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

### 1. Selskapet og grunnlag for presentasjonen

Statoil ASA ble stiftet i 1972 med staten som 100 prosents eier. Statoils virksomhet består i hovedsak av leting etter olje og naturgass, produksjon, transport, videreføring og markedsføring av petroleum og petroleumprodukter. I 1985 overførte staten eiendeler fra Statoil til Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), som også var 100 prosent eid av staten.

I forkant av delprivatiseringen av Statoil i juni 2001 restrukturerte staten sine eierinteresser innen olje og gass på den norske kontinentalsokkelen. I forbindelse med restruktureringen overførte staten SDØE-eiendeler med en bokført bruttov verdi på cirka 30 milliarder kroner til Statoil. Vederlaget utgjorde 38,6 milliarder kroner i kontanter, pluss renter og agio på 2,2 milliarder kroner (0,7 milliarder kroner etter skatt) fra verdsettelsesdato til oppgjørsmøte. I tillegg ble enkelte rørledninger og andre eiendeler med en netto bokført verdi på 1,5 milliarder kroner overført til staten. Kjøpesummen ble basert på verdsettelse per 1. januar 2001, med unntak av salget av en andel i Mongstad-terminalen som ble basert på verdi per 1. juni 2001.

Netto kjøpesum ble finansiert ved en aksjeemisjon på 12,9 milliarder kroner, opptak av ny langsiktig gjeld på 9 milliarder kroner og av eksisterende betalingsmidler og kortsiktige lån.

Overføringen av andeler fra SDØE er blitt regnskapsført etter kontinuitetsmetoden ettersom den skjedde mellom enheter under felles kontroll. Kontinuitetsmetoden medfører at resultatene og balanseverdiene for de overførte eiendelene er blitt slått sammen med Statoils øvrige eiendeler basert på historisk bokførte verdier for alle regnskapsperiodene som presenteres. Det er foretatt enkelte justeringer i resultater og balanser i forhold til SDØEs historiske regnskaper, slik at eiendelene kan presenteres som om de hadde vært eiet av Statoil i alle regnskapsperiodene som presenteres. Justeringene er primært relatert til beregning av skatter og aktiverte renter, og beregning av produksjonsavgift i form av avgiftsolje i overensstemmelse med de regnskapsprinsippene som er benyttet ved utarbeidelse av Statoils konsernregnskap. Skattekostnaden har blitt beregnet til den aktuelle skattesats. Renter er aktivert på anlegg under utførelse basert på Statoils gjennomsnittlige lånerente, og produksjonsavgift er beregnet i henhold til den sats som er aktuell for det enkelte felt. Eiendeler overført fra Statoil til staten har ikke blitt korrigert med tilbakevirkende effekt på grunn av at eiendelene historisk ikke ble forvaltet og finansiert som om de var selvstendige aktiviteter. Økning i egenkapital som følge av overtagelsen av andeler fra SDØE er medtatt som innskutt kapital 1. januar 1996. Forskjellen mellom kontantvederlaget og netto bokført verdi av eiendeler som er overført til staten sammenlignet med netto bokført verdi av eiendeler overført fra staten er regnskapsført som utbytte. Statens gjennomgang av beregningen av kontantvederlaget for de overførte andelene kan medføre endringer i vederlaget. Eventuelle justeringer forventes å bli bokført mot egenkapitalen i løpet av første halvår 2002.

Fra og med juni 2001 kjøper Statoil all SDØEs oljeproduksjon, og inkluderer kjøp og salg av denne produksjonen i henholdsvis driftsinntekter og driftskostnader. Tidligere ble deler av SDØEs oljeproduksjon solgt direkte fra felt til ekstern kunde, og dette salget ble i Statoils regnskap medtatt netto i driftsresultatet.

Det er gjort enkelte reklassifiseringer for å gjøre tidligere års sammenligningstall konsistente med presentasjonen av årsregnskapet for 2001.

### 2. Viktige regnskapsprinsipper

Konsernregnskapet for Statoil ASA og dets datterselskaper (Statoil eller selskapet) er utarbeidet i henhold til amerikanske regnskapsprinsipper (USGAAP).

#### Konsolidering

Konsernregnskapet omfatter regnskapene for Statoil ASA og datterselskaper som eies direkte eller indirekte med en eierandel på over 50 prosent. Konserninterne transaksjoner og mellomværende mellom selskapene i konsernet er eliminert. Investeringer i selskaper der Statoil ikke har bestemmende innflytelse, men har mulighet til å utøve betydelig innflytelse (generelt en eierandel på mellom 20 og 50 prosent), regnskapsføres etter egenkapitalmetoden.

#### Omregning av utenlandsk valuta

Regnskapene til utenlandske datterselskaper utarbeides i den valutaen som selskapene primært benytter i sin virksomhet (funksjonell valuta). For de fleste av Statoils utenlandske datterselskaper er den lokale valutaen identisk med den funksjonelle valutaen, med unntak av enkelte datterselskaper innen oppstrømsvirksomheten som har amerikanske dollar som funksjonell valuta.

Ved omregning av balansen fra utenlandsk valuta til norske kroner benyttes valutakurser per 31.12, mens resultatregnskapet omregnes til gjennomsnittlig kurs for året. Omregningsdifferansene inngår i «Akkumulerte andre endringer i egenkapital» og påvirker ikke resultatet.

Transaksjoner i andre valutaer enn enhetens funksjonelle valuta, omregnes til den funksjonelle valutaen etter transaksjonsdagens kurs. Valutagevinst eller -tap ved omregningen resultatføres.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

### Regnskapsføring av driftsinntekter

Driftsinntekter knyttet til salg og transport av råolje, naturgass, petroleum og kjemiske produkter samt andre varer bokføres når eiendomsretten overføres til kunden på varenes leveringstidspunkt basert på de kontraktsfestede vilkårene i avtalen. Inntekter medtas eksklusiv toll, forbruksavgifter og produksjonsavgifter som betales i form av avgiftsolje. Driftsinntekter fra produksjon av olje og naturgass der Statoil har eierinteresser sammen med andre selskaper, regnskapsføres på grunnlag av salg til kunder. Det er ikke betydelige avvik mellom disse salgene og Statoils andel av produksjonen.

### Betalingsmidler

Betalingsmidler omfatter kontanter, bankinnskudd og andre likvidplasseringer med kortere løpetid enn 3 måneder fra anskaffelsen.

### Kortsiktige investeringer

Kortsiktige investeringer omfatter bankinnskudd og andre pengeinstrumenter og omsettelige aksjer og verdipapirer med en løpetid på mellom tre og tolv måneder ved anskaffelse. Verdipapirporteføljene anses som omsetningspapirer og vurderes til markedsverdi. De urealiserte gevinster og tap som følger av dette, er inkludert i finansinntekter og -kostnader. Avkastning fra investeringene bokføres løpende.

### Varelager

Varelager er vurdert til det laveste av kostpris og markedsverdi. Kostpris for råolje og raffinerte produkter på raffineriene, vurderes etter LIFO-prinsippet. Kostpris for alle andre varelagre vurderes etter FIFO-prinsippet.

### Bruk av estimater

Utarbeidelsen av regnskapet i henhold til god regnskapsskikk forutsetter at ledelsen benytter estimater og forutsetninger som påvirker resultatregnskapet og verdsettelsen av eiendeler, gjeld og forpliktelser på balansedatoen. Faktiske resultater kan avvike fra estimatene.

Selskapets omfattende virksomhet og det høye antallet land hvor virksomheten drives, innebærer at selskapet er utsatt for endringer i økonomiske, regulatoriske og politiske forhold. Selskapet tror ikke at det i den nærmeste framtid er spesielt sårbart eller risikoutsatt som følge av en eventuell konsentrasjon av aktivitetene.

### Varige driftsmidler

Varige driftsmidler bokføres til historisk kost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Utgifter til større endringer og forbedringer balanseføres. Vanlig vedlikehold og reparasjoner kostnadsføres løpende. Det foretas avsetninger for kostnader knyttet til periodiske vedlikeholdsprogrammer.

Installasjoner for produksjon og feltdedikerte transportsystemer for olje og naturgass avskrives etter produksjonshetsmetoden basert på sikre reserver som ventes utvunnet i konsesjonsperioden. Ordinær avskrivning av transportsystemer som brukes av flere felt, og av andre eiendeler, beregnes lineært på grunnlag av forventet økonomisk levetid. Lineær avskrivning er basert på følgende estimat for økonomisk levetid:

Maskiner, utstyr og transportmidler	5 — 10 år
Produksjonsanlegg på land	15 — 20 år
Bygninger	20 — 25 år
Skip	20 — 25 år

### Regnskapsføring av olje- og gassvirksomheten

Statoil benytter «Successful efforts»-metoden for å regnskapsføre undersøkelses- og utbyggingskostnader innenfor olje- og gassvirksomheten. Kostnader for å erverve mineralinteresser i olje- og gassområder, for å bore og utstyre undersøkelsesbrønner som avdekker drivverdige reserver og for å bore og utstyre utbyggingsbrønner, balanseføres. Kostnader for å bore undersøkelsesbrønner som ikke avdekker drivverdige reserver, og geologiske og geofysiske kostnader samt andre undersøkelseskostnader, kostnadsføres. Utgifter til driftsforberedelser kostnadsføres løpende.

Balanseførte undersøkelseskostnader vurderes periodisk, og tap kostnadsføres i den grad virkelig verdi er lavere enn bokført verdi. Balanseførte kostnader relatert til produksjon av olje- og gassreserver avskrives etter produksjonshetsmetoden.

### Nedskrivning av varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

Langsiktige eiendeler, immaterielle eiendeler og goodwill nedskrives hvis forhold inntrådte i løpet av året tilsier at den bokførte verdien ikke kan forsvares.

Mulig nedskrivning vurderes for hver selvstendig gruppe av eiendeler (olje- og gassfelt eller -tillatelser, eller uavhengige driftsenheter) ved å sammenligne deres bokførte verdi med den udiskonterte kontantstrømmen de ventes å generere, basert på ledelsens forventninger om fremtidige økonomiske og driftsmessige forhold.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

Dersom den ovennevnte vurderingen tilsier at en eiendels verdi er forringet, nedskrives eiendelen til virkelig verdi, som vanligvis fastsettes på grunnlag av neddiskontert kontantstrøm.

### Nedstenging og fjerningskostnader

Beregnete kostnader for framtidig nedstenging og fjerning av større produksjonsanlegg avsettes i henhold til produksjonshetsmetoden basert på sikre reserver som ventes utvunnet i konsesjonsperioden. Avsetningen er basert på et estimat av fremtidige udiskonterte kostnader for nedstenging og fjerning basert på eksisterende regelverk og teknologi.

### Leasing

Leiefinansiering av vesentlig betydning, som i all hovedsak gir Statoil alle rettigheter og forpliktelser knyttet til eierskap, balanseføres. Eiendelene klassifiseres som varige driftsmidler og med motpost under langsiktig gjeld. Balanseføringen skjer til nåverdien av minimum leibeløp. Eiendelene blir deretter avskrevet, og gjelden reduseres med leibeløpene fratrukket beregnet rentekostnad.

Når kontrakter for riggleie overstiger riggbehovet avsettes det for eventuelt tap på forskjellen mellom innleieraten og estimert inntekt fra videreleie.

### Forskning og utvikling

Forsknings- og utviklingskostnader kostnadsføres løpende.

### Transaksjoner med Den norske stat

Statoil avsetter statens andel av produksjonen fra den norske kontinentalsokkelen sammen med sin egen. Fra og med juni 2001 kjøper Statoil all SDØEs oljeproduksjon, og inkluderer kjøp og salg av denne produksjonen i henholdsvis varekostnad og salgsinntekt. Tidligere ble deler av SDØEs oljeproduksjon solgt direkte fra felt til ekstern kunde, og dette salget ble i Statoils regnskap medtatt netto i driftsresultatet.

Statoil kjøper all olje som mottas av staten i produksjonsavgift fra felt på norsk kontinentalsokkel (avgiftsolje). Statoil inkluderer kjøp og salg av avgiftsolje i henholdsvis varekostnad og salgsinntekt.

### Skatt

Utsatt skattekostnad beregnes etter gjeldsmetoden. Etter denne metoden beregnes utsatt skattefordel og -forpliktelse på midlertidige forskjeller mellom bokført verdi av eiendeler og gjeld og skattemessig verdi basert på skattesatsene som gjelder på balansedagen. Utsatt skattekostnad er årets endring i utsatt skattefordel og -forpliktelse knyttet til årets drift. Virkningen av endringer i lover og skattesatser hensynstas på det tidspunkt endringene vedtas.

### Finansielle instrumenter og sikringsaktiviteter

I juni 1998 utstedte Financial Accounting Standards Board (FASB) Statement No. 133 (FAS 133), «Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities» (Regnskapsmessig behandling av finansielle derivater og sikringsaktiviteter). Standarden medfører at alle derivater skal balanseføres til markedsverdi. Derivater som ikke er sikringsaktiviteter, skal justeres til markedsverdi over resultatregnskapet. Som implementeringseffekt av FAS 133 førte selskapet den 1. januar 2001 en netto kostnad på 2 millioner kroner i netto finansposter i resultatregnskapet for første kvartal 2001. Det var ikke påkrevd å føre noen implementeringseffekt i akkumulerte andre endringer i egenkapital knyttet til kontantstrømsikring.

Statoil opererer i de globale markedene for råolje, raffinerte produkter og naturgass og er således eksponert for svingninger i hydrokarbonpriser, valutakurser og rentesatser, noe som kan ha innvirkning på driftsinntekter og -kostnader, investeringer og finansiering. Ledelsen har benyttet og vil fortsatt benytte finansielle instrumenter og råvarebaserte derivatkontrakter for å redusere risikoen knyttet til samlet inntjening og kontantstrøm. I visse tilfeller anvender selskapet sikringsbøker i henhold til FAS 133, og inngår også andre derivatkontrakter som medfører økonomisk sikring av visse risiki, selv om sikringsbøker enten ikke er tillatt etter regnskapsstandarden, eller ikke anvendes av selskapet.

Ved anvendelse av sikringsbøker for derivater klassifiserer selskapet derivatet formelt enten som markedsverdisikring av en balanseført eiendel, gjeldspost, eller en ikke regnskapsført forpliktelse (Fair value hedge), eller som kontantstrømsikring av en framtidig forventet transaksjon (Cash flow hedge). Selskapet dokumenterer sikringsforholdet ved inngåelse av derivatkontrakten. Dokumentasjonen inkluderer identifikasjon av sikringsinstrumentet og den sikrede posten eller transaksjonen, strategi og mål for risikostyring ved etableringen av sikringsforholdet, samt type risiko som sikres. Videre etterprøves effektiviteten av sikringsaktiviteten for hvert derivat både ved etablering av sikringsforholdet og kvartalsvis inntil derivatkontrakten utløper. Sikringsbøker anvendes kun når derivatet vurderes å ha en høy grad av effektivitet i å motvirke svingninger i markedsverdien til eller forventet kontantstrøm fra den sikrede post eller transaksjon. Når det gjelder sikrede fremtidige forventede transaksjoner, avsluttes sikringsbøkeringen hvis det blir sannsynlig at den forventede transaksjonen ikke vil finne sted, og utsatt tap eller gevinst blir da resultatført. Resultateffekten av alle derivater klassifisert som sikringsaktivitet føres normalt på samme linje i resultatregnskapet som resultateffekten av postene eller transaksjonene de skal sikre.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

Selskapet fører alle derivater til markedsverdi som eiendeler eller gjeld i balansen. For derivater klassifisert som markedsverdisikring blir den effektive og ineffektive del av endringer i derivatets markedsverdi løpende resultatført, sammen med tap eller gevinst knyttet til det forhold og den risiko sikringsaktiviteten omfatter. For derivater klassifisert som kontantstrømsikring blir den effektive delen av endringer i virkelig verdi utsatt og ført i akkumulerte andre endringer i egenkapital i balansen frem til sikret transaksjon reflekteres i resultatregnskapet. Da føres også utsatte gevinster og tap i resultatregnskapet. Ineffektiv del av endringer i markedsverdien til et derivat klassifisert som kontantstrømsikring føres løpende i resultatregnskapet under salgsinntekt eller varekostnad.

Før implementering av FAS 133 brukte Statoil følgende regnskapsprinsipper:

- Det alt vesentlige av selskapets råvarederivater (futures, terminkontrakter, opsjoner, bytteavtaler) regnskapsføres etter markedsverdi prinsippet, slik at derivater balanseføres til markedsverdi. Dette inkluderer derivatposisjoner som benyttes for å styre prisisiko knyttet til fysiske posisjoner, kontrakter eller forventede transaksjoner, idet instrumentene ikke oppfyller kriteriene for sikringsbokføring. Gevinster og tap knyttet til endringer i disse derivatenes markedsverdi føres løpende under salgsinntekt eller varekostnad.
- Sikringsbokføring innebærer at gevinster og tap knyttet til derivater føres i balansen som henholdsvis eiendeler eller gjeld, og resultatføres eller føres som justering til bokførte beløp for sikrede poster når sikret transaksjon inntreffer. Slik sikringsbokføring anvendes for enkelte derivater med tilknyttede opsjonspremier som benyttes til å sikre forventede fremtidige transaksjoner. Ved iverksettelsen tilpasses og knyttes disse instrumentene til den underliggende råvaretransaksjon. Endringer i markedsverdien for slike instrumenter er i høy grad korrelert med prisendringer for råvaren som er sikret. Når det ikke lenger er sannsynlig at en slik transaksjon vil inntreffe eller den termineres før forfall, vil eventuell balanseført gevinst eller tap knyttet til derivatet bli resultatført sammen med eventuell gevinst eller tap på den terminerte posten.
- Renteforskjeller som skal betales eller mottas som følge av rentebytteavtaler, påløper og regnskapsføres som en justering av rentekostnaden for den aktuelle gjeldsposten. Rabatter og premier på valutainstrumenter periodiseres lineært sammen med rentekostnader over avtaleperioden, mens realiserte eller urealiserte gevinster og tap motregnes mot tap eller gevinster for de postene som er sikret. Bokførte beløp knyttet til derivatkontrakter er inkludert i balansen i andre eiendeler eller annen gjeld. Markedsverdi av rentebytteavtaler, valutabytteavtaler og valutaterminkontrakter med sikring som formål bokføres ikke i regnskapet. Instrumenter som ikke er utformet for sikringsformål markedsvurderes, og urealiserte gevinster eller tap knyttet til slike poster bokføres løpende i resultatregnskapet. Beløp knyttet til terminerte rentebytteavtaler balanseføres og amortiseres som justering av rentekostnaden over den opprinnelige renteeksponeringsperioden, forutsatt at gjelden eller forpliktelsen fortsetter å eksistere eller sannsynligvis vil oppstå.

### Nye regnskapsstandarder, ikke trådt i kraft

I juni 2001, utstedte FASB regnskapsstandardene Business Combinations (FAS 141), og Goodwill and Other Intangible Assets (FAS 142), med ikrafttredelse for regnskapsår som begynner etter 15. desember 2001. Etter de nye reglene skal ikke goodwill eller immaterielle eiendeler med ubegrenset levetid avskrives, men undergis periodisk nedskrivningsvurdering. Andre immaterielle eiendeler skal fortsatt avskrives over antatt økonomisk levetid. Statoil implementerte de nye standardene fra og med 1. januar 2002, og forventer ikke at de nye bestemmelsene vil ha vesentlig regnskapsmessig effekt.

I juni 2001, utstedte FASB regnskapsstandarden Accounting for Asset Retirement Obligation (FAS 143), med virkning for regnskapsår som begynner etter 15. juni 2002. Etter de nye reglene skal nåverdien av fjerningsforpliktelser og andre fremtidige forpliktelser ved utrangering inngå i driftsmiddelets anskaffelseskost/avskrivningsgrunnlag. Et tilsvarende beløp avsettes som forpliktelse. Statoil vil implementere FAS 143 fra og med første kvartal 2003. Den akkumulerte virkningen vil bli ført via resultatregnskapet. Statoil har foreløpig ikke beregnet de regnskapsmessige effekter av den nye standarden.

I august 2001 utstedte FASB regnskapsstandarden Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets (FAS 144) som omhandler regnskapsføring og rapportering av nedskrivning og avhendelse av anleggsmidler. FAS 144 erstatter FAS 121, Accounting for the Impairment of Long-Lived Assets and for Long-Lived Assets to be Disposed Of og regnskapsreglene i APB Opinion No. 30, Reporting the Results of Operations for a disposal of a segment of a business. Den nye standarden gjelder fra regnskapsår som begynner etter 15. desember 2001. Statoil implementerte den nye standarden fra og med 1. januar 2002, og forventer ikke at de nye bestemmelsene vil ha vesentlig regnskapsmessig effekt.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

### 3. Informasjon om forretningsområdene og geografisk fordeling

Statoil har virksomhet innenfor fire forretningsområder — Undersøkelse og produksjon Norge, Internasjonal undersøkelse og produksjon, Naturgass og Foredling og markedsføring.

Oppdelingen i forretningsområder fastsettes ut fra virksomhet, geografiske beliggenhet og ledelsesrapportering. Sammensetningen av forretningsområder og vurderingen av forretningsområdenes resultater samsvarer med ledelsens grunnlag for å treffe strategiske beslutninger. Regnskapspraksisen til forretningsområdene er konsistent med beskrivelsen i «Viktige regnskapsprinsipper». Selskapet vurderer prestasjoner og tildeler ressurser ut fra forretningsområdenes resultat før finans og minoritetsinteresser.

Informasjon om forretningsområdene for årene 2001, 2000 og 1999 vises nedenfor.

<i>(I MILLIONER KRONER)</i>	<i>DRIFTS- INNTEKTER</i>	<i>RESULTATANDEL FRA TILKNYTTETE SELSKAPER</i>	<i>AV- OG NEDSKRIVINGER</i>	<i>RESULTAT FØR FINANS, SKATT OG MINORITETS- INTERESSER</i>	<i>SKATTEKOSTNAD FOR FORRETNINGS- OMRÅDET</i>	<i>RESULTAT FOR FORRETNINGS- OMRÅDET</i>
<b>Året 2001</b>						
Eksternt salg	3 622					
Mellom forretningsområder	61 913					
Undersøkelse og produksjon Norge	65 535	120	11 806	40 697	29 589	11 108
Eksternt salg	5 926					
Mellom forretningsområder	1 767					
Internasjonal undersøkelse og produksjon	7 693	0	3 371	1 291	387	904
Eksternt salg	23 297					
Mellom forretningsområder	36					
Naturgass	23 333	135	664	9 629	6 919	2 710
Eksternt salg	202 264					
Mellom forretningsområder	936					
Foredling og markedsføring	203 200	187	1 855	4 480	1 305	3 175
Eksternt salg	788					
Mellom forretningsområder, eliminering	-64 652					
Øvrig virksomhet	-63 864	-3	362	57	18	39
Sum	235 897	439	18 058	56 154	38 218	17 936

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

(1 MILLIONER KRONER)	DRIFTS- INNTEKTER	RESULTATANDEL FRA TILKNYTTETE SELSKAPER	AV- OG NEDSKRIVINGER	RESULTAT FØR FINANS, SKATT OG MINORITETS- INTERESSER	SKATTEKOSTNAD FOR FORRETNINGS- OMRÅDET	RESULTAT FOR FORRETNINGS- OMRÅDET
<b>Året 2000</b>						
Eksternt salg	1 419					
Mellom forretningsområder	69 610					
Undersøkelse og produksjon Norge	71 029	106	11 225	46 715	35 054	11 661
Eksternt salg	6 308					
Mellom forretningsområder	2 752					
Internasjonal undersøkelse og produksjon	9 060	-33	1 704	773	242	531
Eksternt salg	20 539					
Mellom forretningsområder	8					
Naturgass	20 547	77	730	7 893	5 584	2 309
Eksternt salg	200 851					
Mellom forretningsområder	413					
Foredling og markedsføring	201 264	321	1 734	4 559	1 271	3 288
Eksternt salg	785					
Mellom forretningsområder eliminering	-72 783					
Øvrig virksomhet	-71 998	52	346	51	0	51
Sum	229 902	523	15 739	59 991	42 151	17 840
<b>Året 1999</b>						
Eksternt salg	2 525					
Mellom forretningsområder	35 847					
Undersøkelse og produksjon Norge	38 372	115	9 126	16 841	11 462	5 379
Eksternt salg	20 666					
Mellom forretningsområder	1 060					
Internasjonal undersøkelse og produksjon	21 726	19	2 544	-1 995	0	-1 995
Eksternt salg	13 727					
Mellom forretningsområder	6					
Naturgass	13 733	66	725	5 052	3 224	1 828
Eksternt salg	113 398					
Mellom forretningsområder	117					
Foredling og markedsføring	113 515	-980	4 646	-1 754	0	-1 754
Eksternt salg	561					
Mellom forretningsområder, eliminering	-37 030					
Øvrig virksomhet	-36 469	35	538	-566	0	-566
Sum	150 877	-745	17 579	17 578	14 686	2 892

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

Lån forvaltes på konsernnivå og rentekostnader tilordnes ikke forretningsområdene. Skattekostnad beregnes av resultat før finans og minoritetsinteresser. Videre henføres ikke utsatte skattefordeler i forretningsområder med nettotap. Skattekostnad og resultat for forretningsområdene kan avstemmes mot konsernresultatregnskapet som følger:

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Resultat for forretningsområdene	17 936	17 840	2 892
Netto finansposter	65	-2 898	1 431
Skatt på finansposter og andre skattemessige justeringer	-268	1 695	1 830
Minoritetsinteresser	-488	-484	256
Årets resultat	17 245	16 153	6 409
Skattekostnad for forretningsområdene	38 218	42 151	14 686
Skattekostnad på finansposter og andre skattemessige justeringer	268	-1 695	-1 830
Skattekostnad	38 486	40 456	12 856

Undersøkelse og produksjon leter etter, utvikler og produserer råolje og naturgass, og utvinner våtgass, svovel og karbondioksid. Forretningsområdet Naturgass transporterer og markedsfører naturgass og naturgassprodukter. Foredling og markedsføring har ansvar for petroleumsraffinering og markedsføring av alle petroleumsprodukter unntatt naturgass.

Internt salg regnskapsføres til estimerte markedspriser. Disse transaksjonene elimineres i konsernregnskapet. Skattekostnad for forretningsområdene beregnes på grunnlag av resultat før finans og minoritetsinteresser.

(I MILLIONER KRONER)	TILGANG VARIGE DRIFTSMIDLER	INVESTERINGER I TILKNYTTETE SELSKAPER	ANDRE LANGSIKTIGE EIENDELER
Per 31. desember 2001			
Undersøkelse og produksjon Norge	10 759	212	77 338
Internasjonal undersøkelse og produksjon	5 027	0	21 530
Naturgass	671	1 506	8 994
Foredling og markedsføring	811	8 222	22 210
Øvrig virksomhet	685	11	11 015
Sum	17 953	9 951	141 087
Per 31. desember 2000			
Undersøkelse og produksjon Norge	12 992	125	79 739
Internasjonal undersøkelse og produksjon	5 070	0	19 465
Naturgass	810	1 340	11 690
Foredling og markedsføring	2 860	8 124	24 801
Øvrig virksomhet	300	625	12 417
Sum	22 032	10 214	148 112
Per 31. desember 1999			
Undersøkelse og produksjon Norge	27 448	89	77 792
Internasjonal undersøkelse og produksjon	6 644	426	14 395
Naturgass	1 810	962	12 595
Foredling og markedsføring	4 085	7 514	23 683
Øvrig virksomhet	413	861	12 577
Sum	40 400	9 852	141 042



## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

### Driftsinntekter etter geografisk område

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Norge	205 401	178 509	111 837
Europa (unntatt Norge)	30 798	36 201	23 131
USA	27 163	38 243	33 607
Andre områder	8 880	13 784	6 065
Elimineringer	-36 345	-36 835	-23 763
Sum driftsinntekter (unntatt resultatandel fra tilknyttede selskaper)	235 897	229 902	150 877

### Langsiktige eiendeler etter geografisk område

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Norge	114 303	126 429	127 448
Europa (unntatt Norge)	29 772	25 538	25 114
USA	70	20	1 141
Andre områder	18 016	15 315	8 094
Elimineringer	-11 717	-9 170	-11 171
Sum langsiktige eiendeler (unntatt langsiktig utsatt skattefordel)	150 444	158 132	150 626

#### 4. Kjøp og salg av virksomheter

Frem til juli 1999 eide Statoil 19% av aksjene i Saga Petroleum ASA (Saga), et uavhengig olje- og gasselskap. I juli 1999 kjøpte Norsk Hydro ASA 100% av aksjene i Saga etter en avtale med Statoil og gjennomføring av et offentlig tilbud mot de øvrige aksjonærene. Etter avtalen overdro Statoil sine aksjer i Saga til Norsk Hydro og betalte 4,2 milliarder kroner i bytte for enkelte av Sagas olje- og gasstillatelser. Aksjene i Saga ble holdt for salg («available for sale») og regnskapsført til virkelig verdi i konsernbalansen. Statoil realiserte en gevinst på 1,5 milliarder kroner ved avhendelsen av aksjene i Saga.

I 1999 solgte Statoil 50% av Statoil Detaljhandel Skandinavia AS, som bestod av Statoils bensinstasjonskjede i Skandinavia. Transaksjonen beløp seg til 3,1 milliarder kroner og medførte en gevinst på 1,2 milliarder kroner. Ettersom Statoil etter salget eier 50% av aksjene i Statoil Detaljhandel Skandinavia AS blir selskapet regnskapsført etter egenkapitalmetoden fra 1999.

