

# Årsrapport 2002



# 2002

**Godt årsresultat** på 16,8 milliarder kroner.

Er i størrelsesorden med Statoils beste oppnådde årsresultat på 17,2 milliarder kroner i 2001.

**Forbedret lønnsomhet** med avkastning på sysselsatt kapital på 14,9 prosent. På linje med de beste i bransjen.

**Produksjonsrekord** med 1 074 000 fat oljeekvivalenter per dag. Målet i 2004 er 1 120 000 fat. Veksten i 2002 var på 6,7 prosent.

**Bedret reservetilgang** med økning i reserveerstatningsraten fra 0,68 i 2001 til 0,78. Målet i 2004 er større tilgang på nye reserver enn produksjon.

**Lavere CO<sub>2</sub>-utslipp** til tross for rekordhøy produksjon.

**Nye operatøroppgaver** på norsk sokkel med overtakelse av Norsk Hydros operatøransvar på feltene Snorre, Visund, Tordis og Vigdis.

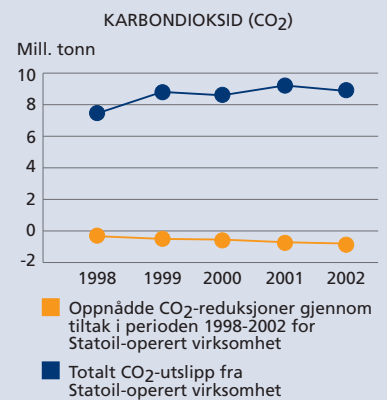
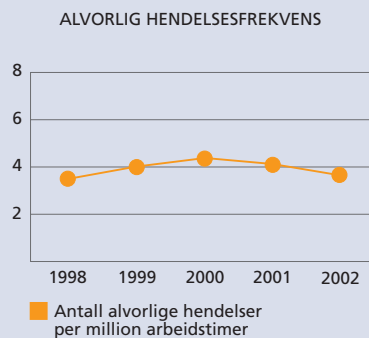
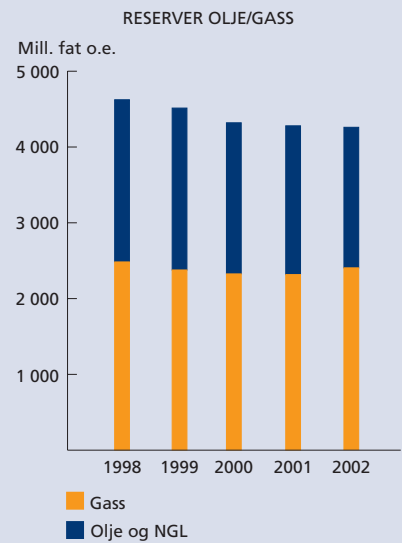
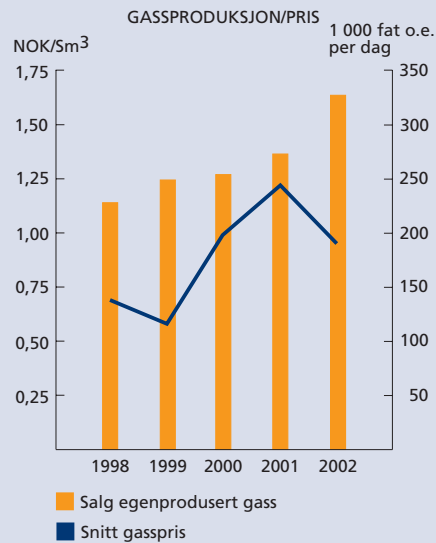
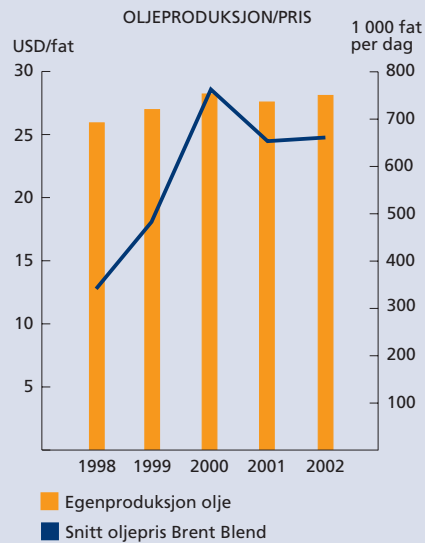
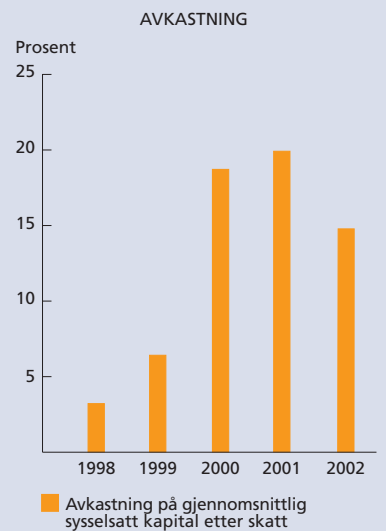
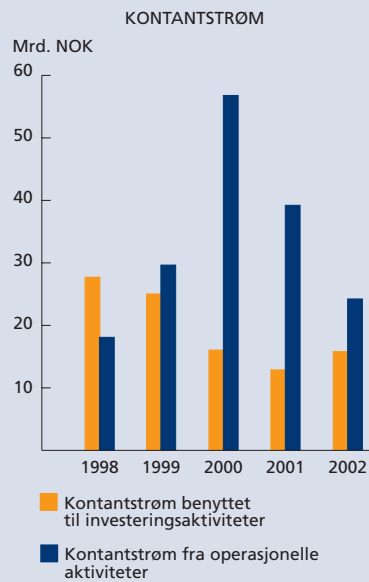
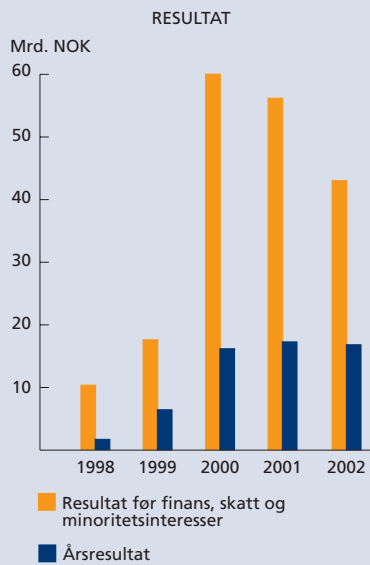
**Sterk internasjonal vekst** med produksjon på 86 000 fat oljeekvivalenter per dag. Veksten i 2002 var på 28 prosent.

**Nye operatørskap** tildelt på South Pars-feltet i Iran og på Plataforma Deltana i Venezuela.

**Nytt gassalg** til Storbritannia. Kontrakt inngått med British Gas Trading om årlige leveranser på 5 milliarder kubikkmeter i ti år.

**Styrket markedsposisjon** i Polen, Estland, Latvia og Litauen med kjøp av til sammen 140 bensinstasjoner.

# 2002 i tall og figurer



# USGAAP – Hovedtall

HOVEDTALL I MILLIONER NOK

2002

2001

2000

1999

1998

## Finansielle data

Driftsinntekter	<b>243 814</b>	236 961	230 425	150 132	114 648
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	<b>43 102</b>	56 154	59 991	17 578	10 287
Årsresultat	<b>16 846</b>	17 245	16 153	6 409	1 640
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	<b>24 023</b>	39 173	56 752	29 610	18 050
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	<b>16 756</b>	12 838	16 014	24 988	27 676
Rentebærende gjeld	<b>37 128</b>	41 795	36 982	50 497	44 261
Netto rentebærende gjeld	<b>23 592</b>	34 077	23 379	42 856	37 538
Gjeldsgrad	<b>28,7%</b>	39,0%	25,0%	42,6%	44,1%
Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital etter skatt	<b>14,9%</b>	19,9%	18,7%	6,4%	3,2%

## Operasjonelle data

Olje- og naturgassproduksjon (tusen fat o.e./dag)	<b>1 074</b>	1 007	1 005	967	918
Sikre olje- og naturgassreserver (millioner fat o.e.)	<b>4 267</b>	4 277	4 317	4 511	4 621

Produksjonskostnader (USD/fat)	<b>3,05</b>	2,92	3,08	3,38	3,14
Funn- og utviklingskostnader (USD/fat) (3-års gjennomsnitt)	<b>6,17</b>	9,11	8,21	8,74	-
Reserveerstatningsrate (3-års gjennomsnitt)	<b>0,78</b>	0,68	0,86	1,03	-

## Aksjeinformasjon

Resultat per aksje	<b>7,78</b>	8,31	8,18	3,24	0,83
Resultat per aksje justert for engangseffekter (1)	<b>7,72</b>	7,32	8,18	4,54	-
Aksjekurs Oslo Børs 31. desember	<b>58,50</b>	61,50	-	-	-
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer	<b>2 165 422 239</b>	2 076 180 942	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 1998.

## Definisjoner

**NETTO RENTEBÆRENDE GJELD =**  
Brutto rentebærende gjeld fratrukket betalingsmidler og kortsiktige investeringer

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

**GJENNOMSNTLIG 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 GJENNOMSNTLIG SYSSELSATT KAPITAL ETTER SKATT =**  
Årsresultat pluss minoritetsinteresser og netto finanskostnader 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 reserver

**OLJEEKVIVALENT (O.E.) =**  
Olje og gass omregnet til felles måleenhet. 1 fat oljeekvivalent er lik 1 fat råolje eller 159 standard kubikkmeter naturgass

**KARBONDIOKSID (CO<sub>2</sub>) =**  
Karbondioksidutslipp fra Statoil-operert virksomhet. Totalt CO<sub>2</sub>-utslipp omfatter alle utslippskilder som turbiner, kjeler, motorer, fakler, boring av lete- og produksjonsbrønner og brønntesting/brønnopprensning. Oppnådde reduksjoner i utslippene er akkumulert for perioden 1998-2002

**PERSONSKADEFREKVENS =**  
Antall personskader per million arbeidstimer. Statoil-ansatte og leverandører er inkludert

**ALVORLIG HENDELSFREKVENS =**  
Antall uønskede hendelser med stor alvorlighetsgrad 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



**KVITEBJØRN I RUTE.**  
I desember 2002 rullet plattformdekket ut av byggehallen ved ABB Offshore i Haugesund. Dekket veier 10 800 tonn, og ble transportert på 48 traller med til sammen 1 664 hjul. Kvitebjørn er et gass- og kondensatfelt som kommer i produksjon i 2004.

SIDE 25



**TEKNOLOGIPRIS FRA WORLD PETROLEUM CONGRESS.**  
Statoil har fått WPCs teknologipris for lagring av CO<sub>2</sub> i undergrunnen i Sleipner-området.

SIDE 44

**ØKT AKSJEUTBYTTE.**  
Statoils styre foreslår et utbytte for 2002 på 2,90 kroner per aksje. Utbyttet per aksje for 2001 var 2,85 kroner.

SIDE 19



**STATOIL INSPISERTE 845 TANKSKIP.**

12 ble avvist. Skipsinspektør Tore Tollefsen er en av dem som kontrollerer at standarden er god på skipene som leies inn.

SIDE 46

**INVESTERER TUNGT PÅ NORSK SOKKEL.**  
Statoil er deltaker i 14 nye prosjekter på norsk sokkel, med en samlet kostnadsramme på 100 milliarder kroner.

SIDE 25



**STATOIL ER NÅ OPERATØR PÅ 20 FELT PÅ NORSK SOKKEL.**  
Omfatter 18 bemannede plattformer og produksjonsskip, 4 ubemannede installasjoner og 17 fjernstyrte havbunnsanlegg.

SIDE 23



**POPULÆRT Å VÆRE TRAINEE.**

Diana Startchenko fra Murmansk er en av 24 traineer som ble tatt ut blant 2 000 søkere.

SIDE 38

# Innhold

Nøkkeltall, definisjoner	Omslag
Konsernsjefen	2
Styrets beretning	4
Selskapsprofil, strategier og mål	12
Organisasjon, ledelse	14
Virksomhetsstyring	16
Aksjonærforhold	19
Statoil gjennom året	20
Forretningsvirksomheten	23
Selskap, sikkerhet og samfunn	36
Miljø	42
HMS-regnskapet	48
Ledelsens finansielle analyse	56
Årsregnskap – USGAAP	68
Generell informasjon	120

Forsidebildet er tatt av fotograf Guri Dahl som har vært på Sleipner-installasjonene og møtt Statoil-medarbeidere i deres arbeidsmiljø.



## Vi bygger for fremtiden

2002 var et godt år for Statoil, med framgang på de fleste områder.

Olje- og gassproduksjonen var rekordhøy, med en økning på 7 prosent fra 2001. Etterspørselen etter naturgass var større enn noen gang tidligere. I alle forretningsområdene pågår det forbedringsprogrammer som bidro positivt til de sterke resultatene.

Effektiviteten er bedre og produksjonsregulariteten høyere enn noen gang før. Dette er et resultat av Statoils evne til å utnytte kompetanse og kunnskap for å øke verdiskapingen gjennom en kontinuerlig forbedringsprosess.

”2002 ble et gjennombruddsår internasjonalt”

Det ble satt ambisiøse mål for 2004, da selskapet ble børsnotert i juni 2001. Mange mente nok at målene var for ambisiøse, men jeg føler meg trygg på at vi skal levere den produksjonsveksten og lønnsomheten vi lovet. Årsresultatet for 2002 viser at vi leverer underveis.

Norsk kontinentalsokkel er ryggraden i vår virksomhet, i dag og i mange år framover. Vi har evnet å få mer ut av de store feltene våre, Statfjord og Gullfaks, enn noen trodde var mulig for få år siden. Vårt mål er nå å forlenge levetiden gjennom en systematisk

videreutvikling av teknologi, organisasjonsformer og arbeidsmåte.

Vi er midt i en hektisk utbyggingsfase. Statoil er operatør for 12 utbyggings- og modifikasjonsprosjekter på norsk sokkel. Snøhvit er det største prosjektet. Kostnadsrammen er økt, men prosjektet er fortsatt lønnsomt. Snøhvit sprenger teknologiske grenser, og er et banebrytende prosjekt på miljøsidan.

Vi investerer for fremtiden på norsk sokkel.

Gass blir en stadig viktigere energikilde. Etterspørselen øker. Statoil selger nærmere 70 prosent av all gass fra norsk sokkel. Det gir oss markedstyngde og muligheter for økt verdiskaping. Vi har det siste året fått et fotfeste i det britiske markedet. Vår nærhet gir klare konkurransefordeler. Vår ambisjon er å bygge en tilsvarende markedsposisjon i Storbritannia som i våre sentrale markeder på kontinentet. Det krever større transportkapasitet fra norsk sokkel.

”gass blir en stadig viktigere energikilde”

Vi skal utnytte våre fortrinn, vår kompetanse og erfaring i en videreutvikling av vår gassposisjon.

2002 ble et gjennombruddsår

internasjonalt. Produksjonen økte betydelig. Nye prosjekter ble besluttet i Aserbajdsjan og Angola, og vi fikk vår første operatøroppgave i Iran. Prosjektet i Iran er ikke stort, men det er et viktig steg i utviklingen av vår internasjonale virksomhet.

”Årsresultatet for 2002 viser at vi leverer”

Inntektene fra norsk sokkel gir oss den tid vi trenger for å bygge opp en lønnsom internasjonal oppstrømsvirksomhet. Om ti år kan våre internasjonale aktiviteter utgjøre 40 prosent av vår samlede produksjon.

På Mongstad og i Kalundborg har vi investert i våre raffinerier og for å levere morgendagens produkter - mer miljøvennlig bensin og diesel. Vi har styrket vår markedsposisjon i de nye og interessante markedene i Baltikum og Polen.

Vi har et sterkt merkenavn.

Vi bygger en framtid basert på vår kompetanse, våre etiske holdninger og vårt miljø- og samfunnsansvar.



Olav Fjell  
konsernsjef





Diana Startchenko fra Murmansk er en av 24 traineer som begynte i Statoil i 2002. Hun er ansatt i Internasjonal undersøkelse og produksjon, men arbeider for tiden med økonomisk analyse i forretningsområdet Naturgass. Her er hun sammen med sin veileder Lars Bjerkelund. Statoils traineeprogram er toårig og henvender seg til unge som har tatt høyere utdanning. Det var 2 000 søkere til de 24 stillingene.



# Styrets beretning 2002

## Innledning

Statoilkonsernets årsresultat i 2002 var 16,8 milliarder kroner. Dette er 0,4 milliarder kroner lavere enn i 2001. Resultatet før finans, skatt og minoritetsinteresser var 43,1 milliarder kroner, sammenlignet med 56,2 milliarder kroner året før. Avkastningen på sysselsatt kapital var 14,9 prosent sammenlignet med 19,9 prosent i 2001.

Det gode resultatet skyldes hovedsakelig høy olje- og gassproduksjon og urealiserte valuta-gevinster på konsernets gjeld. Produksjonen økte i fjor med 6,7 prosent sammenlignet med året før, til tross for omfattende vedlikeholdsarbeider og produksjonsbegrensninger på norsk sokkel. Samlet olje- og gassproduksjon i 2002 var 1 074 000 fat olje-ekvivalenter (o.e.) per dag mot 1 007 000 fat o.e. per dag i 2001.

Styret er særlig fornøyd med utviklingen i olje- og gassproduksjonen. Økt regularitet og kostnadseffektivitet på norsk sokkel har gitt vesentlige bidrag til det gode årsresultatet. Utviklingen det siste året har styrket selskapet både finansielt og operasjonelt.

Når det økonomiske resultatet likevel er svakere enn i 2001, skyldes det i første rekke lavere priser i norske kroner. Oljeprisen i dollar var 2 prosent høyere enn året før, men målt i norske kroner ble oljeprisen svekket med 9 prosent. Gassprisen var 22 prosent lavere enn i 2001. Også raffinering- og petrokjemimarginene var vesentlig svakere enn året før.

Resultatet for 2002 inneholder en engangsgevinst knyttet til salget av oppstrømsvirksomheten i Danmark på 1,0 milliarder kroner før skatt og 0,7 milliarder kroner etter skatt. Verdien på oljefeltet LL652 i Venezuela er nedskrevet med 0,8 milliarder kroner før skatt, tilsvarende 0,6 milliarder kroner etter skatt. Resultatet for 2001 inneholdt engangsgevinster på totalt 2,3 milliarder kroner før skatt og 2,1 milliarder kroner etter skatt.

Gjenværende sikre olje- og gassreserver var nær 4,3 milliarder fat o.e. ved utgangen av 2002. Statoil erstattet i fjor 98 prosent av produksjonen med nye olje- og gassreserver. Dette er en klar forbedring sammenlignet med 2001, da tallet var 89 prosent. Gjennomsnittlig reserveerstatningsrate de siste tre årene er 78 prosent.

Statoils funn- og utviklingskostnader har det siste året vært 5,3 dollar per fat mot 4,6 dollar per fat o.e. i 2001. Over de siste tre årene har gjennomsnittskostnadene vært 6,2 dollar per fat. Produksjonskostnadene var 3,1 dollar per fat o.e. i 2002 mot 2,9 dollar per fat o.e. i 2001.

Økningen skyldes svekkelsen av dollarkursen. I norske kroner er produksjonskostnaden redusert fra 26,4 kroner per fat o.e. til 24,2 kroner per fat o.e. det siste året.

Gode resultater innen helse, miljø og sikkerhet er meget viktig og høyt prioritert i konsernet. Det var dessverre seks dødsulykker knyttet til konsernets virksomhet

i fjor. Det har imidlertid vært en nedgang i personskader og fraværsskader. Styret vil fortsatt nøye følge opp arbeidet for å forbedre helse-, miljø- og sikkerhetsresultatene i tiden som kommer.

Konsernet etablerte i forbindelse med børsintroduksjonen i 2001, klare målsettinger om lønnsomhet og produksjonsvekst fram til 2004. For å nå målet om avkastning på sysselsatt kapital, er det iverksatt et betydelig forbedringsprogram. Målet er å realisere kostnadsreduksjoner og inntektsforbedringer med til sammen 3,5 milliarder kroner årlig i 2004. Ved utgangen av 2002 er det oppnådd en årlig forbedring på 1,6 milliarder kroner. Utviklingen er i henhold til programmet i alle forretningsområdene. Etter styrets oppfatning er konsernet på god vei til å levere i henhold til målene.

Styret foreslår for generalforsamlingen et utbytte på 2,90 kroner per aksje for 2002 mot 2,85 kroner per aksje for 2001.

## Utviklingen i Statoils viktigste markeder

Situasjonen i verdensøkonomien var ved inngangen til 2003 preget av frykten for krig i Irak. Konjunkturindikatorerne viser at veksten i industrilandene er lav, og det er en viss risiko for at verdensøkonomien fremdeles vil ha en svak utvikling. Norsk økonomi påvirkes særlig av svak global vekst, høye lønnskostnader, høy rente og en sterk krone.

2002 var et år med store sving-



ninger i oljemarkedet. Året ble innledet med at OPEC-landene innførte produksjonsreguleringer for å forhindre et betydelig prisfall på olje. Norske myndigheter besluttet at oljeproduksjonen på norsk sokkel også skulle begrenses. Reguleringene i Norge ble opphevet i annet halvår. Uroen rundt Irak satte sitt preg på oljemarkedet i siste halvår av 2002. Mot slutten av året fikk streiken i Venezuela også stor betydning. En vesentlig del av Venezuelas oljeeksport stanset, og oljeprisen steg til over 30 dollar per fat. OPEC-landene har flere ganger i løpet av året justert sin oljeproduksjon for å balansere markedet. På årsbasis var Statoils gjennomsnittlige realiserte pris på Brent Blend-olje 24,7 dollar per fat, sammenlignet med 24,1 dollar per fat i 2001. I norske kroner falt imidlertid oljeprisen 9 prosent. Usikkerheten knyttet til situasjonen i Midt-Østen vil også i 2003 påvirke prisen på olje med en risiko for store prissvingninger.

Etterspørselen etter gass øker fortsatt i Vest-Europa. Det britiske markedet framstår som særlig interessant for avsetning av norsk gass, både fordi etterspørselen øker og fordi den innenlandske gassproduksjonen er fallende. Markedet i Europa for salg av gass vokser, og det utvikles nye markedsplasser for gass. Statoils gjennomsnittlige gasspris per

Sm<sup>3</sup> var i fjor 95 øre, mens den var 122 øre i 2001.

Raffinerimarginene i Europa falt betydelig i 2002 sammenlignet med 2001. Gjennomsnittlig raffinerimargin (FCC) ble 2,2 dollar per fat mot 3,6 dollar per fat året før. Gjennomsnittlig kontraktspris for metanol var 22 prosent lavere enn året før, målt i euro.

Også Statoils petrokjemivirksomhet er påvirket av utviklingen i verdensøkonomien. Marginene i 2002 var 19 prosent lavere enn året før. Fallet var særlig sterkt mot slutten av året, og i fjerde kvartal var marginene 39 prosent lavere enn i samme periode året før.

Konkurransesposisjonen for norsk industri er svekket med nærmere 30 prosent siden 1995. Lønnsforskjellene mot våre viktigste handelspartnere er økt med 13 prosentpoeng i lokal valuta, mens valutakursen har styrket seg med nærmere 15 prosentpoeng. En styrking av norske kroner medfører høyere kostnader målt i utenlandsk valuta og lavere inntekter i norske kroner, og er en konkurranseuleppe for så vel Statoils virksomhet på norsk sokkel som i vår foredlings- og markedsføringsvirksomhet.

Statoil plasserte i fjor samlede oppdrag og anskaffelser for om lag 30 milliarder kroner hos norske bedrifter. Gjennom de siste 10 årene har norske leverandører stått for 2/3 av Statoils

samlede leveranser. Dette gjelder også for 2002. I kontrakter med et betydelig timeforbruk er imidlertid de norske bedriftenes konkurransekraft svekket, og flere kontrakter er derfor vunnet av bedrifter utenfor Norge.

### Undersøkelse og produksjon Norge

Resultat for finans, skatt og minoritetsinteresser var 31,5 milliarder kroner i 2002 mot 40,7 milliarder kroner året før. Resultatnedgangen skyldes i første rekke lavere priser på olje og gass i norske kroner.

Det har vært god utvikling i selskapets olje- og gassproduksjon fra norsk sokkel. Produksjonen var i gjennomsnitt 989 000 fat o.e. per dag i 2002, en økning på om lag 48 000 fat per dag i forhold til 2001.

Gassproduksjonen har økt som følge av større etterspørsel, mens oljeproduksjonen var noe lavere enn i 2001.

Produksjonsregulariteten og kostnadseffektiviteten på norsk sokkel er ytterligere forbedret. Sigyn-feltet er satt i produksjon tre måneder tidligere enn planlagt.

Det er gjort funn i 14 av 20 brønner siste år. De fleste funnene er forholdsvis små, men er interessante fordi de ligger nær eksisterende infrastruktur.

Statoil overtok 1. januar 2003 Norsk Hydros operatøroppgaver i



Leif Terje Løddesøl

Styreleder

Tampen-området, og omkring 550 Hydroansatte gikk over til Statoil. Styret vil gi uttrykk for tilfredshet med at samarbeidet mellom de to selskapene har fungert godt og effektivt i forbindelse med operatørskiftet.

Styret er særlig opptatt av utviklingen i Snøhvit-prosjektet i Barentshavet, der kostnadsrammen er økt med 5,8 milliarder kroner til 45,3 milliarder kroner. Hovedårsaken til kostnadsøkningen er at anleggets kapasitet tidlig ble økt med 30 prosent, samtidig som konsekvensene av en slik økning i et stort LNG-anlegg ble undervurdert. Også behandlingen i ESA førte til økte kostnader. Statoils eierandel er 22,29 prosent. Styret vil gi høy prioritet til den videre oppfølging av prosjektet, som er den første utbygging i Europa av et anlegg for flytende naturgass (LNG). Styret vil påpeke at Snøhvit-prosjektet fremdeles er lønnsomt. Statoil har foretatt en grundig gjennomgang av utbyggingsprosjektet. Dette arbeidet har økt sikkerheten i kostnadsanslag og prosjektgjennomføring, og selskapet har derfor et godt grunnlag for å gjennomføre prosjektet i henhold til de oppdaterte planene.

Utbyggingen av store prosjekter som Kvittebjørn, Mikkell, Kristin og Kollsnes NGL er i henhold til budsjetter og framdriftsplaner.

### Internasjonal undersøkelse og produksjon

Resultatet før finans, skatt og minoritetsinteresser var 1,1 milliarder kroner mot 1,3 milliarder kroner året før. Nedgangen skyldes i hovedsak reduksjon i engangseffekter, en økning i kostnadene knyttet til forretningsutvikling samt lavere oljepris i norske kroner. Dette motvirkes delvis av at produksjonen økte med 28 prosent.

Den internasjonale olje- og gassproduksjonen var 86 000 fat o.e. per dag i 2002 mot 67 000 fat per dag året før. Girassol-feltet i Angola og Sincor-feltet i Venezuela har bidratt vesentlig til produksjonsveksten. Produksjonen vil vokse ytterligere i årene framover, etter hvert som nye felt settes i drift.

Statoil nådde en viktig milepæl i 2002, da selskapet ble operatør for utvikling av en del av det store gassfeltet South Pars i Iran. Statoil skal stå for utbygging til havs i blokkene 6, 7 og 8. I Venezuela er Statoil blitt operatør for blokk 4 i Plataforma Deltana, utenfor østkysten av landet.

Statoil har tilgang på flere kvalitetsfelt internasjonalt. Nye feltutbygginger i Angola og Aserbajdsjan er sanksjonert det siste året. Det er også gjort vedtak om bygging av eksportørledningen for olje fra Aserbajdsjan til Middelhavet.

Det er gjort nye funn i flere borer i Angola. I Nigeria er det påvist gassreserver.

Statoil har overtatt El Paso Merchant Energys LNG-kontrakter og rettigheter i importterminalen for nedkjølt flytende gass (LNG) ved Cove Point i USA, og Statoil utvikler nå en organisasjon med ansvar for å markedsføre gassen i det amerikanske markedet. Dette er, etter styrets oppfatning, et viktig skritt i utviklingen av Statoil som en aktør i det internasjonale LNG-markedet. Tilgang til gassmarkedene på USAs østkyst representerer en attraktiv mulighet for Statoil. Det forventes økt gassimport av USA i årene framover.

Styret legger stor vekt på videreutviklingen av selskapets internasjonale oppstrømsvirksomhet. Strategien følger tre hovedlinjer;

- Utvikling av nære relasjoner til nasjonale oljeselskaper som ønsker å trekke på Statoils erfaringer i sin videreutvikling.
- Utnyttelse av selskapets gasskompetanse i hele verdikjeden.
- Økt internasjonal letevirksomhet.

Strategien bygger på kompetansen, teknologien og markeds kunnskapen som selskapet har utviklet gjennom 30 års virksomhet, med basis i norske olje- og gassressurser.

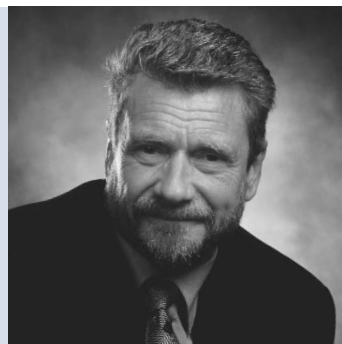
Økt internasjonalisering inne-



Stein Bredal



Marit Bakke



Bjørn Erik Egeland

bærer nye utfordringer, særlig når det gjelder den politiske risikoen i de land selskapet opererer.

### Naturgass

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var 8,9 milliarder kroner i 2002 mot 9,6 milliarder kroner i 2001. Statoil økte salget av gass med 34 prosent, fra 14,7 milliarder kubikkmeter til 19,6 milliarder kubikkmeter. Virkningene av høyere gassalg er i stor grad motvirket av en 22 prosent reduksjon i gassprisen, målt i norske kroner. Statoils reduserte eierandel i Statpipe har svekket resultatet med 0,9 milliarder kroner.

Etter styrets oppfatning er det særlig betydningsfullt at Statoil har styrket sin posisjon i det britiske gassmarkedet gjennom avtalene som ble inngått med BP i 2001 og Centrica i 2002. Den siste kontrakten er den største enkeltkontrakt siden Troll-avtalen i 1986, målt i årlige volumer. Kjøpet av rettighetene til et underjordisk gasslager på østkysten av Storbritannia vil også styrke selskapets konkurransekraft i et marked der importbehovet for gass vokser.

Den nye modellen for selskapsbasert salg ble innført 1. oktober. Statoil markedsfører og selger nå sin egen og statens gass. Dette utgjør nærmere 70 prosent av samlet gassproduksjon på norsk

sokkel. Statoil har langsiktige avtaler med over 20 kjøpere av norsk gass.

Styret er tilfreds med at det ble oppnådd en minnelig løsning med EU-kommisjonen i tilknytning til salg av gass fra norsk sokkel.

Med virkning fra 1. januar 2003 er eierinteressene i de norske gassrørledningene og terminalene samordnet i interessentskapet, Gassled. Den nye organiseringen vil øke effektiviteten i det samlede norske gasstransportsystemet.

### Foredling og markedsføring

Resultatet før finans, skatt og minoritetsinteresser var 1,6 milliarder kroner mot 4,5 milliarder kroner i 2001.

Salg av råolje, raffinerte produkter og NGL i det internasjonale markedet ga et meget godt økonomisk resultat, på nivå med året før. Raffineringsvirksomheten har et resultat som er 1,8 milliarder kroner lavere enn i 2001 på grunn av utvikling i raffinerimarginer og valutakurs. Resultatet fra detaljmarkedsføringen var 0,1 milliarder kroner bedre enn året før. Detaljmarkedsføringsvirksomheten ble styrket gjennom oppkjøp i Polen og Baltikum. Metanolvirksomheten hadde et noe svakere år enn rekordåret 2001. På grunn av lavere priser falt resultatet med 0,2 milliarder kroner.

Resultatet i petrokjemiselskapet Borealis ble styrket med 0,2 milliarder kroner, til tross for lavere priser. Forbedringene skyldes i særlig grad det pågående forbedringsprogrammet.

Samlet for året 2002 er resultatet fra shippingsselskapet Navion 1,2 milliarder kroner svakere enn i 2001. Hovedårsaken er lavere rater innenfor konvensjonell skipstransport, lavere utnyttelse av bøyelasteflåten og valutakursutviklingen. Statoil inngikk 15. desember 2002 en avtale med shippingkonsernet Teekay Shipping Corporation om salg av Navion for omlag 800 millioner dollar. Transaksjonen trer i kraft fra 1. januar 2003. Selve gjennomføringen forventes fullført i løpet av første halvår 2003.

### Helse, miljø og sikkerhet

Statoil har de siste årene forsterket innsatsen for å unngå skader på mennesker og miljø. Resultatene for personskader, fraværskader og alvorlige hendelser viser positiv utvikling. De seks dødsulykkene i 2002 var et tilbakeslag. Ulykkene, som både skjedde i Statoil og hos selskapets leverandører, er gransket. Det er iverksatt tiltak for å bidra til at tilsvarende ulykker unngås i framtiden. Det er også inngått en avtale med DuPont Safety Resources for bistand i arbeidet med å styrke sikkerhetsinnsatsen ytterligere.



Kaci Kullmann Five

*Kaci Kullmann Five*



Finn A. Hvistendahl

*Finn A. Hvistendahl*



Grace Skaugen

*Grace Skaugen*

Målsettingen er å forbedre ledelse, styring, atferd og holdninger i hele organisasjonen. Styret vil nøye følge utviklingen i sikkerhetsarbeidet, både i egen organisasjon og hos leverandørene. Målet er at Statoil skal være en sikker og skadefri arbeidsplass.

Personskadefrekvensen, som angir antall personskader per million arbeidstimer, er redusert fra 6,7 i 2001 til 6,0 i 2002.

Fraværsskadefrekvensen, som angir antall personskader som har medført fravær per million arbeidstimer, er forbedret fra 3,1 til 2,8.

Det er også en forbedring når det gjelder antall alvorlige hendelser per million arbeidstimer. Frekvensen viser en nedgang fra 4,1 i 2001 til 3,8 i 2002.

Sykefraværet er uendret i forhold til 2001, og er fremdeles lavt, 3,4 prosent. Statoil har inngått en avtale med Trygdeetaten om et inkluderende arbeidsliv.

Bedriftene som deltar i samarbeidet forplikter seg til å følge opp sykemeldte og tilpasse arbeidssituasjonen for eldre arbeidstakere og for arbeidstakere med nedsatt yteevne. Statoil har i flere år drevet et aktivt nærvarsarbeid, med sikte på å forebygge sykefravær i tråd med intensjonene i avtalen.

Statoil arbeider kontinuerlig for å redusere utslippene av klimagasser. Samlet utslipp av CO<sub>2</sub> fra Statoil-opererte anlegg er redusert

i 2002 sammenlignet med 2001. Dette skyldes i hovedsak god driftsregularitet for produksjonsanleggene på norsk sokkel. Statoil ble tildelt teknologiutviklingsprisen ved World Petroleum Congress i Rio de Janeiro, for arbeidet med fjerning og lagring av klimagassen karbondioksid (CO<sub>2</sub>) i Sleipner-området.

Utslippkvoter vil bli et viktig og effektivt virkemiddel i klimapolitikken i årene som kommer. I EU innføres nå et nytt kvotehandelssystem. Styret mener at norsk olje- og gassvirksomhet må få de samme muligheter til å handle med utslippkvoter som oljeindustrien innenfor EU.

Statoil har de siste par årene investert mer enn 1 milliard kroner for å levere renere drivstoff og fyringsolje. Selskapets raffinerier skal møte nye kvalitetskrav fra EU for bensin og diesel allerede i 2003, mens EU-kravene ventes iverksatt i 2005.

I 2002 ble det satt nytt søkelys på internasjonal skipstransport av olje, etter ulykken utenfor Spania. Dette har i en årrekke vært et viktig område for Statoils sikkerhetsarbeid. Alle skip som deltar i oljetransport for Statoil må gjennomgå en grundig godkjenningssprosedyre. Tankskipene må tilfredsstillende sikkerhetsstandarder som er strengere enn de nasjonale og internasjonale kravene. Selskapets standarder ble skjerpet

i 2001 både med hensyn til fartøyenes alder, og med påbudet om dobbel bunn eller dobbelt skrog for alle skip som skulle føre tungolje. Tankskipsaktiviteten har ikke medført vesentlige olje- eller kjemikalieutslipp i 2002.

### Bærekraftig utvikling

For Statoil er bærekraftig utvikling knyttet til ringvirkningene av virksomheten på mennesker, miljø og samfunn. Statoil skal drive lønnsomt, sikkert og etisk forsvarlig. Samtidig skal selskapet ta miljøhensyn og vise samfunnsansvar.

Den første årsrapporten om selskapets arbeid med bærekraftig utvikling ble lagt fram i 2002. Statoil ble også inkludert i Dow Jones Sustainability Index. Under Johannesburg-konferansen i august mottok Statoil en offisiell anerkjennelse for arbeidet med bærekraftig utvikling.

Aktiv tilpasning av virksomheten til samfunnsmessige forhold og omgivelser gir redusert risiko, styrket omdømme og dermed bedre lønnsomhet. Ved å bidra til bærekraftig utvikling kan selskapet styrke sin posisjon på arbeidsmarkedet, i kapitalmarkedet og i markedene for våre produkter.