Den 1. januar 2000 byttet Statoil 21% av raffineriet på Mongstad i en 10% deltakelse i et raffineri i Nederland. Denne transaksjonen anses som et bytte av like eiendeler og anses derfor ikke som en regnskapsmessig realisasjon. Bokførte verdier er videreført i konsernregnskapet. Eiendelene som ble overført hadde en bokført verdi på 0,9 milliarder kroner.

I 2001 solgte Statoil enkelte lisensandeler på norsk sokkel, sin 4,76% andel i Kashagan-feltet i Kasakhstan og sin aktivitet i Vietnam. Salgene resulterte i gevinster på 4,3 milliarder kroner før skatt på 0,8 milliarder kroner.

#### 5. Nedskrivning av eiendeler

I 2001 ble 2 milliarder kroner før skatt (1,4 milliarder kroner etter skatt) kostnadsført under regnskapsposten "Av- og nedskrivninger" i forretningsområdet Internasjonal undersøkelse og produksjon for å skrive ned Statoils 27% andel i oljefeltet LL652 i Venezuela til virkelig verdi. Nedskrivningen skyldes i hovedsak at trykkoppbyggingen i reservoaret har utviklet seg dårligere enn planlagt, noe som medfører at antatt produksjon i kontraktperioden er redusert.

I 1999 ble 2,5 milliarder kroner før skatt (1,8 milliarder kroner etter skatt) kostnadsført under regnskapsposten «Av- og nedskrivninger» for å skrive ned visse nedstrømseiendeler (hovedsakelig innenfor forretningsområdet Foredling og markedsføring) til virkelig verdi. Eiendelene ligger i Europa og hoveddelen av nedskrivningen gjaldt raffineriet i Kalundborg i Danmark, med 1,8 milliarder kroner. Denne nedskrivningen var en følge av reduksjonen i raffineriets anslåtte økonomiske levetid på grunn av forventninger om strengere regelverk for raffinering.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

### 6. Omorganisering og andre omkostninger

I 1999 besluttet selskapet å omorganisere sin virksomhet i USA innenfor oppstrøm, handel med naturgass og elkraftsvirksomhet. I denne sammenheng ble det foretatt en avsetning for omorganisering på 1 400 millioner kroner, hovedsakelig knyttet til nedskrivning av eiendeler, fremtidige leiekostnader, kostnader ved driftsnedleggelse og for nedbemanning med cirka 180 ansatte. Av de 1 400 millioner kroner som ble avsatt i 1999, ble 130 millioner kroner tilbakeført i 2000, knyttet til avtalte fremtidige leiebetalinger for riggkapasitet som ble videreført til en tredjepart. I 2000 kostnadsførte Statoil ytterligere 200 millioner kroner knyttet til den endelige avhendelsen av eiendeler. Beløpet som gjenstår av avsetningen per 31. desember 2000 og 2001, utgjør henholdsvis 224 millioner kroner og 144 millioner kroner og er primært knyttet til fremtidige leiekostnader, kredittrisiko knyttet til solgte eiendeler og juridiske omkostninger som antas å bli oppgjort i 2002. Disse omkostningene er klassifisert som «Driftskostnader» i forretningsområdet Internasjonal undersøkelse og produksjon.

I 1999 bokførte selskapet også 500 millioner kroner i sluttvederlag for en plan for nedbemanning med 800 ansatte. Statoil får refundert en del av de samlede omorganiseringskostnadene fra samarbeidspartnerne i oppstrømsvirksomheten. Basert på faktiske kostnader ble 150 millioner kroner av avsetningen reversert i 2000. Videre ble det i 2000 avsatt 150 millioner kroner for et tilsvarende omstrukturingsprogram for cirka 250 ansatte. Bemanningsreduksjonen gjelder i hovedsak ansatte i Norge, og ble gjennomført i flere av selskapets virksomhetsområder og innen de fleste fagområder. I 2000 og 2001 ble henholdsvis 160 millioner og 247 millioner kroner belastet avsetningen for betaling til ansatte som hadde sluttet. Per 31. desember 2001 hadde alle ansatte som ble omfattet av 1999- og 2000-planen sluttet. Kostnadene er i hovedsak ført som «Driftskostnader» eller «Salgs- og administrasjonskostnader».

Inkludert i «Driftskostnader» i 1998 er en avsetning på 700 millioner kroner for forventede tap på langsiktige borekontrakter med fast pris. I perioden 1995-98 inngikk Statoil flere langsiktige leiekontrakter til fast pris. Kontraktene ble inngått for selskapets egen regning basert på forventet behov for lete- og produksjonsboring på Statoil-opererte tillatelser. Varigheten på leiekontraktene er 1-6 år. Nedgangen i oljepriser førte til at selskapet fikk en betydelig overkapasitet på borerigger i et vanskelig marked for boreriggjenester. Avsetningen er selskapets beste estimat på tap som følge av forskjellen mellom inngåtte borekontrakter med fast pris og anslåtte markedsrater for videreleie. Markedsratene er beregnet basert på megleranslag, nye borekontrakter inngått av andre oljeselskaper og selskapets egne markedsforventninger frem til slutten av 2002. I 1999 avsatte selskapet ytterligere 900 millioner kroner på grunn av en videre nedgang i verdien av borekontraktene. I 1999, 2000 og 2001 ble henholdsvis 468 millioner, 172 millioner og 76 millioner kroner i kontraktbetalinger ført mot avsetningen. I 2001 ble 150 millioner kroner av avsetningen reversert på grunn av reduksjon i det estimerte tap på kontraktene. Per 31. desember 2000 og 2001 var avsetningen for borekontrakter på henholdsvis 960 millioner og 734 millioner kroner. Avsetningen er belastet forretningsområdet Undersøkelse og produksjon Norge.

### 7. Varelager

Varelageret i det enkelte land blir vurdert til det laveste av kostpris og markedspris, og eventuell nedskrivning til markedspris regnskapsføres separat som permanent justering i kostprisen til varelageret. Det har ikke vært noen nedbygging av LIFO-lag med betydelig innvirkning på resultatet i 2001 eller 2000.

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2001	2000
Varelager		
Råolje	2 919	2 143
Petroleumsprodukter	2 567	2 928
Annet	593	498
Sum - varelager verdsatt etter FIFO-prinsippet	6 079	5 569
Justering til LIFO-verdi	-803	-1 343
Sum	5 276	4 226

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

### 8. Sammendrag av finansiell informasjon for tilknyttede selskaper ført etter egenkapitalmetoden

Selskapets investeringer i tilknyttede selskaper inkluderer en andel på 50% i Borealis, et petrokjemisk produksjonsselskap, og en andel på 50% i Statoil Detaljhandel Skandinavia AS (SDS), en bensinstasjonskjede.

Sammendrag av finansiell informasjon for tilknyttede selskaper som regnskapsføres etter egenkapitalmetoden, vises nedenfor. Statoils investeringer i disse selskapene er inkludert under «Investeringer i tilknyttede selskaper». «Fordringer - nærstående parter» i konsernbalansen gjelder fordringer mot tilknyttede selskaper vurdert etter egenkapitalmetoden.

#### Spesifikasjon av de viktigste tilknyttede selskaper – bruttobeløp

(I MILLIONER KRONER)	BOREALIS			SDS		
	2001	2000	1999	2001	2000	1999
Omløpsmidler	7 694	10 753	8 513	3 189	3 014	3 333
Anleggsmidler	19 710	18 121	16 720	6 105	6 333	6 240
Kortsiktig gjeld	6 108	9 740	8 747	2 894	3 277	3 830
Langsiktig gjeld	8 787	5 870	3 118	3 382	3 242	3 157
Annen gjeld	2 201	2 570	2 886	0	0	0
Netto eiendeler	10 310	10 694	10 482	3 018	2 828	2 586
Brutto driftsinntekter	29 819	30 465	24 227	24 563	26 069	23 297
Resultat før skatt	-193	686	1 649	411	328	66
Resultat	-330	488	1 312	290	233	41
Investeringer i varige driftsmidler	1 182	2 117	3 520	552	592	6 909

Utbytte mottatt fra Borealis utgjør 16, 187 og 329 millioner kroner for henholdsvis 2001, 2000 og 1999. Det er ikke mottatt utbytte fra SDS.

#### Informasjon for tilknyttede selskaper rapportert etter egenkapitalmetoden

(BELØP I MILLIONER)	VALUTA	PÅLYDENDE	SELSKAPETS AKSJEKAPITAL	EIERANDEL	BOKFØRT VERDI	RESULTAT- ANDEL
Statoil Detaljhandel Skandinavia AS	NOK	1 300	2 600	50%	931	222
Borealis A/S	DKK	2 000	4 000	50%	5 081	-146
P/R West Navion DA	NOK	-	-	50%	1 161	67
Andre selskaper	-	-	-	-	2 778	296
Sum					9 951	439

Stemmeberettiget andel korresponderer med eierandelen.

Forskjellen mellom bokført verdi og egenkapitalandelen av investeringen i SDS skyldes utsatt inntektsføring av gevinsten ved salg av eiendeler fra Statoil til SDS i 1999. P/R West Navion DA eier boreskipet West Navion. Resultatandelen fra tilknyttede selskaper i 1999 inkluderer nedskrivning på 1 200 millioner kroner til estimert virkelig verdi av investeringen i P/R West Navion DA.

### 9. Kortsiktige investeringer

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2001	2000
Kortsiktige innskudd	189	128
Sertifikater	1 692	3 376
Obligasjoner	180	278
Børsnoterte aksjer	2	75
Sum kortsiktige investeringer	2 063	3 857

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

Netto endring i urealisert gevinst av verdipapirer for årene 2001, 2000 og 1999, utgjorde henholdsvis en netto gevinst på 10 millioner kroner, et netto tap på 45 millioner kroner, og en netto gevinst på 58 millioner kroner. Kostpris for kortsiktige investeringer var på henholdsvis 2 053 millioner kroner og 3 857 millioner kroner per 31. desember 2001 og 2000.

Alle investeringer som anses å inngå i handelsporteføljen balanseføres til virkelig verdi, og urealisert gevinst og tap medtas i resultatet.

### 10. Driftsmidler

(I MILLIONER KRONER)	MASKINER, INVENTAR, TRANSP.M.	PROD.ANLEGG OLJE/GASS, INKL. RØRLED.	PROD. ANLEGG LAND	BYGNINGER OG TOMTER	SKIP	ANLEGG UNDER OPPFØRING	AKTIVERTE LETEKOST. I LETEFASEN	TOTALT
Anskaffelseskost per 1.1.2001	11 051	197 957	29 130	6 242	9 063	13 749	5 283	272 475
Tilgang og overføringer	710	15 565	1 117	432	842	-1 232	163	17 597
Avgang til ansk. kost	-871	-7 660	-3 596	-153	-1 684	-576	-230	-14 770
Nedskr. på tidl. akt. letekostnader	-	-	-	-	-	-	-935	-935
Akkum. av- og nedskrivninger	-8 253	-119 999	-15 664	-1 811	-2 204	64	0	-147 867
Bokført verdi per 31.12.2001	2 637	85 863	10 987	4 710	6 017	12 005	4 281	126 500
Årets av- og nedskrivning driftsmidler	607	15 654	1 034	206	492	0	0	17 993
Årets avskrivning goodwill								65
Årets av- og nedskrivninger								18 058
Estimert levetid	5-10 år	*	15-20 år	20-25 år	20-25 år			

\*Avskrives etter produksjonsenhetsmetoden, se note 1.

I bokført verdi skip inngår innleide skip med 40 millioner kroner.

I 2001, 2000 og 1999 ble det balanseført henholdsvis 723, 1 494 og 1 225 millioner kroner i byggelånsrenter.

### 11. Avsetninger

Avsetninger mot eiendeler (unntatt eiendom, anlegg og utstyr samt immaterielle eiendeler) som er bokført i de siste tre årene, er som følger:

(I MILLIONER KRONER)	BALANSE PER 1. JANUAR	KOSTNAD	TILBAKE- FØRING	AV- SKRIVNING	ANNET	BALANSE PER 31. DESEMBER
<b>Året 2001</b>						
Avsetninger for andre langsiktige eiendeler	90	0	0	0	-74	16
Avsetninger for tap på krav	224	44	0	-12	-44	212
<b>Året 2000</b>						
Avsetninger for andre langsiktige eiendeler	90	0	0	0	0	90
Avsetninger for tap på krav	174	33	43	-23	-3	224
<b>Året 1999</b>						
Avsetninger for andre langsiktige eiendeler	70	20	0	0	0	90
Avsetninger for tap på krav	259	60	0	-147	2	174

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

12. Finansposter

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Renter og andre finansinntekter	2 107	2 426	1 027
Agioeffekter, netto	912	-3 389	-102
Renter og andre finanskostnader	-2 713	-2 035	-1 850
Utbytte på aksjer	18	82	186
Realisert gevinst og tap ved salg av verdipapirer	-97	371	1 717
Endring i urealiserte verdipapirgevinster og -tap	-162	-353	453
Netto finansposter	65	-2 898	1 431

13. Skatter

Resultat før skatt fremkommer som følger

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Norge			
• Sokkel	49 651	52 307	22 254
• Land	5 843	3 052	-1 763
Andre land	725	1 734	-1 482
Sum	56 219	57 093	19 009

Skattekostnaden kan spesifiseres som følger

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Betalbar skatt			
Norge			
• Sokkel	37 942	39 542	15 471
• Land	1 169	979	69
Andre land	253	529	504
Skatteeffekt av friinntekt	-1 726	-1 816	-1 708
Betalbar skattekostnad	37 638	39 234	14 336
Utsatt skatt			
Norge			
• Sokkel	317	528	324
• Land	383	254	-1 323
Andre land	148	440	-481
Endring utsatt skatt	848	1 222	-1 480
Sum skattekostnad	38 486	40 456	12 856

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

### Utsatt skatt kan spesifiseres som følger

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2001	2000
Utsatt skattefordel		
Underskudd til fremføring	2 120	2 317
Nedskrivning	1 365	832
Avsetning for nedstengning	4 277	3 992
Annet	4 911	5 278
Vurderingsreserve	-2 135	-2 309
Sum utsatt skattefordel	10 538	10 110
Utsatt skattegjeld		
Varige driftsmidler	35 144	37 044
Balanseførte undersøkelseskostnader og renter	8 668	8 962
Annet	8 370	6 924
Sum utsatt skattegjeld	52 182	52 930

### Utsatt skatt er i regnskapet klassifisert som følger

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2001	2000
Kortsiktig utsatt skattefordel	-113	-514
Langsiktig utsatt skattefordel	-597	-210
Kortsiktig utsatt skattegjeld	0	213
Langsiktig utsatt skattegjeld	42 354	43 331

Utsatt skattefordel og utsatt skattegjeld per 31. desember er reklassifisert. Utsatt skattefordel og utsatt skattegjeld innenfor samme skatteregime er nå ført netto. De største effektene av reklassifiseringen er en reduksjon av langsiktig utsatt skattefordel per 31. desember 2000 fra 9 196 til 210 millioner kroner, og en reduksjon av langsiktig utsatt skattegjeld fra 52 930 til 43 331 millioner kroner.

Det er opprettet en vurderingsreserve, ettersom selskapet mener at tilgjengelig dokumentasjon viser at det er tilstrekkelig usikkerhet om visse utsatte skattefordeler kan realiseres. Vurderingsreserven evalueres løpende og i den utstrekning det antas at en slik reserve ikke lenger er påkrevd vil den resterende netto utsatte skattefordelen inntektsføres.

### Avstemning mellom norsk nominell lovfestet skattesats på 28 prosent og effektiv skattesats

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Beregnet skatt etter nominell sats	15 741	15 969	5 312
Særskatt petroleum	24 342	26 159	10 736
Skatteeffekt av friinntektsfradrag	-1 726	-1 816	-1 708
Annet, netto	129	144	-1 484
Skattekostnad	38 486	40 456	12 856

Inntekter fra olje- og gassvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen skattlegges i henhold til Petroleumsatteloven. Denne fastsetter en særskatt på 50 prosent etter fradrag av friinntekten, i tillegg til vanlig selskapsbeskatning. Friinntekten fratrekkes med 5 prosent per år i 6 år, fra investeringen foretas. Friinntekt som ikke er benyttet, på 8,6 milliarder kroner, kan fremføres uten tidsbegrensning.

Ved utgangen av 2001 hadde Statoil fremførbare skattemessige underskudd på 7,0 milliarder kroner, i hovedsak i Norge, USA og Irland. Stort sett alle fremførbare underskudd bortfaller etter 2006.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

14. Kortsiktig rentebærende gjeld

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2001	2000
Banklån og kassekreditt	948	194
Mottatte depositum	0	1 172
Kortsiktig andel av langsiktig gjeld	5 364	1 147
Annen kortsiktig gjeld	301	272
Sum	6 613	2 785
Vektet gjennomsnittlig rentesats	4,62	6,05

15. Langsiktig rentebærende gjeld

	VEKTET GJENNOMSNI TT L I G RENTESATS		I MILLIONER KRONER 31. DESEMBER	
	2001	2000	2001	2000
Obligasjonslån				
Amerikanske dollar (USD)	5,79	6,84	19 006	15 153
Norske kroner (NOK)	5,67	5,67	255	231
Euro (EUR)	4,58	4,59	4 518	4 957
Sveitsiske franc (CHF)	2,87	3,12	4 652	5 714
Franske franc (FRF)	-	5,25	0	63
Japanske yen (JPN)	2,09	2,52	1 808	1 450
Britiske pund (GBP)	6,13	6,13	3 080	2 968
Sum			33 319	30 536
Usikrede banklån				
Amerikanske dollar (USD)	6,00	6,00	3 510	1 053
Euro (EUR)	7,64	7,64	0	494
Sum			3 510	1 547
Sikrede banklån				
Amerikanske dollar (USD)	6,43	6,30	2 879	2 827
Sum			2 879	2 827
Annen gjeld			838	434
Sum rentebærende gjeld			40 546	35 344
Fratrukket kortsiktig andel			-5 364	-1 147
Sum langsiktig rentebærende gjeld			35 182	34 197

Selskapet har et obligasjonslån på USD 500 millioner med en fast rente på 6,5% og med forfall i 2028. Lånet kan tilbakekjøpes til pålydende ved endring i skattelovgivning. Per 31. desember 2001 og 2000, var henholdsvis 4 441 millioner og 4 424 millioner kroner utestående. Lånerenten er omgjort til LIBOR-basert flytende rente gjennom rentebytteavtale.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

Selskapet har også et obligasjonslån på EUR 500 millioner med en fast rente på 5,125% og med forfall i 2011. Per 31. desember 2001 og 2000, var henholdsvis 3 933 millioner og 4 117 millioner kroner utestående. Lånerenten er omgjort til LIBOR-basert flytende rente gjennom en rentebytteavtale for EUR 200 millioner.

Selskapet har et obligasjonslån på opprinnelig USD 375 millioner, med en fast rente på 5,75% og med forfall i 2009. Per 31. desember 2001 og 2000, var henholdsvis 3 347 millioner og 3 318 millioner kroner utestående.

Statoil benytter valutabytteavtaler for å styre valutarisikoen på sin langsiktige gjeld. Effekten av avtalen er ikke reflektert i ovenstående tabell. Størstedelen av selskapets gjeld er fastrentelån. Rentebytteavtaler benyttes for å styre renterisikoen.

Stort sett samtlige obligasjonslån og usikrede banklån inneholder bestemmelser som begrenser pantsettelse av eiendeler for å sikre fremtidige låneopptak, med mindre eksisterende obligasjonsinnehavere og långivere samtidig gis en tilsvarende status.

Selskapet har utestående totalt seks obligasjonslån, netto etter tilbakekjøp på 12 029 millioner kroner til oppgjørskurs 31. desember 2001, som inneholder bestemmelser som gjør at Statoil kan anmode om tilbakekjøp av gjelden til pålydende før endelig innløsningsdato mot fastsatte betingelser eller dersom det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning.

Tilbakebetaling av langsiktig gjeld forfaller som følger:

(I MILLIONER KRONER)

2002	5 364
2003	2 251
2004	3 120
2005	1 320
2006	1 907
Deretter	26 584
Sum	40 546

Statoil har inngått avtaler med to banksyndikater for bindende langsiktig løpende kreditt på i alt USD 1 460 millioner (13 157 millioner kroner), med USD 275 millioner trukket. Beredskapsprovisjonene ligger på henholdsvis 0,0875% og 0,105% per år. I tillegg har Statoil disponibel kreditt på i alt EUR 242 millioner (1 929 millioner kroner). Det finnes ingen lån eller kreditter under disse ordningene per 31. desember 2001.

Per 31. desember 2001 hadde Statoil ingen kommitterte kortsiktige kredittfasiliteter.

Statoil hadde ingen rembursordninger per 31. desember 2001, mens utstedte og utestående rembursordninger per 31. desember 2000 var USD 28 millioner (246 millioner kroner).

### 16. Finansielle instrumenter og risikostyring

Statoil benytter avledede finansielle instrumenter (derivater) for å styre risiko som oppstår ved svingninger i de underliggende rentesatser, valutakurser og råvarepriser. Ettersom Statoil opererer på de internasjonale olje- og gassmarkedene og har betydelige finansieringsbehov, er selskapet eksponert for disse risikoene, som kan påvirke kostnadene ved drift, investering og finansiering. Ledelsen har benyttet og vil fortsatt benytte finansielle instrumenter og råvarebaserte derivatkontrakter for å redusere risikoen knyttet til samlet inntjening og kontantstrøm. Derivater som i det vesentligste utligner slik markedseksposering anvendes til å styre enkelte slike risiki. Selskapet anvender også derivater for å etablere posisjoner basert på markedsforventninger, men denne virksomheten er uvesentlig for konsernregnskapet.

Rente- og valutarisiko utgjør betydelig finansiell risiko for Statoil-konsernet. Den samlede eksponeringen styres på porteføljenivå i samsvar med strategiene og fullmaktene i det konsernomfattende risikostyringsprogrammet, og overvåkes av konsernets markedsrisikokomite. Selskapets renteeksponering er i hovedsak knyttet til konsernets gjeldsforpliktelse og forvaltningen av midlene i Statoil Forsikring AS. Konsernet benytter hovedsakelig rente- og valutabytteavtaler for å styre rente- og valutaeksponeringen.

Statoil benytter bytteavtaler, opsjoner, futures og terminkontrakter for å sikre fremtidige kjøp og salg av råolje og raffinerte oljeprodukter. Løpetiden for olje- og raffinerte oljeprodukt-derivater er vanligvis på under ett år. Bytteavtaler, opsjoner, terminkontrakter og futures for naturgass og elektrisitet brukes til å sikre fremtidig salg av naturgass og elektrisitet. Disse derivatene har vanligvis en løpetid på ca. tre år eller mindre. Størstedelen av transaksjonene i derivater skjer i over-the-counter (OTC) markedet.



## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

### Kontantstrømsikring

Statoil har klassifisert enkelte derivater som sikring av endringer i framtidig kontantstrøm fra salg av olje og raffinerte produkter i en periode på inntil 12 måneder og kontantstrømmer til rentebetalinger i en periode på inntil 37 måneder. I 2001 var ineffektivitet knyttet til Statoils kontantstrømsikring uvesentlig. Netto endring i akkumulerte andre endringer i egenkapital knyttet til årets sikringstransaksjoner er uvesentlig. Nettobeløpet som i 2001 er reklassifisert fra akkumulerte andre endringer i egenkapital til resultatregnskapet er 2 millioner kroner etter skatt. Den 31. desember 2001 var netto utsatt sikringsgevinst inkludert i akkumulerte andre endringer i egenkapital med 2 millioner kroner etter skatt. Dette vil ikke påvirke resultatet i de neste 12 månedene. En gevinst på 137 millioner kroner (før skatt) knyttet til derivater benyttet ved sikring av visse råoljevolumer er holdt utenfor beregningene av effektiviteten til kontantstrømsikringen i 2001, og er ført i resultatregnskapet under salgsinntekter for Undersøkelse og produksjon - Norge. Ingen kontantstrømsikringer ble avsluttet i 2001 som et resultat av at opprinnelig forventet transaksjon sannsynligvis ikke ville finne sted innen utgangen av opprinnelig spesifisert periode.

### Markedsverdisikring

Statoil har klassifisert enkelte derivater som sikring mot endring i markedsverdi av gjeld og visse beholdninger av råolje. Ingen del av gevinst eller tap på finansielle instrumenter er ekskludert fra vurderingen av markedsverdisikringens effektivitet i året 2001. Netto resultatført gevinst knyttet til ineffektivitet i markedsverdisikringen var uvesentlig og er inkludert i netto finansposter for året 2001.

### Finansielle instrumenters markedsverdi

Bortsett fra regnskapsført verdi av langsiktige fastrente lån er kontanter og betalingsmidler, fordringer, banklån, annen rentebærende kortsiktig gjeld, og annen kortsiktig gjeld regnskapsført til tilnærmet markedsverdi. Omsettelige aksjer og obligasjoner bokføres til virkelig verdi.

Tabellen nedenfor viser regnskapsført beløp og estimerte markedsverdier for finansielle instrumenter og langsiktig gjeld. Råvarekontrakter som kan gjøres opp ved fysisk levering (for eksempel olje og oljeprodukter, naturgass og elektrisitet) er ikke tatt med i oversikten:

(I MILLIONER KRONER)	MARKEDSVERDI EIENDELER	MARKEDSVERDI FORPLIKTELSER	NETTO REGNSKAPSFØRT BELØP
Per 31. desember 2001			
Gjeldsrelaterte instrumenter	602	-1 518	-916
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	25	-32	-7
Langsiktig gjeld med fast rente	0	-34 800	-29 246
Råolje og raffinerte produkter	701	-360	341
Gass og elektrisitet	67	-46	21

Tabellen nedenfor viser nominelle beløp, bokførte beløp og estimerte markedsverdier for finansielle instrumenter, og bokførte beløp og estimert markedsverdi for langsiktig gjeld for perioden før implementering av FAS 133. Råvarekontrakter som kan gjøres opp ved fysisk levering (for eksempel olje og oljeprodukter, naturgass og elektrisitet) er ikke tatt med i oversikter. Nominelle beløp for disse og andre derivater utgjør ikke eiendeler eller gjeld for selskapet, men er i stedet det kvantitative grunnlaget for oppfyllelse av kontraktsvilkårene.

(I MILLIONER KRONER)	NOMINELT BELØP	MARKEDSVERDI	BOKFØRT BELØP
Per 31. desember 2000			
Gjeldsrelaterte instrumenter	41 016	-346	-277
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	-22 591	191	191
Langsiktig gjeld med fast rente	0	-32 423	-31 416
Råolje og raffinerte produkter	-2 988	124	124
Gass og elektrisitet	410	11	11

Markedsverdi beregnes ut fra børskurser, estimer fra meglere, priser på sammenlignbare instrumenter samt ved hjelp av andre hensiktsmessige vurderingsmetoder. Markedsverdiestimaterne representerer tilnærmet den gevinst eller det tap som ville ha blitt realisert dersom kontraktene var blitt terminert ved årsslutt, selv om de faktiske resultatene ville kunne avvike på grunn av de anvendte forutsetninger.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

### Styring av kredittisiko

Selskapet reduserer konsentrasjonen av kredittisiko for finansielle instrumenter ved å kjøpe verdipapirer utstedt av motparter med høy rating, spredd over en rekke forhåndsgodkjente motparter. Det føres oversikt med tillatte rammer for kommersielle motparter, og denne gjennomgås regelmessig sammen med retningslinjer for vurdering av motparters finansielle stilling og krav om sikkerhetsstillelse. Kredittisiko knyttet til handel i råvarederivater er redusert tilsvarende gjennom vedlikehold, gjennomgang og ajourføring av liste over godkjente motparter ved vurdering av motpartens finansielle posisjon og eventuelt krav om sikkerhet.

Konsentrasjonen av kredittisiko med hensyn til fordringer er begrenset på grunn av det store antallet kunder, spredd over hele verden i ulike bransjer.

Kredittisikoen i forbindelse med selskapets OTC-derivater (ikke børsnoterte derivater) knyttes til motparten i transaksjonen, som typisk kan være en større bank eller kredittinstitusjon, et stort oljeselskap eller et velkjent handelsselskap. Statoil forventer ikke at noen av disse motpartene vil misligholde avtalene, og det ventes ingen vesentlige tap ved eventuelt mislighold. Futures-kontrakter og børsomsatte opsjoner har ubetydelig kredittisiko ettersom de i hovedsak omsettes på New York Mercantile Exchange eller ved International Petroleum Exchange i London.

Selskapet anser seg derved ikke eksponert for en betydelig konsentrasjon av kredittisiko.

## 17. Pensjonsordninger for ansatte

### Pensjonsytelser

De fleste av konsernets ansatte er dekket av en pensjonsordning med definerte fremtidige ytelser. Pensjonsytelsene er vanligvis avhengig av opptjeningstid og lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder. Enkelte datterselskap har tilskuddsplaner eller «Multiemployer plans».