Et godt arbeidsmiljø er en viktig del av selskapets arbeid med en bærekraftig utvikling. Statoil gjennomfører årlige arbeidsmiljøundersøkelser. Styret



Eli Sætersmoen

*Eli Sætersmoen*



Knut Åm

*Knut Åm*

registrerer med tilfredshet at det er framgang når det gjelder trivsel og motivasjon, samarbeid og effektivitet samt tillit til ledelsen. De ansattes tilbakemelding er at arbeidet med helse, miljø og sikkerhet har høy prioritet.

Arbeidet med mangfold og likestilling har høy oppmerksomhet. Fra og med 2003 skal alle forretningsområdene rapportere kvartalsvis om utvikling i arbeidet med å skape bedre balanse i kjønnsfordelingen av ledere. Målet er at alle forretningsområdene skal ha minst 20 prosent kvinnelige ledere innen 2005.

### Konsernets økonomiske utvikling

Statoil hadde i 2002 brutto driftsinntekter på 243,8 milliarder kroner, en økning på vel 6,9 milliarder kroner fra året før.

Det ble oppnådd et resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser på 43,1 milliarder kroner mot 56,2 milliarder kroner i 2001. Årsoverskuddet ble 16,8 milliarder kroner mot 17,2 milliarder i 2001.

Avkastningen på sysselsatt kapital var 14,9 prosent, sammenlignet med 19,9 prosent i 2001. Resultatet per aksje var 7,78 kroner i 2002 mot 8,31 kroner året før. Justert for engangseffekter var avkastningen på sysselsatt kapital 14,8 prosent mot 17,6 prosent i 2001.

Normalisert avkastning på sysselsatt kapital er 10,8 prosent mot 9,4 prosent i 2001. Ved normaliseringen legges til grunn en oljepris på 16 dollar per fat og en gasspris på 70 øre per kubikkmeter, en raffinerimargin på 3 dollar per fat, petrokjemimarginer på 150 EUR/tonn og en valutakurs på 8,20 USD/NOK.

Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter var 24,2 milliarder kroner i 2002, sammenlignet med

39,2 milliarder kroner i 2001. Endringene skyldes i hovedsak styrket norsk krone, reduserte nedstrømsmarginer og økte betalte skatter. Kontantstrøm benyttet til investeringer utgjorde 16,9 milliarder kroner mot 12,8 milliarder kroner i 2001.

Konsernets rentebærende gjeld var per 31. desember 2002 på 37,1 milliarder kroner, en nedgang på 4,7 milliarder kroner siden forrige årsskifte. Konsernets gjeldsgrad, definert som netto rentebærende gjeld i forhold til sysselsatt kapital, er 29 prosent ved utgangen av året. Reduksjonen i gjeldsgrad skyldes i hovedsak lavere rentebærende gjeld, som følge av en svakere USD/NOK valutakurs.

Konsernet hadde 12 milliarder kroner i bankinnskudd og andre likvide verdipapirer per 31. desember 2002. Den rentebærende gjelden er i hovedsak i amerikanske dollar.

Statoil forvaltet ved årsskiftet om lag 18 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.

Konsernet rapporterer både i henhold til amerikanske (USGAAP) og norske (NGAAP) regnskapsprinsipper. Note 25 i NGAAP regnskapet viser forskjellen mellom de to regnskapene.

I henhold til regnskapslovens paragraf 3-3, bekrefter styret at grunnlaget for videre drift er til stede. Årsregnskapet for 2002 er utarbeidet i samsvar med dette.

For morselskapet Statoil ASA ble årsresultatet i henhold til norske regnskapsprinsipper på 16,4 milliarder kroner.

Styret vil foreslå for generalforsamlingen et utbytte på 2,90 kroner per aksje. Utbyttet utgjør 37 prosent av USGAAP-resultatet, justert for store salgsgvinster og nedskrivninger. Størrelsen på utbyttet er i samsvar med selskapets utbyttepolitikk.

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

Avsatt til utbytte	6 282
Avsatt til annen egenkapital	11 050
Avsatt til fond for vurderingsforskjeller	- 955
Sum disponert	16 377

Selskapets frie egenkapital utgjør 33 200 millioner kroner.

### Statoils styrende organer

Statoils generalforsamling valgte i mai 2002 ny bedriftsforsamling i selskapet. Etter valget består bedriftsforsamlingen av følgende representanter: Anne Kathrine Slungård (leder), Wenche Meldahl (nestleder), Kjell Bjørndalen, Kirsti Høegh Bjørneset, Erlend Grimstad, Gunnar Mathisen, Anita Roarsen og Asbjørn Rolstadås. De ansatte har valgt Arvid Færaas, Hans M. Saltveit, Einar Arne Iversen og Åse Karin Staupe som medlemmer av bedriftsforsamlingen.

Bedriftsforsamlingen valgte i juni nytt styre i selskapet: Leif Terje Løddesøl (leder), Maurey Devine, Grace Skaugen, Eli Sætersmoen, Finn A. Hvistendal, Knut Åm. De ansatte valgte Marit Bakke, Stein Bredal og Bjørn Erik Egeland. Maurey Devine trakk seg fra styret sommeren 2002, og Kaci Kullmann Five ble valgt til nytt styremedlem.

Styrets medlemmer har bred erfaring fra norsk og internasjonalt nærings- og samfunnsnivå samt bransjeerfaring. Ingen av



styrets medlemmer har eller ivaretar forretningsmessige relasjoner mot Statoil. Selskapets ledelse er ikke representert i styret. Styrets medlemmer velges for to år om gangen. Styrets ansvar er basert på de krav som følger av lovgivningen og selskapets vedtekter.

Statoil legger stor vekt på utøvelse av god virksomhetsstyring. På eiersiden utøves den gjennom selskapets administrasjon, styre, bedriftsforblynding og generalforblynding.

Statoil må som børsnotert selskap i New York forholde seg til Sarbanes - Oxley loven som ble vedtatt i USA i 2002. I hovedsak er ansvarsdeling mellom administrasjonen og styret i Sarbanes - Oxley loven i samsvar med allmennaksjeloven i Norge. De styringssystemene som den nye loven i USA krever, er i hovedsak etablert praksis i selskapet.

### Konsernets videreutvikling

Statoil har ved inngangen til 2003 en sterk finansiell og operasjonell stilling. Selskapets kostnadsstruktur er forbedret. For styret er det en prioritert oppgave å nå de målene for 2004 som ble kommunisert i forbindelse med børsintroduksjonen i 2001, herunder:

- 12 prosent avkastning på selskapsatt kapital ved normaliserte priser, marginer og valutakurs,
- vekst i olje- og gassproduksjonen til 1 120 000 fat o.e. per dag i 2004.

Styret har godkjent prosjekter som vil bidra til at selskapet kan nå produksjonsmålene i 2004. Tilgangen på nye prosjekter muliggjør produksjonsvekst med om lag 4 prosent i året, også utover 2004.

Styrets overordnede målsetting er å maksimere verdiene av selskapets olje- og gassressurser.

På norsk kontinentalsokkel er Statoil operatør for nærmere 60 prosent av samlet produksjon. Selskapet er ansvarlig for store og krevende utbyggingsprosjekter, som Kristin-feltet i Norskehavet og Snøhvit-feltet i Barentshavet. Dette er prosjekter som vil bidra til selskapets langsiktige utvikling. Styret vil følge opp disse prosjektene spesielt nøye. Restrukturering av Tampen-området i Nordsjøen, med sikte på økt verdiskaping, er en av de høyest prioriterte oppgaver i selskapet. Vedtak om videreutvikling av Tampen-området skal etter planen gjøres i 2004.

For styret var fjoråret oppmunrende når det gjelder den internasjonale oppstrømsvirksomheten. Operatøroppgaven i Iran var særdeles viktig. Økt internasjonalisering av oppstrømsvirksomheten er avgjørende for selskapets evne til å vokse på lengre sikt. Betydelige funn er under utvikling i Angola og Kaspiahavet. Konsernet arbeider dessuten med utvikling av nye forretningsmuligheter innenfor de eksisterende kjerneområdene og i Russland, Brasil, Mexico, Nord-Afrika og Midt-Østen.

Tilgang på nytt leteareal på norsk sokkel og internasjonalt er etter styrets oppfatning kritisk for selskapets langsiktige utvikling. Innsatsen på leteområdet vil bli styrket.

Statoil har det siste året ytterligere befestet sin posisjon som en ledende aktør i det europeiske gassmarkedet. De kontraktene som er inngått med britiske kjøpere, viser at Statoil er konkurransedyktig i det britiske markedet. Styret ser store muligheter for videreutvikling av dette markedet, og vil prioritere arbeidet med etablering av nye transportløsninger til Storbritannia.

Innenfor foredlings- og markedsføringsvirksomheten skal Statoil utnytte mulighetene for integrasjon med oppstrømsvirksomheten til økt verdiskaping. Det gjelder både på Mongstad og på Tjeldbergodden. Selskapets sterke varemerke skal benyttes til å styrke den ledende posisjonen i de skandinaviske markedene og i selskapets markeder utenfor Skandinavia. Oppkjøpet av Shells virksomhet i de tre baltiske land i 2002 har gitt Statoil en sterk markedsposisjon. Det vil være høyt fokus på effektivisering i alle deler av nedstrømsvirksomheten.

Styret er opptatt av å videreutvikle Statoils organisasjon og kompetanse, slik at selskapet kan møte de nye utfordringene på norsk sokkel og den økte internasjonale aktiviteten.

Styret vil legge til grunn for sitt arbeid at aksjonærene skal sikres best mulig verdiskaping og avkastning på sin investering i selskapet, og vil derfor ha høy oppmerksomhet på arbeidet med økt effektivisering og opprettholdelse av en streng kapitaldisiplin.

Statoils målsettinger for lønnsomhet og vekst er basert på forutsetninger om organisk vekst. Selskapets eksisterende portefølje gjør det mulig å nå målene for 2004, og danner grunnlag for vekst også etter 2004. Styret vil kontinuerlig vurdere videreutvikling av selskapet gjennom tiltak av ikke-organisk karakter. Statoil har en finansiell situasjon som gjør det mulig å gjennomføre slike tiltak dersom de er i tråd med selskapets strategiske hovedretning, og bidrar til langsiktig verdiskaping for selskapets aksjonærer.

Stavanger, 17. februar 2003  
Styret for Statoil ASA

## Selskapsprofil

- Integriert olje- og gasselskap med sterk vekt på leting og produksjon. Er representert i 25 land og har 17 115 ansatte. Hovedkontor i Stavanger.



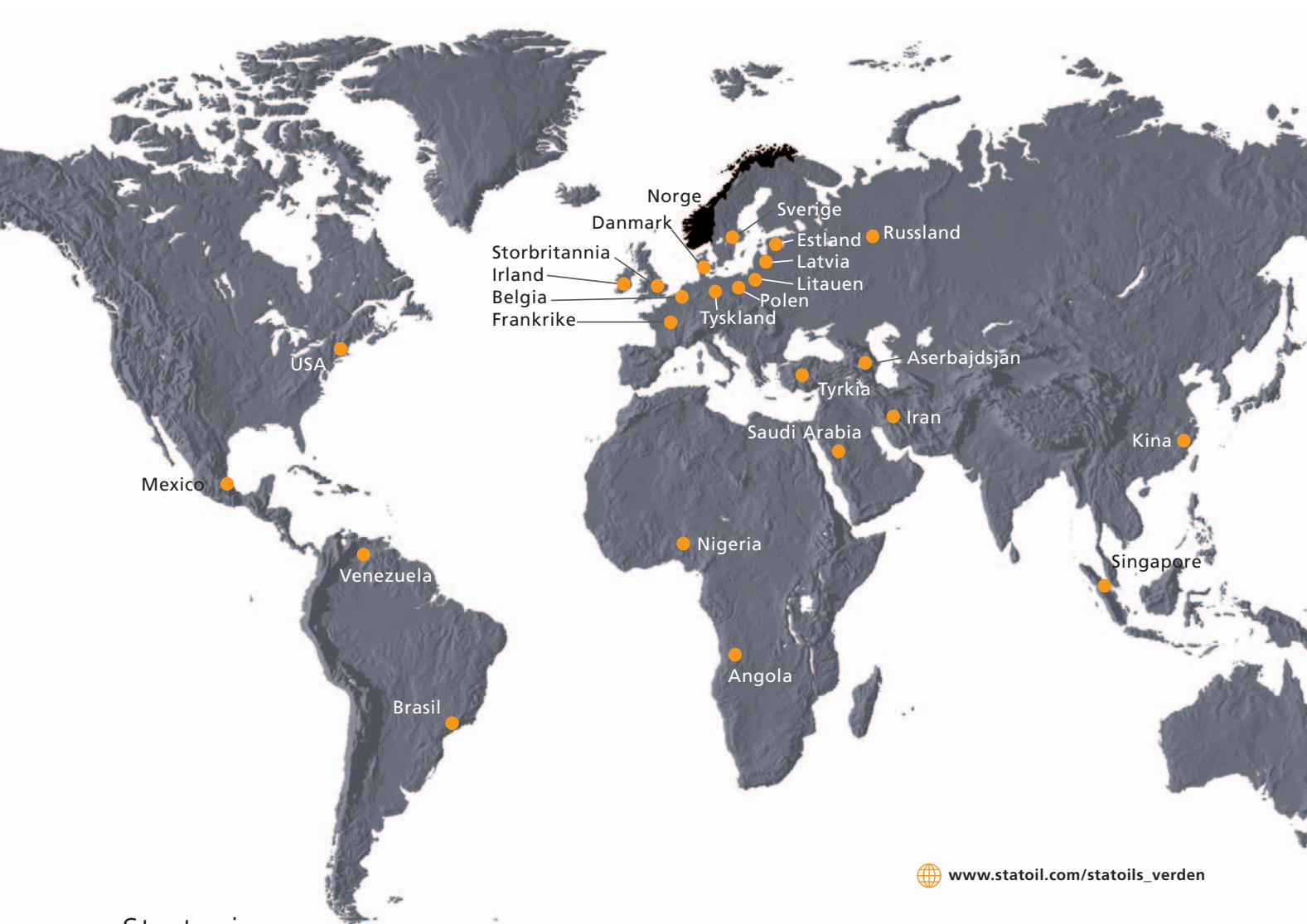
Statoil har tre produksjonsskip i arbeid på norsk sokkel og ett i Sør-Kinahavet. Bildet viser Åsgard A som er et av verdens største.

- Selskapets mål er null skader på mennesker og miljø, og null ulykker eller tap.
- Selskapet vil bidra til en bærekraftig utvikling som tilfredsstiller dagens behov, uten å ødelegge kommende generasjoners muligheter.
- Ledende operatør på norsk sokkel og en av verdens største operatører av oljevirksomhet til havs.
- Deltaker i en rekke internasjonale olje- og gassfunn, og har 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.
- En av verdens største netto-selgere av råolje, inkludert salg på vegne av den norske stat. Omfattende salg av oljeprodukter og våtgass.
- Har 1 883 bensinstasjoner i 9 land.
- Betydelig industriell virksomhet:
  - opererer to oljeraffinerier.
  - driftsoperatør for verdens største rørledningssystem til havs.
- driftsoperatør for Europas største gassbehandlingsanlegg, for andre landanlegg og for gassterminaler på kontinentet.
- operatør for Europas største metanolfabrikk.
- 50 prosent eierandel i petrokjemikonsernet Borealis.
- Teknologibedrift med vekt på målrettet forskning og tett samarbeid med leverandørbedrifter. Statoil er blant de ledende selskaper innenfor:
  - bruk av seismikk for å oppnå økt utvinning.
  - undervannsløsninger.
  - flytende produksjon under værharde forhold.
  - design, drift og vedlikehold av store rørledninger.
  - lagring av karbondioksid (CO<sub>2</sub>) i undergrunnen.

## Mål

Da Statoil ble børsnotert i 2001, gikk selskapet ut med operasjonelle mål og mål for avkastning.

- 12 prosent avkastning på sysselsatt kapital i 2004, ved en normalisert oljepris på 16 dollar per fat.
- Produksjon på 1 120 000 fat oljeekvivalenter i 2004.
- Produksjonskostnader skal ligge på under 2,80 dollar per fat.
- Tilgangen på nye reserver skal være høyere enn det som produseres.
- Gjelden skal ikke være høyere enn 40-45 prosent i forhold til sysselsatt kapital.
- Produksjon på 1 260 000 fat oljeekvivalenter i 2007.
- 260 000 fat forventes å komme fra internasjonal virksomhet.
- Forbedringsprogram skal bidra med 3,5 milliarder kroner i resultat før finans i 2004.
- Funn- og utbyggingskostnader skal være under 6 dollar per fat for perioden 2002 - 2004.



## Strategier

### Forretningen

- Skape økte verdier for selskapets aksjonærer.
- 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 naturgass i Europa og i nye markeder.
- Opprettholde posisjonen som en ledende global oljeselger, og styrke selskapets kjerneposisjoner innenfor foredling og markedsføring.

### Teknologi og miljø

- Videreutvikle selskapets kompetanse innenfor reservoarstyring, undervannsproduksjon og flytende produksjon.
- Utvikle teknologiske løsninger langs gasskjeden.
- Videreutvikle og ta i bruk teknologi for oppsamling, utnyttning og lagring av CO<sub>2</sub>.
- Utvikle og ta i bruk energieffektiv teknologi som reduserer utslipp av klimagasser.
- Bygge en sterkere kultur innen helse, miljø og sikkerhet (HMS).

### Organisasjon og samfunn

- Videreutvikle Statoils organisasjon basert på enhetlig lederskap og felles verdier, formulert i verdidokumentet *Vi i Statoil*. Viktige satsingsområder er rekruttering, lederutvelgelse, lederutvikling, omstilling og effektiv kompetanseutvikling.
- Realisere vekstambisjonene gjennom en offensiv og sunn forretningsdrift som er bærekraftig, etisk og sosialt ansvarlig.



# Organisasjon

**Statoil hadde 17 115 medarbeidere ved utgangen av 2002. Det er en økning på 429 fra forrige årsskifte. 5 901 av Statoils ansatte arbeider utenfor Norge.**

**Statoil er organisert i disse forretningsområdene og organisasjonsenhetene:**

## Undersøkelse og produksjon Norge

Forretningsområdet er ansvarlig for Statoils virksomhet på norsk sokkel. Selskapet sto for 58 prosent av den samlede norske olje- og gassproduksjonen i 2002. Statoil er operatør for 20 olje- og gassfelt som omfatter 18 bemannede plattformen og produksjonsskip, 4 ubemannede installasjoner og 17 fjernstyrte havbunnsanlegg. 5 774 ansatte, hvorav 3 021 arbeider offshore.

## Internasjonal undersøkelse og produksjon

Ansvarlig for Statoils samlede letevirksomhet utenfor på norsk sokkel og for utbygging og produksjon av olje og gass internasjonalt. I 2002 leverte forretningsområdet 8 prosent av Statoils egenproduksjon av olje og gass. Statoil har viktige posisjoner i den Kaspiske regionen, Vest-Afrika, Venezuela og i Vest-Europa.

598 ansatte, hvorav 243 arbeider utenfor Norge.

## Naturgass

Statoil er en betydelig markedsaktør i Europa, med kunder i 11 land. Forretningsområdet markedsfører i tillegg til Statoils egen gass også den norske stats gass, og står for to tredjedeler av Norges gasseksport. Statoil har store eierandeler i og driftsansvar for rørledningssystemer for norsk gasseksport, landanlegg og terminaler. 937 ansatte, hvorav 132 arbeider utenfor Norge.

## Foredling og markedsføring

Forretningsområdet har ansvar for foredling og salg av Statoils og Den norske stats råolje. Statoil er en av verdens største selgere av råolje, med et gjennomsnittlig volum på 2,2 millioner fat per dag.

Foredling og markedsføring selger også våtgass, raffinerte oljeprodukter samt naturgass i Norden. Har 1 883 bensinstasjoner i 9 land. Opererer to raffinerier, har eierandeler i et tredje og opererer Europas største metanolfabrikk.

50 prosent eierandel i petrokjemikonsernet Borealis. 7 130 ansatte, hvorav 5 526 arbeider utenfor Norge.

## Teknologi

Har ansvar for å utvikle og ivareta Statoils kompetanse innen sentrale teknologiområder. Enheten skal bidra til kostnadseffektive tekniske løsninger, og er ansvarlig for kommersialisering av teknologi og industrielle rettigheter. Ansvarsområdet omfatter forskning og utvikling, lete- og utvinningsteknologi, boring og brønntjenester, miljø- og sikkerhetsteknologi, konseptutvikling og prosjektledelse. 949 ansatte.

## Konserntjenester og konsernsenter

Leverer tjenester som omfatter økonomiske, juridiske, personal- og kontortjenester, tjenester knyttet til opplæring, informasjonsteknologi, helse, miljø og sikkerhet samt kommunikasjon. 1 465 ansatte.

Konsernsenteret omfatter konsernledelsens rådgivende stabsenheter. 262 ansatte.

Statoil er et av verdens største operatørselskaper for olje- og gassvirksomhet til havs. Ved utgangen av 2002 hadde 3 021 av selskapets ansatte sin arbeidsplass på plattformen og flytende installasjoner på den norske kontinentalsokkelen.



# Konsernledelse



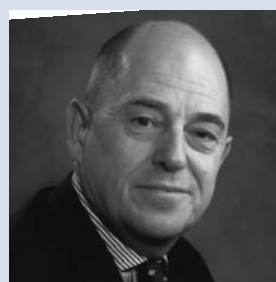
Olav Fjell (51)  
Konsernsjef



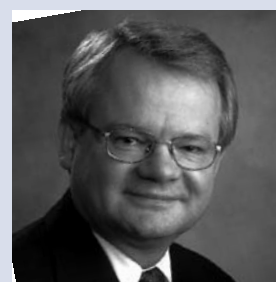
Henrik Carlsen (56)  
Konserndirektør  
Undersøkelse og produksjon Norge



Richard John Hubbard (52)  
Konserndirektør  
Internasjonal  
undersøkelse og produksjon



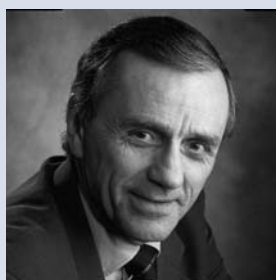
Peter Mellbye (53)  
Konserndirektør  
Naturgass



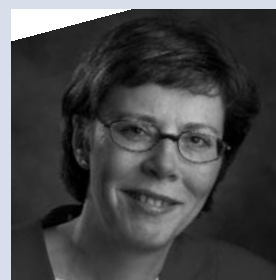
Erling Øverland (50)  
Konserndirektør  
Foredling og markedsføring



Terje Overvik (51)  
Konserndirektør  
Teknologi



Inge K. Hansen (56)  
Konserndirektør  
Økonomi, finans og  
konserntjenester



Elisabeth Berge (48)  
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 Kjølv E. Egeland  
 Juridisk: direktør Jacob S. Middelthon  
 Informasjons- og kommunikasjonsteknologi: direktør Ole A. Jørgensen  
 Konserntjenester: direktør Randi Grung Olsen  
 Konsernrevisjon: direktør Svein Andersen  
 Informasjon: direktør Wenche Skorge  
 Investor relations: direktør Mari Thjømøe  
 Profilering og medier: direktør Hans Aasmund Frisak  
 Landanalyse og samfunnsansvar: direktør Geir Westgaard



Operatør David Finda er en av 160 ansatte om bord på verdens største produksjonsskip Girassol. Feltet med samme navn ligger på 1 350 meters havdyp utenfor kysten av Angola og opereres av TotalFinaElf. Girassol kom i produksjon i desember 2001, og produserer nå nærmere 200 000 fat olje per dag. Statoils andel av produksjonen er om lag 25 000 fat olje per dag.



# Virksomhetsstyring

**Statoils mål er å skape verdier for eierne gjennom lønnsom drift og forretningsutvikling. Det stilles store krav til effektiv bruk av selskapets ressurser, for å oppnå økt lønnsomhet, finansiell styrke og handlefrihet.**

Statoil arbeider for å holde en ledende posisjon blant verdens olje- og gasselskaper, når det gjelder å kombinere gode økonomiske resultater med ansvar for miljø og samfunn.

Statoil legger stor vekt på å utøve god virksomhetsstyring og å likebehandle aksjonærene. Dette innebærer klare styringsprinsipper og mål for virksomheten, samt god oppfølging og kontroll. Statoils styrende organer består av selskapets styre, bedriftsforsamling og generalforsamling. Styret arbeider for å ivareta eierne interesser, men har også et ansvar overfor ansatte, myndigheter, partnere, leverandører, kunder og långivere, i tillegg til offentligheten og interesseorganisasjoner. De styringsprinsippene som er etablert, skal sikre god ledelse og kontroll av virksomheten. I 2002 er Statoils styringssystem relatert til overordnet ledelse og styring, sertifisert i henhold til ISO 9001-standarden.

## Generalforsamling

Generalforsamlingen er selskapets høyeste organ. Ordinær generalforsamling avholdes årlig, innen utgangen av juni.

Generalforsamlingen velger medlemmer til bedriftsforsamlingen for en periode på to år. Bedriftsforsamlingen har åtte aksjonærvalgte og fire medarbeidervalgte medlemmer. Bedriftsforsamlingen overvåker styrets arbeid, godkjenner selskapets regnskaper og behandler saker av særlig stor betydning. Bedriftsforsamlingen utnevner to av medlemmene til valgkomiteen, og velger representanter til styret.

## Styret

Styret vedtar Statoils planer og budsjetter, og behandler saker av stor strategisk eller økonomisk betydning for virksomheten. Styret er ansvarlig for regnskapet og legger fram forslag til disponering av resultatet for generalforsamlingen. Det er styret som ansetter konsernsjef og etablerer formelle fullmakter mellom styre og konsernsjef.

Konsernsjefen legger hvert kvartal fram for styret regnskapene og framdriftsrapport i henhold til Statoils planer og budsjetter, herunder investeringer, kontantstrøm, finansiell posisjon, prosjektframdrift og risikomessige forhold. Konsernsjefen gir hvert år styret en orientering om internkontrollen i konsernet.

Styrets medlemmer har ingen bindinger eller forretningsmessige relasjoner til Statoil. Selskapets ledelse er ikke representert i styret. Bedriftsforsamlingen velger seks av medlemmene i styret, som i

tillegg består av tre medlemmer valgt blant selskapets ansatte. Styrets medlemmer velges for to år om gangen, og styrets leder mottar en fast årlig godtgjørelse som for tiden er på 300 000 kroner. Styremedlemmenes årlige godtgjørelse er på 165 000 kroner.

## Konsernsjef og ledergruppe

Konsernets ledergruppe består av konsernsjef og syv konserndirektører, hver med ansvar for egne forretnings- eller stabsområder.

Konsernsjefen mottok 3 770 000 kroner i lønn og andre godtgjørelser i 2002. Styret har utformet en insentivordning for konsernsjefen, med en bonus begrenset oppad til 30 prosent av lønnen. Størrelsen på utbetalt bonus er knyttet opp mot selskapets måloppnåelse i forhold til de forretningsmessige målene som er avtalt mellom styret og konsernsjefen.

## Prestasjonslønn

Selskapets 360 øverste ledere er omfattet av et belønningssystem med individuelle prestasjonskontrakter, som gir mulighet for en bonus på inntil 20 prosent av grunnlønn. Formålet med dette er å styrke Statoils langsiktige konkurranseposisjon, gjennom økt fokus på de krav og resultatforventninger som lederne i Statoil står overfor. Prestasjonskontraktene inneholder de viktigste konsernmålsettingene, med særlig vekt på de delmål den

Innhold	Konsernsjefen	Styrets beretning	Profil, mål og strategier	Virksomhetsstyring	Aksjonærforhold
---------	---------------	-------------------	---------------------------	--------------------	-----------------

enkelte leder har ansvar for å levere. Det legges vekt på å sikre konsistens og sammenheng mellom målene i hele organisasjonen. Basert på prestasjonskontrakten mellom konsernsjef og styre, etablerer konsernsjefen sine kontrakter med lederne i forretningsområdene. Videre nedover i organisasjonen inngås kontraktene slik at målene for medlemmene i en ledergruppe springer ut fra og bygger opp under lederens mål.

Statoil har også etablert et bonussystem som omfatter alle ansatte i morselskapet og som, avhengig av om selskapet innfrir de økonomiske målene, kan utløse en bonus på inntil 5 prosent årlig.

#### **Informasjon og likebehandling**

Statoil legger vekt på å holde aksjemarkedet godt informert om selskapets resultatutvikling og framtidsutsikter. Aksjemarkedet skal til enhver tid ha korrekt og lik informasjon om Statoil som grunnlag for verdivurderingen. Statoil distribuerer all kursrelevant informasjon til Oslo Børs, New York Stock Exchange og til Securities and Exchange Commission. Informasjonen distribueres til kapitalmarkedet og media umiddelbart og til samme tid. I 2002 økte gjennomsnittlig omsetning av Statoil-aksjen. Dette er positivt for investorene og fører til en mer effektiv verdifastsettelse og prising av selskapet.

Statoils enhet for investorrelasjoner rapporterer til konsernledelsen, og ivaretar selskapets dialog med kapitalmarkedet. Investor Relations har også ansvaret for at informasjon distribueres og registreres i henhold til de regler som gjelder der Statoils

verdipapirer er notert. På selskaps hjemmesider på internett legges nyheter og relevant selskapsinformasjon ut. På egne Investor Relation-sider finnes ny og historisk økonomisk informasjon, samt presentasjoner gitt av selskapets ledelse.

#### **Verdier og holdninger**

Statoil arbeider for å utvikle en enhetlig og sterk bedriftskultur, med en klar verdiforankring. Statoils virksomhet er basert på ærlighet, integritet og etterrettelighet. Verdiforankringen kommer til uttrykk i selskapets styrende dokumenter, og de grunnleggende retningslinjene er nedfelt i *Vi i Statoil*. Dette dokumentet beskriver retning og ambisjonsnivå for Statoils utvikling, og angir de prinsipper og verdier som ligger til grunn for ledelse, utvikling av bedriftskultur og arbeidsform. Dokumentet *Etikk i Statoil* fastsetter spesifikke krav, og gir retningslinjer for virksomhetsutøvelsen.

#### **Samfunnsansvar**

Statoils viktigste mål er å skape verdier for eierne. Det gjøres best når gode økonomiske resultater kombineres med ansvar for miljø og samfunn. Statoil blir i økende grad bedt om å redegjøre for og synliggjøre hvordan selskapet bidrar positivt og hva det legger igjen lokalt. Dette spørsmålet ble viet betydelig oppmerksomhet i selskapets første bærekraftrapport som ble utgitt i 2002.

Temaet vil bli drøftet mer utførlig i neste rapport som utgis i juni 2003.

#### **Helse, miljø og sikkerhet**

En høy standard innenfor helse, miljø og sikkerhet er en forutsetning for å skape gode økonomiske resultater over tid. Statoils

innsats er preget av ønsket om å bidra til bærekraftig utvikling. Det innebærer at vurderinger av virkninger på helse, miljø og sikkerhet er integrert i forretningsstrategi, risikostyring og prosjektledelse.

#### **Risikostyring og internkontroll**

Statoil opererer i hovedsak i det globale råoljemarkedet, i markeder for raffinerte produkter og naturgass i tillegg til finansmarkedet. Selskapet er derfor eksponert for endringer i råvarepriser, produktpriser, valutakurser og rentesvingninger. Alle disse variablene virker inn på inntekter, driftskostnader, investeringer og finansiering. Statoil har et omfattende system for risikostyring som identifiserer, kvantifiserer og håndterer ulike kategorier risiko.

Selskapet har etablert en komite, med ansvar for risikostyring i hele konsernet. Denne risikostyringskomiteen ledes av konserndirektør for økonomi og finans.

Statoils internrevisjon er konsernets uavhengige kontrollorgan, som overvåker at virksomheten er underlagt betryggende styring og kontroll. Internrevisjonen rapporterer direkte til konsernsjefen, eller i relevante tilfeller direkte til styret.

Selskapets eksterne revisor oppnevnes av generalforsamlingen, og revisor utfører ikke andre oppdrag for selskapet som kan føre til integritetskonflikter.



## Aksjer og aksjonærforhold

Statoils målsetting er gjennom lønnsom drift, vekst og videreutvikling å skape verdier for selskaps aksjonærer, de ansatte og samfunnet. Ambisjonen er å gi en konkurransedyktig avkastning på investert kapital, slik at det blir attraktivt å eie aksjer i Statoil. Avkastningen oppnås gjennom summen av verdistigning og utbytte. Statoil har som mål å betale ut 45-50 prosent av resultatet til aksjonærene, målt som gjennomsnitt over flere år for å ta hensyn til bransjens sykliske svingninger. For 2001 betalte selskapet et utbytte på 2,85 kroner per aksje. For 2002 foreslås et utbytte på 2,90 kroner per aksje. Dette gir aksjonærene en direkteavkastning på 5,3 prosent, gitt en kurs på 55 kroner per aksje.

### 62 000 aksjonærer

Statoil er notert på Oslo Børs under ticker-koden STL, og på New York Stock Exchange omsettes American Depositary Receipts (ADR) under ticker-koden STO. Det er en aksjeklasse, og aksjen er fritt omsettelig og med lik stemmerett. Statoil har

om lag 62 000 aksjonærer, og om lag 60 prosent av de ansatte eier aksjer. Den norske stat eier 81,7 prosent av aksjekapitalen. De andre aksjonærene er spredt over hele verden. Internasjonale aksjonærers andel har økt fra om lag 76 prosent ved utgangen av 2001, til 81 prosent i 2002. Det ble i 2002 delt ut 1 558 026 bonusaksjer til mindre private aksjonærer som hadde eid sine aksjer i ett år fra børsnoteringen 18. juni 2001.

### God likviditet

Målt i børsverdi er Statoil det største selskapet på Oslo Børs. I løpet av 2002 ble det omsatt 730 millioner Statoil-aksjer, tilsvarende 45,4 milliarder kroner på Oslo Børs. Gjennomsnittlig omsetning var 2,9 millioner aksjer, eller 182 millioner kroner per dag. Omsetning av ADRs ved New York børsen tilsvarte 106 millioner amerikanske dollar i 2002.

Kursen falt med 4,9 prosent, fra 61,50 kroner ved starten av året til 58,50 kroner per 30.12.2002. Til sammenligning var fallet i Oslo Børs' totalindeks 31,4 pro-

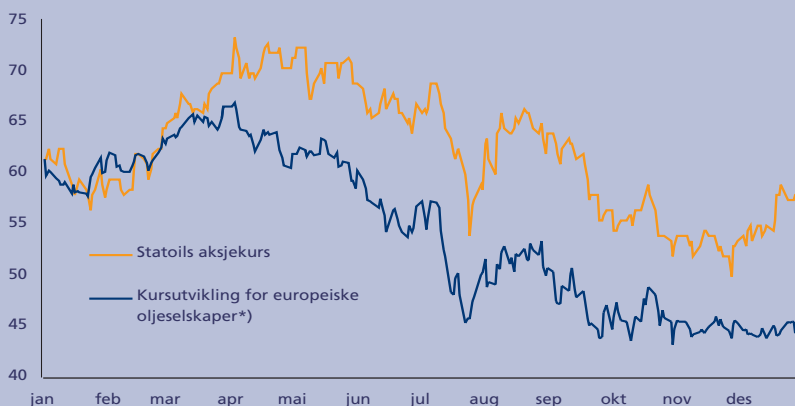
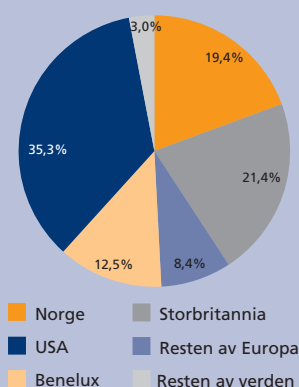
sent i fjor. Aksjonærenes samlede avkastning, inkludert utbytte, var målt i norske kroner marginalt negativt med minus 0,2 prosent i 2002. Kursutviklingen på Statoil-aksjen målt i amerikanske dollar, i forhold til den internasjonale energiindeksen Stoxx Energy, viser at avkastningen på Statoil-aksjen i 2002 var 28 prosent, mens energiindeksen viste minus 3 prosent avkastning.

 [www.statoil.com/ir](http://www.statoil.com/ir)

Hovedaksjonærer		
1	81,72%	DEN NORSKE STAT
2	2,68%	STATE STREET BANK & TRUST CO.*
3	1,65%	JPMORGAN CHASE BANK*
4	0,77%	BOSTON SAFE DEP & TRUST (USA NOM)*
5	0,69%	FIDELITY FUNDS-EUROP. GROWTH/SICAV
6	0,68%	JPMORGAN CHASE BANK
7	0,50%	BANK OF NEW YORK*
8	0,38%	THE NORTHERN TRUST CO.*
9	0,37%	FOLKETRYGDFONDET
10	0,37%	THE NORTHERN TRUST CO.*
11	0,36%	CLEARSTREAM BANKING S.A.*
12	0,30%	EUROCLEAR BANK S.A./N.V. ('BA')*
13	0,26%	THE NORTHERN TRUST CO.*
14	0,25%	VITAL FORSIKRING ASA
15	0,25%	DEUTSCHE BANK AG (GCS) LONDON
16	0,24%	DEUTSCHE BANK TRUST CO AMERICAS*
17	0,18%	GJENSIDIGE NOR SPAREFORSIKRING
18	0,17%	BSDT - ABN AMRO GLOBAL CUSTODY N.V.*
19	0,17%	INVESTORS BANK + TRUST (WEST) TREA*
20	0,16%	DEUTSCHE BANK AG*

\* Klientkonto eller lignende.