### Netto pensjonskostnader

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Nåverdi av periodens opptjening	690	678	703
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsene	626	578	514
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-793	-761	-645
Amortisering av tap	10	14	23
Amortisering av planendringer	44	44	44
Amortisering av implementeringseffekt	-16	-16	-16
Sum pensjonskostnader ytelsesplaner	561	537	623
Tilskuddsplaner	21	21	19
«Multiemployer plans»	4	4	3
Sum pensjonskostnader	586	562	645

### Endring i påløpt forpliktelse

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
Påløpt forpliktelse ved årets begynnelse (inkludert lønnsvekst)	10 632	9 853
Nåverdi av periodens opptjening	690	656
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsene	626	584
Estimatendringer	471	-256
Utbetalte ytelser fra ordningen	-391	-210
Omregningsdifferanse	-28	5
Påløpt forpliktelse ved årets utgang	12 000	10 632

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

### Endring i pensjonsmidler

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
Virkelig verdi av pensjonsmidlene ved årets begynnelse	12 310	11 392
Oppjustering pensjonsmidler med opptjent egenkapital i pensjonskassene	954	0
Avkastning på pensjonsmidlene	-15	457
Innbetalt av selskapet	8	549
Utbetalte ytelser	-170	-86
Omregningsdifferanse	-19	-2
<b>Virkelig verdi av pensjonsmidlene ved årets utgang</b>	<b>13 068</b>	<b>12 310</b>

### Status for pensjonsordningene avstemt mot balansen

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
Ytelsesplaner:		
Netto pensjonsforpliktelse	1 068	1 678
Ikke amortiserte tap	769	389
Ikke amortiserte planendringer	462	512
Ikke amortisert implementeringseffekt	-31	-47
<b>Sum netto forskuddsbetalt pensjon</b>	<b>2 268</b>	<b>2 532</b>
Netto forskuddsbetalt pensjon er i regnskapet balanseført som:		
Forskuddsbetalt pensjon	4 046	4 280
Påløpte pensjonsforpliktelser	-1 778	-1 748
Økonomiske forutsetninger ved årets utgang (vektet gjennomsnitt):		
Diskonteringsrente	6,0%	6,0%
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	6,5%	6,5%
Forventet lønnsvekst	3,0%	3,0%

Den påløpte pensjonsforpliktelsen (inkludert lønnsvekst), minsteforpliktelsen (uten lønnsvekst) og den virkelige verdien pensjonsmidler i ordningene hvor minsteforpliktelsen overstiger pensjonsmidlene, var henholdsvis 3 352 millioner kroner, 2 430 millioner kroner og 422 millioner kroner per 31. desember 2001, og henholdsvis 2 945 millioner kroner, 2 071 millioner kroner og 418 millioner kroner per 31. desember 2000.

### 18. Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser

Påløpte fremtidige nedstengnings- og fjerningskostnader inngår i «Annen gjeld» per 31. desember 2001 og 2000 med henholdsvis 7 521 millioner kroner og 7 063 millioner kroner. Totale fremtidige nedstengnings- og fjerningskostnader er per 31. desember 2001 og 2000 estimert til henholdsvis 13 300 millioner kroner og 12 800 millioner kroner.

### 19. Forskningsutgifter

Forskningsutgiftene utgjorde 633, 656 og 718 millioner kroner i henholdsvis 2001, 2000 og 1999.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

### 20. Leieavtaler

Selskapet leier enkelte eiendeler, i hovedsak skip.

Leiekostnadene utgjorde 7 687, 6 455 og 7 219 millioner kroner i henholdsvis 2001, 2000 og 1999.

Opplysningene nedenfor viser fremtidig minimumsleie i henhold til uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2001.

(I MILLIONER KRONER)	OPERASJONELLE LEIEAVTALER	FINANSIELLE LEIEAVTALER
2002	4 174	23
2003	2 818	10
2004	2 230	10
2005	1 883	10
2006	1 603	10
Deretter	3 939	8
Sum fremtidig leie	16 647	71
Renteandel		-11
Netto nåverdi		60

Varige driftsmidler inkluderer følgende beløp for leieavtaler som er balanseført:

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2001	2000
Skip	238	769
Akkumulerte avskrivninger	-198	-688
Bokført verdi	40	81

I 1999 solgte selskapet og leide tilbake sin andel i et produksjonsfartøy for 945 millioner kroner. Salgsgevinsten på 226 millioner kroner inntektsføres over leieperioden på 3 år.

### 21. Andre forpliktelser

#### Kontraktsmessige forpliktelser

(I MILLIONER KRONER)	FOR ÅRET 2002	DERETTER	SUM
Kontraktsmessige forpliktelser inngått	8 475	5 641	14 116

De kontraktsmessige forpliktelser består av kjøp og konstruksjon av varige driftsmidler.

#### Erstatningsansvar og forsikring

I forbindelse med virksomheten på kontinentalsokkelen, herunder transportsystemene, er selskapet som andre rettighetshavere eksponert for et ubegrenset ansvar for eventuelle erstatningsbeløp. Selskapet har tegnet ansvarsforsikring inntil cirka 7,1 milliarder kroner for hvert skadetilfelle, inkludert forurensningsansvar. Det heleide datterselskapet Statoil Forsikring AS er forsikringsgiver for de fleste av konsernets produksjonsanlegg, og benytter det internasjonale forsikringsmarkedet til å reassurere store deler av risikoen. Egenforsikringsgraden utgjør 46 prosent.

#### Garantier

Konsernet har avgitt garantier med 174 millioner kroner.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

### Andre forpliktelser

I forbindelse med tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass forplikter deltakerne seg til å bore et visst antall brønner. Ved årets slutt er konsernet forpliktet til å delta i 10 brønner på norsk sokkel og 11 brønner i utlandet, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 23 prosent. Antatte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omkring 0,7 milliarder kroner.

I 1996 igangsatte EU- kommisjonen ved konkurransedirektoratet en undersøkelse av medlemmene av GFU, inkludert Statoil. Undersøkelsene gjelder ordningene for salg av naturgass fra norsk kontinentalsokkel, inkludert virksomheten til GFU. Sent i 2000 indikerte EU-kommisjonen at de muligens ville ta rettslige skritt etter EU/EØS' konkurranseregler mot Statoil og andre selgere av norsk gass.

Den 12. juni 2001 mottok Statoil et klageskriv (Statement of Objections) fra EU- kommisjonen. Dette er første skritt i en prosedyre som kan resultere i en sak mot Statoil som kan ta flere år. Klagen fra EU-kommisjonen er i hovedsak knyttet til selve gassalgsorganiseringen som var pålagt av norske myndigheter.

Den norske regjering har offentlig erklært at den er uenig i det utstedte klageskriv og er blitt akseptert som interessert tredjepart i saken. Regjeringen avga sin skriftlige intervensjon i slutten av oktober 2001 hvor den påberopte seg at systemet for salg av naturgass fra norsk kontinentalsokkel var pålagt av norske myndigheter i samsvar med norsk lov og at EU/EØS' konkurranselover derfor ikke kan anvendes.

Statoil ga et skriftlig tilsvar til klageskrivet i slutten av oktober 2001. I desember 2001 ble det avholdt en muntlig høring arrangert av EU-kommisjonen. Under denne høringen fikk representanter for regjeringen og samtlige selskaper som har mottatt klageskriv anledning til å fremlegge sin sak muntlig.

Statoil kan ikke forutsi utfallet eller tidsrammen i denne saken. Dersom ytterligere rettslige skritt iverksettes kan EU-kommisjonen treffe vedtak som forbyr salg av naturgass fra den norske sokkel i henhold til tidligere arrangement (herunder aktivitetene til GFU), ilegge selskapet bøter, pålegge selskapet å tilby kunder i eksisterende gassalgsavtaler (inkludert langsiktige "take-or-pay"-avtaler) muligheten til å reforhandle eller avslutte disse avtalene og/eller pålegge selskapet andre forpliktelser for å avhjelpe mulige negative konsekvenser av den påståtte overtredelsen. Skulle det bli konstatert at Statoil har brutt EU/EØSs konkurranseregler, vil dette kunne føre til at kontraktsmotpartene i naturgassalgsavtalene bestreider gyldigheten av disse avtalene og eventuelt også fremsetter betydelige erstatningskrav. Hvis EU-kommisjonen skulle beslutte å iverksette rettslige skritt, vil selskapet forsvare seg med tyngde. Statoil mener å ha gode argumenter til støtte for sin posisjon.

I tillegg er selskapet gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettsaker, og det finnes for tiden en rekke uavklarte tvister. Det endelige omfanget av selskapets forpliktelser i henhold til slike tvister og krav lar seg ikke beregne på dette tidspunktet. Statoil har gjort avsetninger i regnskapene for disse uavklarte forhold basert på ledelsens beste estimat. Ledelsen tror ikke utfallet av rettsakene og tvistene selskapet er involvert i, vil påvirke dets økonomiske stilling, driftresultat eller kontantstrøm i vesentlig negativ retning.

### 22. Nærstående parter

Samlet kjøp av olje fra staten beløp seg til 50 987 millioner kroner (251 millioner fat), 39 185 millioner kroner (155 millioner fat) og 22 293 millioner kroner (161 millioner fat) i henholdsvis 2001, 2000 og 1999. Skyldig beløp til staten for disse kjøpene er tatt med i «Leverandørgjeld - nærstående parter» i konsernbalansene. Statoil har betalt antatt markedspris for oljen som er kjøpt fra staten.

### 23. Egenkapital

Ved stiftelsen av selskapet i 1972 ble det utstedt 50 000 aksjer med pålydende verdi 100 kroner per aksje. Det har vært flere etterfølgende aksjekapitalutvidelser. Den siste aksjeutvidelsen før Statoils offentlige tilbud om kjøp av aksjer fant sted i juni 1989, da det ble utstedt 19 962 140 aksjer med pålydende verdi 100 kroner per aksje.

I ekstraordinær generalforsamling 10. mai 2001 ble aksjenes pålydende redusert fra 100 til 2,50 kroner. Tilsvarende ble antall aksjer økt fra 49 397 140 aksjer til 1 975 885 600 aksjer. Alle henvisninger til antall aksjer og aksjerrelaterte forholdstall er endret for å vise den nye aksjesplitten for alle tidligere perioder som er presentert.

I ekstraordinær generalforsamling 25. mai 2001 ble det vedtatt å øke aksjekapitalen med 62 500 000 kroner ved utstedelse av 25 000 000 aksjer gjennom en fondsemisjon. Staten fraskrev seg retten til de nye aksjene til fordel for Statoil. Aksjene vil brukes som tildeling av bonusaksjer til de av investorene i tilbudet til allmennheten som oppfyller vilkårene for dette, og kan ikke benyttes til andre formål uten generalforsamlingens samtykke. Privatpersoner som bestilte aksjer i tilbudet til allmennheten får (for bestillinger opp til 25 000 og for Statoilansatte opp til 75 000 kroner) rett til en vederlagsfri aksje for hver 10. aksje de fikk tildelt, under forutsetning av at de beholder de opprinnelige aksjene frem til 17. juni 2002 på den VPS-konto de først ble registrert.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - USGAAP

I ekstraordinær generalforsamling 17. juni 2001 ble det besluttet å øke aksjekapitalen med 471 750 000 kroner fra 5 002 214 000 kroner til 5 473 964 000 kroner ved utstedelse av 188 700 000 nye aksjer pålydende 2,50 kroner. I juni 2001 ble kapitalforhøyelsen gjennomført ved en offentlig emisjon. Statoil ble gjennom emisjonen tilført 12 890 millioner kroner etter fradrag for kostnader knyttet til kapitalforhøyelsen.

Styret har fullmakt til å utstede inntil 500 000 aksjer. Fullmakten kan kun benyttes til å utstede aksjer i forbindelse med mulig incentivprogram for ansatte. Fullmakten gjelder frem til 30. juni 2002.

Styret har også fullmakt til å erverve egne aksjer. Den samlede pålydende verdien på Statoils egne aksjer ervervet i henhold til fullmakten kan ikke overstige 250 000 000 kroner. Minste og høyeste beløp som kan betales per aksje er henholdsvis 2,50 og 300 kroner. Aksjene kan kun benyttes til å bedre selskapets kapitalstruktur (innløsning).

Selskapet har en aksjeklasse og alle aksjer har stemmerett.

Opptjent egenkapital som kan utdeles som utbytte utgjør 26 579 millioner kroner per 31. desember 2001 (før avsetning til utbytte for regnskapsåret 2001 på 6 169 millioner kroner). Opptjent egenkapital som kan utdeles som utbytte er basert på norske regnskapsstandarder og rettsregler. Årsaken til at dette avviker fra opptjent egenkapital på 6 682 millioner kroner i henhold til konsernregnskapet, er forskjeller mellom norske regnskapsstandarder og rettsregler, som utgjør grunnlaget for opptjent egenkapital som kan utdeles som utbytte, og USGAAP. Den viktigste forskjellen er virkningen av overdragelsen av SDØE-andeler til Statoil, som ikke fremgår av regnskapene i henhold til god regnskapsskikk i Norge før i annet kvartal 2001. Etter norske regler er beløpet som kan utdeles som utbytte begrenset til opptjent egenkapital hos morselskapet. Utdeling av utbytte er ikke tillatt i den utstrekning det bringer morselskapets egenkapital under 10% av sum eiendeler.

### 24. Godtgjørelse til revisor

Honorar til ekstern revisor for 2001 utgjorde 21,4 millioner kroner for revisjon og 22,3 millioner kroner for konsulenttjenester, inklusiv 14,7 millioner kroner for revisjonsrelaterte tjenester knyttet til børsintroduksjonen.

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

I samsvar med FASB Statement No. 69 «Disclosures about Oil and Gas Producing Activities» og regler fra den amerikanske Securities and Exchange Commission (SEC) gir selskapet enkelte tilleggsopplysninger om lete- og produksjonsvirksomheten for olje og gass. Selv om disse opplysningene er utarbeidet med rimelig forsiktighet og lagt frem i god tro, understrekes det at noen av opplysningene nødvendigvis vil være unøyaktige og bare vil utgjøre tilnærmede beløp fordi slike opplysninger blir utarbeidet ut fra en subjektiv vurdering. Derfor vil ikke disse opplysningene nødvendigvis representere selskapets nåværende økonomiske stilling eller de resultater selskapet forventer å skape i fremtiden.

Virkningen av SDØE-transaksjonen er innarbeidet i alle tabellene (se note 1 til regnskapet).

### Olje- og gassreserver

Selskapets eksperter har estimert Statoils olje- og gassreserver i henhold til bransjestandarder og de krav som stilles av SEC. Reservene inkluderer ikke produksjonsavgift som betales med petroleum, eller mengder som forbrukes i produksjon. Reserveestimer er å betrakte som utsagn om fremtidige hendelser.

Fastsettelse av selskapets reserver er del av en pågående prosess og er underlagt fortløpende revisjon etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig. Sikre olje- og gassreserver representerer beregnede mengder råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som, basert på analyser av geologiske og tekniske data, med rimelig grad av sikkerhet kan utvinnes fra kjente reservoarer under gjeldende økonomiske og driftstekniske forhold, det vil si priser og kostnader på det tidspunkt reserveestimatet blir satt opp. I prisene som benyttes er det kun tatt hensyn til kontraktsfestede endringer i eksisterende priser, men ikke til endringer som skyldes fremtidige forhold.

- (i) Reservoarene anses som sikre hvis enten faktisk produksjon eller en formasjonstest viser at de er økonomisk drivverdige. Reservoarområdet som anses som sikkert, omfatter (A) den delen som er avgrenset av boring og definert ved eventuell gass/olje-kontakt og/eller olje/vann-kontakt, og (B) de umiddelbart tilstøtende delene som enda ikke er boret men som det ut fra tilgjengelige geologiske og tekniske data er rimelig å anta vil være økonomisk drivverdige. Hvis det ikke finnes opplysninger om væskekontakter, er det den dypeste, kjente strukturforekomsten av hydrokarboner som definerer reservoarets nedre sikre grense.
- (ii) Reserver som kan gjøres økonomisk drivverdige ved at det benyttes teknikker for forbedret utvinning (som f.eks. fluidinjeksjon) er klassifisert som «sikre» når en vellykket testing gjennom et pilotprosjekt eller driften av et installert program i reservoaret støtter den tekniske analysen som prosjektet eller programmet var basert på.
- (iii) Estimater av sikre reserver omfatter ikke følgende: (A) olje som kan bli tilgjengelig fra kjente reservoarer men som klassifiseres for seg som «indikerte tilleggsreserver», (B) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass, som det er tvilsomt om kan utvinnes på grunn av usikkerhet med hensyn til geologi, reservoarets karakteristikk eller økonomiske faktorer, (C) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som kan forekomme i prospekter hvor det foreløpig ikke har vært boret, og (D) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som kan utvinnes fra oljeskifer, kull, gilsonitt og andre lignende kilder.

Sikre utviklede olje- og gassreserver representerer reserver som forventes å kunne utvinnes fra eksisterende brønner ved hjelp av eksisterende anlegg og driftsmetoder. Ytterligere olje og gass som man forventer å kunne utvinne ved å benytte fluidinjeksjon eller andre teknikker for forbedret utvinning for å supplere de naturlige kreftene og mekanismene som er virksomme under den primære utvinningen, skal ikke tas med som «sikre utviklede reserver» før de er testet av et pilotprosjekt eller etter at et installert program har bekreftet ved produksjonsresultater at utvinningen vil kunne økes.

Prinsippene for bokføring av sikre gassreserver på norsk sokkel er begrenset til kontraktsfestede gassalg og gass som har markedsadgang. Nye kontraktssalg bokføres som utvidelser og funn.

Statoils leveranseforpliktelse under inngåtte forsyningskontrakter er totalt 12 800 milliarder kubikkfot. I henhold til gassalgsavtalene, er Statoil i kontraktsårene 2002, 2003 og 2004 forpliktet til å selge og levere henholdsvis 685, 754 og 794 milliarder kubikkfot gass. Disse forpliktelsene kan oppfylles fra sikre utviklede reserver på 8 970 milliarder kubikkfot per 31. desember 2001.

I tillegg til avtaler av forsyningstypen, er Statoil også part i gassalgsavtaler av feltuttømmingstypen. Her selges naturgassen fra visse felt, i sin helhet til en kunde eller kundegruppe, og Statoil er ikke forpliktet til å levere større mengder enn de som produseres fra de aktuelle feltene.

Statoil inngikk i 1997 en servicekontrakt i Venezuela. Selskapets andel av basisproduksjonen er ikke inkludert i bokførte reserver. Forventet utvinning av feltets sikre reserver ut over de mengdene som er fastsatt i servicekontrakten som basisproduksjon, er tatt med i internasjonale oljereserver.

I de tilfeller Statoil inngår produksjonsdelingsavtaler beregnes reservene på bakgrunn av hvor store volumer selskapet har tilgang til for kostnadsdekning (cost oil) og inntjening (profit oil), fratrukket eventuelle begrensninger med hensyn til markedsadgang.

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

I 1999 er kjøp og salg av petroleumsreserver hovedsakelig knyttet til ervervet av Saga-andeler i felter på norsk sokkel og salget av Statoils gassproduksjonsvirksomhet i USA.

På grunn av avrunding vil det kunne forekomme avvik mellom de totale summene og størrelsene som fremkommer ved en summering av de enkelte tallene.

	SIKRE OLJE- OG NGL RESERVER I MILLIONER FAT			SIKRE GASSRESERVER I MILLIARDER STANDARD KUBIKKFOT			SIKRE OLJE-, NGL- OG GASSRESERVER I MILLIONER FAT OLJEEKVIVALENTER		
	UTENFOR			UTENFOR			UTENFOR		
	NORGE	NORGE	TOTALT	NORGE	NORGE	TOTALT	NORGE	NORGE	TOTALT
1999									
Sikre reserver 1. januar	1 633	507	2 140	12 704	1 219	13 924	3 896	724	4 621
Sikre utviklede reserver	777	92	869	7 085	797	7 882	2 040	234	2 274
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	82	-23	59	-111	21	-90	62	-19	43
Utvikelser og funn	67	0	67	28	141	169	72	25	97
Kjøp av petroleum	134	4	138	1 045	9	1 054	320	6	326
Salg av petroleum	-1	-6	-7	-1	-1 215	-1 216	-1	-223	-224
Produksjon	-240	-21	-262	-452	-60	-512	-321	-32	-353
Sikre reserver ved utgangen av året	1 675	462	2 136	13 213	114	13 328	4 029	482	4 511
Sikre utviklede reserver	934	85	1 019	7 505	68	7 574	2 271	97	2 368
2000									
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	8	30	38	56	-11	45	18	28	46
Utvikelser og funn	79	18	97	27	170	197	84	48	132
Salg av petroleum	-2	0	-2	0	-19	-19	-2	-3	-5
Produksjon	-254	-21	-275	-495	-19	-514	-342	-24	-367
Sikre reserver ved utgangen av året	1 506	488	1 994	12 802	234	13 036	3 787	530	4 317
Sikre utviklede reserver	940	187	1 127	8 630	65	8 695	2 478	198	2 677
2001									
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	68	30	98	252	-7	245	113	29	142
Utvikelser og funn	124	69	193	188	225	413	158	109	267
Salg av petroleum	-54	-1	-55	-1	-170	-171	-54	-31	-85
Produksjon	-246	-22	-268	-523	-15	-538	-339	-25	-364
Sikre reserver ved utgangen av året	1 398	565	1 963	12 718	267	12 985	3 664	612	4 277
Sikre utviklede reserver	948	166	1 113	9 069	42	9 112	2 564	173	2 737

Omregningsfaktorene som er benyttet, er 1 standard kubikkmeter = 35,3 standard kubikkfot, 1 standard kubikkmeter oljEEKVIVALENTER = 6,29 fat oljEEKVIVALENTER og 1 000 standard kubikkmeter gass = 1 standard kubikkmeter oljEEKVIVALENTER.

Historisk har Statoil markedsført og solgt statens olje som en del av egen produksjon. Den norske stat har valgt å videreføre dette arrangementet. Således endret den norske stat, som eneaksjonær, i generalforsamling den 27. februar 2001 selskapets vedtekter ved å innta en ny bestemmelse som pålegger Statoil å fortsette å avsette statens olje og naturgass sammen med Statoils egen olje og naturgass i overensstemmelse med slike instruksjoner som generalforsamlingen til enhver tid måtte vedta. I ekstraordinær generalforsamling den 25. mai 2001 vedtok staten, som eneaksjonær, en instruks av denne type som den nye vedtektsbestemmelsen hjemler. Denne instruksjonen betegnes som avsetningsinstruksjonen. For naturgass som er ervervet av Statoil til eget bruk, vil betalingen til staten være basert på markedsverdi. For alle andre salg av naturgass til Statoil eller til tredjepart vil betalingen til Den norske stat være basert på enten oppnådde priser, en «net back formula» eller markedsverdi. Statens olje og NGL vil i sin helhet bli ervervet av Statoil. Prisen for råolje vil være markedsbaserte priser. Prisen for NGL vil enten være basert på oppnådde priser, markedsverdi eller markedsbaserte priser.



## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Staten kan når som helst tilbakekalle eller endre avsetningsinstruksen. På grunn av denne usikkerheten, at statens egne estimater av sikre reserver ikke er tilgjengelige for Statoil, og fordi staten skal selge ytterligere 6,5% av sine andeler på norsk sokkel til andre selskap, er det ikke mulig å beregne hvor store mengder Statoil samlet vil kjøpe i henhold til avsetningsinstruksen fra felt hvor selskapet deltar i virksomheten.

For året 2001 markedsførte og solgte Statoil 406 millioner fat olje og NGL samt 654 milliarder kubikkfot naturgass på vegne av staten. For 2002 er det estimert at Statoil vil markedsføre og selge 380 millioner fat olje og NGL samt 750 milliarder kubikkfot naturgass.

### Balansførte kostnader knyttet til produksjonsvirksomheten for olje og naturgass.

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2001	2000
Undersøkelseskostnader, leterettigheter o.l.	4 281	5 264
Utbyggingskostnader, brønner, anlegg og annet utstyr	208 446	194 165
Sum kostnader til anskaffelseskost	212 727	199 429
Akkumulerte av- og nedskrivninger	-117 450	-102 636
Netto balansførte kostnader	95 277	96 793

### Kostnader påløpt ved kjøp av olje- og gassressurser, undersøkelses- og utbyggingsvirksomhet

Disse kostnadene omfatter både balansførte og utgiftsførte beløp.

(I MILLIONER KRONER)	NORGE	INTERNASJONALT	TOTALT
31. desember 2001			
Undersøkelseskostnader	2 020	683	2 703
Utbyggingskostnader	9 707	4 452	14 159
Sum	11 727	5 135	16 862
31. desember 2000			
Undersøkelseskostnader	1 657	1 764	3 421
Utbyggingskostnader	11 470	3 628	15 098
Sum	13 127	5 392	18 519
31. desember 1999			
Kjøp av reserver og andre eiendeler			
- Leterettigheter o.l.	1 186	180	1 366
- Sikre reserver og produksjonsanlegg	12 203	0	12 203
Undersøkelseskostnader	1 647	1 361	3 008
Utbyggingskostnader	12 339	3 980	16 319
Sum	27 375	5 521	32 896

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

### Resultat av produksjonsvirksomheten for olje og gass

I henhold til Statement of Financial Accounting Standards No. 69 gjenspeiler driftsinntektene og kostnadene i tabellen nedenfor bare de som er knyttet til Statoils produksjonsvirksomhet for olje og gass.

Virksomhet medtatt i opplysninger om forretningsområdene i note 3 til regnskapet, men som ikke er tatt med i tabellen nedenfor, gjelder gasshandelsvirksomhet, transport og forretningsutvikling, samt gevinster ved salg av interesser og andeler i olje og gassaktiviteter.

Inntektsskatt er beregnet ut fra vedtatte skattesatser og hensyntatt friinntekt. Renter og indirekte kostnader er ikke trukket fra.

Internt salg/overføringer er bokført til tilnærmet markedspris.

(I MILLIONER KRONER)	NORGE	UTENFOR NORGE	TOTALT
<b>Året 2001</b>			
Salg	1 379	2 957	4 336
Internt salg	61 913	1 767	63 680
Sum driftsinntekter	63 292	4 724	68 016
Undersøkelseskostnader	-2 011	-866	-2 877
Produksjonskostnader	-8 557	-1 102	-9 659
Spesielle poster <sup>1)</sup>	0	-2 000	-2 000
Av- og nedskrivninger <sup>2)</sup>	-12 637	-1 477	-14 114
Sum driftskostnader	-23 205	-5 445	-28 650
Driftsresultat før skatt	40 087	-721	39 366
Skattekostnader	-30 958	216	-30 742
Resultat av produksjonsvirksomheten	9 129	-505	8 624
<b>Året 2000</b>			
Salg	1 418	5 804	7 222
Internt salg	69 610	1	69 611
Sum driftsinntekter	71 028	5 805	76 833
Undersøkelseskostnader	-1 310	-1 141	-2 451
Produksjonskostnader	-8 338	-1 414	-9 752
Spesielle poster	0	130	130
Av- og nedskrivninger <sup>2)</sup>	-12 468	-1 815	-14 283
Sum driftskostnader	-22 116	-4 240	-26 356
Driftsresultat før skatt	48 912	1 565	50 477
Skattekostnader	-36 851	-250	-37 101
Resultat av produksjonsvirksomheten	12 061	1 315	13 376

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

(I MILLIONER KRONER)	NORGE	INTERNASJONALT	TOTALT
<b>Året 1999</b>			
Salg	2 673	4 207	6 880
Internt salg	35 699	0	35 699
Sum driftsinntekter	38 372	4 207	42 579
Undersøkelseskostnader	-2 016	-1 107	-3 123
Produksjonskostnader	-8 054	-1 251	-9 305
Spesielle poster	0	-764	-764
Av- og nedskrivninger <sup>2)</sup>	-9 710	-1 694	-11 404
Sum driftskostnader	-19 780	-4 816	-24 596
Driftsresultat før skatt	18 592	-609	17 983
Skattekostnader	-12 918	22	-12 896
Resultat av produksjonsvirksomheten	5 674	-587	5 087

<sup>1)</sup>Nedskrivning av LL652, Venezuela

<sup>2)</sup>Inkludert avsetninger til fremtidige nedstengnings- og fjerningskostnader

### Beregnet nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm knyttet til sikre olje- og gassreserver

[Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows, senere benevnt SMV]

Tabellen nedenfor viser beregnet nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm [SMV] knyttet til sikre reserver, og er utarbeidet i henhold til FASB Statement No. 69. Det er benyttet gjeldende markedspriser, kostnader, skattenivå, avgifter, valutakurser samt beregnede sikre reserver ved årets slutt. Ved beregning av nåverdien er det benyttet en diskonteringsrate på 10%. Nåverdiberegningen er et utsagn om fremtidige hendelser.

Fremtidige prisendringer er hensyntatt i den grad det foreligger kontrakter som regulerer dette ved utgangen av hvert rapporteringsår. Fremtidige utbyggings- og produksjonskostnader inkluderer de fremtidige kostnadene som er nødvendige for å utvikle og produsere beregnede sikre reserver ved årets slutt basert på kostnadsindekser ved årets slutt, idet det forutsettes at de økonomiske forhold ved årets slutt vil vedvare. Ved beregning av fremtidig netto kontantstrøm før skatt er nedstengnings- og fjerningskostnader inkludert. Fremtidig inntektsskatt beregnes ved å anvende de gjeldende lovbestemte skattesatsene ved årets slutt. Disse satsene gjenspeiler tillatte fradrag og skattekreditter og anvendes på beregnet fremtidig netto kontantstrøm før skatt, minus skattegrunnlaget for tilknyttede eiendeler. Diskontert fremtidig netto kontantstrøm beregnes ved å benytte en diskonteringsrate på 10% midt i perioden. Nåverdiberegningen krever årlige anslag for fremtidige kostnader og for produksjon av sikre reserver. De gitte opplysningene representerer ikke ledelsens anslag over selskapets forventede fremtidige kontantstrøm eller verdien av sikre olje- og gassreserver. Estimater over mengden av sikre reserver er unøyaktig og vil endre seg over tid etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig. Dessuten er identifiserte reserver og betingede ressurser som kan bli bekreftet i fremtiden, ikke tatt med i beregningene. Det er gjort forutsetninger med hensyn til tidspunktet for og størrelsen av fremtidige utbyggings- og produksjonskostnader og inntekter fra produksjon av sikre reserver i samsvar med kravene til FASB Statement No. 69. Disse forutsetningene gjenspeiler ikke ledelsens vurdering og må ikke sees på som en sikker indikasjon på Statoils fremtidige kontantstrøm eller verdien av Statoils sikre reserver.