EIERFORDELING  
eksklusiv Den norske stats andel på 81,7%



\*) Stoxx Energy Index, rebasert til Statoil-kursen, målt i NOK.



SLEIPNER A  
BLOKK 15/9  
OPERATION

Plattformlivet byr ikke bare på kuling og stivpisket sjø. Her er Sleipner-feltet badet i sommerson og havglitter. Prosesstekniker Cecilie Oksum Ralle har tatt en pause i arbeidet og unner seg tid til litt refleksjon. Sleipner har hatt kraftig produksjonsvekst i 2002, og har gitt et vesentlig bidrag til en produksjonsøkning på over 4 prosent på norsk sokkel.



**Innhold:**

Statoil gjennom året	24
Undersøkelse og produksjon Norge	25
Internasjonal undersøkelse og produksjon	28
Naturgass	31
Teknologi: Framtiden begynner på Snøhvit-feltet	33
Foredling og markedsføring	34
Tema: Offensiv i nye etablerte gassmarkeder	36
Selskap, sikkerhet og samfunn	39
Tema: Angola	42
Miljø	45
Tema: Krevende tankfart - streng kontroll	48

## Statoil gjennom året

På de neste sidene presenteres bredden i Statoils virksomhet i 2002 i de tre hovedkapitlene *Forretningsvirksomheten, Selskap, sikkerhet og samfunn og Miljø*. Inndelingen reflekterer Statoils ønske om å bidra til en bærekraftig utvikling gjennom å kombinere en sunn og god forretningsdrift med et praktisk innrettet ansvar for miljø og samfunn.

Statoils virksomhet i 2002 preges av høy produksjon og god regulering, kostnadsreduksjoner og betydelig aktivitetsøkning. Årsoverskuddet på 16,8 milliarder kroner er 0,4 milliarder kroner lavere enn 2001-resultatet, som er Statoils beste hittil. Alle forretningsområdene i Statoil har bidratt til det gode resultatet.

Når det økonomiske resultatet er noe svakere i 2002, skyldes det at gjennomsnittlig oljepris målt i norske kroner var 9 prosent lavere enn året før, selv om den målt i dollar var 2 prosent høyere. Gassprisen var hele 22 prosent lavere enn i 2001, mens solgte

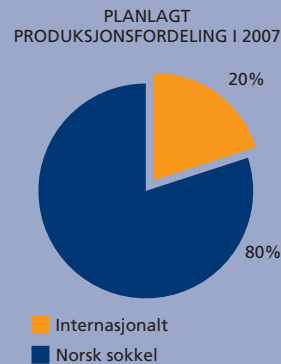
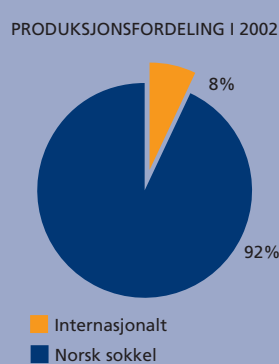
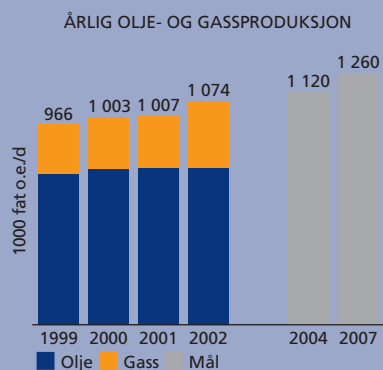


Statoil har overtatt som operatør på Visund-feltet, og på boretårnsveggen på plattformen må Norsk Hydros logo vike plass.

gassmengder økte med hele 34 prosent. Gassaktiviteter preger ellers 2002 med anleggsstart på Snøhvit, ny gasskontrakt i Storbritannia og tilgang til markedet i USA.

Parallelt med veksten i etter-

spørselen, skjerpes kravene til renere produksjon. Denne utfordringen tar Statoil på alvor. En rekke tiltak er iverksatt innenfor eksisterende virksomhet og i planleggingen av nye prosjekter, som bidrar til et bedre ytre miljø.





## Undersøkelse og produksjon Norge

**Statoil er den ledende produsenten på norsk sokkel. Selskapets egenopererte felt står for 58 prosent av den samlede norske olje- og gassproduksjonen. Statoil er operatør for 20 olje- og gassfelt, som omfatter 18 bemannede plattformer og produksjonsskip, 4 ubemannede installasjoner og 17 fjernstyrte havbunnsanlegg. Virksomheten i forretningsområdet *Undersøkelse og produksjon Norge* er organisert i de fire kjerneområdene Troll/Sleipner, Tampen, Halten/Nordland og Tromsøflaket.**

Nøkeltall (i millioner kroner)	2002	2001
Driftsinntekter	56 290	65 655
Resultat før finans	31 463	40 697
Brutto investeringer	11 023	10 759

Statoils egenproduksjon fra norsk sokkel har vært rekordhøy i 2002, med et gjennomsnitt på 989 000 fat oljeekvivalenter per dag. Det er en økning på 5,2 prosent fra 2001. Årsaken til den positive produksjonsutviklingen er høy regularitet ved anleggene og høyt avtak av naturgass fra Statoils kunder i Europa.

Ved årsskiftet 2002-2003 overtok Statoil operatørskapet for feltene Snorre, Visund, Tordis og Vigdis fra Norsk Hydro. Med overtakelsen har Statoil fått 550


nye medarbeidere. Om lag 250 av disse arbeider på plattformene Snorre A og B og Visund. Vigdis og Tordis er undervannsinstallasjoner.

### Statoil blir eneoperatør

Overtakelsen innebærer at Statoil blir eneoperatør i Tampen-området. Tampen omfatter hovedfeltene Statfjord, Gullfaks, Snorre og Visund, som har til sammen 9 bemannede plattformer, samt en rekke undervannsutbygginger som er knyttet opp mot hovedfeltene. Avtalen om

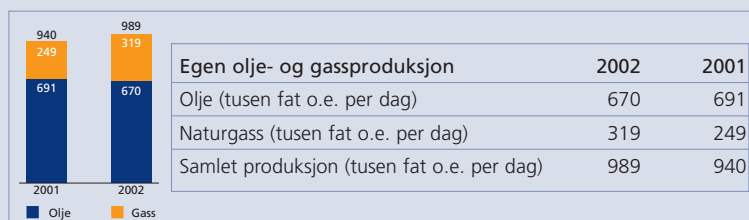
operatørskiftet mellom Statoil og Hydro ble inngått etter Hydros oppkjøp av Saga Petroleum i 1999.

Tampen er et viktig kjerneområde for Statoil, men har også stor betydning for den nasjonale olje- og gassproduksjonen. Området produserer om lag 1 million fat oljeekvivalenter per dag. Det utgjør en fjerdedel av samlet norsk produksjon. Men produksjonsbildet er sammensatt. Felt er under utbygging, samtidig som produksjonen er på vei ned på andre felt. Statoil har startet et omfattende arbeid for å finne fram til løsninger som kan gi lengst mulig produksjon på Tampen. Det er satt i gang et eget prosjekt, Tampen

 [www.statoil.com/norske\\_felt](http://www.statoil.com/norske_felt)



Under avgrensingsboring på Tyrihans Sør på Haltenbanken har boreriggen Stena Don påvist mer olje og gass. Det ble avsluttet 20 letebrønner i 2002, og 13 av disse ble operert av Statoil. 5 av letebrønnene var boret som leteforlengelser til produksjonsbrønner. Det ble gjort funn i 14 av brønnene. Samlet volum er i størrelsesorden 130 millioner fat oljeekvivalenter.



Egen olje- og gassproduksjon	2002	2001
Olje (tusen fat o.e. per dag)	670	691
Naturgass (tusen fat o.e. per dag)	319	249
Samlet produksjon (tusen fat o.e. per dag)	989	940

Operasjonell utvikling	2002	2001
Reserveerstatningsrate <sup>(1)</sup>	0,6	0,8
Funn- og utviklingskostnader (USD/fat o.e.) <sup>(2)</sup>	5,9	9,4
Produksjonskostnad (USD/fat o.e.) <sup>(3)</sup>	3,0	2,8

(1) Totalt tilførte reserver i forhold til produksjon. 3-års gjennomsnitt.  
(2) Total leteaktivitet og investeringer i feltanlegg. 3-års gjennomsnitt.  
(3) Produksjonskostnader i felt og transportsystemer.



2020, som har som ambisjon å øke verdiskapingen og forlenge levetiden for området.

Utfordringene på Tampen dreier seg om samordning og effektivisering, om miljøutfordringer knyttet til høy vannproduksjon, og ikke minst om lønnsomheten for felt som er i en sen produksjonsfase. Statfjord er en god illustrasjon på disse utfordringene.

### Statfjord senfase

Statfjordfeltet produserte på toppnivå 850 000 fat olje per dag.

Statoils olje- og gassproduksjon – Norsk sokkel		
(1 000 fat oljeekvivalenter/dag)		
Felt	2002	Eierandel
Statfjord	98,1	44,34%
Statfjord øst	9,8	25,05%
Statfjord nord	9,5	21,88%
Gullfaks	159,1	61,00%
Troll gass	100,9	20,81%
Heidrun	24,2	12,43%
Norne	48,7	25,00%
Sleipner vest	119,3	49,50%
Sleipner øst	34,8	49,60%
Åsgard	84,8	25,00%
Veslefrikk	5,5	18,00%
Sygna	7,7	24,73%
Gungne	16,3	52,60%
Glitne	21,9	58,90%
Huldra	12,4	19,66%
Sum Statoil-opererte	753,2	
Partner-opererte	235,7	
Underløfting	-3,2	
Total løftet produksjon	985,6	

Det tilsvarer fire ganger Norges forbruk. Nå er produksjonen nede på 125 000 fat per dag. Statfjords videre drift utredes nå i et eget prosjekt som har fått navnet Statfjord senfase. Det har som siktemål å forlenge levetiden på Statfjord, ved at man utvinner de store gjenværende gassreservene i feltet samt en del vanskelig tilgjengelig olje. Løsningen for Statfjords senfase forventes lagt fram senere i år, og tidspunkt for beslutning forventes tidlig i 2004.

### Store muligheter

Mulighetene i Tampen-området er fortsatt store. 40 prosent av tilstedeværende olje og 15 prosent av gassen er hittil produsert. Statoil har som operatør på Statfjord og Gullfaks oppnådd betydelige resultater gjennom økt oljeutvinning. Det er utvunnet 1,5 milliarder fat olje mer enn forutsatt i utgangspunktet, til en salgsverdi av nærmere 250 milliarder kroner.

Statfjord-feltet har passert en utvinningsgrad på 60 prosent, og det arbeides nå med å komme over 68 prosent.

### Kristin-kontrakter

I tilknytning til utbyggingen av gassfeltet Kristin på Haltenbanken, som nå er under utbygging, er det i løpet av 2002 tildelt flere store kontrakter. Kontrakt for bygging av stålskroget til 475 mil-

lioner kroner er tildelt Samsung Heavy Industries Co. i Sør-Korea. Aker Stord er tildelt kontrakt for bygging av dekk, med prosess- og hjelpeutstyr til en verdi av 5 milliarder kroner. Det er også inngått intensjonsavtale med Kværner Oilfield Products om bygging av undervannsprødsjonsutstyret til feltet. Avtalen har en verdi på 1 milliard kroner.

### Kvitebjørn i rute

Gass- og kondensatfeltet Kvitebjørn, i nærheten av Tampen-området, kommer i produksjon i 2004. I løpet av året er det plassert kontrakter for installering av rørledninger og for sammenkobling og uttesting av systemene på plattformen.

Nedre del av plattformunderstellet ble installert på feltet i september. Havdypet på feltet er vel 190 meter, og stålunderstellet er fabrikkert i to deler som kobles sammen på feltet i mars 2003. Like før jul ble plattformdekket, som veier 10 000 tonn, rullet ut fra fabrikkhallen ved ABB Offshore Systems verft i Haugesund.

### Snhøvit-kontrakter

Utbyggingen av Snhøvit-prosjektet ble godkjent i mars 2002. Snhøvit vil bli Norges og Europas første eksportanlegg for nedkjølt, flytende naturgass (LNG). En rekke større kontrakter er

Bøyelasteskipet *Polytraveller* hentet den første lasten fra Statfjord-feltet den 9. desember 1979, og sikret seg dermed en varig plass i Statoils historie. Den 3. desember 2002 leverte den sin siste last til råoljeterminalen på Mongstad. Etter 23 års tjeneste, i hovedsak med råoljelaster fra Statfjord og Gullfaks, har *Polytraveller* falt for aldersgrensen.



plassert. Det tyske konsernet Linde er tildelt kontrakten for prosjektering, innkjøp og byggeledelse for LNG-fabrikken, til en verdi av 1,6 milliarder kroner. Belgiske Tractebel Industry Engineering skal levere produkt-tanker og lastesystemer til skip, til en verdi av 2,3 milliarder kroner. Kontrakten for utsprenngning og planering av arealene for land-anlegget på Melkøya utenfor Hammerfest, ble tildelt AFS-Pihl Group. Dragados Offshore i Spania skal bygge og installere prosessanlegget. Kontrakten har en verdi på 1,5 milliarder kroner.

#### Økte kostnader

Kostnadsrammen for Snøhvit-prosjektet er økt med 5,8 milliarder kroner, fra 39,5 til 45,3 milliarder kroner. Hovedårsaken til kostnadsøkningen er at kapasiteten ved LNG-fabrikken ble økt

med 30 prosent. Konsekvensene av en slik økning, som førte til betydelig vektøkning, ble undervurdert. Oppstart av anleggsarbeidene våren 2002 ble dessuten forsinket i tre måneder, fordi miljøstiftelsen Bellona klaget skattevilkårene for prosjektet inn for det europeiske frihandelsforbundets kontrollorgan ESA. Bellona mente skattevilkårene for prosjektet var i strid med EØS-avtalens regler om statsstøtte. Saken ble avklart mellom norske myndigheter og ESA, men tids-tapet bidro til kostnadsøkningen for prosjektet.


#### Miljømotstand

Da anleggsarbeidene kom i gang ble det demonstrert mot utbyggingen i Hammerfest, noe som førte til anleggsstans. Avbruddet ble imidlertid begrenset til to uker.

Aksjonen mot prosjektet var i hovedsak begrunnet med motstanden mot å øke de nasjonale CO<sub>2</sub>-utslippene, og mot å åpne Barentshavet for ytterligere leteaktivitet og utbygging. CO<sub>2</sub> som følger brønnstrømmen inn fra Snøhvit-feltet vil bli reinjisert, mens CO<sub>2</sub>-mengdene som kommer fra nedkjølingsprosessen på LNG-fabrikken slippes ut i atmosfæren. Det dreier seg om 900 000 tonn årlig.

#### Et godt miljøprosjekt

Ut fra andre sammenligninger er Snøhvit et godt miljøprosjekt. På feltet er det ingen installasjoner som skaper konflikt med fiskeri-interessene. Havbunnsanleggene kan overtråles. Produksjonen på feltet vil skje i lukkede systemer uten utslipp. Et biologisk renseanlegg på land skal håndtere skadelige utslipp.

 [www.statoil.com/snohvit](http://www.statoil.com/snohvit)

Statoil er engasjert i til sammen 14 utbyggingsprosjekter på norsk sokkel, med en samlet investeringsramme på 100 milliarder kroner. Utbyggingsperioden går fram til 2006. De viktigste prosjektene er gjengitt i denne oversikten.

#### Prosjekter under utbygging

Felt	Statoils andel	Statoils investering*	Produksjonsstart	Platåproduksjon Statoils andel**	Levetid
Snøhvit	22,29%	10,1	2006	27 000	30
Kristin	46,60%	7,9	2005	110 000	12
Mikkel	41,62%	0,9	2003	22 000	17
Kvitebjørn	50,00%	5,0	2004	105 000	17
Sigyn	50,00%	1,0	2002	23 000	9
Fram Vest	20,00%	0,9	2003	12 000	18

\*Estimert i mrd kr. \*\*Fat o.e./dag.



Sprengningsarbeid og planering av arealene til LNG-fabrikken på Melkøya utenfor Hammerfest, er kommet godt i gang. Tidlig i 2003 var arbeidsstyrken kommet opp i 250 mann, og den vil øke til 1 200 når aktiviteten er på sitt høyeste i 2004 og 2005.



Produksjonen fra satellittfeltet Sigyn i Sleipner-området kom i gang i desember 2002, tre måneder før opprinnelig planlagt. Feltet inneholder både gass og lettoljer som prosesseres på Sleipner A-plattformen.

## Internasjonal undersøkelse og produksjon

**Internasjonal undersøkelse og produksjon er ansvarlig for Statoils samlede letevirksomhet utenfor norsk sokkel, samt for utbygging og produksjon av olje og gass internasjonalt. Forretningsområdet har også ansvar for Statoils salg av naturgass utenfor Europa. Statoil har betydelige posisjoner i den Kaspiske region, Vest-Afrika, Vest-Europa og Venezuela.**

Nøkkel tall (i millioner kroner)	2002	2001
Driftsinntekter	6 769	7 693
Resultat før finans	1 086	1 291
Brutto investeringer	5 995	5 027

2002 har vært et nytt framgangsrikt år for Statoils lete- og produksjonsvirksomhet utenfor norsk sokkel. Produksjonsveksten har vært større enn planlagt, og Statoil har fått et gjennombrudd i Iran gjennom tildeling av et operatørskap på verdens største gassfelt, South Pars. I februar 2003 ble selskapet også tildelt operatørskap utenfor kysten av Venezuela. Det er tatt utbyggingsbeslutninger i Angola og Aserbajdsjan som vil bidra sterkt til framtidig produksjonsvekst.

### Girassol raskt på plata

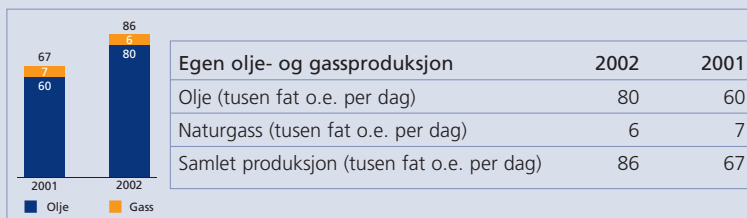
Gjennomsnittlig olje- og gasspro-

duksjon var 86 000 fat oljeekvivalenter per dag. Det er en økning på 28 prosent fra 2001, og 5 000 fat mer enn planlagt ved årets begynnelse. Girassol-feltet, utenfor kysten av Angola, bidrar sterkt til produksjonsveksten. Feltet begynte å produsere i desember 2001, og det kom opp på plataproduksjon med 200 000 fat per dag fem måneder før planen, i februar 2002. Statoils andel er 13 prosent.

Girassol i Angola og Sincor i Venezuela er de største bidragstyperne til Statoils produksjon utenfor norsk sokkel.

Produksjonen i Sincor er basert på store tungoljereserver som gjennom et oppgraderingsanlegg omdannes til syntetisk, svovelfri råolje. Sincor kom i normal produksjon i mars 2002, etter at oppgraderingsanlegget var ferdig. Statoil har flere medarbeidere i nøkkelstillinger i prosjektet. Produksjonen har foregått uten problemer, inntil den ble stengt ned i en periode på 10 uker fra midt i desember 2002 til slutten av februar 2003, på grunn av politisk uro og streik i landets oljeindustri.

Mens Sincor kan karakteriseres som en suksess, har produksjonen på oljefeltet LL652 i Maracaibosjøen vært skuffende. Produksjonen er lav, og forventningene om å få ut mer olje av det 35 år gamle feltet, med nye brønner og nytt produksjonsutstyr, er ikke innfridd. Statoil skrev ned feltets verdi med 2 milliarder kroner i 2001, og skriver det nå ytterligere ned med 0,8 milliarder kroner.



Operasjonell utvikling	2002	2001
Reserveerstatningsrate <sup>(1)</sup>	2,8	2,5
Funn- og utviklingskostnader (USD/fat o.e.) <sup>(2)</sup>	6,9	8,6
Produksjonskostnad (USD/fat o.e.) <sup>(3)</sup>	3,3	5,2

(1) Totalt tilførte reserver i forhold til produksjon. 3-års gjennomsnitt.  
 (2) Total leteaktivitet og investeringer i feltanlegg. 3-års gjennomsnitt.  
 (3) Produksjonskostnader i felt og transportsystemer.



### Utbygging i Angola

Det er i 2002 vedtatt tre nye utbygginger i Angola som i løpet av tre-fire år vil vise godt igjen i form av økt produksjon. Det er feltene Kizomba B, Xikomba og Jasmim som samlet vil gi Statoil 45 000 fat i daglig produksjon. Sammen med produksjonen fra Girassol og fra Kizomba A, som ble vedtatt i 2001, vil dette bringe Statoils totalproduksjon fra Angola opp i om lag 80 000 fat per dag fra 2006. Med Dalia, som planlegges vedtatt i 2003, vil produksjonen bli på over 100 000 fat.

### Rørledning fra Baku

I Aserbajdsjan har Statoil, sammen med de øvrige partnerne i det store oljefeltet Azeri-Chirag-

Gunashli, vedtatt å sette i gang utbyggingsfase 2. Når denne utbyggingen er fullført vil Statoils andel av produksjon fra feltet komme opp i nærmere 60 000 fat per dag. Det er også tatt beslutning om bygging av rørledningen som skal føre oljen fra Azeri-Chirag-Gunashli fra Baku i Aserbajdsjan gjennom Georgia og fram til eksporthavnen Ceyhan på den tyrkiske middelhavskysten. Dette er et gigantisk rørledningsprosjekt, der Statoil skal investere om lag 2 milliarder kroner. Anleggsarbeidet starter i løpet av våren 2003, og ledningen skal tas i bruk i 2005.

### Operatøroppgave i Iran

Et viktig mål i Statoils interna-

sjonalisering ble nådd da selskapet i oktober inngikk avtale med det iranske selskapet Petropars om å bli operatør for fasene 6, 7 og 8 i utbyggingen av det gigantiske gass- og kondensatfeltet South Pars. Statoil skal bygge tre produksjonsplattformer og tre rørledninger inn til et landanlegg. Statoil vil investere 2,2 milliarder kroner i South Pars-utbyggingen, og investeringer og avkastning skal betales gjennom inntekter fra våtgass- og kondensatproduksjonen. Utbyggingen skal være ferdig i 2004.

Statoil bearbeider også andre muligheter for deltakelse i utviklingen av Irans olje- og gassreserver.

## Statoil i Sør-Kinahavet

På Lufeng-feltet i Sør-Kinahavet har Statoil i mer enn fem år vært operatør for en oljeproduksjon som har hatt en regularitet på nærmere 99 prosent. Ved utgangen av 2002 har produksjonsskipet Munin produsert vel 30 millioner fat olje til en salgsverdi av 532 millioner US-dollar. Feltet produserer nå 7 000 fat per dag.

Produksjonen på Lufeng startet 27. desember 1997. Lufeng er et



lite felt, og planen var først å produsere i tre år. Senere er produksjonstiden forlenget to ganger, først til 2002 og så til 2004. Statoils eierandel i Lufeng er på 75 prosent, og China National Offshore Oil Company har 25 prosent. Statoil har, i tillegg til ansvaret for den daglig driften, ansvar for opplæring av kinesisk personell.

### Statoils olje- og gassproduksjon – Internasjonalt

(1 000 fat oljeekvivalenter/dag)

Felt	2002	Eierandel
Girassol	23,2	13,33%
Azeri-Chirag-Gunashli	9,5	8,56%
Sincor	14,1	15,00%
LL652	2,0	27,00%
Siri (solgt i 2002)	6,6	40,00%
Lufeng	4,6	75,00%
Alba	11,3	17,00%
Dunlin	4,5	28,76%
Merlin	0,3	2,35%
Schiehallion	5,9	5,88%
Total oljeproduksjon	81,8	
Jupiter (gass)	5,6	30,00%
Total produksjon	87,4	



Statoil deltar med 8,7 prosent i en ny oljerørledning fra Kaspishavet til Ceyhan på den tyrkiske middelhavskysten. Ledningen blir 1 760 kilometer lang, og gjør det mulig å øke produksjonen på oljefeltet Azeri-Chirag-Gunashli i Aserbajdsjan.



Girassol-feltet utenfor kysten av Angola er største bidragsyter til Statoils oljeproduksjon utenfor Norge.

### Leteoperatør i Venezuela

I Venezuela er Statoil tildelt operatørskap i en leteblokk i området Plataforma Deltana. Den tildelte blokken dekker et areal på 1 435 kvadratkilometer, og ligger på et vanddyb på mellom 200 og 800 meter. Lisensene i Plataforma Deltana er de første offshore-lisensene som er delt ut i Venezuela. Statoil er også kommet med i to nye letelisenser utenfor kysten av Brasil, og er nå engasjert i til sammen fire lisenser.

Statoil arbeider systematisk i flere land med sikte på å oppnå tilgang til letearealer og operatøroppgaver. Selskapet har i 2002 vært deltaker i flere interessante funn, og de fleste funnene er påvist i Angola.

### Gass til Tyrkia og USA

I løpet av 2002 er første utbyggingstrinn i det gigantiske aserbajdsjanske gass- og kondensatfeltet Shah Deniz i Kaspiahavet

modnet fram til beslutning.

Utbygging av feltet og rørledning for gasstransport ble godkjent i partnerskapet 27. februar. Statoil og BP, som er teknisk operatør, er de største deltakerne i Shah Deniz, med en eierandel på 25,5 prosent hver. Investeringene kommer på 3,2 milliarder USD. De dekker feltkostnader, landanlegg og en 650 kilometer lang eksportledning, South Caucasus Pipeline. Den går gjennom Georgia til grensen av Tyrkia. Det er inngått salgskontrakt for 6,6 milliarder kubikkmeter gass årlig i det tyrkiske markedet. I tillegg kommer salg til Georgia og Aserbajdsjan samt salg av kondensat. Produksjonsstart er planlagt til 2006. Statoil blir kommersiell operatør og får ansvar for gassalg, kontraktsadministrasjon og foretningutvikling for gass- og kondensatfeltet Shah Deniz i Kaspiahavet. Avtalen omfatter også transportsystemene.

Statoil har i 2002 inngått avtale

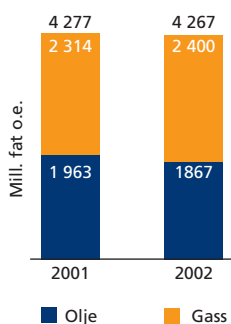
om å overta det amerikanske selskapet El Pisos kjøpekontrakt for flytende naturgass (LNG) fra Snøhvitfeltet. I tillegg har Statoil sikret seg rettigheter til en tredjedel av kapasiteten ved mottaksterminalen for LNG, Cove Point i Maryland. Det innebærer at Statoil selv begynner å selge gass i USA i 2003.

### Corrib forsinket

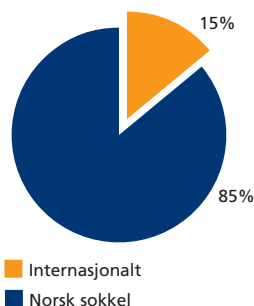
Utbyggingen av gassfeltet Corrib, nord-vest for Irland, er blitt forsinket. Planen var å starte produksjonen ved årsskiftet 2003/2004, men på grunn av omfattende hørings- og godkjeningsprosesser blir prosjektet om lag et år forsinket. Shell er operatør, og Statoils andel på 36,5 prosent vil gi en produksjon på 3,25 millioner kubikkmeter per dag.

Statoils lete- og produksjonsvirksomhet på dansk sokkel er solgt til det danske selskapet DONG.

SIKRE RESERVER



RESERVEFORDELINGEN

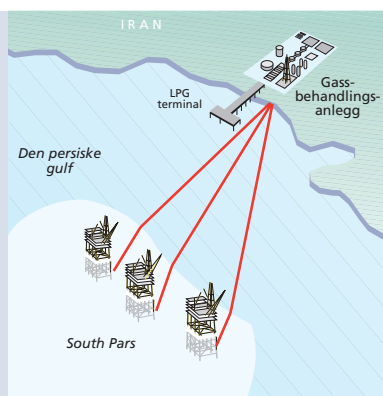


Prosjekter under utbygging

Felt	Statoils andel	Statoils investering*	Produksjonsstart	Platåproduksjon Statoils andel**	Levetid
Azeri-Chirag-Gunashi fase 1	8,56%	2,3	2005	28 000	15
Azeri-Chirag-Gunashi fase 2	8,56%	3,5	2006	30 000	15
Xikomba	13,33%	0,4	2003/4	9 000	7
Kizomba A	13,33%	3,9	2004	30 000	20
Kizomba B	13,33%	3,7	2005	30 000	20
Jasmim	13,33%	0,5	2003/4	6 000	6
Corrib	36,50%	2,3	2005	20 000	15
South Pars 6, 7 og 8	Inntil 40%	2,3	2005	20 000	4***

\*Estimert i mrd kr. \*\*Fat o.e./dag. \*\*\*Tilbakebetalingsperiode.

Statoil har fått et gjennombrudd i Iran gjennom tildeling av operatørskap for utbyggingsfasene 6, 7 og 8 på gassfeltet South Pars. Statoil skal bygge tre produksjonsplattformer og legge tre rørledninger inn til et landanlegg. Produksjonen skal starte ved utgangen av 2004.



# Naturgass

**Forretningsområdet Naturgass har ansvaret for transport, prosessering og markedsføring av gass fra norsk sokkel til Europa. Statoil markedsfører i tillegg til sin egen gass også den norske stats gass, og står dermed for to tredjedeler av samlet norsk gasseksport.**

Nøkeltall (i millioner kroner)	2002	2001
Driftsinntekter	24 536	23 468
Resultat før finans	8 918	9 629
Brutto investeringer	465	671

Statoil har hatt en kraftig vekst i salget av naturgass fra norsk sokkel. Det ble solgt 19,6 milliarder kubikkmeter egen gass i 2002. I 2001 ble det solgt 14,7 milliarder kubikkmeter, og økningen er på 34 prosent.

I tillegg solgte Statoil 23,5 milliarder kubikkmeter på vegne av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Tilsvarende salgstall i 2001 var 18,9 milliarder kubikkmeter.

## Gassmarked i vekst

I løpet av de siste 10 årene har gassforbruket i Europa vokst med hele 40 prosent. Statoil har i samme tidsrom bygget seg opp

til å bli en stor aktør i det europeiske gassmarkedet. Selskapet dekker nå i overkant av 7 prosent av Europas forbruk gjennom salg av egen gass og SDØE-gass. I 2001 var forbruket i Europa 485 milliarder kubikkmeter og 490 milliarder kubikkmeter i 2002. Det internasjonale energibyrået IEA regner med årlig vekst i gassforbruket på 3 prosent i perioden 2000-2010. Storbritannia, som har vært selvforsynt med naturgass, framstår nå som et spennende marked. Landet vil få et økende importbehov, og Statoil har gode muligheter for å bygge en sterk posisjon. Statoils markedsposi-

sjon beskrives nærmere i en artikkel på side 34 og 35.

## Ny kontrakt i Storbritannia

Statoil undertegnet i juni 2002 en kontrakt med British Gas Trading Ltd., for levering av fem milliarder kubikkmeter naturgass årlig, i en periode på ti år. British Gas Trading Ltd. er et datterselskap av Centrica, som er Storbritannias største leverandør til husholdningsmarkedet. Leveransene vil starte i 2005.

Statoil inngikk i 2001 en gasskontrakt med BP om leveranser på til sammen 24 milliarder kubikkmeter til det britiske markedet i 15 år.

Med et samlet volum for de to kontraktene på 74 milliarder kubikkmeter gass, befester Statoil sin posisjon som største gass-eksportør til Storbritannia.

## Kjøper gasslager

Statoil har i 2002 kjøpt rettighetene til et underjordisk gasslager som skal bygges i Aldbrough i nærheten av Hull, på østkysten



Statoil deltar med en eierandel på 30 prosent i gasskraftverket Dublin Bay Power Plant i Irland. Det vil kunne dekke 10 prosent av det totale irske kraftbehovet.



Statoil blir medeier i tre store LNG-tankerskip som skal frakte Snøhvit-gass til markeder i Sør-Europa og USA. Statoils eierandel er i gjennomsnitt 32 prosent i skipene. De bygges i Japan og leveres i perioden november 2005 til april 2006.



av England. Lageret skal brukes som en buffer mot mulige driftsforstyrrelser ved gassterminaler. Det skal også gi forsyningsikkerhet for Statoils gassleveranser og fungere som et forretningsverktøy i markedsoperasjoner. Anlegget består av tre underjordiske kaverner, og vil stå ferdig i 2007.

#### Gassknutepunkt i Tyskland

Sammen med selskapene Ruhrgas og BEB har Statoil etablert selskapet North Western European Hub Company. Selskapet tilbyr knutepunktjenester for gass-transaksjoner i Emden-området, som er et geografisk sentralt område for gjennomstrømming av gass fra norsk sokkel til det tyske og nederlandske rørledningsnettet. Ved å utnytte de fysiske anleggene i dette området, kan selskapet tilby sine kunder handelsmuligheter knyttet til kortsiktige gassleveranser i Nordvest-Europa.

#### Usikkert for Polen

I september 2001 ble det inngått en større avtale om salg av naturgass til Polish Oil and Gas Company. Med leveransestart i 2008 skulle det polske selskapet motta til sammen 73,5 milliarder kubikkmeter gass, fordelt over en periode på 16 år. Kontrakten er imidlertid ikke gjort endelig, ettersom flere delvilkår ikke er

innfridd. Det er derfor økende usikkerhet knyttet til om disse vilkårene vil bli innfridd før den endelige tidsfristen som er 1. oktober 2005.

#### EU trakk klageskriv

EU-kommisjonen besluttet i juli 2002 å trekke klageskrivet mot Statoil og andre selskaper på norsk sokkel, for brudd på EUs konkurranseregler vedrørende markedsføring av norsk gass, gjennom Gassforhandlingsutvalget (GFU). Klageskrivet ble trukket etter at Statoil kom til enighet med EU om en minnelig løsning. Statoil forplikter seg, i perioden fra 1. juni 2001 til 30. september 2005, å tilby salg av totalt 13 milliarder kubikkmeter gass til nye kunder. Definisjonen av nye kunder er, «alle selskaper innen EU som ikke var blant Statoils langsiktige kunder før 2001.» Avtalen gjelder med tilbakevirkende kraft fra 1. juni 2001. En del av det totale gassvolumet er derfor allerede solgt.

Statoil har påtatt seg forpliktelsene uten noen innrømmelser om at selskapets markedsføring og markedsføringsaktiviteter gjennom GFU brøt med konkurransereglene i EU.


#### Kontor i Paris

Strukturen i gassmarkedet endres

som følge av innføringen av EUs gassdirektiv. Antallet mulige nye kunder øker kraftig, samtidig som salgskontraktene får kortere varighet og volumene under disse kontraktene blir mindre. Statoil har på den bakgrunn opprettet kontor i Paris, for å skape nye forretningsmuligheter og for å følge opp markedene i Frankrike, Italia og Spania, som Statoil er inne i. Disse landene kan også bli viktige markeder for Statoils framtidige egenproduksjon av gass utenfor norsk sokkel.

#### Nytt selskap for gassrør og terminaler

Med virkning fra 1. januar 2003 er eierinteressene i de norske gassrørledningene og terminalene samordnet i interessentskapet Gassled. Til sammen er forskjellige eierinteresser i 15 lisenser blitt samordnet. Den nye organisasjonsmodellen, med det statlige selskapet Gassco som operatør, åpner muligheter for mer effektiv drift og utvikling av det norske gasstransportsystemet. Statoil er teknisk driftsoperatør for de fleste ledningene og terminalene i Gassled. Statoil har en gjennomgående eierandel på 21 prosent i Gassled. Eierandelene i mottaksterminalene for gass i Zeebrugge og Dunkerque, som også inngår i Gassled, er noe mindre, om lag 10 og 13 prosent.

 [www.statoil.com/rorsystemer](http://www.statoil.com/rorsystemer)

Et gasstankskip legger til kai ved Kårstø gassprosesseringsanlegg. Statoil har eierandeler i og driftsoperatørskap for store deler av infrastrukturen for gass-eksport fra norsk sokkel. Den består av verdens største rørledningssystem til havs og gassbehandlingsanlegg i Norge, på kontinentet og i Skottland.



# Framtiden begynner på Snøhvit-feltet

## [Teknologi]

**I mer enn 20 år har Statoil forsket på flerfaseteknologi. Statoil er blant de fremste selskapene i verden til å beherske flerfase, som betyr å kunne transportere ubehandlet brønnstrøm av olje, vann og gass gjennom samme rørledning. Denne teknologien har gjort det mulig å bygge ut gassfeltet Snøhvit utenfor kysten av Hammerfest. Forklaringen er kostnadsbesparelsene Statoil har oppnådd ved å slippe en bemannet feltinstallasjon ute havet, med de driftskostnadene som følger av det. Derfor åpner Snøhvit også store framtidsperspektiver.**

### Milliarder å spare

Snøhvit-feltets havbunnsløsning er basert på at en 175 kilometer lang rørledning skal frakte den ubehandlede brønnstrømmen av gass, kondensat, vann og karbon-dioksid inn til land. På Snøhvit tar Statoil dermed flerfaseteknologien et langt steg videre, etter som den lengste transportavstanden for ubehandlet gass og væske i verden i dag er om lag 100 kilometer. Statoil driver allerede fler-

faseanlegg på Åsgard-feltet og mellom Troll A-plattformen og gassterminalen på Kollsnes. Flerfasetransport fra Troll A gjorde det mulig å flytte det store anlegget for gassprosessering fra selve plattformen, der det opprinnelig var planen å bygge det, og inn til land. Det resulterte i kraftig vektreduksjon på plattformen, lavere offshore-bemannning og i sum innsparinger på flere milliarder kroner.