(I MILLIONER KRONER)	NORGE	UTENFOR NORGE	TOTALT
<b>Per 31. desember 2001</b>			
Fremtidige netto innbetalinger	660 247	107 074	767 321
Fremtidige utbyggingskostnader	-40 379	-16 563	-56 942
Fremtidige produksjonskostnader	-185 281	-23 008	-208 289
Fremtidig netto kontantstrøm før skatt	434 587	67 503	502 090
Fremtidig inntektsskatt	-327 141	-17 497	-344 638
Fremtidig netto kontantstrøm	107 446	50 006	157 452
10 prosent årlig diskonteringsrente for estimert tidsfordeling av kontantstrømmen	-49 566	-28 669	-78 235
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	57 880	21 337	79 217

**TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)**

<i>(I MILLIONER KRONER)</i>	<i>NORGE</i>	<i>UTENFOR NORGE</i>	<i>TOTALT</i>
<b>Per 31. desember 2000</b>			
Fremtidige netto innbetalinger	757 634	103 859	861 493
Fremtidige utbyggingskostnader	-34 614	-13 624	-48 238
Fremtidige produksjonskostnader	-187 119	-22 331	-209 450
Fremtidig netto kontantstrøm før skatt	535 901	67 904	603 805
Fremtidig inntektsskatt	-396 223	-18 221	-414 444
Fremtidig netto kontantstrøm	139 678	49 683	189 361
10 prosent årlig diskonteringsrente for estimert tidsfordeling av kontantstrømmen	-61 605	-28 906	-90 511
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	78 073	20 777	98 850
<b>Per 31. desember 1999</b>			
Fremtidige netto innbetalinger	602 208	91 978	694 186
Fremtidige utbyggingskostnader	-35 829	-13 216	-49 045
Fremtidige produksjonskostnader	-189 956	-18 359	-208 315
Fremtidig netto kontantstrøm før skatt	376 423	60 403	436 826
Fremtidig inntektsskatt	-270 466	-17 429	-287 895
Fremtidig netto kontantstrøm	105 957	42 974	148 931
10 prosent årlig diskonteringsrente for estimert tidsfordeling av kontantstrømmen	-41 283	-24 696	-65 979
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	64 674	18 278	82 952

Av samlede estimerte fremtidige utbyggingskostnader på 56 942 millioner kroner per 31. desember 2001 forventes et beløp på 37 595 millioner kroner brukt i løpet av de neste tre årene. Fordelingen vises i tabellen nedenfor.

**Fremtidige utbyggingskostnader**

<i>(I MILLIONER KRONER)</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>SUM</i>
Norge	10 083	8 858	7 088	26 029
Utenfor Norge	4 907	3 877	2 782	11 566
Sum	14 990	12 735	9 870	37 595
Herav fremtidige utbyggingskostnader forventet brukt på sikre, ikke utviklede reserver	12 413	11 232	8 744	32 389

I 2001 brukte Statoil 14 159 millioner kroner i utbyggingskostnader. Av dette beløpet knyttet 8 386 millioner kroner seg til sikre, ikke utviklede reserver. I 2000 var beløpene henholdsvis 15 098 og 11 840 millioner kroner.

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

### Endringen i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 1. januar	98 850	82 952
Netto endringer i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon	-70 193	206 251
Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader	-10 560	-6 316
Salg av olje og gass produsert i perioden fratrukket produksjonskostnader	-62 283	-70 246
Netto endring på grunn av utvidelser funn og forbedret utvinning	2 064	10 292
Netto endring på grunn av kjøp og salg av reserver	-1 652	-160
Netto endring på grunn av revisjon av beregnede mengder	11 604	-6 279
Utbyggingskostnader påløpt i perioden	14 159	15 098
Diskonteringseffekt	57 721	-79 383
Netto endringer i inntektsskatt	39 508	-53 359
Sum endringer i nåverdi i løpet av året	-19 632	15 898
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	79 217	98 850

### Driftsstatistikk

Produktive olje- og gassbrønner og utbygde og ikke-utbygde areal i acres\*

Tabellene nedenfor viser antallet brutto og netto produktive olje- og gassbrønner og samlet brutto og netto utbygde og ikke-utbygde olje- og gassareal (i acres) der selskapet hadde andeler per 31. desember 2001.

En «brutto» verdi viser til brønner eller areal (i acres) der selskapet har andeler (beregnet som 100 prosent). Nettoverdien tilsvarer summen av hele eller selskapets andeler i brutto brønner eller areal i acres.

PER 31. DESEMBER	NORGE	UTENFOR NORGE	TOTALT
Antall produktive olje- og gassbrønner			
Oljebrønner —brutto	661	508	1 169
—netto	172	104	276
Gassbrønner —brutto	103	13	116
—netto	31	4	35

PER 31. DESEMBER	NORGE	UTENFOR NORGE	TOTALT
Utbygde og ikke-utbygde olje- og gassareal i tusen acres			
Utbygde areal —brutto	484	186	670
—netto	113	33	146
Ikke-utbygde areal —brutto	9 993	13 760	23 753
—netto	3 482	3 949	7 431

\*1 000 acres = 4,05 km<sup>2</sup>

Gjenværende løpetid for leieavtaler og konsesjoner er på mellom ett og 30 år.

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

### Borevirkosmhet i forbindelse med undersøkelse og utbygging.

Tabellen nedenfor viser antallet undersøkelses- og utviklingsbrønner for olje og gass som selskapet har under boring per 31. desember 2001.

(ANTALL BRØNNER)	NORGE	UTENFOR NORGE	TOTALT
Antall brønner under boring			
— brutto	34	11	45
— netto	9,3	1,4	10,7

### Netto produktive og tørre olje- og gassbrønner

Tabellene nedenfor viser netto produktive og tørre undersøkelses- og utviklingsbrønner for olje og gass som selskapet har komplettert eller forlatt de tre siste årene. Produktive brønner omfatter brønner der det er funnet hydrokarboner, og der boringen og kompletteringen, når det gjelder undersøkelsesbrønner er blitt utsatt i påvente av ytterligere boring eller evaluering. En tørr brønn er en brønn som ikke er i stand til å produsere store nok mengder til å berettige at den kompletteres.

	NORGE	PER 31. DESEMBER 2001 UTENFOR NORGE	TOTALT
<b>Året 2001</b>			
Netto undersøkelsesbrønner boret	9,7	2,2	11,9
—netto tørre	3,2	1,2	4,4
—netto produktive	6,5	1,0	7,5
Netto utviklingsbrønner boret	32,8	27,4	60,2
—netto tørre	0,7	0,3	1,0
—netto produktive	32,1	27,1	59,2
<b>Året 2000</b>			
Netto undersøkelsesbrønner boret	4,7	4,8	9,5
—netto tørre	2,0	1,5	3,5
—netto produktive	2,7	3,3	6,0
Netto utviklingsbrønner boret	30,6	71,4	102,0
—netto tørre	0,8	0,0	0,8
—netto produktive	29,8	71,4	101,2
<b>Året 1999</b>			
Netto undersøkelsesbrønner boret	6,4	4,9	11,3
—netto tørre	3,0	1,4	4,4
—netto produktive	3,4	3,5	6,9
Netto utviklingsbrønner boret	30,6	52,1	82,7
—netto tørre	1,8	0,4	2,2
—netto produktive	28,8	51,7	80,5

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Gjennomsnittlig salgspris og produksjonskostnad per enhet

	NORGE	UTENFOR NORGE
Per 31. desember 2001		
Gj.snittlig salgspris råolje i USD per fat	24,1	22,3
Gj.snittlig salgspris naturgass i NOK per Sm <sup>3</sup>	1,22	0,97
Gj.snittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e.	24,9	46,4
Per 31. desember 2000		
Gj.snittlig salgspris råolje i USD per fat	28,4	27,5
Gj.snittlig salgspris naturgass i NOK per Sm <sup>3</sup>	0,99	-
Gj.snittlig salgspris naturgass i USD per Sm <sup>3</sup>	-	0,099
Gj.snittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e.	24,8	58,2
Per 31. desember 1999		
Gj.snittlig salgspris råolje i USD per fat	18,0	16,4
Gj.snittlig salgspris naturgass i NOK per Sm <sup>3</sup>	0,58	-
Gj.snittlig salgspris naturgass i USD per Sm <sup>3</sup>	-	0,083
Gj.snittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e.	25,1	39,3

# Til styret og aksjonærer Statoil ASA

## Revisjonsberetning for årsregnskapet for 2001 i henhold til USGAAP

Vi har revidert de vedlagte konsernbalanser for Statoil ASA med datterselskaper per 31. desember 2001 og 2000, og de tilhørende konsoliderte resultatregnskaper, egenkapitaloppstillinger og kontantstrømpoppstillinger for hvert av de tre årene i perioden frem til 31. desember 2001. Konsernregnskapet er avgitt av selskapets ledelse. Vår oppgave er å uttale oss om konsernregnskapet basert på vår revisjon.

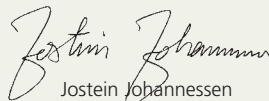
Vi har utført revisjonen i henhold til god revisjonsskikk i USA. God revisjonsskikk i USA krever at vi planlegger og utfører de revisjonshandlinger som anses nødvendige for å bekrefte at de konsoliderte årsregnskapene ikke inneholder vesentlige feil eller mangler. Dette innebærer at vi har kontrollert utvalgte deler av grunnlagsmaterialet som underbygger regnskapspostene, og vurdert de benyttede regnskapsprinsipper, de skjønsmessige vurderinger som er foretatt av ledelsen, samt innhold og presentasjon av årsregnskapene. Vi mener at vår revisjon gir et tilfredsstillende grunnlag for vår revisjonsberetning.

Vi mener at de regnskapsoppstillinger det er referert til ovenfor gir et forsvarlig uttrykk for konsernets økonomiske stilling per 31. desember 2001 og 2000 og for resultatet og kontantstrømmene for hvert av de tre årene i perioden frem til 31. desember 2001 i overensstemmelse med god regnskapsskikk i USA.

Stavanger, 18. februar 2002  
ERNST & YOUNG AS



Gustav Eriksen  
statsautorisert revisor



Jostein Johannessen  
statsautorisert revisor



# Statoilkonsernet - NGAAP

## KONSERNRESULTATREGNSKAP NGAAP

(I MILLIONER KRONER, UNNTATT FOR AKSJEDATA)	NOTE	2001	2000	1999
Salgsinntekter	3	<b>222 507</b>	208 118	138 283
Resultatandel fra tilknyttede selskap	8	<b>439</b>	487	-778
Andre inntekter	4	<b>4 810</b>	70	501
Sum driftsinntekter		<b>227 756</b>	208 675	138 006
Varekostnader		<b>-130 300</b>	-126 405	-83 794
Driftskostnader		<b>-27 459</b>	-23 593	-20 592
Salgs- og administrasjonskostnader		<b>-3 542</b>	-3 924	-6 187
Av- og nedskrivninger	5, 10	<b>-16 292</b>	-11 395	-12 921
Undersøkelseskostnader	10	<b>-2 584</b>	-2 007	-2 210
Sum kostnader før finansposter		<b>-180 177</b>	-167 324	-125 704
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser		<b>47 579</b>	41 351	12 302
Netto finansposter	12	<b>-105</b>	-3 280	1 168
Resultat før skatt og minoritetsinteresser		<b>47 474</b>	38 071	13 470
Skattekostnad	13	<b>-32 159</b>	-26 196	-9 092
Minoritetsinteresser		<b>-488</b>	-540	318
Årsresultat		<b>14 827</b>	11 335	4 696
Resultat per aksje		7,14	5,74	2,38
Utvannet resultat per aksje		7,14	5,74	2,38
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer		2 076 180 942	1 975 885 600	1 975 885 600

## KONSERNBALANSE NGAAP

(I MILLIONER KRONER)	NOTE	PER 31. DESEMBER	
		2001	2000
<b>EIENDELER</b>			
Varige driftsmidler	10	<b>126 296</b>	102 697
Langsiktige fordringer	17	<b>7 166</b>	8 611
Langsiktige investeringer	9	<b>6 543</b>	7 042
Investeringer i tilknyttede selskap	8	<b>9 829</b>	10 363
Sum anleggsmidler		<b>149 834</b>	128 713
Varelager	7	<b>6 079</b>	6 037
Fordringer	11	<b>26 208</b>	29 810
Fordringer - nærstående parter		<b>1 531</b>	2 177
Forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler		<b>6 794</b>	4 687
Sum varelager og fordringer		<b>40 612</b>	42 711
Kortsiktige investeringer	9	<b>2 063</b>	3 857
Betalingsmidler		<b>4 395</b>	9 745
Sum likvider		<b>6 458</b>	13 602
Sum omløpsmidler		<b>47 070</b>	56 313
<b>SUM EIENDELER</b>		<b>196 904</b>	185 026

## KONSERNBALANSE NGAAP

(I MILLIONER KRONER, UNNTATT FOR AKSJEDATA)	NOTE	PER 31. DESEMBER	
		2001	2000
<b>EGENKAPITAL OG GJELD</b>			
Aksjekapital (pålydende 2,50 kroner) henholdsvis 2.189.585.600 og 1.975.885.600 registrerte og utstedte aksjer		<b>5 474</b>	4 940
Egne aksjer - 25.000.000 aksjer		<b>-63</b>	0
Overkursfond		<b>12 418</b>	0
Innskutt egenkapital		<b>17 829</b>	4 940
Annen egenkapital		<b>28 360</b>	45 003
Minoritetsinteresser		<b>1 496</b>	2 492
Opptjent egenkapital		<b>29 856</b>	47 495
Sum egenkapital	23	<b>47 685</b>	52 435
Utsatt skatt	13	<b>41 210</b>	30 606
Avsetning for forpliktelser	17, 18	<b>10 547</b>	7 422
Langsiktig rentebærende gjeld	15	<b>36 183</b>	35 077
Sum langsiktig gjeld og avsetning for forpliktelser		<b>87 940</b>	73 105
Kortsiktig rentebærende gjeld	14	<b>6 613</b>	2 785
Leverandørgjeld		<b>10 970</b>	15 266
Leverandørgjeld - nærstående parter	22	<b>10 164</b>	11 454
Skyldige offentlige avgifter		<b>3 052</b>	2 897
Betalbar skatt	13	<b>16 618</b>	14 877
Påløpte kostnader		<b>7 693</b>	6 539
Utbytte		<b>6 169</b>	5 668
Sum kortsiktig gjeld		<b>61 279</b>	59 486
<b>SUM EGENKAPITAL OG GJELD</b>		<b>196 904</b>	185 026

## KONSOLIDERT KONTANTSTRØMSOPPSTILLING NGAAP

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
<b>OPERASJONELLE AKTIVITETER</b>		
Årsresultat	<b>14 827</b>	11 335
<u>Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</u>		
Minoritetsinteresser	<b>488</b>	540
Av- og nedskrivninger	<b>16 292</b>	11 395
Utgiftsføring av tidligere års balanseførte undersøkelseskostnader	<b>935</b>	214
Tap på valutatransaksjoner	<b>180</b>	1 643
Utsatt skatt	<b>474</b>	1 071
Gevinster og tap ved salg av anleggsmidler og annet	<b>-4 982</b>	-317
<u>Endringer i operasjonelle eiendeler og gjeld</u>		
• Endring i varelager	<b>-137</b>	-480
• Endring i fordringer	<b>1 794</b>	-254
• Endring i forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler	<b>4 516</b>	-1 186
• Endring i kortsiktige investeringer	<b>245</b>	-244
• Endring i leverandørgjeld	<b>-6 173</b>	-3 160
• Endring i påløpte kostnader	<b>-720</b>	9 911
Endring i annen gjeld	<b>2 065</b>	1 325
<b>Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</b>	<b>29 804</b>	31 793
<b>INVESTERINGSAKTIVITETER</b>		
Investeringer i varige driftsmidler	<b>-16 577</b>	-12 021
Balanseførte undersøkelseskostnader	<b>-576</b>	-895
Andre investeringer og utlån	<b>-2 550</b>	-3 804
Tilbakebetaling av utlån og andre langsiktige poster	<b>2 289</b>	0
Salg av eiendeler	<b>5 115</b>	6 000
<b>Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter</b>	<b>-12 299</b>	-10 720

**KONSOLIDERT KONTANTSTRØMSOPPSTILLING NGAAP**

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
FINANSIERINGSAKTIVITETER		
Ny langsiktig rentebærende gjeld	<b>9 609</b>	1 191
Nedbetaling langsiktig gjeld	<b>-4 677</b>	-13 258
Beløp betalt til minoritetsaksjonærer	<b>-1 878</b>	0
Ordinært utbytte utbetalt til aksjonær	<b>-5 668</b>	-1 702
Beløp utbetalt til aksjonær, relatert til overførte SDØE-andeler	<b>-40 788</b>	0
Kapitalinnskudd relatert til overførte SDØE-andeler	<b>8 460</b>	0
Netto egenkapitaltilførsel ved utstedelse av nye aksjer	<b>12 890</b>	0
Netto endring kortsiktige lån, kassekreditt og annet	<b>-588</b>	-1 726
Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter	<b>-22 640</b>	-15 495
Netto endring i betalingsmidler	<b>-5 135</b>	5 578
Effekt av valutaendringer på betalingsmidlene	<b>-215</b>	106
Betalingsmidler ved årets begynnelse	<b>9 745</b>	4 061
Betalingsmidler ved årets utgang	<b>4 395</b>	9 745
Betalte renter	<b>3 793</b>	3 204
Betalte skatter	<b>33 320</b>	16 614

I kontantstrømmen vises kjøpet av SDØE-andelene som en egenkapitaltransaksjon under finansieringsaktiviteter og ikke som kjøp av anleggsmidler. Det vises til note 1 for beskrivelse av transaksjonen.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

### 1. Selskapet og grunnlag for presentasjonen

Statoil ASA ble stiftet i 1972 med staten som 100 prosents eier. Statoils virksomhet består i hovedsak av leting etter olje og naturgass, produksjon, transport, videreføring og markedsføring av petroleum og petroleumprodukter. I 1985 overførte staten eiendeler fra Statoil til Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), som også var 100 prosent eid av staten.

I forkant av delprivatiseringen av Statoil i juni 2001 reorganiserte staten sine eierinteresser innen olje og gass på den norske kontinentalsokkelen. I forbindelse med restruktureringen overførte staten SDØE-eiendeler med en bokført bruttov verdi på cirka 30 milliarder kroner til Statoil. Vederlaget utgjorde 38,6 milliarder kroner i kontanter, pluss renter og agio på 2,2 milliarder kroner (0,7 milliarder kroner etter skatt) fra verdsettelsesdato til oppgjørsmøtet. I tillegg ble enkelte rørledninger og andre eiendeler med en netto bokført verdi på 1,5 milliarder kroner overført til staten. Kjøpesummen ble basert på verdsettelse per 1. januar 2001, med unntak av salget av en andel i Mongstad-terminalen som ble basert på verdi per 1. juni 2001.

Netto kjøpesum ble finansiert ved en aksjeemisjon på 12,9 milliarder kroner, opptak av ny langsiktig gjeld på 9 milliarder kroner og av eksisterende betalingsmidler og kortsiktige lån.

Overføringen av andeler fra SDØE er blitt regnskapsført etter kontinuitetsmetoden ettersom den skjedde mellom enheter under felles kontroll. Kontinuitetsmetoden medfører at balanseverdiene for de overførte eiendelene er blitt slått sammen med Statoils øvrige eiendeler basert på bokførte verdier per 1. juni 2001. Det er allikevel foretatt enkelte justeringer i forhold til SDØEs historiske regnskaper, slik at eiendelene kan presenteres som om de opprinnelig hadde vært eiet av Statoil. Justeringene er primært relatert til beregning av aktiverte renter på anlegg under utførelse. Forskjellen mellom kontantvederlaget og netto bokført verdi av eiendeler som er overført til staten sammenlignet med netto bokført verdi av eiendeler overført fra staten er regnskapsført som utbytte. Statens gjennomgang av beregningen av kontantvederlaget for de overførte andelene kan medføre endringer i vederlaget. Eventuelle justeringer forventes å bli bokført mot egenkapitalen i løpet av første halvår 2002.

Fra og med juni 2001 kjøper Statoil all SDØEs oljeproduksjon, og inkluderer kjøp og salg av denne produksjonen i henholdsvis driftsinntekter og driftskostnader. Tidligere ble deler av SDØEs oljeproduksjon solgt direkte fra felt til ekstern kunde, og dette salget ble i Statoils regnskap medtatt netto i driftsresultatet.

Det er gjort enkelte reklassifiseringer for å gjøre tidligere års sammenligningstall konsistente med presentasjonen av årsregnskapet for 2001.

### 2. Viktige regnskapsprinsipper

Konsernregnskapet for Statoil ASA og dets datterselskaper (Statoil eller selskapet) er utarbeidet i henhold til norske regnskapsprinsipper (NGAAP). For en avstemming mot amerikanske regnskapsprinsipper se note 25.

#### Konsolidering

Konsernregnskapet omfatter regnskapene for Statoil ASA og datterselskaper som eies direkte eller indirekte med en eierandel på over 50 prosent. Konserninterne transaksjoner og mellomværende mellom selskapene i konsernet er eliminert. Investeringer i selskaper der Statoil ikke har bestemmende innflytelse, men har mulighet til å utøve betydelig innflytelse (generelt en eierandel på mellom 20 og 50 prosent), regnskapsføres etter egenkapitalmetoden.

#### Omregning av utenlandsk valuta

Regnskapene til utenlandske datterselskaper utarbeides i den valutaen som selskapene primært benytter i sin virksomhet (funksjonell valuta). For de fleste av Statoils utenlandske datterselskaper er den lokale valutaen identisk med den funksjonelle valutaen, med unntak av enkelte datterselskaper innen oppstrømsvirksomheten som har amerikanske dollar som funksjonell valuta.

Ved omregning av balansen fra utenlandsk valuta til norske kroner benyttes valutakurser per 31.12, mens resultatregnskapet omregnes til gjennomsnittlig kurs for året. Omregningsdifferansene inngår i «Akkumulerte andre endringer i egenkapital» og påvirker ikke resultatet.

Transaksjoner i andre valutaer enn enhetens funksjonelle valuta, omregnes til den funksjonelle valutaen etter transaksjonsdagens kurs. Valutagevinst eller -tap ved omregningen resultatføres.

#### Regnskapsføring av driftsinntekter

Driftsinntekter knyttet til salg og transport av råolje, naturgass, petroleum og kjemiske produkter samt andre varer bokføres når eiendomsretten overføres til kunden på varenes leveringstidspunkt basert på de kontraktsfestede vilkårene i avtalen. Inntekter medtas eksklusiv toll, forbruksavgifter og produksjonsavgifter som betales i form av avgiftsolje. Driftsinntekter fra produksjon av olje og naturgass der Statoil har eierinteresser sammen med andre selskaper, regnskapsføres på grunnlag av salg til kunder. Det er ikke betydelige avvik mellom disse salgene og Statoils andel av produksjonen.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

### Betalingsmidler

Betalingsmidler omfatter kontanter, bankinnskudd og andre likvidplasseringer med kortere løpetid enn 3 måneder fra anskaffelsen.

### Kortsiktige investeringer

Kortsiktige investeringer omfatter bankinnskudd og andre pengeinstrumenter og omsettelige aksjer og verdipapirer med en løpetid på mellom tre og tolv måneder ved anskaffelse. Verdipapirporteføljene anses som omsetningspapirer og vurderes til markedsverdi. De urealiserte gevinster og tap som følger av dette, er inkludert i finansinntekter og -kostnader. Avkastning fra investeringene bokføres løpende.

### Varelager

Varelager er vurdert til det laveste av kostpris og markedsverdi. Varelagrene anses å bestå av sist innkjøpte varer (FIFO-prinsippet).

### Bruk av estimater

Utarbeidelsen av regnskapet i henhold til god regnskapsskikk forutsetter at ledelsen benytter estimater og forutsetninger som påvirker resultatregnskapet og verdsettelsen av eiendeler, gjeld og forpliktelser på balansedatoen. Faktiske resultater kan avvike fra estimatene.

Selskapets omfattende virksomhet og det høye antallet land hvor virksomheten drives, innebærer at selskapet er utsatt for endringer i økonomiske, regulatoriske og politiske forhold. Selskapet tror ikke at det i den nærmeste framtid er spesielt sårbart eller risikoutsatt som følge av en eventuell konsentrasjon av aktivitetene.

### Varige driftsmidler

Varige driftsmidler bokføres til historisk kost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Utgifter til større endringer og forbedringer balanseføres. Vanlig vedlikehold og reparasjoner kostnadsføres løpende. Det foretas avsetninger for kostnader knyttet til periodiske vedlikeholdsprogrammer.

Installasjoner for produksjon og feltdedikerte transportsystemer for olje og naturgass avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på sikre reserver som ventes utvunnet i konsesjonsperioden. Ordinær avskrivning av transportsystemer som brukes av flere felt, og av andre eiendeler, beregnes lineært på grunnlag av forventet økonomisk levetid. Lineær avskrivning er basert på følgende estimat for økonomisk levetid:

Maskiner, utstyr og transportmidler	5 — 10 år
Produksjonsanlegg på land	15 — 20 år
Bygninger	20 — 25 år
Skip	20 — 25 år

### Regnskapsføring av olje- og gassvirksomheten

Statoil benytter «Successful efforts»-metoden for å regnskapsføre undersøkelses- og utbyggingskostnader innenfor olje- og gassvirksomheten. Kostnader for å erverve mineralinteresser i olje- og gassområder, for å bore og utstyre undersøkelsesbrønner som avdekker drivverdige reserver og for å bore og utstyre utbyggingsbrønner, balanseføres. Kostnader for å bore undersøkelsesbrønner som ikke avdekker drivverdige reserver, og geologiske og geofysiske kostnader samt andre undersøkelseskostnader, kostnadsføres. Utgifter til driftsforberedelser kostnadsføres løpende.

Balanseførte undersøkelseskostnader vurderes periodisk, og tap kostnadsføres i den grad virkelig verdi er lavere enn bokført verdi. Balanseførte kostnader relatert til produksjon av olje- og gassreserver avskrives etter produksjonsenhetsmetoden.

### Nedskrivning av varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

Langsiktige eiendeler, immaterielle eiendeler og goodwill nedskrives hvis forhold inntråd i løpet av året tilsier at den bokførte verdien ikke kan forsvares.

Mulig nedskrivning vurderes for hver selvstendig gruppe av eiendeler (olje- og gassfelt eller -tillatelser, eller uavhengige driftsenheter) ved å sammenligne deres bokførte verdi med den udiskonterte kontantstrømmen de ventes å generere, basert på ledelsens forventninger om fremtidige økonomiske og driftsmessige forhold.

Dersom den ovennevnte vurderingen tilsier at en eiendels verdi er forringet, nedskrives eiendelen til virkelig verdi, som vanligvis fastsettes på grunnlag av neddiskontert kontantstrøm.

### Nedstenging og fjerningskostnader

Beregnete kostnader for framtidig nedstenging og fjerning av større produksjonsanlegg avsettes i henhold til produksjonsenhetsmetoden basert på sikre reserver som ventes utvunnet i konsesjonsperioden. Avsetningen er basert på et estimat av fremtidige udiskonterte kostnader for nedstenging og fjerning basert på eksisterende regelverk og teknologi.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

### Leasing

Leiefinansiering av vesentlig betydning, som i all hovedsak gir Statoil alle rettigheter og forpliktelser knyttet til eierskap, balanseføres. Eiendelene klassifiseres som varige driftsmidler og med motpost under langsiktig gjeld. Balanseføringen skjer til nåverdien av minimum leiebeløp. Eiendelene blir deretter avskrevet, og gjelden reduseres med leiebeløpene fratrukket beregnet rentekostnad.

Når kontrakter for riggleie overstiger riggbehovet avsettes det for eventuelt tap på forskjellen mellom innleieraten og estimert inntekt fra videreleie.

### Forskning og utvikling

Forsknings- og utviklingskostnader kostnadsføres løpende.

### Transaksjoner med Den norske stat

Statoil avsetter statens andel av produksjonen fra den norske kontinentalsokkelen sammen med sin egen. Fra og med juni 2001 kjøper Statoil all SDØEs oljeproduksjon, og inkluderer kjøp og salg av denne produksjonen i henholdsvis varekostnad og salgsinntekt. Tidligere ble deler av SDØEs oljeproduksjon solgt direkte fra felt til ekstern kunde, og dette salget ble i Statoils regnskap medtatt netto i driftsresultatet.

Statoil kjøper all olje som mottas av staten i produksjonsavgift fra felt på norsk kontinentalsokkel (avgiftsolje). Statoil inkluderer kjøp og salg av avgiftsolje i henholdsvis varekostnad og salgsinntekt.

### Skatt

Utsatt skattekostnad beregnes etter gjeldsmetoden. Etter denne metoden beregnes utsatt skattefordel og -forpliktelse på midlertidige forskjeller mellom bokført verdi av eiendeler og gjeld og skattemessig verdi basert på skattesatsene som gjelder på balansedagen. Utsatt skattekostnad er årets endring i utsatt skattefordel og -forpliktelse knyttet til årets drift. Virkningen av endringer i lover og skattesatser hensynstas på det tidspunkt endringene vedtas.