### Omfattende forskning

Ved Statoils forskningssenter i Trondheim er det lagt ned et svært omfattende arbeid for å forstå hvordan flerfasestrømningene oppfører seg under ulike vilkår, og hvordan en får til en mest mulig forutsigbar og jevn strømning i rørledningene. Statoil har nådd langt i faglig innsikt i flerfasetransport, og direktør Ingve R. Theodorsen ved forskningssenteret ser store muligheter.

### Muligheter i nordområdene

«Flerfaseteknologien er en svært verdifull kompetanse vi kan ta

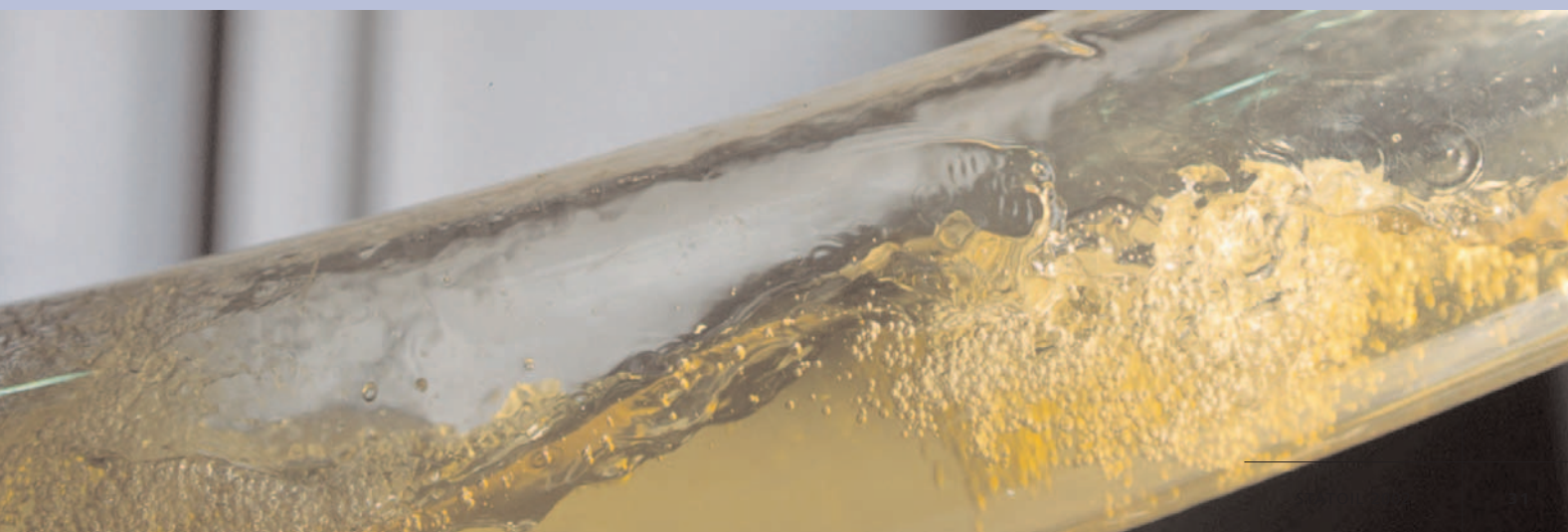


Med Snøhvit-utbyggingen er lengden man sender en flerfasestrøm tøyd til nesten det doble av dagens praksis.

med oss i vår internasjonalisering. Teknologien kan brukes videre i nordområdene. Jeg ser ikke noe til hinder for en havbunnsløsning med tilhørende flerfasetransport på det store gassfeltet Stokmanovskaya, på russisk side i Barentshavet.»

Forskningsdirektøren utelukker heller ikke at miljøkrav kan føre til at oljeindustrien må finne alternativer til konvensjonelle utbyggingsløsninger. Statoil vil i så fall stille sterkt med sin kompetanse på flerfase og havbunnsløsninger.

Utfordringen med å transportere ubehandlet olje, gass og vann gjennom samme rørledning, er å håndtere at de ulike komponentene oppfører seg forskjellig. Betydelig forskningsinnsats har vært lagt ned i å forutse hva som skjer inne i ledningen.



## Foredling og markedsføring

**Forretningsområdet Foredling og markedsføring har i 2002 bestått av 7 resultatområder: Oljesalg og forsyning, med ansvar for salg av råoljer, våtgass og raffinerte produkter, Raffinering, som foredler råoljer på Mongstad og i Kalundborg, Nordisk Energi selger tradisjonelle oljeprodukter og naturgass i Norden, Detaljhandel har ansvar for bensinstasjonsnettet, Metanol driver metanolproduksjon på Tjeldbergodden, shippingsselskapet Navion og Borealis, et europeisk petrokjemikonsern som eies 50% av Statoil.**

Nøkkel tall (i millioner kroner)	2002	2001
Driftsinntekter	211 152	203 387
Resultat før finans	1 637	4 480
Brutto investeringer	1 771	811

### Oljesalg og forsyning

Det internasjonale råoljemarkedet har i 2002 i det vesentligste vært preget av stigende priser, med høyeste pris på referanseoljen Brent Blend på 31,9 USD per fat og laveste pris på 18,0 USD per fat i 2002. Utviklingen har vært preget av svak vekst i verdensøkonomien. I første halvår var det innført produksjonsbegrensninger på norsk sokkel. Referanseoljen Brent er utvidet med to nye oljekvaliteter, Forties og Oseberg. Det forventes å gi en mer forutsigbar

og representativ prising av råoljer fra Nordsjøområdet, noe som er svært viktig for Statoil.

Statoil solgte i 2002 gjennomsnittlig 2,4 millioner fat olje per dag. Av dette utgjorde selskapets egen produksjon 31 prosent, salg av råolje innkjøpt fra den norske stat utgjorde 45 prosent og olje kjøpt fra tredjepart utgjorde 24 prosent. Statoils viktigste oljekunder er egen raffinerivirksomhet og større oljeselskaper i Skandinavia, Europa, USA og Asia.

Statoils oljesalg ga et godt økonomisk resultat i 2002.

### Raffinering

Med unntak av en kortere periode senhøstes, har raffineringsmarginene i 2002 vært lave, og resultatet for året er utilfredsstillende. I juli 2002 ble det tatt i bruk et nytt anlegg for avsvovling av gassoljer, ved raffineriet i Kalundborg. Ved Mongstad-raffineriet vil et nytt anlegg for bensinavsvovling komme i produksjon første kvartal 2003. Begge anleggene er gjennomført som planlagt og innenfor budsjett. Et nytt oljevernsenter på Mongstad er tatt i bruk, og har medført at havnen nå er bedre rustet til å forebygge og håndtere oljesøl. Det er besluttet å utvide kaikapasiteten for råoljeksport fra Mongstad. Utvidelsen gjør det mulig å laste flere store tankskip som kan frakte råolje til Nord-Amerika og Asia. Produksjonen fra raffineriene på Mongstad og i Kalundborg leveres både til eget distribusjonsnett og til kunder i Skandinavia, Europa og USA.



Statoil skal for første gang levere en energiløsning med varmepumper basert på sjøvann og propan til et større boligprosjekt i Stavanger.



Statoil har inngått avtaler om kjøp av 79 bensinstasjoner i Polen og 61 stasjoner i Estland, Latvia og Litauen. Statoil vil etter overtakelsen ha om lag 200 stasjoner i Polen og 150 i de baltiske landene. Transaksjonene forventes gjennomført i løpet av første kvartal 2003.



### Nordisk Energi

Også i 2002 oppnådde resultatområdet Nordisk Energi en bedring i resultatet. Dette skyldes delvis noe høyere solgt volum, men framfor alt at kostnadene er kraftig redusert. Datterselskapet Meganor, som omsatte elektrisk kraft i husholdningsmarkedet i Norge, er solgt. Salg av elektrisk kraft til større bedriftsmarkeds kunder opprettholdes i egen regi, som et viktig supplement til salg av oljeprodukter.

Statoil lanserte høsten 2002, som første norske selskap, en ny fyringsolje som inneholder nær 90 prosent mindre svovel enn vanlig fyringsolje. Statoil har overtatt 24 dieselanlegg i Sverige fra Fortum. Kjøpet bidrar til å styrke Statoils nett av stasjoner for tungtrafikk.

### Detaljhandel

Statoil har i 2002 styrket sin posisjon i bensinmarkedet. I Polen er det inngått avtale om kjøp av stasjonsnett til selskapet Preem Petroleum. I de baltiske landene Estland, Latvia og Litauen er det inngått avtale om kjøp av Shells nett av bensinstasjoner.

Det er bygget 11 nye stasjoner i Polen og de baltiske landene i 2002.

Antall ubemannede stasjoner, under varemerket 1-2-3, er økt fra 21 stasjoner ved forrige årsskifte til 59 stasjoner ved utgangen av 2002. De fordeler seg

med 49 i Skandinavia og 10 i de baltiske landene. Statoil Detaljhandel Skandinavia AS (SDS), som eies 50 prosent hver av Statoil og dagligvarekjeden ICA/Ahold, fortsetter å bygge ut sitt servicekonsept som innebærer utvidet tilbud av dagligvarer på stasjonene. Det var tilgjengelig ved 161 stasjoner ved årsskiftet, og det er en økning på 61 gjennom året.

Ved utgangen av 2002 hadde Statoil i alt 1 883 betjente og ubetjente stasjoner i ni land. Ved årsskiftet åpnet Statoil en service-stasjon i Asker utenfor Oslo, med et videreutviklet Statoil-design. Dette designet vil bli benyttet ved bygging av nye stasjoner og ved moderniseringer i hele stasjonsnettet.

### Navion solgt

I desember ble Navion solgt til Norsk Teekay AS, et heleid datterselskap av Teekay Shipping Corporation, for en netto salgspris på om lag USD 800 millioner. Økonomisk dato for transaksjonen er 1. januar 2003, og salget forventes gjennomført i løpet av første halvår 2003. Navions eierskap i boreskipet *West Navion* og flerbruksskipet *Navion Odin* ble før salget overført til Statoil.

*West Navion* eies 50 prosent av Statoil og 50 prosent av Smedvig, mens *Navion Odin* eies 100 prosent av Statoil.

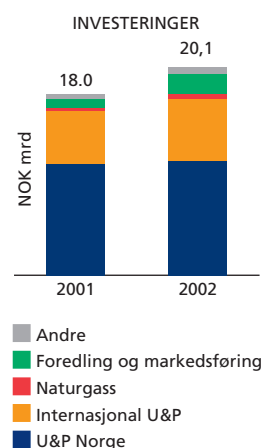
### Metanol

Metanolvirksomheten på Tjeldbergodden var også i 2002 preget av høy regularitet og fortsatt meget gode HMS-resultater. Prisene var svake i begynnelsen av året, men har tatt seg noe opp i siste halvår. Fra høsten 2002 har Statoil utvidet markedsområdet for metanol til kunder også i USA og Canada. Statoil har fra før en sterk markedsposisjon i Europa.

### Borealis

Petrokjemivirksomheten gjennom Statoils 50 prosent eierskap i petrokjemikonsernet Borealis har vært gjennom et år preget av stigende priser i første halvår, avløst av sterkt synkende priser i andre halvår. Virksomheten ga et bedre resultat enn året før, men det er fortsatt ikke tilfredsstillende til tross for positiv effekt av det pågående forbedringsprogrammet.

Selskapet Borouge, som eies av Borealis og Abu Dhabi National Oil Company, hadde offisiell åpning av sitt nye petrokjemianlegg i Ruwais i De forente arabiske emiratene i oktober. Anlegget ble tatt i bruk 1. februar 2002, og ble ferdig i henhold til plan og under budsjett. Det består av en etenfabrikk og to polyetenfabrikker, og baserer seg på Borstar-teknologien som er utviklet av Borealis. Teknologien gjør det mulig å lage tynnere og sterkere plastprodukter.



Fra juli 2002 kunne Statoils raffineri i Kalundborg i Danmark levere nær svovelfri diesel. Dette gir en markant utslippsreduksjon som oppfyller EU-krav til produkt-kvalitet som forventes iverksatt i 2005. Tilsvarende investeringer på Mongstad gjør det mulig for Statoil å levere tilnærmet svovelfri bensin i 2003.



Statoil har i 2002 for første gang levert LPG til Japan som er ett av verdens viktigste markeder. Norge er verdens tredje største LPG-eksportør.

## [Tema] Offensiv i nye og etablerte gassmarkeder

**Statoils tradisjonelle rolle har vært å produsere, transportere og markedsføre norsk gass til et fåtall europeiske kunder. Nå er kundemassen på kontinentet mangedoblet, og Storbritannia blir et viktig marked. Statoil selger gass i USA, bygger LNG-anlegg, investerer i skip og skal selge aserbajdsjansk gass i Tyrkia.**

I løpet av det siste tiåret har oljeforbruket i Europa økt med 7 prosent, mens gassforbruket har økt med hele 40 prosent. Forbruket i 1991 var på 340 milliarder kubikkmeter, og økte til 470 milliarder kubikkmeter i 2001.

Statoil har i det samme tiåret bygget seg opp til å bli en av de store aktørene i det europeiske markedet. Selskapet dekker nå i overkant av 7 prosent av Europas forbruk, gjennom salg av egen gass og gass fra den norske stats direkte eierandeler på norsk sokkel.

«Jeg tror den kraftige veksten vil fortsette,» sier konserndirektør

Peter Mellbye, som er ansvarlig for Statoils gassvirksomhet. Han mener Statoil er godt posisjonert til å sikre seg nye andeler i et voksende europeisk marked.

### Kan levere mer

«Våre gassreserver ligger nær markedet. Vi har bygget opp en infrastruktur med gassbehandlingsanlegg og transportsystemer, som gjør at vi med beskjedne investeringer kan øke gassbehandlingsskapiteten, og dermed gjøre plass for tilleggsmengder. Dette gjelder for gass transportert i rørledninger, men også gass som kan prosesseres ved LNG-anlegget som er under bygging på Melkøya ved Hammerfest.

Finner vi mer gass i tillegg til reservene i Snøhvit-feltet, er det god økonomi i å bygge et prosessanlegg nummer to, for å ta hånd om nye mengder,» sier Peter Mellbye.

Han legger til at det derfor er en stor utfordring for Statoil å finne mer gass på norsk sokkel.

Storbritannia er blitt et viktig

marked for Statoil. Om veksten i det europeiske forbruket har vært kraftig, har den vært enda kraftigere i Storbritannia. Her har forbruket økt med hele 70 prosent det siste tiåret, og var i 2001 på hele 95 milliarder kubikkmeter. Det tilsvarer 20 prosent av Europas samlede gassforbruk.

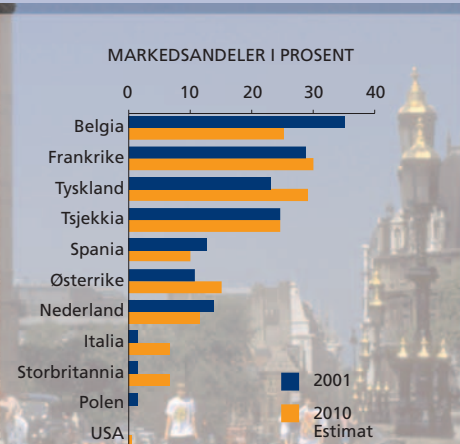
### Vil bli stor i det britiske markedet

Statoil satser sterkt på det britiske markedet, som i de kommende år må øke importen kraftig fordi egendekningen går tilbake. Statoil vil om to år markedsføre 8,6 milliarder kubikkmeter naturgass i Storbritannia. Peter Mellbye mener det er realistisk å ha høyere ambisjoner:

«Statoil bør komme opp på et årlig volum i det britiske markedet på 20 milliarder kubikkmeter naturgass,» sier han.

Statoils historiske rolle har vært produksjon på norsk sokkel, rørledningstransport og salg til et fåtall store kunder på det euro-

Storbritannia blir nå et viktig gassmarked for Statoil, som både i 2001 og 2002 har inngått salgskontrakter med britiske kjøpere. Den grafiske framstillingen viser markedsandelen for norsk gass i de landene Statoil eksporterer til.



peiske kontinentet, gjennom langsiktige kontrakter. Som følge av en politisk styrt liberalisering av gassmarkedet i EU, er kundemønsteret i endring. Mens Statoil i 1980 hadde fire europeiske gasskunder, er antallet nå om lag 30. Det har betydning at store gasskunder har måttet redusere sin import, samtidig som nye muligheter har åpnet seg. Selskapene som Statoil har hatt et langvarig leverandørforhold til, er etter liberaliseringen fortsatt Statoils største kunder. Hovedutfordringen er i følge Mellbye å sikre verdiene i de eksisterende kontraktene, samtidig som nye markedsmuligheter følges opp.

### Selger gass i USA i 2003

Fra juni i år er Statoil også operativ i gassmarkedet i USA. Selskapet har kjøpt kapasitet i en av landets fire importterminaler for flytende naturgass (LNG). Det er Cove Point terminalen, ikke langt fra hovedstaden Washington D.C. Tilgangen til importkapasitet ved Cove Point gjør det mulig for Statoil å selge gass inn i det amerikanske markedet.

De første årene vil det være gass skaffet til veie gjennom kjøp eller bytteavtaler, men i 2006 vil Statoil importere egen gass. Da er Snøhvit-prosjektet fullført, og Statoil vil skipe LNG til USA. Statoil vil få en gjennomsnittlig eierandel på 32 prosent i tre store LNG-skip som bygges for å transportere Snøhvit-gass.

«Det blir en viktig milepæl for oss, når vi er operative i LNG-markedet med egen gass. Statoil er en stor gassaktør med betydelig ekspertise gjennom hele gassverdikjeden, fra produksjon til sluttbrukersalg. Derfor er det også viktig for oss å bygge oss opp som aktør i et LNG-marked som er i kraftig vekst,» sier Peter Mellbye.



### Vil selge naturgass til Tyrkia

Med utgangspunkt i et betydelig gassfunn i Aserbajdsjan, arbeider Statoil for å etablere et marked for naturgass i Tyrkia. Statoil har en eierandel på 25,5 prosent i gassfeltet Shah Deniz, i aserbajdsjansk del av Kaspiahavet. Utbygging av Shah Deniz er avhengig av det tyrkiske gassmarkedet. Statoil har inngått kontrakt med det nasjonale tyrkiske gasselskapet Botas om et årlig avtak på 6 milliarder kubikkmeter, med planlagt leveransestart i 2006.