### Finansielle instrumenter

Følgende regnskapsprinsipper benyttes for de viktigste finansielle instrumentene:

- **Valutabytteavtaler**  
For langsiktig gjeld som er byttet fra originalvaluta til annen valuta (åpen valuta) med avtalt vekslingskurs, legges den åpne valutaposisjonen til grunn ved justering til balansedagens kurs.
- **Valutaterminkontrakter**  
Urealisert gevinst eller tap på valutaterminkontrakter med sikring som formål motregnes mot tap eller gevinst på de poster som er valutasikret. Renteelementet periodiseres over kontraktsperioden. Urealisert tap eller gevinst knyttet til valutaterminkontrakter som ikke har sikring som formål resultatføres løpende.
- **Rentebytteavtaler**  
Netto resultateffekt av inntekter og kostnader knyttet til rentebytteavtaler periodiseres over kontraktens løpetid.



## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

### 3. Informasjon om forretningsområdene og geografisk fordeling

Statoil har virksomhet innenfor fire forretningsområder — Undersøkelse og produksjon Norge, Internasjonal undersøkelse og produksjon, Naturgass og Foredling og markedsføring.

Oppdelingen i forretningsområder fastsettes ut fra virksomhet, geografiske beliggenhet og ledelsesrapportering. Sammensetningen av forretningsområder og vurderingen av forretningsområdenes resultater samsvarer med ledelsens grunnlag for å treffe strategiske beslutninger. Regnskapspraksisen til forretningsområdene er konsistent med beskrivelsen i «Viktige regnskapsprinsipper». Selskapet vurderer prestasjoner og tildeler ressurser ut fra forretningsområdenes resultat før finans og minoritetsinteresser.

Informasjon om forretningsområdene for årene 2001, 2000 og 1999 vises nedenfor.

<i>(I MILLIONER KRONER)</i>	<i>DRIFTS- INNTEKTER</i>	<i>RESULTATANDEL FRA TILKNYTTETE SELSKAPER</i>	<i>AV- OG NEDSKRIVINGER</i>	<i>RESULTAT FØR FINANS, SKATT OG MINORITETS- INTERESSER</i>	<i>SKATTEKOSTNAD FOR FORRETNINGS- OMRÅDET</i>	<i>RESULTAT FOR FORRETNINGS- OMRÅDET</i>
<b>Året 2001</b>						
Eksternt salg	3 516					
Mellom forretningsområder	51 724					
Undersøkelse og produksjon Norge	55 240	120	10 111	33 854	24 426	9 428
Eksternt salg	5 881					
Mellom forretningsområder	1 767					
Internasjonal undersøkelse og produksjon	7 648	0	3 371	1 246	372	874
Eksternt salg	20 081					
Mellom forretningsområder	32					
Naturgass	20 113	135	630	8 525	6 059	2 466
Eksternt salg	197 047					
Mellom forretningsområder	936					
Foredling og markedsføring	197 983	187	1 818	3 917	1 136	2 781
Eksternt salg	792					
Mellom forretningsområder, eliminering	-54 459					
Øvrig virksomhet	-53 667	-3	362	37	13	24
Sum	227 317	439	16 292	47 579	32 006	15 573

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

(I MILLIONER KRONER)	DRIFTS- INNTEKTER	RESULTATANDEL FRA TILKNYTTETE SELSKAPER	AV- OG NEDSKRIVINGER	RESULTAT FØR FINANS, SKATT OG MINORITETS- INTERESSER	SKATTEKOSTNAD FOR FORRETNINGS- OMRÅDET	RESULTAT FOR FORRETNINGS- OMRÅDET
<b>Året 2000</b>						
Eksternt salg	1 419					
Mellom forretningsområder	43 656					
Undersøkelse og produksjon Norge	45 075	106	6 993	29 411	22 307	7 104
Eksternt salg	6 353					
Mellom forretningsområder	2 752					
Internasjonal undersøkelse og produksjon	9 105	-33	1 704	818	227	591
Eksternt salg	14 047					
Mellom forretningsområder	8					
Naturgass	14 055	77	663	6 096	4 230	1 866
Eksternt salg	185 467					
Mellom forretningsområder	413					
Foredling og markedsføring	185 880	286	1 709	4 998	1 403	3 595
Eksternt salg	902					
Mellom forretningsområder, eliminering	-46 829					
Øvrig virksomhet	-45 927	51	326	28	-6	34
Sum	208 188	487	11 395	41 351	28 161	13 190
<b>Året 1999</b>						
Eksternt salg	2 685					
Mellom forretningsområder	21 179					
Undersøkelse og produksjon Norge	23 864	115	5 457	10 010	7 176	2 834
Eksternt salg	20 666					
Mellom forretningsområder	1 060					
Internasjonal undersøkelse og produksjon	21 726	19	1 606	-1 995	0	-1 995
Eksternt salg	10 118					
Mellom forretningsområder	6					
Naturgass	10 124	66	699	4 672	2 968	1 704
Eksternt salg	104 754					
Mellom forretningsområder	117					
Foredling og markedsføring	104 871	-1 013	4 621	-299	0	-299
Eksternt salg	561					
Mellom forretningsområder, eliminering	-22 362					
Øvrig virksomhet	-21 801	35	538	-86	0	-86
Sum	138 784	-778	12 921	12 302	10 144	2 158

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

Lån forvaltes på konsernnivå og rentekostnader tilordnes ikke forretningsområdene. Skattekostnad beregnes av resultat før finans og minoritetsinteresser. Videre henføres ikke utsatte skattefordeler i forretningsområder med nettotap. Skattekostnad og resultat for forretningsområdene kan avstemmes mot konsernresultatregnskapet som følger:

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Resultat for forretningsområdene	15 573	13 190	2 158
Netto finansposter	-105	-3 280	1 168
Skatt på finansposter og andre skattemessige justeringer	-153	1 965	1 052
Minoritetsinteresser	-488	-540	318
<b>Årets resultat</b>	<b>14 827</b>	<b>11 335</b>	<b>4 696</b>
Skattekostnad for forretningsområdene	32 006	28 161	10 144
Skattekostnad på finansposter og andre skattemessige justeringer	153	-1 965	-1 052
<b>Skattekostnad</b>	<b>32 159</b>	<b>26 196</b>	<b>9 092</b>

Undersøkelse og produksjon leter etter, utvikler og produserer råolje og naturgass, og utvinner våtgass, svovel og karbondioksid. Forretningsområdet Naturgass transporterer og markedsfører naturgass og naturgassprodukter. Foredling og markedsføring har ansvar for petroleumsraffinering og markedsføring av alle petroleumsprodukter unntatt naturgass.

Internt salg regnskapsføres til estimerte markedspriser. Disse transaksjonene elimineres i konsernregnskapet. Skattekostnad for forretningsområdene beregnes på grunnlag av resultat før finans og minoritetsinteresser.

### Investeringer i anleggsmidler per forretningsområde

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Undersøkelse og produksjon Norge	77 630	51 278	50 297
Internasjonal undersøkelse og produksjon	20 229	19 465	14 821
Naturgass	10 500	12 252	12 566
Foredling og markedsføring	29 633	32 830	30 930
Øvrig virksomhet	11 842	12 888	12 968
<b>Sum anleggsmidler</b>	<b>149 834</b>	<b>128 713</b>	<b>121 582</b>

### Driftsinntekter etter geografisk område

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Norge	196 821	156 795	52 218
Europa (unntatt Norge)	30 798	36 201	23 131
USA	27 163	38 243	33 607
Andre områder	8 880	13 784	6 065
Elimineringer	-36 345	-36 835	23 763
<b>Sum driftsinntekter (unntatt resultatandel fra tilknyttede selskaper)</b>	<b>227 317</b>	<b>208 188</b>	<b>138 784</b>

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

### Anleggsmidler per geografisk område

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Norge	113 693	97 010	98 404
Europa (unntatt Norge)	29 772	25 538	25 114
USA	70	20	1 141
Andre områder	18 016	15 315	8 094
Elimineringer	-11 717	-9 170	-11 171
Sum anleggsmidler	149 834	128 713	121 582

#### 4. Kjøp og salg av virksomheter

Frem til juli 1999 eide Statoil 19% av aksjene i Saga Petroleum ASA (Saga), et uavhengig olje- og gasselskap. I juli 1999 kjøpte Norsk Hydro ASA 100% av aksjene i Saga etter en avtale med Statoil og gjennomføring av et offentlig tilbud mot de øvrige aksjonærene. Etter avtalen overdro Statoil sine aksjer i Saga til Norsk Hydro og betalte 4,2 milliarder kroner i bytte for enkelte av Sagas olje- og gasstillatelser. Aksjene i Saga ble holdt for salg («available for sale») og regnskapsført til virkelig verdi i konsernbalansen. Statoil realiserte en gevinst på 1,5 milliarder kroner ved avhendelsen av aksjene i Saga.

I 1999 solgte Statoil 50% av Statoil Detaljhandel Skandinavia AS, som bestod av Statoils bensinstasjonskjede i Skandinavia. Transaksjonen beløp seg til 3,1 milliarder kroner og medførte en gevinst på 1,2 milliarder kroner. Ettersom Statoil etter salget eier 50% av aksjene i Statoil Detaljhandel Skandinavia AS blir selskapet regnskapsført etter egenkapitalmetoden fra 1999.

Den 1. januar 2000 byttet Statoil 21% av raffineriet på Mongstad i en 10% deltakelse i et raffineri i Nederland. Denne transaksjonen anses som et bytte av like eiendeler og anses derfor ikke som en regnskapsmessig realisasjon. Bokførte verdier er videreført i konsernregnskapet. Eiendelene som ble overført hadde en bokført verdi på 0,9 milliarder kroner.

I 2001 solgte Statoil enkelte lisensandeler på norsk sokkel, sin 4,76% andel i Kashagan-feltet i Kasakhstan og sin aktivitet i Vietnam. Salgene resulterte i gevinster på 4,3 milliarder kroner før skatt på 0,8 milliarder kroner.

I 2001 overførte staten eiendeler fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) til Statoil. For en nærmere beskrivelse av overføringen se note 1.

#### 5. Nedskrivning av eiendeler

I 2001 ble 2 milliarder kroner før skatt (1,4 milliarder kroner etter skatt) kostnadsført under regnskapsposten "Av- og nedskrivninger" i forretningsområdet Internasjonal undersøkelse og produksjon for å skrive ned Statoils 27% andel i oljefeltet LL652 i Venezuela til virkelig verdi. Nedskrivningen skyldes i hovedsak at trykkoppybyggingen i reservoaret har utviklet seg dårligere enn planlagt, noe som medfører at antatt produksjon i kontraktperioden er redusert.

I 1999 ble 2,5 milliarder kroner før skatt (1,8 milliarder kroner etter skatt) kostnadsført under regnskapsposten «Av- og nedskrivninger» for å skrive ned visse nedstrøms eiendeler (hovedsakelig innenfor forretningsområdet Foredling og markedsføring) til virkelig verdi. Eiendelene ligger i Europa og hoveddelen av nedskrivningen gjaldt raffineriet i Kalundborg i Danmark, med 1,8 milliarder kroner. Denne nedskrivningen var en følge av reduksjonen i raffineriets anslåtte økonomiske levetid på grunn av forventninger om strengere regelverk for raffinering.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

### 6. Omorganisering og andre omkostninger

I 1999 besluttet selskapet å omorganisere sin virksomhet i USA innenfor oppstrøm, handel med naturgass og elkraftsvirksomhet. I denne sammenheng ble det foretatt en avsetning for omorganisering på 1 400 millioner kroner, hovedsakelig knyttet til nedskrivning av eiendeler, fremtidige leiekostnader, kostnader ved driftsnedleggelse og for nedbemanning med cirka 180 ansatte. Av de 1 400 millioner kroner som ble avsatt i 1999, ble 130 millioner kroner tilbakeført i 2000, knyttet til avtalte fremtidige leiebetalinger for riggkapasitet som ble videreført til en tredjepart. I 2000 kostnadsførte Statoil ytterligere 200 millioner kroner knyttet til den endelige avhendelsen av eiendeler. Beløpet som gjenstår av avsetningen per 31. desember 2000 og 2001, utgjør henholdsvis 224 millioner kroner og 144 millioner kroner og er primært knyttet til fremtidige leiekostnader, kredittrisiko knyttet til solgte eiendeler og juridiske omkostninger som antas å bli oppgjort i 2002. Disse omkostningene er klassifisert som «Driftskostnader» i forretningsområdet Internasjonal undersøkelse og produksjon.

I 1999 bokførte selskapet også 500 millioner kroner i sluttvederlag for en plan for nedbemanning med 800 ansatte. Statoil får refundert en del av de samlede omorganiseringskostnadene fra samarbeidspartnerne i oppstrømsvirksomheten. Basert på faktiske kostnader ble 150 millioner kroner av avsetningen reversert i 2000. Videre ble det i 2000 avsatt 150 millioner kroner for et tilsvarende omstrukturingsprogram for cirka 250 ansatte. Bemanningsreduksjonen gjelder i hovedsak ansatte i Norge, og ble gjennomført i flere av selskapets virksomhetsområder og innen de fleste fagområder. I 2000 og 2001 ble henholdsvis 160 millioner og 247 millioner kroner belastet avsetningen for betaling til ansatte som hadde sluttet. Per 31. desember 2001 hadde alle ansatte som ble omfattet av 1999- og 2000-planen sluttet. Kostnadene er i hovedsak ført som «Driftskostnader» eller «Salgs- og administrasjonskostnader».

Inkludert i «Driftskostnader» i 1998 er en avsetning på 700 millioner kroner for forventede tap på langsiktige borekontrakter med fast pris. I perioden 1995-98 inngikk Statoil flere langsiktige leiekontrakter til fast pris. Kontraktene ble inngått for selskapets egen regning basert på forventet behov for lete- og produksjonsboring på Statoil-opererte tillatelser. Varigheten på leiekontraktene er 1-6 år. Nedgangen i oljepriser førte til at selskapet fikk en betydelig overkapasitet på borerigger i et vanskelig marked for boreriggjenester. Avsetningen er selskapets beste estimat på tap som følge av forskjellen mellom inngåtte borekontrakter med fast pris og anslåtte markedsrater for videreleie. Markedsratene er beregnet basert på megleranslag, nye borekontrakter inngått av andre oljeselskaper og selskapets egne markedsforventninger frem til slutten av 2002. I 1999 avsatte selskapet ytterligere 900 millioner kroner på grunn av en videre nedgang i verdien av borekontraktene. I 1999, 2000 og 2001 ble henholdsvis 468 millioner, 172 millioner og 76 millioner kroner i kontraktbetalinger ført mot avsetningen. I 2001 ble 150 millioner kroner av avsetningen reversert på grunn av reduksjon i det estimerte tap på kontraktene. Per 31. desember 2000 og 2001 var avsetningen for borekontrakter på henholdsvis 960 millioner og 734 millioner kroner. Avsetningen er belastet forretningsområdet Undersøkelse og produksjon Norge.

### 7. Varelager

Varelageret i det enkelte land blir vurdert til det laveste av kostpris og markedspris, og eventuell nedskrivning til markedspris regnskapsføres separat som permanent justering i kostprisen til varelageret.

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2001	2000
Varelager		
Råolje	2 919	2 611
Petroleum produkter	2 567	2 928
Annet	593	498
Sum	6 079	6 037

### 8. Sammendrag av finansiell informasjon for tilknyttede selskaper ført etter egenkapitalmetoden

Selskapets investeringer i tilknyttede selskaper inkluderer en andel på 50% i Borealis, et petrokjemisk produksjonsselskap, og en andel på 50% i Statoil Detaljhandel Skandinavia AS (SDS), en bensinstasjonskjede.

Sammendrag av finansiell informasjon for tilknyttede selskaper som regnskapsføres etter egenkapitalmetoden, vises nedenfor. Statoils investeringer i disse selskapene er inkludert under "Investeringer i tilknyttede selskaper".

«Fordringer - nærstående parter» i konsernbalansen gjelder fordringer mot tilknyttede selskaper vurdert etter egenkapitalmetoden.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

### Spesifikasjon av de viktigste tilknyttede selskaper – bruttobeløp

(I MILLIONER KRONER)	BOREALIS			SDS		
	2001	2000	1999	2001	2000	1999
Omløpsmidler	7 694	10 753	8 513	3 189	3 014	3 333
Anleggsmidler	19 710	18 121	16 720	6 105	6 333	6 240
Kortsiktig gjeld	6 108	9 740	8 747	2 894	3 277	3 830
Langsiktig gjeld	8 787	5 870	3 118	3 382	3 242	3 157
Annen gjeld	2 201	2 570	2 886	0	0	0
Netto eiendeler	10 310	10 694	10 482	3 018	2 828	2 586
Brutto driftsinntekter	29 819	30 465	24 227	24 563	26 069	23 297
Resultat før skatt	-193	686	1 649	411	328	66
Resultat	-330	488	1 312	290	233	41
Investeringer i varige driftsmidler	1 182	2 117	3 520	552	592	6 909

Utbytte mottatt fra Borealis utgjør 16, 187 og 329 millioner kroner for henholdsvis 2001, 2000 og 1999. Det er ikke mottatt utbytte fra SDS.

### Informasjon for tilknyttede selskaper rapportert etter egenkapitalmetoden

(BELØP I MILLIONER)	VALUTA	PÅLYDENDE	SELSKAPETS AKSJEKAPITAL	EIERANDEL	BOKFØRT VERDI	RESULTAT- ANDEL
Statoil Detaljhandel Skandinavia AS	NOK	1 300	2 600	50%	931	222
Borealis A/S	DKK	2 000	4 000	50%	5 081	-146
P/R West Navion DA	NOK	-	-	50%	1 161	67
Other companies	-	-	-	-	2 656	296
Sum					9 829	439

Stemmeberettiget andel korresponderer med eierandelen.

Forskjellen mellom bokført verdi og egenkapitalandelen av investeringen i SDS skyldes utsatt inntektsføring av gevinsten ved salg av eiendeler fra Statoil til SDS i 1999. P/R West Navion DA eier boreskipet West Navion. Resultatandelen fra tilknyttede selskaper i 1999 inkluderer nedskrivning på 1 200 millioner kroner til estimert virkelig verdi av investeringen i P/R West Navion DA.

## 9. Investeringer

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2001	2000
Kortsiktige innskudd	189	128
Sertifikater	1 692	3 376
Obligasjoner	180	278
Børsnoterte aksjer	2	75
Sum kortsiktige investeringer	2 063	3 857
Aksjer i andre selskaper	943	1 044
Sertifikater	680	331
Obligasjoner	3 324	3 927
Børsnoterte aksjer	1 596	1 740
Sum langsiktige investeringer	6 543	7 042

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

Netto endring i urealisert gevinst av verdipapirer for årene 2001, 2000 og 1999, utgjorde henholdsvis en netto gevinst på 10 millioner kroner, et netto tap på 45 millioner kroner, og en netto gevinst på 58 millioner kroner.

Alle investeringer som anses å inngå i handelsporteføljen balanseføres til virkelig verdi, og urealisert gevinst og tap medtas i resultatet.

Markedsverdien 31. desember 2001 av konsernets obligasjoner fordelt på henholdsvis debitorkategori og type valuta er vist i følgende tabeller:

<i>(I MILLIONER KRONER)</i>	<i>MARKEDSVERDI</i>
Stats og statsgaranterte	1 309
Statsforetak	938
Kommuner og fylke	283
Banker og kredittinstitusjoner	459
Andre	515
Sum	3 504
Obligasjoner spesifisert i valuta:	
Svenske kroner	23
Danske kroner	27
Canadiske dollar	71
Britiske pund	148
Japanske yen	243
US dollar	607
Euro	680
Norske kroner	1 705
Sum markedsverdi	3 504
Samlet kostpris	3 514

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

### 10. Varige driftsmidler

(I MILLIONER KRONER)	MASKINER, INVENTAR, TRANSPM.	PROD.ANLEGG OLJE/GASS, INKL. RØRLED.	PROD. ANLEGG LAND	BYGNINGER OG TOMTER	SKIP	ANLEGG UNDER OPPFØRING	AKTIVERTE LETEKOST. I LETEFASEN	TOTALT
Anskaffelseskost per 1.1.2001	11 051	133 299	28 360	6 242	9 063	11 208	4 582	203 805
Kostpris tilgang fra SDØE**	0	64 551	770	0	0	2 541	988	68 850
Tilgang og overføringer	710	15 852	1 117	432	402	-1 232	-124	17 157
Avgang til ansk. kost	-871	-7 660	-3 596	-153	-1 684	-576	-230	-14 770
Nedskr. på tidligere akt. letekostnader	-	-	-	-	-	-	-935	-935
Akkum. av- og nedskrivninger**	-8 253	-120 099	-15 664	-1 811	-2 204	64	0	-147 967
Bokført verdi per 31.12.2001	2 637	85 943	10 987	4 710	5 577	12 005	4 281	126 140
Bokført verdi goodwill per 31.12.2001								156
Bokført verdi varige driftsmidler per 31.12.2001								126 296
Årets av- og nedskrivninger	607	13 623	1 034	206	442	0	380	16 292
Estimert levetid	5-10 år	*	15-20 år	20-25 år	20-25 år			

\*Avskrives etter produksjonsenhetsmetoden, se note 1.

\*\*Eiendeler overført fra SDØE er inkludert til historisk kost. Tilhørende avskrivninger er medtatt i akkumulerte avskrivninger.

I bokført verdi skip inngår innleide skip med 40 millioner kroner.

I 2001, 2000 og 1999 ble det balanseført henholdsvis 650, 1 321 og 982 millioner kroner i byggelånsrenter.

#### Undersøkelseskostnader/leterettigheter

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Årets undersøkelsesaktivitet	2 225	2 688	2 265
Balanseført andel av årets aktivitet	-576	-895	-632
Kostnadsført tidligere balanseførte undersøkelseskostnader	935	214	577
Kostnadsført	2 584	2 007	2 210

### 11. Avsetninger

Avsetninger mot eiendeler (unntatt eiendom, anlegg og utstyr samt immaterielle eiendeler) som er bokført i de siste tre årene, er som følger:

(I MILLIONER KRONER)	BALANSE PER 1. JANUAR	KOSTNAD	TILBAKE- FØRING	AVSKRIVNING	ANNET	BALANSE PER 31. DESEMBER
<b>Året 2001</b>						
Avsetninger for andre langsiktige eiendeler	90	0	0	0	-74	16
Avsetninger for tap på krav	224	44	0	-12	-44	212
<b>Året 2000</b>						
Avsetninger for andre langsiktige eiendeler	90	0	0	0	0	90
Avsetninger for tap på krav	174	33	43	-23	-3	224
<b>Året 1999</b>						
Avsetninger for andre langsiktige eiendeler	70	20	0	0	0	90
Avsetninger for tap på krav	259	60	0	-147	2	174



## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

### 12. Finansposter

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Utbytte på aksjer	15	82	186
Realisert gevinst og tap ved salg av verdipapirer	-97	371	1 717
Renter og andre finansinntekter	2 116	2 428	1 029
Agioeffekter kortsiktige poster	958	-374	85
Agioeffekter langsiktige poster	-45	-3 013	-315
Renter og andre finanskostnader	-3 540	-3 742	-2 970
Endring i urealiserte verdipapirgevinster og -tap	-162	-353	454
Aktiverte renter	650	1 321	982
Netto finansposter	-105	-3 280	1 168

### 13. Skatter

#### Årets skattekostnad framkommer slik

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Betalbar skatt	31 685	25 125	9 605
Endring utsatt skatt	474	1 071	-513
Årets skattekostnad	32 159	26 196	9 092
Friinntekt i særskattegrunlaget	2 811	2 366	2 289
Utenlandsk del av skattekostnad	979	730	-288

#### Avstemming mellom norsk nominell lovfestet skattesats på 28 prosent og effektiv skattesats

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Resultat før skatt	47 474	38 071	13 470
Beregnet skatt etter nominell sats	13 293	10 660	3 772
Særskatt petroleumsvirksomhet	20 304	16 846	7 458
Skatteeffekt av friinntektsfradrag	-1 406	-1 183	-1 145
Annet	-32	-127	-993
Skattekostnad	32 159	26 196	9 092

Inntekter fra olje- og gassvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen skattlegges i henhold til Petroleumskatteloven. Denne fastsetter en særskatt på 50 prosent etter fradrag av friinntekten, i tillegg til vanlig selskapsbeskatning. Friinntekten fratrekkes med 5 prosent per år i 6 år, fra investeringen foretas. Friinntekt som ikke er benyttet, på 8,6 milliarder kroner, kan fremføres uten tidsbegrensning.

Ved utgangen av 2001 hadde Statoil fremførbare skattemessige underskudd på 7,0 milliarder kroner, i hovedsak i Norge, USA og Irland. Stort sett alle fremførbare underskudd bortfaller etter 2006.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

### Viktige elementer i konsernets utsatte skattegjeld

(I MILLIONER KRONER)	2001		2000		1999	
	GRUNNLAG	UTSATT SKATT	GRUNNLAG	UTSATT SKATT	GRUNNLAG	UTSATT SKATT
Anleggsreserver	42 658	33 348	41 774	25 171	38 580	23 568
Aktiverte letekostnader og renter	13 082	8 668	9 548	5 809	8 149	5 346
Andre midlertidige differanser	-1 525	-806	-719	-374	2 893	348
<b>Totalt</b>	<b>54 215</b>	<b>41 210</b>	<b>50 603</b>	<b>30 606</b>	<b>49 622</b>	<b>29 262</b>

### Betalbar skatt i balansen fremkommer som følger

(I MILLIONER KRONER)	2001
Betalbar skatt på årets resultat	31 685
Betalte terminskatter	-18 451
Betalbar skatt ført mot egenkapitalen*	3 366
Annet	18
<b>Betalbar skatt i følge balansen</b>	<b>16 618</b>

### Utsatt skatt i balansen fremkommer som følger

(I MILLIONER KRONER)	2001
Utsatt skatt per 1. januar	30 606
Endring årets resultat	474
Utsatt skatt ført mot egenkapitalen*	11 520
Annet og omregningsdifferanse	-1 390
<b>Utsatt skatt per 31. desember</b>	<b>41 210</b>

\*Skatteeffekter knyttet til SDØE-transaksjonene og emisjonskostnadene.

## 14. Kortsiktig rentebærende gjeld

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
Banklån og kassekreditt	948	194
Mottatte depositum	0	1 172
Kortsiktig andel av langsiktig gjeld	5 364	1 147
Annen kortsiktig gjeld	301	272
<b>Sum</b>	<b>6 613</b>	<b>2 785</b>
Vektet gjennomsnittlig rentesats	4,62	6,05

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

15. Langsiktig rentebærende gjeld

	VEKTET GJENNOMSNITTLIG RENTESATS		I MILLIONER KRONER 31. DESEMBER	
	2001	2000	2001	2000
Obligasjonslån				
Amerikanske dollar (USD)	5,79	6,84	19 006	15 153
Norske kroner (NOK)	5,67	5,67	255	231
Euro (EUR)	4,58	4,59	4 518	4 957
Sveitsiske franc (CHF)	2,87	3,12	4 652	5 714
Franske franc (FRF)	-	5,25	0	63
Japanske yen (JPN)	2,09	2,52	1 808	1 450
Britiske pund (GBP)	6,13	6,13	3 080	2 968
Sum			33 319	30 536
Usikrede banklån				
Amerikanske dollar (USD)	6,00	6,00	3 510	1 053
Euro (EUR)	7,64	7,64	0	494
Sum			3 510	1 547
Sikrede banklån				
Amerikanske dollar (USD)	6,43	6,30	2 879	2 827
Sum			2 879	2 827
Annen gjeld			838	434
Utestående langsiktig gjeld			40 546	35 344
Fratrukket kortsiktig andel			-5 364	-1 147
Markedsverdi av rente/valuta bytteavtaler			1 001	880
Sum langsiktig gjeld			36 183	35 077

Selskapet har et obligasjonslån på USD 500 millioner med en fast rente på 6,5% og med forfall i 2028. Lånet kan tilbakekjøpes til pålydende ved endring i skattelovgivning. Per 31. desember 2001 og 2000, var henholdsvis 4 441 millioner og 4 424 millioner kroner utestående. Lånerenten er omgjort til LIBOR-basert flytende rente gjennom rentebytteavtale.

Selskapet har også et obligasjonslån på EUR 500 millioner med en fast rente på 5,125% og med forfall i 2011. Per 31. desember 2001 og 2000, var henholdsvis 3 933 millioner og 4 117 millioner kroner utestående. Lånerenten er omgjort til LIBOR-basert flytende rente gjennom en rentebytteavtale for EUR 200 millioner.

Selskapet har et obligasjonslån på opprinnelig USD 375 millioner, med en fast rente på 5,75% og med forfall i 2009. Per 31. desember 2001 og 2000, var henholdsvis 3 347 millioner og 3 318 millioner kroner utestående.

Statoil benytter valutabytteavtaler for å styre valutarisikoen på sin langsiktige gjeld. Effekten av avtalen er ikke reflektert i ovenstående tabell. Størstedelen av selskapets gjeld er fastrentelån. Rentebytteavtaler benyttes for å styre renterisikoen.

Stort sett samtlige obligasjonslån og usikrede banklån inneholder bestemmelser som begrenser pantsettelse av eiendeler for å sikre fremtidige låneopptak, med mindre eksisterende obligasjonsinnehavere og långivere samtidig gis en tilsvarende status.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

Selskapet har utestående totalt seks obligasjonslån, netto etter tilbakekjøp på 12 029 millioner kroner til oppgjørskurs 31. desember 2001, som inneholder bestemmelser som gjør at Statoil kan anmode om tilbakekjøp av gjelden til pålydende før endelig innløsningsdato, mot fastsatte betingelser eller dersom det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning.

Tilbakebetaling av langsiktig gjeld forfaller som følger:

(I MILLIONER KRONER)

2002	5 364
2003	2 251
2004	3 120
2005	1 320
2006	1 907
Deretter	26 584
Sum	40 546

Statoil har inngått avtaler med to banksyndikater for bindende langsiktig løpende kreditt på i alt USD 1 460 millioner (13 157 millioner kroner), med USD 275 millioner trukket. Beredskapsprovisjonene ligger på henholdsvis 0,0875% og 0,105% per år. I tillegg har Statoil disponibel kreditt på i alt 242 millioner euro (1 929 millioner kroner). Det finnes ingen lån eller kreditter under disse ordningene per 31. desember 2001.

Per 31. desember 2001 hadde Statoil ingen kommiterte kortsiktige kredittfasiliteter.

Statoil hadde ingen rembursordninger per 31. desember 2001, mens utstedte og utestående rembursordninger per 31. desember 2000 var USD 28 millioner (246 millioner kroner).

### 16. Finansielle instrumenter og risikostyring

Statoil benytter avledede finansielle instrumenter (derivater) for å styre risiko som oppstår ved svingninger i de underliggende rentesatser, valutakurser og råvarepriser. Ettersom Statoil opererer på de internasjonale olje- og gassmarkedene og har betydelige finansieringsbehov, er selskapet eksponert for disse risikoene, som kan påvirke kostnadene ved drift, investering og finansiering. Ledelsen har benyttet og vil fortsatt benytte finansielle instrumenter og råvarebaserte derivatkontrakter for å redusere risikoen knyttet til samlet inntjening og kontantstrøm. Derivater som i det vesentligste utligner slik markedseksposering anvendes til å styre enkelte slike risiki. Selskapet anvender også derivater for å etablere posisjoner basert på markedsforventninger, men denne virksomheten er uvesentlig for konsernregnskapet.

Rente- og valutarisiko utgjør betydelig finansiell risiko for Statoil-konsernet. Den samlede eksponeringen styres på porteføljenivå i samsvar med strategiene og fullmaktene i det konsernomfattende risikostyringsprogrammet, og overvåkes av konsernets markedsrisikokomite. Selskapets renteeksponering er i hovedsak knyttet til konsernets gjeldsforpliktelser og forvaltningen av midlene i Statoil Forsikring AS. Konsernet benytter hovedsakelig rente- og valutaavtaler for å styre rente- og valutaeksponeringen.

Statoil benytter bytteavtaler, opsjoner, futures og terminkontrakter for å sikre fremtidige kjøp og salg av råolje og raffinerte oljeprodukter. Løpetiden for olje- og raffinerte oljeprodukt-derivater er vanligvis på under ett år. Bytteavtaler, opsjoner, terminkontrakter og futures for naturgass og elektrisitet brukes til å sikre fremtidig salg av naturgass og elektrisitet. Disse derivatene har vanligvis en løpetid på ca. tre år eller mindre. Størstedelen av transaksjonene i derivater skjer i over-the-counter (OTC) markedet.

#### Finansielle instrumenters markedsverdi

Tabellen nedenfor viser estimerte markedsverdier for finansielle instrumenter og langsiktig gjeld. Råvarekontrakter som kan gjøres opp ved fysisk levering (for eksempel olje og oljeprodukter, naturgass og elektrisitet) er ikke tatt med i oversikten:

(I MILLIONER KRONER)	MARKEDSVERDIER 31. DESEMBER	
	2001	2000
Gjeldsrelaterte instrumenter	-916	-346
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	-7	191
Langsiktig gjeld med fast rente	-34 800	-32 423
Råolje og raffinerte produkter	341	124
Gass og elektrisitet	21	11

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

Markedsverdi beregnes ut fra børskurser, estimater fra meglere, priser på sammenlignbare instrumenter samt ved hjelp av andre hensiktsmessige vurderingsmetoder. Markedsverdiestimaterne representerer tilnærmet den gevinst eller det tap som ville ha blitt realisert dersom kontraktene var blitt terminert ved årsslutt, selv om de faktiske resultatene ville kunne avvike på grunn av de anvendte forutsetninger.

### Styring av kredittrisiko

Selskapet reduserer konsentrasjonen av kredittrisiko for finansielle instrumenter ved å kjøpe verdipapirer utstedt av motparter med høy rating, spredd over en rekke forhåndsgodkjente motparter. Det føres oversikt med tillatte rammer for kommersielle motparter, og denne gjennomgås regelmessig sammen med retningslinjer for vurdering av motparters finansielle stilling og krav om sikkerhetsstillelse. Kredittrisiko knyttet til handel i råvarederivater styres tilsvarende gjennom vedlikehold, gjennomgang og ajourføring av liste over godkjente motparter ved vurdering av motpartens finansielle posisjon og eventuelt krav om sikkerhet.

Konsentrasjonen av kredittrisiko med hensyn til fordringer er begrenset på grunn av det store antallet kunder, spredd over hele verden i ulike bransjer.

Kredittrisikoen i forbindelse med selskapets OTC-derivater (ikke børnoterte derivater) knyttes til motparten i transaksjonen, som typisk kan være en større bank eller kredittinstitusjon, et stort oljeselskap eller et velkjent handelsselskap. Statoil forventer ikke at noen av disse motpartene vil misligholde avtalene, og det ventes ingen vesentlige tap ved eventuelt mislighold. Futures-kontrakter og børsomsatte opsjoner har ubetydelig kredittrisiko ettersom de i hovedsak omsettes på New York Mercantile Exchange eller ved International Petroleum Exchange i London.

Selskapet anser seg derved ikke eksponert for en betydelig konsentrasjon av kredittrisiko.

### Kvantitativ og kvalitativ redegjørelse om markedsrisiko

Statoil har innført et risikostyringsprogram for hele konsernet. Programmet fastsetter retningslinjer for anvendelse av derivater for å styre råvarepris-, valuta- og renterisiko. En markedsrisikokomitee gjennomgår med jevne mellomrom de etablerte prosedyrer og gjennomføringen av retningslinjene. Disse rutinene innebærer kontroll med bruken av derivater, rutinemessig overvåking og rapportering, samt rutiner for kredittgodkjenning av motparter.

#### Råvareisiko

Tabellen nedenfor viser markedsverdi og tilknyttet prisleisomhet for våre råvarebaserte derivater:

(I MILLIONER KRONER)	MARKEDSVERDI	10% FØLSOMHET
Per 31. desember 2001		
Råolje og raffinerte produkter	390	484
Gass og elektrisitet	301	59
Per 31. desember 2000		
Råolje og raffinerte produkter	323	165
Gass og elektrisitet	503	13

Prisleisomheten er beregnet ved å legge til grunn en generell, negativ endring på 10% i prisene på alle råvarer uavhengig av kontraktsperiode eller historiske korrelasjoner mellom instrumentets kontraktsfestede pris og de underliggende råvareprisene. Ved en faktisk endring på 10% i de underliggende prisene ville markedsverdien på derivatporteføljen normalt endre seg mindre enn tabellen viser, på grunn av forventede korrelasjoner mellom risikokategorier, i tillegg til forventede motsvarende endringer i markedsverdien på tilsvarende fysiske posisjoner, kontrakter og forventede transaksjoner.

Markedsverdiene på futureskontraktene og de børsomsatte opsjonskontraktene er basert på børnoterte markedspriser fra New York Mercantile Exchange eller fra International Petroleum Exchange i London. Markedsverdiene på bytteavtaler og andre ikke børnoterte instrumenter er beregnet på grunnlag av børnoterte markedspriser, overslag fra meglere og andre egnede verdsettelsesteknikker. Markedsverdien gir et tilnærmet anslag over gevinsten eller tapet som ville ha blitt realisert hvis kontraktene hadde blitt terminert ved utgangen av året, selv om de faktiske resultatene ville kunne variere på grunn av de forutsetningene som er lagt til grunn.

#### Rente- og valutarisiko

Beregnet tap i forbindelse med en negativ endring på 10% i valutakursene mot norske kroner ville føre til et tap i markedsverdi på ca. 5 milliarder kroner og 4,5 milliarder kroner per 31. desember i henholdsvis 2001 og 2000. En tenkt, negativ endring i rentesatsene på ett prosentpoeng ville føre til et tap på 1,2 milliarder kroner og 1,1 milliarder kroner knyttet til verdien av rentebærende gjeld, investeringer i rentebærende instrumenter og finansielle instrumenter knyttet til gjeldsforpliktelser per 31. desember i henholdsvis 2001 og 2000. Disse anslagene over valuta- og rentefølsomhet er basert på et ukorrelert tapsscenario og faktiske resultater vil derfor kunne variere på basis av forutsetningene som er anvendt, og korrelasjoner som ikke er gjenspeilet i denne analysen.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

Statoils kontantstrøm er hovedsakelig i amerikanske dollar og euro, men betydelige beløp er også i norske, svenske og danske kroner og britiske pund sterling. Valutaene i gjeldsporteføljen ses i sammenheng med den forventede fremtidige netto kontantstrøm per valuta. Statoils gjeld er hovedsakelig i amerikanske dollar etter at valutabytteavtaler er hensyntatt.

### Aksjer

Aksjer, hovedsakelig i porteføljen til Statoil Forsikring AS, regnskapsføres med markedsverdi og er eksponert for prisisiko. Markedsverdien på aksjer er basert på børskurser. Risikoen beregnes som mulig tap som skyldes en tenkt, negativ endring på 10% i børsnoteerte markedspriser. De faktiske resultatene kan variere på grunn av forutsetningene som er benyttet og andre risikokorrelasjoner.

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2001	2000
Markedsverdi aksjer	1 598	1 816
10% endring i markedspris på aksjer	160	182

## 17. Pensjonsordninger for ansatte

### Pensjonsytelser

De fleste av konsernets ansatte er dekket av en pensjonsordning med definerte fremtidige ytelser. Pensjonsytelsene er vanligvis avhengig av opptjeningstid og lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder. Enkelte datterselskap har tilskuddsplaner eller «Multiemployer plans».

Hoveddelen av pensjonsordningene er sikret i Statoils pensjonskasser. Disse er organisert som selvstendige stiftelser. Det meste av pensjonskassenes midler er plassert i norske og utenlandske obligasjoner og aksjer. I tillegg kommer investeringer i fast eiendom i Norge.

### Netto pensjonskostnader

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Nåverdi av periodens opptjening	690	701	735
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	626	559	473
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-793	-761	-614
Amortisering av tap	10	-60	29
Amortisering av planendringer	37	37	37
Sum pensjonskostnader ytelsesplaner	570	476	660
Tilskuddsplaner	21	21	19
«Multiemployer plans»	4	4	3
Sum pensjonskostnader	595	501	682

### Endring i påløpt forpliktelse

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
Påløpt forpliktelse ved årets begynnelse (inkludert lønnsvekst)	10 632	9 853
Nåverdi av periodens opptjening	690	656
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsene	626	584
Estimatendringer	471	-256
Utbetalte ytelser fra ordningen	-391	-210
Omregningsdifferanse	-28	5
Påløpt forpliktelse ved årets utgang	12 000	10 632

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

### Endring i pensjonsmidler

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
Virkelig verdi av pensjonsmidlene ved årets begynnelse	12 310	11 392
Oppjustering pensjonsmidler med opptjent egenkapital i pensjonskassene	954	0
Avkastning på pensjonsmidlene	-15	457
Innbetalt av selskapet	8	549
Utbetalte ytelser	-170	-86
Omregningsdifferanse	-19	-2
<b>Virkelig verdi av pensjonsmidlene ved årets utgang</b>	<b>13 068</b>	<b>12 310</b>

### Status for pensjonsordningene avstemt mot balansen

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
Ytellesplaner:		
Netto pensjonsforpliktelse	1 068	1 678
Ikke amortiserte tap	769	389
Ikke amortiserte planendringer	403	447
<b>Sum netto forskuddsbetalt pensjon</b>	<b>2 240</b>	<b>2 514</b>

Netto forskuddsbetalt pensjon er i regnskapet balanseført som:

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
Forskuddsbetalt pensjon	4 078	4 280
Påløpte pensjonsforpliktelser	-1 838	-1 766
Økonomiske forutsetninger ved årets utgang (vektet gjennomsnitt):		
Diskonteringsrente	6,0%	6,0%
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	6,5%	6,5%
Forventet lønnsvekst	3,0%	3,0%

### 18. Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser

Påløpte fremtidige nedstengnings- og fjerningskostnader inngår i «Avsetning for forpliktelser» per 31. desember 2001 og 2000 med henholdsvis 7 521 millioner kroner og 4 700 millioner kroner. Totale fremtidige fjernings- og nedstengningskostnader er per 31. desember 2001 og 2000 estimert til 13 300 millioner kroner og 8 200 millioner kroner.

### 19. Forskningsutgifter

Forskningsutgiftene utgjorde 633, 656 og 718 millioner kroner i henholdsvis 2001, 2000 og 1999.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

### 20. Leieavtaler

Selskapet leier enkelte eiendeler, i hovedsak skip.

Leiekostnadene utgjorde 7 687, 6 455 og 7 219 millioner kroner i henholdsvis 2001, 2000 og 1999.

Opplysningene nedenfor viser fremtidig minimumsleie i henhold til uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2001.

(I MILLIONER KRONER)	OPERASJONELLE LEIEAVTALER	FINANSIELLE LEIEAVTALER
2002	4 174	23
2003	2 818	10
2004	2 230	10
2005	1 883	10
2006	1 603	10
Deretter	3 939	8
Sum fremtidig leie	16 647	71
Renteandel		-11
Netto nåverdi		60

Varige driftsmidler inkluderer følgende beløp for leieavtaler som er balanseført:

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2001	2000
Skip	238	769
Akkumulerte avskrivninger	-198	-688
Bokført verdi	40	81

I 1999 solgte selskapet og leide tilbake sin andel i et produksjonsfartøy for 945 millioner kroner. Salgsgevinsten på 226 millioner kroner inntektsføres over leieperioden på 3 år.

### 21. Andre forpliktelser

#### Kontraktsmessige forpliktelser

(I MILLIONER KRONER)	FOR ÅRET 2002	DERETTER	SUM
Kontraktsmessige forpliktelser inngått	8 475	5 641	14 116

De kontraktsmessige forpliktelser består av kjøp og konstruksjon av varige driftsmidler.

#### Erstatningsansvar og forsikring

I forbindelse med virksomheten på kontinentalsokkelen, herunder transportsystemene, er selskapet som andre rettighetshavere eksponert for et ubegrenset ansvar for eventuelle erstatningsbeløp. Selskapet har tegnet ansvarsforsikring inntil cirka 7,1 milliarder kroner for hvert skadetilfelle, inkludert forurensningsansvar. Det heleide datterselskapet Statoil Forsikring AS er forsikringsgiver for de fleste av konsernets produksjonsanlegg, og benytter det internasjonale forsikringsmarkedet til å reassurere store deler av risikoen. Egenforsikringsgraden utgjør 46 prosent.

#### Garantier

Konsernet har avgitt garantier med 174 millioner kroner.



## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

### Andre forpliktelser

I forbindelse med tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass forplikter deltakerne seg til å bore et visst antall brønner. Ved årets slutt er konsernet forpliktet til å delta i 10 brønner på norsk sokkel og 11 brønner i utlandet, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 23 prosent. Antatte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omkring 0,7 milliarder kroner.

I 1996 igangsatte EU-kommisjonen ved konkurransedirektoratet en undersøkelse av medlemmene av GFU, inkludert Statoil. Undersøkelsene gjelder ordningene for salg av naturgass fra norsk kontinentalsokkel, inkludert virksomheten til GFU. Sent i 2000 indikerte EU-kommisjonen at de muligens ville ta rettslige skritt etter EU/EØS' konkurranseregler mot Statoil og andre selgere av norsk gass.

Den 12. juni 2001 mottok Statoil et klageskriv (Statement of Objections) fra EU-kommisjonen. Dette er første skritt i en prosedyre som kan resultere i en sak mot Statoil som kan ta flere år. Klagen fra EU-kommisjonen er i hovedsak knyttet til selve gassalgsorganiseringen som var pålagt av norske myndigheter.

Den norske regjering har offentlig erklært at den er uenig i det utstedte klageskriv og er blitt akseptert som interessert tredjepart i saken. Regjeringen avga sin skriftlige intervensjon i slutten av oktober 2001 hvor den påberopte seg at systemet for salg av naturgass fra norsk kontinentalsokkel var pålagt av norske myndigheter i samsvar med norsk lov og at EU/EØS' konkurranselover derfor ikke kan anvendes.

Statoil ga et skriftlig tilsvar til klageskrivet i slutten av oktober 2001. I desember 2001 ble det avholdt en muntlig høring arrangert av EU-kommisjonen. Under denne høringen fikk representanter for regjeringen og samtlige selskaper som har mottatt klageskriv anledning til å fremlegge sin sak muntlig.

Statoil kan ikke forutsi utfallet eller tidsrammen i denne saken. Dersom ytterligere rettslige skritt iverksettes kan EU-kommisjonen treffe vedtak som forbyr salg av naturgass fra den norske sokkel i henhold til tidligere arrangement (herunder aktivitetene til GFU), ilegge selskapet bøter, pålegge selskapet å tilby kunder i eksisterende gassalgsavtaler (inkludert langsiktige "take-or-pay"avtaler) muligheten til å reforhandle eller avslutte disse avtalene og/eller pålegge selskapet andre forpliktelser for å avhjelpe mulige negative konsekvenser av den påståtte overtredelsen. Skulle det bli konstatert at Statoil har brutt EU/EØS' konkurranseregler, vil dette kunne føre til at kontraktsmotpartene i naturgassalgsavtalene bestrider gyldigheten av disse avtalene og eventuelt også fremsetter betydelige erstatningskrav. Hvis EU-kommisjonen skulle beslutte å iverksette rettslige skritt, vil selskapet forsvare seg med tyngde. Statoil mener å ha gode argumenter til støtte for sin posisjon.

I tillegg er selskapet gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettsaker, og det finnes for tiden en rekke uavklarte tvister. Det endelige omfanget av selskapets forpliktelser i henhold til slike tvister og krav lar seg ikke beregne på dette tidspunktet. Statoil har gjort avsetninger i regnskapene for disse uavklarte forhold basert på ledelsens beste estimat. Ledelsen tror ikke utfallet av rettsakene og tvistene selskapet er involvert i, vil påvirke dets økonomiske stilling, driftresultat eller kontantstrøm i vesentlig negativ retning.

## 22. Nærstående parter

Samlet kjøp av olje fra staten beløp seg til 54 638 millioner kroner (267 millioner fat), 43 739 millioner kroner (176 millioner fat) og 24 102 millioner kroner (172 millioner fat) i henholdsvis 2001, 2000 og 1999. Skyldig beløp til staten for disse kjøpene er tatt med i «Leverandørgjeld - nærstående parter» i konsernbalansene. Statoil har betalt antatt markedspris for oljen som er kjøpt fra staten.

## 23. Egenkapital

### Endring i egenkapital

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
Egenkapital pr 1. januar	52 435	44 821
Årets overskudd	14 827	11 335
Endret omregningsdifferanse	-537	1 001
Aksejemisjon	12 890	0
Kontinuitetsdifferanse	-24 461	0
Endring minoritetsandel	-1 300	946
Årets utbytte	-6 169	-5 668
Egenkapital pr 31. desember	47 685	52 435

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

Kontinuitetsdifferansen består av betalinger og bokført verdi av eiendeler overført til den norske stat utover bokført verdi av eiendeler mottatt fra Den norske stat. Se note 1 for ytterligere informasjon. Endring minoritetsandel inkluderer forskjellen mellom bokført verdi og betaling ved kjøp av Rasmussengruppens 20% andel i Navion.

Oversikt over aksjekapital og aksjonærer fremgår av note 23 i regnskapet til morselskapet.

### 24. Godtgjørelse til revisor

Honorar til ekstern revisor for 2001 utgjorde 21,4 millioner kroner for revisjon og 22,3 millioner kroner for konsulenttjenester, inklusiv 14,7 millioner kroner for revisjonsrelaterte tjenester knyttet til børsintroduksjonen.

### 25. Avstemming mellom NGAAP og USGAAP

Konsernregnskapet for Statoil ASA og dets datterselskaper (Statoil eller selskapet) er utarbeidet i henhold til norske regnskapsprinsipper (NGAAP). De følgende oppstillinger viser en avstemming mellom NGAAP og amerikanske regnskapsprinsipper (USGAAP).

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Årsresultat i henhold til USGAAP	17 245	16 153	6 409
a) Omarbeiding av historiske tall for å inkludere resultatet av overførte SDØE-andeler, før skatt	-7 981	-19 359	-7 191
b) Omarbeiding av varelagerverdi fra FIFO til LIFO, før skatt	-540	463	880
c) Andre justeringer, før skatt	-223	-182	834
d) Endret skattekostnad som følge av justeringene ovenfor, og andre skatteendringer	6 326	14 260	3 764
Årsresultat i henhold til NGAAP	14 827	11 335	4 696
Per 31. desember			
Egenkapital i henhold til USGAAP	51 774	67 826	56 105
Minoritetsinteresser i henhold til USGAAP	1 496	2 480	1 590
a) Omarbeiding av historiske tall for å inkludere overførte SDØE-andeler, før skatt	-	-26 000	-25 314
b) Omarbeiding av varelagerverdi fra FIFO til LIFO, før skatt	803	1 343	880
c) Andre justeringer, før skatt	-653	238	130
d) Endret netto utsatt skatteforpliktelse som følge av justeringene ovenfor, og andre endringer i netto utsatt skatteforpliktelse	434	12 216	13 132
e) Avsetning for foreslått utbytte	-6 169	-5 668	-1 702
Egenkapital i henhold til NGAAP	47 685	52 435	44 821

- a) Den 26. april 2001 besluttet Stortinget, som et ledd i omstruktureringen av Den norske stats eierskap på norsk kontinentalsokkel, å overføre enkelte eiendeler fra statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) til Statoil. Da overførselen skjedde mellom enheter under felles kontroll videreføres bokførte verdier av de overdratte eiendelene i SDØE i Statoils regnskap (kontinuitetsgjennomskjæring).

I henhold til NGAAP medtas de overførte andeler fra SDØE først fra overføringen 1. juni 2001. I henhold til USGAAP omarbeides alle tidligere regnskapsperioder i regnskap avlagt etter tidspunkt for overføringen.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

I USGAAP-regnskapet inngår de overførte SDØE-andelene med følgende beløp frem til 1. juni 2001:

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000	1999
Driftsinntekter	8 509	21 713	11 315
Varekostnader	3 607	7 402	5 180
Driftskostnader	-2 434	-5 802	-5 869
Avskrivninger	-1 768	-4 339	-3 695
Netto finansposter	67	384	260
Skatt	-5 952	-14 108	-4 731
Årsresultat	2 029	5 250	2 460
Anleggsmidler		29 927	29 021
Netto arbeidskapital		-887	-1 234
Langsiktige avsetninger		-15 548	-15 752
Egenkapital		13 492	12 035

Netto kontantstrøm er forutsatt løpende betalt som utbytte. Langsiktige avsetninger består i all hovedsak av utsatt skatt og fjerningsforpliktelser. Eliminering av intern omsetning mellom Statoil og SDØE medfører negativ varekostnad i perioden.

- b) I NGAAP-regnskapet anses varelageret å bestå av sist innkjøpte varer (FIFO-prinsippet). I USGAAP-regnskapet anses råolje og raffinerte produkter i raffinerilagrene å bestå av først innkjøpte varer (LIFO-prinsippet).
- c) Andre justeringer inkluderer blant annet forskjellig periodisering av salg og tilbakeleie, salg av del av offshore produksjonsanlegg og urealiserte gevinster på handel med råvarederivater. Andre justeringer i 2001 inkluderer også merpris utover bokført verdi ved kjøp av minoritetsinteressene i Navion som etter USGAAP henføres til eiendelene, og etter NGAAP føres mot egenkapital.
- d) Endret skattekostnad og endret utsatt skattegjeld skyldes i all hovedsak skatt på ovennevnte forskjeller. I tillegg er utsatt skatt på inntekt fra skipsfartsbeskattet virksomhet i NGAAP-regnskapet vurdert til nåverdi, mens den i USGAAP-regnskapet er vurdert til nominell verdi.
- e) I NGAAP-regnskapet gjøres det avsetning for antatt utbytte i tilknytning til disponeringen av årets resultat. I USGAAP-regnskapet gjøres avsetning for utbytte først ved generalforsamlingens beslutning.

Bevegelse i avtemmingspostene i løpet av 2001 fremkommer som følger:

Forskjeller mellom egenkapital iht NGAAP og USGAAP 1.1.2001	-15 391
Egenkapital SDØE-andeler 1.1.2001 medtatt i NGAAP 1.6.2001	13 492
Forskjell mellom årsresultat 2001 NGAAP og USGAAP	-2 418
Resultat SDØE-andeler 1.1-31.5.2001 medtatt i NGAAP egenkapital 1.6.2001	2 029
Merverdi ved kjøp av minoritetsandeler ført mot egenkapitalen i henhold til NGAAP	-326
Endring minoritetsinteresser i løpet av 2001	-996
Endring i avsatt utbytte	-501
Øvrige poster	22
Forskjell mellom egenkapital iht NGAAP og USGAAP 31.12.2001	-4 089

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET - NGAAP

26. Olje- og gassreserver (urevidert)

OLJE OG NGL I MILL FAT GASS I MRD SM <sup>3</sup>	OLJE OG NGL UTENFOR			GASS UTENFOR			OLJE, NGL OG GASS MILL FAT OLJEEKVI- VALENTER
	NORGE	NORGE	TOTALT	NORGE	NORGE	TOTALT	
<b>Året 1999</b>							
Sikre reserver 1. januar	1 005	507	1 512	205,0	34,5	239,5	3 019
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	62	-23	39	-3,8	0,6	-3,2	19
Utvidelser og funn	52	0	52	0,5	4,0	4,5	80
Kjøp av petroleum	134	4	138	29,6	0,3	29,9	326
Salg av petroleum	-1	-6	-7	0,0	-34,4	-34,5	-224
Produksjon	-151	-21	-172	-7,1	-1,7	-8,8	-227
Sikre reserver ved utgangen av året	1 101	462	1 562	224,2	3,2	227,4	2 993
Sikre utviklede reserver	594	85	679	133,3	1,9	135,2	1 529
<b>Året 2000</b>							
Sikre reserver 1. januar	1 101	462	1 562	224,2	3,2	227,4	2 993
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	35	30	65	9,0	-0,3	8,7	120
Utvidelser og funn	61	18	79	0,8	4,8	5,6	114
Salg av petroleum	-2	0	-2	0,0	-0,5	-0,5	-5
Produksjon	-166	-21	-187	-7,7	-0,5	-8,2	-239
Sikre reserver ved utgangen av året	1 029	488	1 518	226,3	6,6	232,9	2 983
Sikre utviklede reserver	643	187	830	156,4	1,8	158,2	1 825
<b>Året 2001</b>							
Sikre reserver 1. januar	1 029	488	1 518	226,3	6,6	232,9	2 983
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	68	30	98	7,1	-0,2	6,9	142
Utvidelser og funn	124	69	193	5,3	6,4	11,7	267
Kjøp av petroleum	441	0	441	133,7	0,0	133,7	1 282
Salg av petroleum	-54	-1	-55	0,0	-4,8	-4,8	-85
Produksjon	-211	-22	-233	-12,2	-0,4	-12,6	-312
Sikre reserver ved utgangen av året	1 398	565	1 963	360,3	7,6	367,9	4 277
Sikre utviklede reserver	948	166	1 113	256,9	1,2	258,1	2 737

På grunn av avrunding vil det kunne forekomme avvik mellom de totale summene og størrelsene som fremkommer ved en summering av de enkelte tallene.

Kjøp av reserver i 2001 tilsvarer reserver tilført gjennom SDØE-transaksjonen.

Statoils olje- og gassreserver er estimert av selskapets eksperter i henhold til bransjestandard under de krav som stilles av United States Securities and Exchange Commission (SEC). Reservene inkluderer ikke produksjonsavgift som betales med petroleum. Sikre reserver representerer beregnede volumer av olje, gass og NGL som, basert på analyser av geologiske og tekniske data, med rimelig grad av sikkerhet kan utvinnes fra kjente reservoarer under gjeldende økonomiske og driftstekniske forhold. Sikre utviklede olje- og gassreserver representerer sikre reserver som forventes å kunne utvinnes fra eksisterende brønner ved hjelp av eksisterende anlegg og driftsmetoder.

Prinsippene for bokføring av sikre gassreserver på norsk sokkel er begrenset til å gjelde kontraktsfestede gassalg og annen gass som har markedsadgang.

Statoil inngikk i 1997 en servicekontrakt i Venezuela. Konsernets andel av basisproduksjonen er ikke inkludert i bokførte reserver. Forventet utvinning av feltets sikre reserver utover basisproduksjonen er medtatt i internasjonale oljereserver.

I de tilfeller Statoil inngår produksjonsdelingsavtaler beregnes reservene på bakgrunn av hvor store volumer selskapet har tilgang til, og ikke etter selskapets deltakerprosent, fratrukket eventuelle begrensninger med hensyn til markedsadgang.

# Statoil ASA - NGAAP

## RESULTATREGNSKAP NGAAP – Statoil ASA

(I MILLIONER KRONER)	NOTE	2001	2000
Salgsinntekter		<b>185 704</b>	154 073
Resultatandel fra tilknyttede selskap		<b>1 156</b>	1 414
Andre inntekter	4	<b>2 678</b>	20
Sum driftsinntekter		<b>189 538</b>	155 507
Varekostnader		<b>-110 502</b>	-93 246
Driftskostnader	3	<b>-19 760</b>	-15 275
Salgs- og administrasjonskostnader	3	<b>-1 606</b>	-999
Av- og nedskrivninger	10	<b>-11 113</b>	-8 067
Undersøkelseskostnader	10	<b>-1 841</b>	-1 032
Sum kostnader før finansposter		<b>-144 822</b>	-118 619
Resultat før finans og skatt		<b>44 716</b>	36 888
Netto finansposter	12	<b>416</b>	-2 119
Resultat før skatt		<b>45 132</b>	34 769
Skattekostnad	13	<b>-31 526</b>	-25 338
Årsresultat		<b>13 606</b>	9 431
Disponeringer			
Avgitt konsernbidrag		1 200	1 400
Skatt på konsernbidrag		-336	-392
Utbytte		6 169	5 668

**BALANSE NGAAP – Statoil ASA**

(I MILLIONER KRONER)	NOTE	PER 31. DESEMBER	
		2001	2000
<b>EIENDELER</b>			
Varige driftsmidler	10	<b>88 497</b>	64 749
Langsiktige fordringer	17	<b>3 975</b>	4 621
Langsiktig konsernmellomværende		<b>899</b>	1 052
Langsiktige investeringer	8	<b>280</b>	380
Aksjer og andeler i datterselskap	8	<b>47 828</b>	41 488
Investeringer i tilknyttede selskap	8	<b>2 449</b>	2 423
Sum anleggsmidler		<b>143 928</b>	114 713
Varelager	7	<b>3 250</b>	2 718
Fordringer	11	<b>20 583</b>	21 224
Fordringer - nærstående parter		<b>35</b>	0
Kortsiktig konsernmellomværende		<b>2 913</b>	18 304
Forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler		<b>3 577</b>	2 314
Sum varelager og fordringer		<b>30 358</b>	44 560
Kortsiktige investeringer	9	<b>1 970</b>	3 728
Betalingsmidler		<b>4</b>	3 167
Sum likvider		<b>1 974</b>	6 895
Sum omløpsmidler		<b>32 332</b>	51 455
<b>SUM EIENDELER</b>		<b>176 260</b>	166 168

**BALANSE NGAAP – Statoil ASA**

(I MILLIONER KRONER, UNNTATT FOR AKSJEDATA)	NOTE	PER 31. DESEMBER	
		2001	2000
<b>EGENKAPITAL OG GJELD</b>			
Aksjekapital (pålydende 2,50 kroner) henholdsvis 2.189.585.600 og 1.975.885.600 registrerte og utstedte aksjer		<b>5 474</b>	4 940
Egne aksjer - 25.000.000 aksjer		<b>-63</b>	0
Overkursfond		<b>12 418</b>	0
Innskutt egenkapital		<b>17 829</b>	4 940
Annen egenkapital		<b>20 410</b>	37 460
Sum egenkapital	23	<b>38 239</b>	42 400
Utsatt skatt	13	<b>37 530</b>	26 903
Avsetning for forpliktelser	17, 18	<b>8 531</b>	6 966
Langsiktig konsernmellomværende		<b>1 172</b>	1 611
Langsiktig rentebærende gjeld	15	<b>32 156</b>	30 229
Sum langsiktig gjeld og avsetning for forpliktelser		<b>79 389</b>	65 709
Kortsiktig rentebærende gjeld	14	<b>2 527</b>	1 475
Leverandørgjeld		<b>7 496</b>	22 796
Leverandørgjeld - nærstående parter	22	<b>10 164</b>	0
Kortsiktig konsernmellomværende		<b>9 875</b>	8 607
Skyldige offentlige avgifter		<b>1 524</b>	1 201
Betalbar skatt	13	<b>16 171</b>	14 134
Påløpte kostnader og annen kortsiktig gjeld		<b>4 706</b>	4 178
Skyldig utbytte		<b>6 169</b>	5 668
Sum kortsiktig gjeld		<b>58 632</b>	58 059
<b>SUM EGENKAPITAL OG GJELD</b>		<b>176 260</b>	166 168

## KONTANTSTRØMOPPSTILLING NGAAP – Statoil ASA

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
OPERASJONELLE AKTIVITETER		
Årsresultat	<b>13 606</b>	9 431
<u>Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</u>		
Av- og nedskrivninger	<b>11 113</b>	8 067
Utgiftsføring av tidligere års balanseførte undersøkelseskostnader	<b>665</b>	207
Tap på valutatransaksjoner	<b>-111</b>	2 068
Utsatt skatt	<b>150</b>	620
Gevinster og tap ved salg av anleggsmidler og annet	<b>-2 675</b>	-1 383
<u>Endringer i operasjonelle eiendeler og gjeld</u>		
• Endring i varelager	<b>-551</b>	-58
• Endring i fordringer	<b>1 759</b>	-217
• Endring i forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler	<b>16 266</b>	-9 468
• Endring i kortsiktige investeringer	<b>-1 264</b>	-276
• Endring i leverandørgjeld	<b>-6 115</b>	4 438
• Endring i påløpte kostnader	<b>-356</b>	7 819
Endring i annen gjeld	<b>-716</b>	2 411
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	<b>31 771</b>	23 659
INVESTERINGSAKTIVITETER		
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter (netto)	<b>-13 431</b>	-8 662
FINANSIERINGSAKTIVITETER		
Ny langsiktig rentebærende gjeld	<b>3 953</b>	0
Nedbetaling langsiktig gjeld	<b>-1 899</b>	-5 713
Ordinært utbytte utbetalt til aksjonær	<b>-5 668</b>	-1 702
Beløp utbetalt til aksjonær, relatert til overførte SDØE andeler	<b>-40 788</b>	0
Kapitalinnskudd relatert til overførte SDØE andeler	<b>8 460</b>	0
Netto egenkapitaltilførsel ved utstedelse av nye aksjer	<b>12 890</b>	0
Netto endring kortsiktige lån, kassekreditt og annet	<b>1 549</b>	-5 961
Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter	<b>-21 503</b>	-13 376
Netto endring i betalingsmidler	<b>-3 163</b>	1 621
Betalingsmidler ved årets begynnelse	<b>3 167</b>	1 546
Betalingsmidler ved årets utgang	<b>4</b>	3 167
Betalte renter	<b>3 152</b>	2 094
Betalte skatter	<b>32 378</b>	16 426

I kontantstrømmen vises kjøpet av SDØE-andelene som en egenkapitaltransaksjon under finansieringsaktiviteter og ikke som kjøp av anleggsmidler. Det vises til note 1 for beskrivelse av transaksjonen.



## NOTER TIL REGNSKAPET STATOIL ASA - NGAAP

### 1. Selskapet og grunnlag for presentasjonen

Statoil ASA ble stiftet i 1972 med staten som 100 prosents eier. Statoils virksomhet består i hovedsak av leting etter olje og naturgass, produksjon, transport, videreføring og markedsføring av petroleum og petroleumprodukter. I 1985 overførte staten eiendeler fra Statoil til Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), som også var 100 prosent eid av staten.

I forkant av delprivatiseringen av Statoil i juni 2001 reorganiserte staten sine eierinteresser innen olje og gass på den norske kontinentalsokkelen. I forbindelse med restruktureringen overførte staten SDØE-eiendeler med en bokført bruttov verdi på cirka 30 milliarder kroner til Statoil. Vederlaget utgjorde 38,6 milliarder kroner i kontanter, pluss renter og agio på 2,2 milliarder kroner (0,7 milliarder kroner etter skatt) fra verdsettelsesdato til oppgjørsmøtet. I tillegg ble enkelte rørledninger og andre eiendeler med en netto bokført verdi på 1,5 milliarder kroner overført til staten. Kjøpesummen ble basert på verdsettelse per 1. januar 2001, med unntak av salget av en andel i Mongstad-terminalen som ble basert på verdi per 1. juni 2001.

Netto kjøpesum ble finansiert ved en aksjeemisjon på 12,9 milliarder kroner, opptak av ny langsiktig gjeld på 9 milliarder kroner og av eksisterende betalingsmidler og kortsiktige lån.

Overføringen av andeler fra SDØE er blitt regnskapsført etter kontinuitetsmetoden ettersom den skjedde mellom enheter under felles kontroll. Kontinuitetsmetoden medfører at balanseverdiene for de overførte eiendelene er blitt slått sammen med Statoils øvrige eiendeler basert på bokførte verdier per 1. juni 2001. Det er allikevel foretatt enkelte justeringer i forhold til SDØEs historiske regnskaper, slik at eiendelene kan presenteres som om de opprinnelig hadde vært eiet av Statoil. Justeringene er primært relatert til beregning av aktiverte renter på anlegg under utførelse. Forskjellen mellom kontantvederlaget og netto bokført verdi av eiendeler som er overført til staten sammenlignet med netto bokført verdi av eiendeler overført fra staten er regnskapsført som utbytte. Statens gjennomgang av beregningen av kontantvederlaget for de overførte andelene kan medføre endringer i vederlaget. Eventuelle justeringer forventes å bli bokført mot egenkapitalen i løpet av første halvår 2002.

Fra og med juni 2001 kjøper Statoil all SDØEs oljeproduksjon, og inkluderer kjøp og salg av denne produksjonen i henholdsvis driftsinntekter og driftskostnader. Tidligere ble deler av SDØEs oljeproduksjon solgt direkte fra felt til ekstern kunde, og dette salget ble i Statoils regnskap medtatt netto i driftsresultatet.

Det er gjort enkelte reklassifiseringer for å gjøre tidligere års sammenligningstall konsistente med presentasjonen av årsregnskapet for 2001.

### 2. Viktige regnskapsprinsipper

Morselskapets regnskap er utarbeidet i henhold til norske regnskapsstandarder (NGAAP). Aksjer og andeler i datterselskap organisert som aksjeselskap, og i tilknyttede selskap er i morselskapet vist til laveste av anskaffelseskost og virkelig verdi. Andeler i datterselskap organisert som ansvarlig selskap er behandlet etter egenkapitalmetoden. Det samme gjelder for felleskontrollert virksomhet utenfor olje- og gassvirksomheten. For beskrivelse av øvrige regnskapsprinsipper vises til note 2 til konsernregnskapet.

#### Olje- og gassreserver

For en oversikt over olje- og gassreserver vises til note 26 i konsernregnskapet (NGAAP).

### 3. Lønnskostnader

Lønnskostnader er inkludert i driftskostnader og salgs- og administrasjonskostnader med følgende beløp:

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
Lønnskostnader	5 822	5 493
Arbeidsgiveravgift	974	1 020
Andre sosiale kostnader (inkludert pensjonskostnader)	994	1 026
Sum lønn og sosiale kostnader	7 790	7 539
Gjennomsnittlig antall ansatte	9 985	10 293

Deler av lønnskostnadene belastes Statoilopererte virksomheter.

Lån til ansatte utgjorde ved årsskiftet 377 millioner kroner. I tillegg garanterer Statoil ASA for banklån gitt til ansatte med maksimalt 5 millioner kroner samlet.

## NOTER TIL REGNSKAPET STATOIL ASA - NGAAP

Godtgjørelse til bedriftsforsamlingens medlemmer utgjør samlet 307 000 kroner og til styrets medlemmer 1 700 000 kroner. Konsernsjef Olav Fjell har i 2001 mottatt lønn og andre godtgjørelser på 3 188 000 kroner.

Styret vil årlig vurdere en bonus til konsernsjefen basert på en totalvurdering av oppnådde resultater. Bonusen kan maksimalt utgjøre 30 prosent av grunnlønn. For øvrige medlemmer av konsernledelsen og stillinger på direktørnivå, er det etablert et prestasjonslønnssystem som kan gi en variabel godtgjørelse basert på forhåndsavtalte mål. Ordningen vil kunne gi et tillegg på 10 prosent av grunnlønn ved måloppnåelse, med et øvre tak på 20 prosent ved resultat som klart overstiger målene.

Ved fratredelse etter anmodning fra styret har konsernsjefen krav på sluttvederlag tilsvarende to årslønner. Tilsvarende rettighet gjelder for konserndirektørene Erling Øverland, Inge K. Hansen og Peter Mellbye. Konsernsjefen og nevnte konserndirektører har, på gitte vilkår, rett til pensjon fra fylte 60 år. Pensjonen utgjør 66 prosent av pensjonsgrunnlaget.

Konserndirektørene Henrik Carlsen, Elisabeth Berge og Morten Loktu har rentefrie lån på henholdsvis 63 000, 120 000 og 256 000 kroner. Lånene har løpetid på inntil 10 år.

Vedrørende aksjer eid av konsernledelsen, styret og bedriftsforsamlingen, se note 23.

#### 4. Kjøp og salg av virksomheter

Den 1. januar 2000 byttet Statoil 21% av raffineriet på Mongstad i en 10% deltakelse i et raffineri i Nederland. Denne transaksjonen anses som et bytte av like eiendeler og anses derfor ikke som en regnskapsmessig realisasjon. Bokførte verdier er videreført i regnskapet. Eiendelene som ble overført hadde en bokført verdi på 0,9 milliarder kroner.

I 2001 solgte Statoil enkelte lisensandeler på norsk sokkel og sin aktivitet i Vietnam. Salgene resulterte i gevinster på 2,7 milliarder kroner før skatt på 0,4 milliarder kroner.

I 2001 overførte staten eiendeler fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) til Statoil. For en nærmere beskrivelse av overføringen se note 1.

#### 5. Nedskrivning av eiendeler

Det er ikke foretatt vesentlige nedskrivninger av varige driftsmidler eid av Statoil ASA i 2001 eller 2000.

#### 6. Omorganisering og andre omkostninger

I 1999 bokførte selskapet 500 millioner kroner i sluttvederlag for en plan for nedbemanning med 800 ansatte. Statoil får refundert en del av de samlede omorganiseringskostnadene fra samarbeidspartnerne i oppstrømsvirksomheten. Basert på faktiske kostnader ble 150 millioner kroner av setningen reversert i 2000. Videre ble det i 2000 avsatt 150 millioner kroner for et tilsvarende omstrukturingsprogram for cirka 250 ansatte. Bemanningsreduksjonen gjelder i hovedsak ansatte i Norge, og gjennomføres i flere av selskapets virksomhetsområder og innen de fleste fagområder. I 2000 og 2001 ble henholdsvis 160 millioner og 247 millioner kroner belastet av setningen for betaling til ansatte som hadde sluttet. Per 31. desember 2001 hadde alle ansatte som ble omfattet av 1999- og 2000-planen sluttet. Kostnadene er i hovedsak ført som «Driftskostnader» eller «Salgs- og administrasjonskostnader».

Inkludert i «Driftskostnader» i 1998 er en avsetning på 700 millioner kroner for forventede tap på langsiktige borekontrakter med fast pris. I perioden 1995-98 inngikk Statoil flere langsiktige leiekontrakter til fast pris. Kontraktene ble inngått for selskapets egen regning basert på forventet behov for lete- og produksjonsboring på Statoil-opererte tillatelser. Varigheten på leiekontraktene er 1-6 år. Nedgangen i oljepriser førte til at selskapet fikk en betydelig overkapasitet på borerigger i et vanskelig marked for boreriggjenester. Avsetningen er selskapets beste estimat på tap som følge av forskjellen mellom inngåtte borekontrakter med fast pris og anslåtte markedsrater for videreleie. Markedsratene er beregnet basert på megleranslag, nye borekontrakter inngått av andre oljeselskaper og selskapets egne markedsforventninger frem til slutten av 2002. I 1999 avsatte selskapet ytterligere 900 millioner kroner på grunn av en videre nedgang i verdien av borekontraktene. I 1999, 2000 og 2001 ble henholdsvis 468 millioner, 172 millioner og 76 millioner kroner i kontraktbetalinger ført mot avsetningen. I 2001 ble 150 millioner kroner av avsetningen reversert på grunn av reduksjon i det estimerte tap på kontraktene. Per 31. desember 2000 og 2001 var avsetningen for borekontrakter på henholdsvis 960 millioner og 734 millioner kroner. Avsetningen er belastet forretningsområdet Undersøkelse og produksjon Norge.

## NOTER TIL REGNSKAPET STATOIL ASA - NGAAP

### 7. Varelager

Varelageret i det enkelte land blir vurdert til det laveste av kostpris og markedspris, og eventuell nedskrivning til markedspris regnskapsføres separat som permanent justering i kostprisen til varelageret.

<i>(I MILLIONER KRONER)</i>	<i>PER 31. DESEMBER</i>	
	<i>2001</i>	<i>2000</i>
Varelager		
Råolje	2 304	1 588
Petroleumsprodukter	463	524
Annet	483	606
Sum - varelager verdsatt etter FIFO-prinsippet	3 250	2 718

NOTER TIL REGNSKAPET STATOIL ASA - NGAAP

8. Aksjer og langsiktige investeringer

Aksjer og andeler i datterselskap

(BELØP I MILLIONER)	EIER- ANDEL	PÅLYDENDE	SELSKAPETS AKSJEKAPITAL	BOKFØRT I BALANSEN
Statoil Norge AS	100%	NOK 500	NOK 500	902
Statoil AB	100%	SEK 800	SEK 800	1 270
Statoil UK Ltd	100%	GBP 240	GBP 240	2 496
Statoil Investment Ireland Ltd	100%	IEP 212	IEP 212	898
Statoil Exploration Ireland Ltd	100%	IEP 251	IEP 251	1 023
Statoil North America Inc.	100%	USD 245	USD 245	1 065
Navion ASA*	80%	NOK 1 350	NOK 1 688	4 000
Statoil Danmark A/S	100%	DKK 2 850	DKK 2 850	6 397
Statholding AS	100%	NOK 3	NOK 3	3 912
Statoil Deutschland GmbH	100%	DEM 22	DEM 22	343
AS Eesti Statoil	100%	EEK 169	EEK 169	183
AB Lietuva Statoil	100%	LTL 85	LTL 85	226
Latvija Statoil SIA	100%	LVL 15	LVL 15	225
Statoil Nigeria AS	100%	NOK 433	NOK 433	433
Statoil Azerbaijan AS	100%	NOK 500	NOK 500	500
Statoil Venezuela AS	100%	NOK 710	NOK 710	610
Statoil Kazakstan a.s	100%	NOK 500	NOK 500	500
Statoil Russia a.s.	100%	NOK 93	NOK 93	93
Statoil Apsheron a.s	100%	NOK 1 000	NOK 1 000	1 000
Statoil Angola BI 15 AS	100%	NOK 501	NOK 501	501
Statoil Angola BI 17 AS	100%	NOK 2 100	NOK 2 100	100
Statoil Angola Block 31 AS	100%	NOK 50	NOK 50	50
Statoil Sincor AS	100%	NOK 300	NOK 300	300
Statoil Orient Inc	100%	CHF 117	CHF 117	623
Statoil Latin America AS	100%	NOK 100	NOK 100	710
P/F Statoil Føroyar	100%	DKK 26	DKK 26	30
Statoil Pernis Invest AS	100%	NOK 580	NOK 580	580
Statoil Asia Pacific Pte. Ltd.	100%	SGD 36	SGD 36	62
Statoil Dublin Bay as	100%	NOK 450	NOK 450	450
Statoil Forsikring AS	100%	NOK 125	NOK 125	150
Statoil Coordination Center N.V.*	88%	EUR 1 016	EUR 1 155	8 596
Offshore Technology AS	100%	NOK 391	NOK 391	662
Offtech Invest AS	100%	NOK 116	NOK 116	200
Statoil Metanol ANS	82%	-	-	2 354
Statoil Mongstad Refining DA	79%	-	-	2 164
Statoil Mongstad Terminal DA	65%	-	-	157
Øvrige datterselskap og ufordelt konsernbidrag**	-	-	-	4 063
Sum				47 828

\*De øvrige aksjene i Navion ASA eies av Statpet AS, som er et heleid datterselskap av Statholding AS. De øvrige aksjene i Statoil Coordination Center N.V eies av Statoil AB.

\*\*Ufordelt konsernbidrag på 2 380 millioner kroner vil bli fordelt ved overgang til bruk av egenkapitalmetoden for aksjer i datterselskap i 2002.

## NOTER TIL REGNSKAPET STATOIL ASA - NGAAP

### Langsiktige investeringer

Av langsiktige investeringer på 280 millioner kroner inngår aksjepost på 5% i Verbundnetz Gas AG med 218 millioner kroner.

### Investering i tilknyttede selskap

(BELØP I MILLIONER)	EIERANDEL	PÅLYDENDE		SELSKAPETS AKSJEKAPITAL	BOKFØRT I BALANSEN	
Statoil Detaljhandel Skandinavia AS	50%	NOK	1 300	NOK	2 600	1 300
Nova Naturgas AB	30%	SEK	36	SEK	120	271
Vestprosess DA	17%					268
Etanor DA	16%					182
Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA	51%					260
Øvrige selskap	-					168
Sum						2 449

### 9. Kortsiktige investeringer

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2001	2000
Kortsiktige innskudd	115	0
Sertifikater	1 675	3 376
Obligasjoner	180	276
Børsnoterte aksjer	0	76
Sum kortsiktige investeringer	1 970	3 728

Alle kortsiktige investeringer anses å inngå i handelsporteføljen, og de balanseføres til virkelig verdi med urealisert gevinst og tap medtatt i resultatet. Av selskapets obligasjonsbeholdning på 180 millioner kroner er 140 millioner utstedt av norske kredittforetak. De øvrige er utstedt av kommuner. Alle obligasjoner er nominert i norske kroner.

NOTER TIL REGNSKAPET STATOIL ASA - NGAAP

10. Varige driftsmidler

(I MILLIONER KRONER)	MASKINER, INVENTAR, TRANSPM.	PROD.ANLEGG OLJE/GASS, INKL. RØRLED.	PROD. ANLEGG LAND	BYGNINGER OG TOMTER	SKIP	ANLEGG UNDER OPPFØRING	AKTIVERTE LETEKOST. I LETEFASEN	TOTALT
Anskaffelseskost per 1.1.2001	2 349	125 481	6 486	2 296	217	4 836	1 769	143 434
Kostpris tilgang fra SDØE**	0	64 551	770	0	0	2 541	988	68 850
Tilgang og overføringer	375	14 014	407	22	0	-4 476	224	10 566
Avgang til ansk. kost	-479	-7 654	-3 516	-7	0	-425	-98	-12 179
Nedskr. på tidligere akt. letekostnader	-	-	-	-	-	-	-665	-665
Akkum. av- og nedskrivninger**	-1 830	-116 273	-2 466	-763	-177	0	0	-121 509
Bokført verdi per 31.12.2001	415	80 119	1 681	1 548	40	2 476	2 218	88 497
Årets av- og nedskrivninger	260	10 608	161	62	22	0	0	11 113
Estimert levetid	5-10 år	*	15-20 år	20-25 år	20-25 år			

\*Avskrives etter produksjonsenhetsmetoden, se note 1.

\*\*Eiendeler overført fra SDØE er inkludert til historisk kost. Tilhørende avskrivninger er medtatt i akkumulerte avskrivninger.

Bokført verdi skip består av finansielle leieavtaler. I 2001 og 2000 ble det balanseført henholdsvis 282 og 1 009 millioner kroner i byggelånsrenter.

Undersøkelseskostnader/leterettigheter

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
Årets undersøkelsesaktivitet	1 664	1 159
Balanseført andel av årets aktivitet	-488	-334
Kostnadsført tidligere balanseførte undersøkelseskostnader	665	207
Kostnadsført	1 841	1 032

11. Avsetninger

Avsetninger mot eiendeler (unntatt eiendom, anlegg og utstyr samt immaterielle eiendeler) som er bokført i de siste tre årene, er som følger:

(I MILLIONER NOK)	BALANSE PER 1. JANUAR	KOSTNAD	TILBAKE- FØRING	AV- SKRIVNING	ANNET	BALANSE PER 31. DESEMBER
<b>Året 2001</b>						
Avsetninger for andre langsiktige eiendeler	90	0	0	0	-74	16
Avsetninger for tap på krav	45	0	0	0	-4	41
<b>Året 2000</b>						
Avsetninger for andre langsiktige eiendeler	90	0	0	0	0	90
Avsetninger for tap på krav	53	0	0	-8	0	45

NOTER TIL REGNSKAPET STATOIL ASA - NGAAP

12. Finansposter

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
Utbytte på aksjer	750	757
Realisert gevinst og tap ved salg av verdipapirer	-1	9
Renter og andre finansinntekter	1 777	2 034
Agioeffekter kortsiktige poster	1 101	-334
Agioeffekter langsiktige poster	-200	-2 098
Renter og andre finanskostnader	-3 220	-3 126
Aktiverte renter	209	639
Netto finansposter	416	-2 119

13. Skatter

Årets skattekostnad fremkommer slik

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
Betalbar skatt	31 376	24 718
Endring utsatt skatt	150	620
Årets skattekostnad	31 526	25 338
Friinntekt i særskattegrunnet	2 811	2 366

Inntekter fra olje- og gassvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen skattlegges i henhold til Petroleumsatteloven. Denne fastsetter en særskatt på 50 prosent etter fradrag av friinntekten, i tillegg til vanlig selskapsbeskatning. Friinntekten fratrekkes med 5 prosent per år i 6 år, fra investeringen foretas. Friinntekt som ikke er benyttet, på 8,6 milliarder kroner, kan fremføres uten tidsbegrensning.

Viktige elementer i utsatt skattegjeld

(I MILLIONER KRONER)	2001		2000	
	GRUNNLAG	UTSATT SKATT	GRUNNLAG	UTSATT SKATT
Anleggsreserver særskattepliktig	40 326	32 712	34 699	23 872
Øvrige anleggsreserver	2 302	645	2 945	825
Andre midlertidige differanser	6 545	4 173	1 665	2 206
Totalt	49 173	37 530	39 309	26 903

Betalbar skatt i balansen fremkommer som følger

(I MILLIONER KRONER)	2001
Betalbar skatt på årets resultat	31 376
Betalte terminskatter	-18 000
Betalbar skatt ført mot egenkapitalen*	3 366
Annet	-571
Betalbar skatt i følge balansen	16 171

NOTER TIL REGNSKAPET STATOIL ASA - NGAAP

Utsatt skatt i balansen fremkommer som følger

(I MILLIONER KRONER)	2001
Utsatt skatt per 1. januar	26 903
Endring årets resultat	150
Utsatt skatt ført mot egenkapitalen*	11 520
Annet	-1 043
Utsatt skatt per 31. desember	37 530

\*Skatteeffekter knyttet til SDØE-transaksjonene og emisjonskostnadene.

14. Kortsiktig rentebærende gjeld

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
Banklån og kassekreditt	120	13
Kortsiktig andel av langsiktig gjeld	2 407	1 514
Annen kortsiktig gjeld	0	-52
Sum	2 527	1 475
Vektet gjennomsnittlig rentesats	4,62	6,05

15. Langsiktig rentebærende gjeld

	VEKTET GJENNOMSNI TT L I G R E N T E S A T S		I MILLIONER KRONER 31. DESEMBER	
	2001	2000	2001	2000
Obligasjonslån				
Amerikanske dollar (USD)	5,79	6,84	34 350	24 475
Norske kroner (NOK)	5,67	5,67	-2 196	125
Euro (EUR)	4,58	4,59	1 182	5 159
Andre valutaer	-	-	516	530
Sum			33 852	30 289
Annen gjeld			711	1 454
Utestående gjeld			34 563	31 743
Fratrukket kortsiktig andel			-2 407	-1 514
Sum langsiktig rentebærende gjeld			32 156	30 229

Selskapet har et obligasjonslån på USD 500 millioner med en fast rente på 6,5% og med forfall i 2028. Lånet kan tilbakekjøpes til pålydende ved endring i skattelovgivning. Per 31. desember 2001 og 2000, var henholdsvis 4 441 millioner og 4 424 millioner kroner utestående. Lånerenten er omgjort til LIBOR-basert flytende rente gjennom rentebytteavtale.



## NOTER TIL REGNSKAPET STATOIL ASA - NGAAP

Selskapet har også et obligasjonslån på EUR 500 millioner med en fast rente på 5,125% og med forfall i 2011. Per 31. desember 2001 og 2000 var henholdsvis 3 933 millioner og 4 117 millioner kroner utestående. Lånerenten er omgjort til LIBOR-basert flytende rente gjennom en rentebytteavtale for EUR 200 millioner.

Selskapet har et obligasjonslån på opprinnelig USD 375 millioner, med en fast rente på 5,75% og med forfall i 2009. Per 31. desember 2001 og 2000 var henholdsvis 3 347 millioner og 3 318 millioner kroner utestående.

Statoil benytter valutabytteavtaler for å styre valutarisikoen på sin langsiktige gjeld. Effekten av avtalen er ikke reflektert i ovenstående tabell. Størstedelen av selskapets gjeld er fastrentelån. Rentebytteavtaler benyttes for å styre renterisikoen.

Stort sett samtlige obligasjonslån og usikrede banklån inneholder bestemmelser som begrenser pantsettelse av eiendeler for å sikre fremtidige låneopptak, med mindre eksisterende obligasjonsinnehavere og långivere samtidig gis en tilsvarende status.

Selskapet har utestående totalt seks obligasjonslån, netto etter tilbakekjøp på 12 029 millioner kroner til oppgjørskurs 31. desember 2001, som inneholder bestemmelser som gjør at Statoil kan anmode om tilbakekjøp av gjelden til pålydende før endelig innløsningsdato mot fastatte betingelser eller dersom det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning.

Tilbakebetaling av langsiktig gjeld forfaller som følger:

(I MILLIONER KRONER)

2002	2 407
2003	2 251
2004	3 442
2005	409
2006	1 938
Deretter	24 116
Sum	34 563

Statoil har inngått avtaler med to banksyndikater for bindende langsiktig løpende kreditt på i alt USD 1 460 millioner (13 157 millioner kroner), med USD 275 millioner trukket. Beredskapsprovisjonene ligger på henholdsvis 0,0875% og 0,105% per år. I tillegg har Statoil disponibel kreditt på i alt EUR 242 millioner (1 929 millioner kroner). Det finnes ingen lån eller kreditter under disse ordningene per 31. desember 2001.

Per 31. desember 2001 hadde Statoil ingen kommitterte kortsiktige kredittfasiliteter.

Statoil hadde ingen rembursordninger per 31. desember 2001, mens utstedte og utestående rembursordninger per 31. desember 2000 var USD 28 millioner (246 millioner kroner).

### 16. Finansielle instrumenter og risikostyring

Statoil ASA's eksponering mot og håndtering av risiki knyttet til råvarer, renter og valuta, samt markedsrisiko knyttet til investeringer i aksjer og obligasjoner har mye til felles med den eksponering og håndtering av risiki som skjer i Statoilkonsernet under ett. Bruken av råvarebaserte derivater og finansielle instrumenter er en integrert del av risikohåndteringsprosessen, og styres felles for konsernets juridiske enheter. Det henvises til note 16 i årsregnskapet for konsernet for en utdypning av risiki og bruken av derivater.

Rente- og valutarisiko utgjør de viktigste finansielle risiki for Statoil ASA. Den totale eksponeringen styres på porteføljenivå i henhold til vedtatte strategier og mandater. Renterisiko, valutarisiko og aksjerisiko måles mot vedtatte rammer og baseres på et scenario med 10 prosents valutadevaluering, 1 prosentpoengs renteendring og 10 prosents verdiendring på aksjer. Dette er vist som et ukorrelerert tapsscenario i tabellen under.

Risikoeksponeringen med hensyn til valuta, markedsrisiko for investeringer i aksjer og renterisiko er ved årsslutt 2001 og 2000 estimert som følger:

(I MILLIONER KRONER)	VALUTA RISIKO	AKSJERISIKO	RENTERISIKO
31. desember 2001	4 326	0	1 131
31. desember 2000	4 260	12	1 243

## NOTER TIL REGNSKAPET STATOIL ASA - NGAAP

### 17. Pensjonsordninger for ansatte

#### Pensjonsytelser

De ansatte er dekket av en pensjonsordning med definerte fremtidige ytelser. Pensjonsytelsene er avhengig av opptjeningstid og lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder. Den forsikrede pensjonsordningen er i Statoils pensjonskasser. Disse er organisert som selvstendige stiftelser. Det meste av pensjonskassenes midler er plassert i norske og utenlandske obligasjoner og aksjer. I tillegg kommer investeringer i fast eiendom i Norge.

#### Netto pensjonskostnader

<i>(I MILLIONER KRONER)</i>	<i>2001</i>	<i>2000</i>
Ytelsesplaner		
Nåverdi av periodens opptjening	615	605
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	523	481
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-693	-655
Amortisering av tap/planendringer	44	47
Sum netto pensjonskostnader	489	478

#### Endring i påløpt forpliktelse

<i>(I MILLIONER KRONER)</i>	<i>2001</i>	<i>2000</i>
Påløpt forpliktelse ved årets begynnelse (inkludert lønnsvekst)	8 778	8 080
Nåverdi av periodens opptjening	615	605
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsene	523	480
Estimatendringer	437	-264
Utbetalte ytelser fra ordningen	-194	-123
Påløpt forpliktelse ved årets utgang	10 159	8 778

#### Endring i pensjonsmidler

<i>(I MILLIONER KRONER)</i>	<i>2001</i>	<i>2000</i>
Virkelig verdi av pensjonsmidlene ved årets begynnelse	10 693	9 844
Oppjustering pensjonsmidler med opptjent egenkapital i pensjonskassene	861	0
Avkastning på pensjonsmidlene	39	385
Innbetalt av selskapet	0	518
Utbetalte ytelser	-122	-54
Virkelig verdi av pensjonsmidlene ved årets utgang	11 471	10 693

#### Status for pensjonsordningene avstemt mot balansen

<i>(I MILLIONER KRONER)</i>	<i>2001</i>	<i>2000</i>
Netto pensjonsforpliktelse	1 312	1 915
Ikke amortiserte tap	662	442
Ikke amortiserte planendringer	366	400
Sum netto forskuddsbetalt pensjon	2 340	2 757

Netto forskuddsbetalt pensjon er i regnskapet balanseført som:

Forskuddsbetalt pensjon	3 812	3 976
Påløpte pensjonsforpliktelser	-1 472	-1 219

NOTER TIL REGNSKAPET STATOIL ASA - NGAAP

**Økonomiske forutsetninger ved årets utgang**

	2001	2000
Diskonteringsrente	6,0%	6,0%
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	6,5%	6,5%
Forventet lønnsvekst	3,0%	3,0%

**18. Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser**

Påløpte fremtidige nedstengnings- og fjerningsforpliktelser inngår i «Avsetning for forpliktelser» per 31. desember 2001 og 2000 med henholdsvis 7 041 millioner kroner og 4 290 millioner kroner. Totale fremtidige nedstengnings- og fjerningskostnader er per 31. desember 2001 og 2000 estimert til 11 800 millioner kroner og 7 000 millioner kroner.

**19. Forskningsutgifter**

Forskningsutgiftene utgjorde 627, 656 og 718 millioner kroner i henholdsvis 2001, 2000 og 1999.

**20. Leieavtaler**

Selskapet leier enkelte eiendeler, i hovedsak rigger og skip.

Leiekostnadene utgjorde 2 518, 2 273 og 2 700 millioner kroner i henholdsvis 2001, 2000 and 1999.

Opplysningene nedenfor viser fremtidig minimumsleie i henhold til uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2001.

(I MILLIONER KRONER)	OPERASJONELLE LEIEAVTALER	FINANSIELLE LEIEAVTALER
2002	1 361	23
2003	792	10
2004	630	10
2005	586	10
2006	351	10
Deretter	237	8
Sum fremtidig leie	3 957	71
Renteandel		-11
Netto nåverdi		60

Varige driftsmidler inkluderer følgende beløp for leieavtaler som er balanseført:

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2001	2000
Skip	217	517
Akkumulerte avskrivninger	-177	-455
Bokført verdi	40	62

I 1999 solgte selskapet og leide tilbake sin andel i et produksjonsfartøy for 945 millioner kroner. Salgsgevinsten på 226 millioner kroner inntektsføres over leieperioden på 3 år.

## NOTER TIL REGNSKAPET STATOIL ASA - NGAAP

### 21. Andre forpliktelser

#### Kontraktmessige forpliktelser

(I MILLIONER KRONER)	FOR ÅRET 2002	DERETTER	SUM
Kontraktmessige forpliktelser inngått	3 630	2 828	6 458

De kontraktmessige forpliktelser består av kjøp og konstruksjon av varige driftsmidler.

#### Erstatningsansvar og forsikring

I forbindelse med virksomheten på kontinentalsokkelen, herunder transportsystemene, er selskapet som andre rettighetshavere eksponert for et ubegrenset ansvar for eventuelle erstatningsbeløp. Selskapet har tegnet ansvarsforsikring inntil ca. 7,1 milliarder kroner for hvert skadetilfelle, inkludert forurensningsansvar. Statoil Forsikring AS er forsikringsgiver for de fleste av konsernets produksjonsanlegg, og benytter det internasjonale forsikringsmarkedet til å reassurere store deler av risikoen. Egenforsikringsgraden utgjør 46 prosent.

#### Garantier

Selskapet har avgitt morselskapsgarantier til datterselskaper i Belgia, Angola, Storbritannia, Irland, Venezuela, Nigeria, Iran, Brasil og Færøyene.

#### Andre forpliktelser

I forbindelse med tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass forplikter deltakerne seg til å bore et visst antall brønner. Ved årets slutt er konsernet forpliktet til å delta i 10 brønner på norsk sokkel, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 33 prosent. Antatte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omkring 0,5 milliarder kroner.

I 1996 igangsatte EU-kommisjonen ved konkurransedirektoratet en undersøkelse av medlemmene av GFU, inkludert Statoil. Undersøkelsene gjelder ordningene for salg av naturgass fra norsk kontinentalsokkel, inkludert virksomheten til GFU. Sent i 2000 indikerte EU-kommisjonen at de muligens ville ta rettslige skritt etter EU/EØS' konkurranseregler mot Statoil og andre selgere av norsk gass.

Den 12. juni 2001 mottok Statoil et klageskriv (Statement of Objections) fra EU-kommisjonen. Dette er første skritt i en prosedyre som kan resultere i en sak mot Statoil som kan ta flere år. Klagen fra EU-kommisjonen er i hovedsak knyttet til selve gassalgsorganiseringen som var pålagt av norske myndigheter.

Den norske regjering har offentlig erklært at den er uenig i det utstedte klageskriv og er blitt akseptert som interessert tredjepart i saken. Regjeringen avga sin skriftlige intervensjon i slutten av oktober 2001 hvor den påberopte seg at systemet for salg av naturgass fra norsk kontinentalsokkel var pålagt av norske myndigheter i samsvar med norsk lov og at EU/EØS' konkurranselover derfor ikke kan anvendes.

Statoil ga et skriftlig tilsvare til klageskrivet i slutten av oktober 2001. I desember 2001 ble det avholdt en muntlig høring arrangert av EU-kommisjonen. Under denne høringen fikk representanter for regjeringen og samtlige selskaper som har mottatt klageskriv anledning til å fremlegge sin sak muntlig.

Statoil kan ikke forutsi utfallet eller tidsrammen i denne saken. Dersom ytterligere rettslige skritt iverksettes kan EU-kommisjonen treffe vedtak som forbyr salg av naturgass fra den norske sokkel i henhold til tidligere arrangement (herunder aktivitetene til GFU), ilegge selskapet bøter, pålegge selskapet å tilby kunder i eksisterende gassalgsavtaler (inkludert langsiktige "take-or-pay" avtaler) muligheten til å reforhandle eller avslutte disse avtalene og/eller pålegge selskapet andre forpliktelser for å avhjelpe mulige negative konsekvenser av den påståtte overtredelsen. Skulle det bli konstatert at Statoil har brutt EU/EØSs konkurranseregler, vil dette kunne føre til at kontraktsmotpartene i naturgassalgsavtalene bestriker gyldigheten av disse avtalene og eventuelt også fremsetter betydelige erstatningskrav. Hvis EU-kommisjonen skulle beslutte å iverksette rettslige skritt, vil selskapet forsvare seg med tyngde. Statoil mener å ha gode argumenter til støtte for sin posisjon.

I tillegg er selskapet gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettsaker, og det finnes for tiden en rekke uavklarte tvister. Det endelige omfanget av selskapets forpliktelser i henhold til slike tvister og krav lar seg ikke beregne på dette tidspunktet. Statoil har gjort avsetninger i regnskapene for disse uavklarte forhold basert på ledelsens beste estimat. Ledelsen tror ikke utfallet av rettsakene og tvistene selskapet er involvert i, vil påvirke dets økonomiske stilling, driftresultat eller kontantstrøm i vesentlig negativ retning.

### 22. Nærstående parter

Samlet kjøp av olje fra staten beløp seg til 54 638 millioner kroner (267 millioner fat), 43 739 millioner kroner (176 millioner fat) og 24 102 millioner kroner (172 millioner fat) i henholdsvis 2001, 2000 og 1999. Skyldig beløp til staten for disse kjøpene, er tatt med i «Leverandørgjeld - nærstående parter» i balansene. Statoil har betalt antatt markedspris for oljen som er kjøpt fra staten.

NOTER TIL REGNSKAPET STATOIL ASA - NGAAP

23. Egenkapital og aksjonærer

**Endring i egenkapital**

(I MILLIONER KRONER)	2001	2000
Egenkapital per 1. januar	42 400	38 637
Årets overskudd	13 606	9 431
Aksjeemisjon	12 890	0
Kontinuitetsdifferanse	-24 488	0
Årets utbytte	-6 169	-5 668
<b>Egenkapital per 31. desember</b>	<b>38 239</b>	<b>42 400</b>

Kontinuitetsdifferansen består av betalinger og bokført verdi av eiendeler overført til den norske stat utover bokført verdi av eiendeler mottatt fra den norske stat. Se note 1 for ytterligere informasjon.

**Aksjekapital**

	ANTALL	PÅLYDENDE	AKSJEKAPITAL
Registrerte og utstedte aksjer	2 189 585 600	2,50	5 473 964 000
Herav egne aksjer	-25 000 000	2,50	-62 500 000
<b>Totalt utestående aksjer</b>	<b>2 164 585 600</b>	<b>2,50</b>	<b>5 411 464 000</b>

Selskapet har en aksjeklasse og alle aksjer har stemmerett.

I forbindelse med en offentlig emisjon ble det utstedt 188 700 000 nye aksjer. Aksjer kjøpt av privatpersoner har rett til en bonusaksje for hver tiende aksje de kjøpte i forbindelse med aksjeemisjonen. Forutsetningen er at de har aksjene stående på samme VPS konto frem til 17. juni 2002. Retten gjelder bare for kjøp av aksjer for inntil 25 000 kroner (75 000 kroner for ansatte i Statoil).

De 25 000 000 egne aksjene ervervet ved fondsemisjon kan ikke benyttes til andre formål enn utstedelse av bonusaksjer uten generalforsamlingens samtykke.

Styret har fullmakt til å utstede inntil 500 000 aksjer. Fullmakten kan kun benyttes til å utstede aksjer i forbindelse med mulig incentivprogram for ansatte. Fullmakten gjelder frem til 30. juni 2002.

Styret har også fullmakt til å erverve egne aksjer. Den samlede pålydende verdien på Statoils egne aksjer ervervet i henhold til fullmakten kan ikke overstige 250 000 000 kroner. Minste og høyeste beløp som kan betales per aksje er henholdsvis 2,50 og 300 kroner. Aksjene kan kun benyttes til å bedre selskapets kapitalstruktur (innløsning).

## NOTER TIL REGNSKAPET STATOIL ASA - NGAAP

### Aksjeiere

Følgende aksjonærer hadde per 31. desember 2001 en prosent eller mer av selskapets totalt 2 164 585 600 utestående aksjer:

STØRSTE AKSJONÆRER	ANTALL AKSJER
Den norske stat ved Olje- og Energidepartementet	1 770 168 598
State Street Bank <sup>1)</sup>	36 434 259
JP Morgan Chase Bank, Storbritania <sup>1)</sup>	36 295 665

<sup>1)</sup>Klientkonti eller lignende

### Aksjonærer i styret, ledelsen og bedriftsforsamlingen

#### Styremedlemmer

Ole Lund (styrets formann)	1 460
Marit Bakke	150
Lill Heidi Bakkerud	150
Stein Bredal	150
Finn A. Hvistendahl	2 910
Ingvar M. Sviggum	2 000
Knut Åm	14 520

#### Konsernledelsen

Olav Fjell (konsernsjef)	7 290
Elisabeth Berge	1 490
Henrik Carlsen	1 130
Inge K. Hansen	7 290
Richard John Hubbard	1 130
Morten Loktu	1 130
Peter Mellbye	1 130
Erling Øverland	2 240

**Bedriftsforsamlingens medlemmer (samlet)** 1 650

### 24. Godtgjørelse til revisor

Honorar til ekstern revisor for 2001 utgjorde 4,1 millioner kroner for revisjon og 15,6 millioner kroner for konsulent tjenester, inklusiv 14,7 millioner kroner for revisjonsrelaterte tjenester knyttet til børsintroduksjonen.

STAVANGER, 18. FEBRUAR 2002

I STYRET FOR STATOIL ASA

  
OLE LUND  
STYRETS FORMANN

  
KIRSTI KOCH CHRISTENSEN

  
FINN A. HVISTENDAHL

  
ELLEN STENSRUD


  
KNUT ÅM

  
JÉRÔME M. CONTAMINE

  
MARIT BAKKE

  
STEIN BREDAL

  
LILL HEIDI BAKKERUD

  
INGVAR M. SVIGGUM

  
OLAV FJELL  
KONSERNSJEF

# Til generalforsamlingen i Statoil ASA

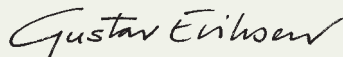
## Revisjonsberetning for årsregnskapet for 2001 i henhold til norske regnskapsprinsipper

Vi har revidert årsregnskapet for Statoil ASA for regnskapsåret 2001, som viser et overskudd på 13 606 millioner kroner for morselskapet og et overskudd på 14 827 millioner kroner for konsernet. Vi har også revidert opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet. Årsregnskapet består av resultatregnskap, balanse, kontantstrømoppstilling, noteopplysninger og konsernregnskap. Årsregnskapet og årsberetningen er avgitt av selskapets styre og konsernsjef. Vår oppgave er å uttale oss om årsregnskapet og øvrige forhold i henhold til revisorlovens krav.

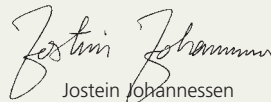
Vi har utført revisjonen i samsvar med revisorloven og god revisjonsskikk i Norge. God revisjonsskikk krever at vi planlegger og utfører revisjonen for å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon. Revisjon omfatter kontroll av utvalgte deler av materialet som underbygger informasjonen i årsregnskapet, vurdering av de benyttede regnskapsprinsipper og vesentlige regnskapsestimater, samt vurdering av innholdet i og presentasjonen av årsregnskapet. I den grad det følger av god revisjonsskikk omfatter revisjon også en gjennomgåelse av selskapets formuesforvaltning og regnskaps- og interne kontrollsystemer. Vi mener at vår revisjon gir et forsvarlig grunnlag for vår uttalelse. Vi mener at

- årsregnskapet er avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et uttrykk for selskapets og konsernets økonomiske stilling 31. desember 2001 og for resultatet og kontantstrømmene i regnskapsåret i overensstemmelse med god regnskapsskikk i Norge
- ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god regnskapsskikk i Norge
- opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

Stavanger, 18. februar 2002  
ERNST & YOUNG AS



Gustav Eriksen  
statsautorisert revisor



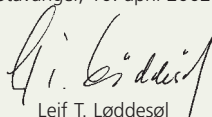
Jostein Johannessen  
statsautorisert revisor

## INNSTILLING FRA BEDRIFTSFORSAMLINGEN

### Vedtak:

I møte 10. april 2002 har bedriftsforsamlingen behandlet årsregnskapet for 2001 for Statoil ASA og Statoilkonsernet, og styrets forslag til disponering av årsoverskuddet. Bedriftsforsamlingen gir sin tilslutning til styrets forslag til årsregnskap og disponering av årsoverskuddet.

Stavanger, 10. april 2002



Leif T. Løddesøl  
Bedriftsforsamlingens formann

### Bedriftsforsamlingen

Leif T. Løddesøl, Margrete Riple Ådland, Kjell Bjørndalen, Jorunn Strand Vestbø,  
Asbjørn Rolstadås, Wenche Meldahl, Tove Bull, Jens Arnfinn Brødsjømoen,  
Arvid Færaas, Einar Arne Iversen, Hans M. Saltveit, Per Helge Ødegård

# Konsernledelsen



Olav Fjell (50)  
Konsernsjef



Norge Henrik Carlsen (55)  
konserndirektør  
Undersøkelse og produksjon Norge



Richard John Hubbard (51)  
konserndirektør  
Internasjonal  
undersøkelse og produksjon



Peter Mellbye (52)  
konserndirektør  
Naturgass



Erling Øverland (49)  
konserndirektør  
Foredling og markedsføring



Morten Loktu (41)  
konserndirektør  
Teknologi



Inge K. Hansen (56)  
konserndirektør  
Økonomi, finans og  
konserntjenester



Elisabeth Berge (47)  
konserndirektør  
Kommunikasjon

## Stabsenheter og Konserntjenester

Helse, miljø og sikkerhet, direktør Stig Bergseth

Økonomi, direktør Eldar Sætre

Finans, direktør Jon A. Jacobsen

Personal og organisasjon, direktør Kjølvs E. Egeland

Informasjon, direktør Wenche Skorge

Investor Relations, direktør Mari Thjømøe

Profilering og publikasjoner, direktør Hans-Aasmund Frisak

Landanalyse og samfunnsansvar, direktør Geir Westgaard

Juridisk, direktør Jacob S. Middelthun

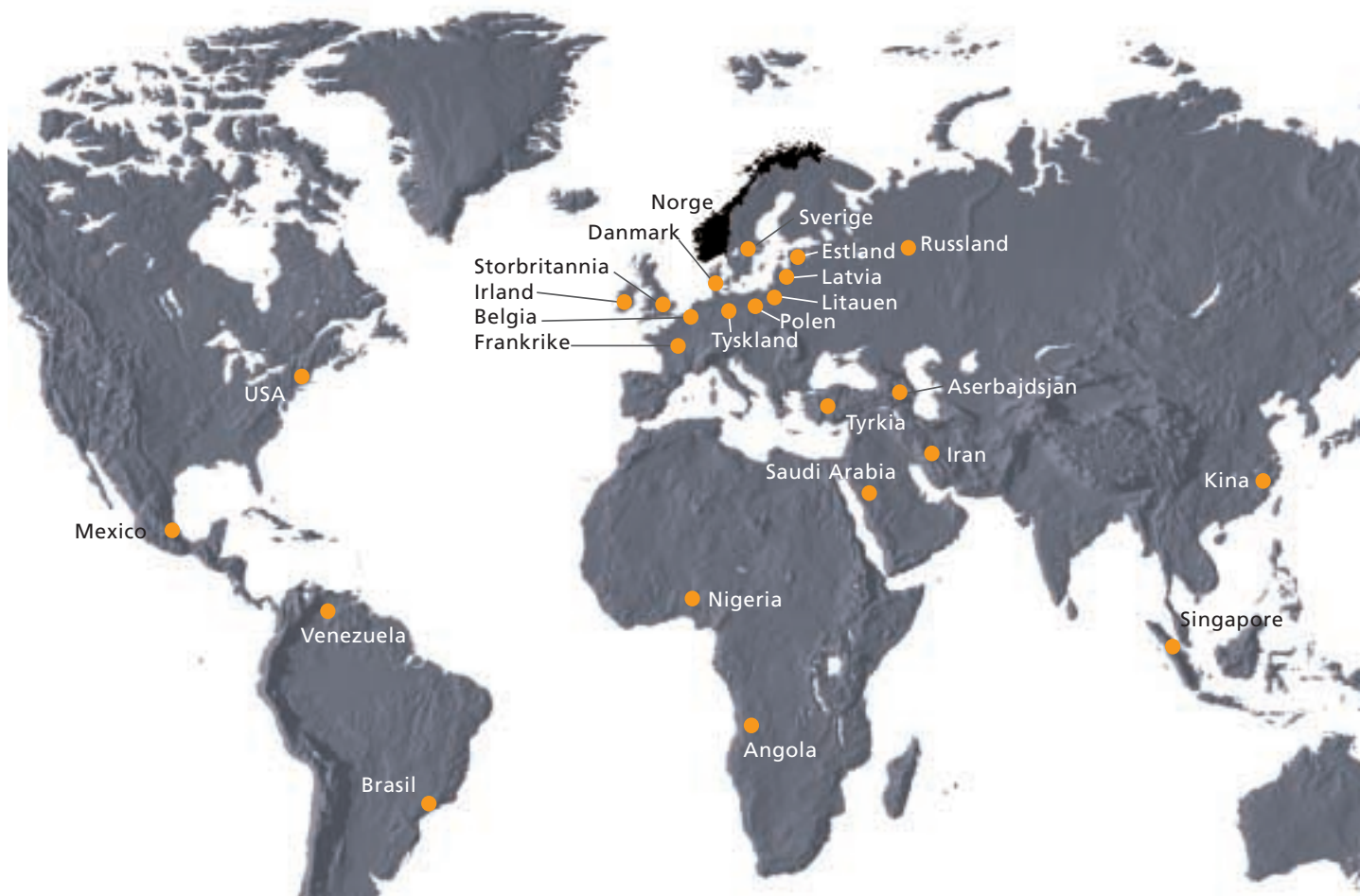
Informasjons- og kommunikasjonsteknologi, direktør Ole A. Jørgensen

Konserntjenester, direktør Randi Grung Olsen

Konsernrevisjon, direktør Svein Andersen



# Aktivitetsoversikt



## Selskapsprofil

- Statoil er et integrert olje- og gasselskap med hovedkontor i Stavanger. Selskapet driver virksomhet i 25 land og har over 16 000 ansatte
- Operatør for 10 felt som står for nærmere 50 prosent av samlet olje- og gassproduksjon på norsk sokkel. En av verdens største operatører av oljevirkosomhet til havs
- Deltaker i en rekke større internasjonale olje- og gassfunn og økende produksjon fra felt i Aserbajdsjan, Angola og Venezuela
- Største norske leverandør av naturgass – inkludert salg på vegne av den norske stat - til et voksende europeisk marked med kunder i 11 land
- En av verdens største nettoselgere av råolje inkludert salg på vegne av den norske stat. Omfattende salg av oljeprodukter og våtgass. 1 925 bensinstasjoner i ni land
- Industriell virksomhet med to oljeraffinerier, to gassbehandlingsterminaler, metanolproduksjon og 50 prosent eierandel i petrokjemikonsernet Borealis

- Eier rederiet Navion som er verdensledende innenfor bøyelasting og opererer en flåte på 60 egne og innleide tankskip
- Teknologibedrift i tett samarbeid med leverandørbidrifter og målrettet forskning med vekt på:
  - økt utvinning og kostnadseffektiv letevirkosomhet
  - feltutvikling, produksjonsanlegg og miljøteknologi
  - klimagassutfordringer, gassanvendelse

## Hovedstrategi

- Videreutvikle den sterke posisjonen som ledende selskap på norsk sokkel
- Utvikle en sterk posisjon som olje- og gassprodusent internasjonalt
- Styrke og utvikle posisjonen som produsent og markedsfører av gass i Europa
- Videreutvikle en sterk posisjon i detaljmarkedsføring i Norden, Polen og de baltiske land
- Skape økte verdier for aksjonærene gjennom streng kapitaldisiplin

# Generell informasjon

## Generalforsamling

Ordinær generalforsamling i Statoil ASA vil bli holdt i Stavanger Forum, Gunnar Warebergs gate 13, Stavanger tirsdag 7. mai 2002 kl. 17.00.

Aksjonærer som ønsker å møte på generalforsamlingen bes melde dette innen torsdag 2. mai kl. 12.00 til:

Den norske Bank ASA  
v/ DnB Verdipapirservice, Stranden 21, 0021 Oslo  
Telefon: + 22 48 35 84  
Telefaks: + 22 48 11 71

Enhver aksjonær kan møte ved fullmektig med skriftlig fullmakt. Innkalling til generalforsamling vil skje gjennom annonse i Stavanger Aftenblad, Aftenposten, Dagens Næringsliv og Finansavisen.

## Utbytte

Styrets forslag til utbytte vil bli besluttet på generalforsamlingen og planlegges utbetalt 28. mai 2002. Utbytte utbetales til den som står oppført som aksjonær i Verdipapirsentralens (VPS) aksjeeierregister per 7. mai 2002.

## Resultatrapportering

Følgende datoer er avsatt for kvartalsvise rapporteringer i 2002:

1. kvartal 7. mai
2. kvartal 5. august
3. kvartal 4. november

Resultatene offentliggjøres kl. 08.30.  
Med forbehold om mulige endringer.

## Informasjon fra Statoil

Årsrapport er tilgjengelig i trykket og elektronisk versjon og kvartalsrapporter i elektronisk versjon på norsk og engelsk. Selskapet utarbeider på engelsk også en årlig rapport, Form 20-F til Securities and Exchange Commission i USA. Disse rapportene samt ytterligere informasjon om virksomheten kan fås ved henvendelse til Statoil ved Investor Relations eller Informasjon.

## Adresser

Statoils hovedkontor har adresse:

Statoil, 4035 Stavanger, Norge  
Telefon: + 51 99 00 00  
Telefaks: + 51 99 00 50  
E-post: statoil@statoil.com  
Investor Relations: ir@statoil.com  
Internett: www.Statoil.com

Fullstendig liste over oppdaterte og detaljerte adresser og telefonnumre i Statoil er tilgjengelig på [www.statoil.com/adresser](http://www.statoil.com/adresser)

Design: Apropos Reklamebyrå, Statoil  
Montasje og grafer: Statoil  
Repro og trykk: Bryne Offset, Norprint  
Rotasjon AS

Foto:  
Øyvind Hagen, Statoil: 4, 30 og 148  
Erik Hannemann: side 6  
Kjetil Alsвик: side 8, 9, 10, 11,  
side 28 til høyre  
Dag Myrestrand: side 14  
Dag Magne Søyland: side 38

Idar Mikkelsen: side 64  
Dag Tore Anfinsen: side 23, 31  
Bug: side 3 og 22  
(ill. av Snøhvit)  
Kværner: side 18 (ill. av Kristin)  
Statoil bildearkiv: småbilder

## Høydepunkter 2001

**Overskudd** på 17,2 milliarder kroner med positivt bidrag fra alle forretningsområder

**Bedring** i sikkerhetsresultatene

**Olje- og gassreservene** har økt med over 50 prosent som følge av kjøp av andeler fra Den norske stat

**Produksjonsøkning** og flere nye felt satt i drift og under utbygging

**Vellykket børsintroduksjon** resulterte i 63 000 nye eiere, blant dem 7 800 egne ansatte

**Målet nådd** om kostnadsreduksjon på fire milliarder kroner

**Ny avtale** om salg av naturgass til Storbritannia

STATOIL ASA  
4035 STAVANGER  
TELEFON: 51 99 00 00  
INTERNETT: [www.statoil.com](http://www.statoil.com)