Det tyrkiske markedet har vokst kraftig det siste tiåret. Forbruket er mer enn tredoblet, og var i 2001 på 15,5 milliarder kubikkmeter. Landet har ingen egen gassproduksjon, og importerer rørledningsgass fra Russland og LNG fra Algerie og Nigeria.

«Jeg har tro på at vi vil få det gjennombruddet vi trenger i Tyrkia, og jeg er overbevist om at gass i rørledning fra Aserbajdsjan er det mest konkurransedyktige forsyningsalternativet,» sier Peter Mellbye.

«Statoil er godt posisjonert til å sikre seg nye andeler i et gassmarked som vil fortsette å vokse,» sier konserndirektør Peter Mellbye.



Kultur er energi. Statoil har samarbeidsavtaler med musikkfestivaler, unge musikere og med Stavanger Symfoniorkester som vi har vært hovedsponsor for siden 1990. Orkesteret er her representert ved (fra v.) blåserne Øyvind Grong, Leif Værum Larsen, Ebbe Sivertsen og Gaute Vikdal.

 [www.statoil.com/sponsor](http://www.statoil.com/sponsor)





# Selskap, sikkerhet og samfunn

**Statoil la i 2002 fram sin første rapport om bærekraftig utvikling. For Statoil er bærekraftig utvikling knyttet til ringvirkningene av selskapets virksomhet på mennesker, miljø og samfunn. Konsernsjef Olav Fjell formulerer det slik: «Statoil skal drive lønnsomt, sikkert og etisk forsvarlig, ta miljøhensyn og vise samfunnsansvar. Vi er opptatt av å levere gode resultater på tre bunnlinjer – den økonomiske, den miljømessige og den sosiale.»**

Dette kapittelet handler om den tredje rapporteringslinjen; de samfunnsmessige ringvirkningene av selskapets virksomhet.

## Kultur og verdier

Statoil arbeider målbevisst for å utvikle en enhetlig og sterk bedriftskultur med klar verdi-forankring. Denne forankringen kommer til uttrykk i selskapets styrende dokumenter. De mest grunnleggende retningslinjene er nedfelt i *Vi i Statoil*. Dette dokumentet sammenfatter Statoils verdier og forretningsprinsipper, og beskriver hvordan vi ønsker å drive vår forretning.

## Kompetanse

Statoil legger stor vekt på medar-

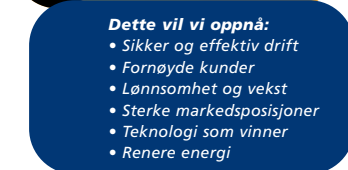
beider- og lederutvikling, og gjennomfører flere lederutviklingsprogrammer. I 2002 ble det etablert et nytt topplederprogram.

Statoil har vekstambisjoner, og satser på en rask oppbygging av den internasjonale olje- og gassproduksjonen. Det betyr økt

rekruttering av nye medarbeidere utenfor Norge. Det innebærer også utfordringer knyttet til å drive virksomhet i land med varierende åpenhet, ansvarlighet, forsamlings- og ytringsfrihet og styresett. For å møte disse utfordringene, er det i 2002 utarbeidet en internasjonal strategi for personal- og organisasjonsutvikling. Målet er å skape forståelse for og oppslutning om Statoils kultur og verdier, og omhandler ellers tiltak knyttet til opplæring, lederutvelgelse og utnyttelse av personell på tvers av enheter.

 [www.statoil.com/framtid](http://www.statoil.com/framtid)

## VI I STATOIL



## Like muligheter

Statoils politikk er å gi alle like muligheter uavhengig av kjønn, alder og kulturell bakgrunn. Selskapet tror at mangfold i organisasjonen har egenverdi, og at ulike syn bidrar til bedre beslutninger. Likestilling og mangfold ses på som et konkurransefortrinn.

Statoils ambisjon er minst 20 prosent kvinner i ledende administrative stillinger på alle



Den 18. september 2002 var det 30 år siden Statoil ble stiftet. Statoils tidligere konsernsjefer Arve Johnsen og Harald Norvik var med på markeringen sammen med konsernsjef Olav Fjell. Arve Johnsen har funnet fram sigaresken som inneholdt Statoils første kontantbeholdning og noen frimerker. Det var Johnsens sekretær Marit Falch som tok sigaresken med på jobb, og den gjorde nytten de første ukene de to var selskapets eneste ansatte.

nivåer i selskapet. Ved utgangen av 2002 var kvinneandelen i ledende stillinger 15 prosent. I aldersgruppen under 45 år, er andelen kvinnelige ledere 27 prosent.

### Populært traineeprogram

Statoil har etablert særskilte tiltak for å styrke rekrutteringen av yngre medarbeidere. Det er innført et eget konserntreinee-program som er toårig og henvender seg til unge som har gjennomført høyere utdanning. Det kom inn 2 000 søknader til 24 traineestillinger i 2002. I løpet av programmet får deltakerne arbeidserfaring fra forskjellige forretningsområder i Statoil. Hensikten er å utvikle dem med sikte på framtidig karriereutvikling i selskapet.

Statoil er en av Norges største lærlingbedrifter, og tok i 2002 imot 119 lærlinger på toårs-kontrakter.

### Attraktiv arbeidsplass

Statoil registrerer økt interesse for selskapet blant ungdom under utdanning. Statoil ble i 2002 vurdert som den mest attraktive arbeidsgiveren blant avgangstudentene innen tekniske og økonomiske fag i Norge.

Statoil opplever også en økning i jobbsøknader. Det ble i 2002 behandlet over 11 000 jobbsøknader.

### Helse og arbeidsmiljø

Resultatene fra Statoils arbeidsmiljøundersøkelse i 2002 viser framgang på de fleste områder sammenlignet med 2001. Trivsel, tillit til ledelsen og tro på at Statoil vil lykkes i å nå sine ambisjoner, er styrket. Undersøkelsen ble for første gang gjennomført elektronisk.

Sykefraværet i Statoil ligger på et stabilt og lavt nivå (3,4 prosent).

Statoils mål er null arbeidsrelaterte skader og sykdommer, og arbeidsformer som fremmer kreativitet, effektivitet og bidrar til god helse og trivsel.

Statoil tilbyr treningsopplegg for medarbeidere med kroniske muskel- og skjelettplager. Ett av den norske regjeringens tiltak for å redusere sykefravær, er å samarbeide med næringslivet om inkluderende arbeidsliv. Det innebærer at bedriften skal arbeide aktivt for å redusere sykefraværet og legge til rette for at arbeidstakere med redusert yteevne kan fortsette i yrkeslivet.

Statoils mål er null skader, ulykker eller tap, og at virksomheten drives uten at farlige hendelser oppstår. Til tross for en gunstig utvikling, med fortsatt nedgang i antall personskader, har selskapet og leverandørbidrifter i 2002 blitt rammet av seks dødsulykker. I 2001 var det to dødsulykker. Ulykkene er

nærmere omtalt i HMS-regnskapet.

Det amerikanske selskapet DuPont Safety Resources har på den bakgrunn fått i oppdrag å gå grundig igjennom Statoils sikkerhetskultur. Det skal rettes søkelys på rutiner for ledelse og styring, samt atferd og holdninger i alle ledd i organisasjonen.

### Færre personskader

Personskadefrekvensen (antall personskader per million arbeidstimer) er gått ned fra 6,7 i 2001 til 6,0 i 2002. Statoil registrerer og analyserer alle hendelser som har eller kunne ha forårsaket skade eller tap. De mest alvorlige hendelsene blir gransket. Dette gjøres for å lære og for å kunne overføre erfaring internt og eksternt.

I 2001 og 2002 ble sikkerhetstilstanden til våre anlegg på land og til havs kartlagt.

«Åpen sikkerhetssamtale» brukes systematisk for å redusere risikoatferd i arbeidsoperasjoner. Samtalen foregår på arbeidsteden, mellom leder og medarbeider. Risikomomenter ved arbeidsoppgaven og mulige skadeforebyggende tiltak blir diskutert.

I 2002 har nærmere 2000 ledere fått opplæring i dette verktøyet.

Innen foredling og markedsføring utgjør ran og tankbilulykker en stor andel av de alvorlige

 [www.statoil.com/jobb](http://www.statoil.com/jobb)

31 år gamle Charles Tjessem, som er kokk i Statoil og produktansvarlig for Statoils kantiner, vant i januar 2003 det uoffisielle verdensmesterskapet i kokkekunst i Lyon. Statoils kokkelæringer har også gjort det godt på konkurransearenaen. De har vunnet Nordisk Mesterskap for lærlinger tre år på rad.



Statoil har i 2002 videreført IT-skrittet fra 1997. Per Haaland, som er utstasjonert i Iran, er en av mange som har tatt imot tilbudet om oppgradering av datautstyret og en ny opplæringspakke.



## Pris for maritim sikkerhet

Konsernsjefens helse-, miljø- og sikkerhetspris utdeles årlig for å synliggjøre og belønne arbeid som har gitt gode resultater. 65 kandidater var nominert til prisen i 2002, og vinner ble maritime operasjoner i Statoil og rederiene for deres arbeid med økt sikkerhet knyttet til forsyning, beredskap og ankerhåndtering.

Arbeidet har gitt meget gode resultater, og viser at høyt HMS-nivå også gir effektiv drift. Det er etablert gode holdninger og utviklet standarder som er blitt bransjestandard. Antall kollisjoner mellom fartøy og installasjon er redusert fra 12 i 2000 til én i 2001 og én i 2002, mens antall personskader er nærmere halvert fra 2001 til 2002.

Det har ikke skjedd alvorlige personskader i forbindelse med ankerhåndtering i 2002, mens Statoil både i 2000 og 2001 ble rammet av dødsulykker knyttet til denne type virksomhet.



hendelsene. Systematisk arbeid for å forhindre ran og for å fremme defensiv kjøring, er to viktige satsingsområder i distribusjonsskjeden.

### Samfunnsengasjement

I likhet med andre oljeselskaper som opererer i krevende land, blir Statoil i økende grad bedt om å synliggjøre hvordan vi bidrar positivt og hva vi legger igjen lokalt.

Dette temaet er viet betydelig oppmerksomhet i selskapets første bærekraftsrapport, og vil bli behandlet mer utførlig i den neste som kommer i 2003.

Vårt viktigste bidrag måles i form av verdiskaping. Det er effekten av investeringer med hensyn til sysselsetting, anskaffelse av varer og tjenester, overfø-

ring av teknologi og kompetanse, bygging av infrastruktur samt skatteinntekter.

Ut over dette, gjennom våre sosiale investeringer, søker Statoil å bidra til lokal kapasitetsbygging innen utdanning, helse og menneskerettigheter. Dette gjør vi primært ved å kanalisere midler gjennom humanitære organisasjoner som driver lokalt utviklingsarbeid.

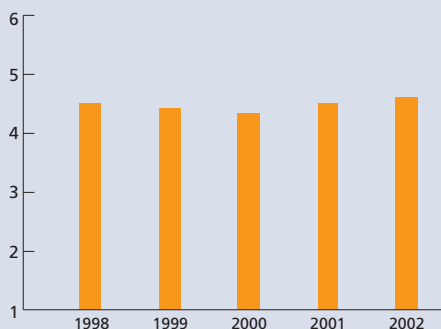
### Menneskerettighetsarbeid

Tre nigerianske menneskerettighetsorganisasjoner har i 2002 fått prosjektstøtte av Statoil. Det ene prosjektet dreier seg om å øke den juridiske kapasiteten i landet, for å bidra til å redusere tiden folk holdes i varetekt. Det andre går på å gjøre Sharia-dommere

kjent med FNs menneskerettighetserklæring. Sharia-dommere er islamske domsmenn som bruker koranen som grunnlag for domsavsigelse. Totalt 120 dommere fra seks ulike stater i Nord-Nigeria skal gjennom en opplæring i menneskerettigheter. Det tredje prosjektet har til formål å forebygge kriminalitet blant ungdom.

Statoil etablerte i 2002 en egen hiv/aids-strategi for å støtte bekjempelsen av hiv-viruset og aids i områdene hvor selskapet opererer. Målet er å forebygge lidelser og tap som følge av sykdommen, både for den enkelte og bedriften. Metoden er informasjon og kursing for å sette folk i stand til å ta vare på seg selv, sin familie og sin arbeidsplass.

HVOR GODT TRIVES DU I DIN JOBB?



Statoil har siden 1986 gjennomført årlige arbeidsmiljø- og organisasjonsundersøkelser. Resultatene brukes i selskapets forbedringsarbeid. Det er god oppslutning om undersøkelsen, og i 2002 var svarprosenten 84. På spørsmålet «Alt i alt: Hvor godt trives du i din jobb?» var gjennomsnittscore 4,6. Dette ble målt på en skala fra 1 til 6, der 1 er svært dårlig og 6 er svært godt.

## [Tema] Trygg skole for traumatiserte barn

**Akasietreet sprer sine skyggefulle greiner utover de 25 barna som sitter på steiner og stubber i flyktningeleiren Candjanguite, sørøst i Angola.**

De er ikke distraheret, verken av fuglene som kvitrer i trekronen, eller husdyrene som beiter på de hete markene rundt oss.

Barna ser stivt på en tavle som lærer José Gala har hengt på trestammen. Nå er det mattetime, og han spør dem til å begynne med hvilken dato det er.

Gala er en av 43 lærere i flyktningeleiren som har tatt kurs i undervisningsmetoden Teacher's Emergency Package (TEP), utviklet av Unicef. Den kalles også «lærer i boks», etter som lærerne har alt nødvendig læreverk i en meterlang blå metallkasse.

Flyktningerådet har drevet TEP-undervisning siden 1996, og har en stab på 14 lærere som reiser til flyktningeleirer og kurser andre lærere i metoden.

I 2002 brukte Flyktningerådet midlene fra Statoil til å finansiere kurs og oppstart av TEP-skoler i kommunen Matala som vi nå besøker.

Den blå boksen som Gala har satt ved trestammen inneholder nok læremateriell til at to lærere kan undervise to klasser under et tre, i et telt eller i en forlatt bygning. Her finnes en tøytafle med alfabetet, en annen med tall, en stor klokke, små tavler til elevene, blyanter, kritt, små trekklosser med bokstaver som kan

settes sammen til ord og annet enkelt undervisningsmaterieell.

Etter nærmere 40 års krigføring finnes en hel generasjon angolanere som ikke har fått skolegang. Den ettårige TEP-modellen gir basiskunnskaper i lesing, skriving og matematikk for barn mellom 12 og 17 år. Deretter er barna kvalifisert for ordinær skole.

Nå bryter skoleklassen under treet ut i sang. Det gjør barna ofte, for de synger det de gjør.

Læreren snakker portugisisk som er det offisielle språket i Angola, og som alle skolebarn må lære. Men mange av barna kan bare stammespråket sitt. Til å begynne med har de litt vanskelig for å følge med i undervisningen.

For læreren er det også en utfordring å undervise barn som har krigstraumer.

«Vi vet med sikkerhet at begge krigførende parter brukte barn i krigføring. De ble tatt til fange og brukt som bakmenn,» opplyser Berit Norbakke, leder for Flyktningerådets TEP-prosjekt. Hun anslår at opp mot 70 prosent av barna i hver klasse har traumer.

De har sett voksne bli skutt og drept, sett mor, far eller søsken bli drept eller mishandlet av soldater eller vært vitne til at folk har gått på landminer.

«Vi må vise at vi er glad i dem. Undervisningen må ha mye lek, sang og drama,» sier Alexandre Moises. Han er leder for TEP-undervisningen i flyktningeleiren.



Det er viktig å dele klassen på maksimalt 25 elever i mindre grupper eller i par. Det gjør at barna føler seg tryggere.

«Opplaget krever mye av lærerne. Når barna lærer gjennom lek, opplever de ikke undervisningen som svært krevende,» sier Norbakke.

Mer enn 50 prosent av angolannerne er under 18 år. Etter Sierra Leone har Angola høyest barnedødelighet i verden.

Landet er rikt på ressurser, især petroleum og diamanter. Likevel er det ett av verdens fattigste.

«Korrupsjon og manglende åpenhet bidrar til den skjeve fordelingen av ressursene. Men



utdanning lar seg ikke korrumpere. Du kan ikke stjele det folk har i hodet,» sier Norbakke.

Siden 1994 har Flyktningerådet drevet leirer for internt fordrevne i Angola. Organisasjonen deler ut mat, nødhjelpsartikler og klær. Den driver folkeopplysning om forebyggende helse, om hiv/aids og kjemper for rettighetene til flyktningene.

I 2002 sto Flyktningerådet bak et stort såkornprosjekt her i Huila-provinsen. Korn til bortimot 100 000 personer kom fram før regntiden. På det viset ble en omfattende hungerkatastrofe avverget.

I april 2002 ble det fred i Angola. Den krigstrette befolkningen har et avventende håp

om at krigen ikke blusser opp igjen.

«De siste par månedene har tallet økt på folk som vender tilbake til hjemmene sine. Det er tegn på tillit til freden,» forteller Norbakke.

På det meste har det vært 80 000 flyktninger i 20 forskjellige leirer i området vi befinner oss i.

Selv etter at det ble fred, kom det nye flyktninger til leirene helt fram til november 2002 på grunn av sult.

Nå er det 30 000 internflyktninger fordelt på seks-syv leirer her. Dersom freden holder og leirene fortsetter å tømmes, vil Flyktningerådets oppgaver være over i løpet av ett til to år.

Ute på markene i flyktningeleiren Candjanguite har Gracianna Sekula og venninnene hennes mattetime.

**Statoil har i 2002 bidratt til Flyktningerådets arbeid i Angola. Organisasjonen har gitt opplæring til 43 lærere som så har kunnet starte undervisning og basisopplæring av rundt 1 000 barn. De fleste er internflyktninger.**

**Statoil støtter også Norsk Folkehjelps arbeid til prosjekter innen folkeopplysning, distriktsutvikling og minerydding. I tillegg støtter selskapet et hjem for gategutter, et senter for hiv og aids samt vannboring i Cabinda-provinsen.**



Tankskipet *Ariake* har ankommet Saint John på Canadas østkyst med råolje fra Mongstad. Terminalarbeiderne Darrel Muise (til v) og Ken Nauffts har gjort klar for lossing av 267 000 tonn olje. Statoil eksporterte 30 millioner tonn råolje til USA og Canada i 2002. Det utgjorde 150 skipslaster. Samtlige skip, som frakter olje for Statoil, kontrolleres en gang årlig. 80 prosent av råoljetankerne, som seiler for selskapet, har dobbel bunn eller dobbelt skrog.



# Miljø

**«Statoils visjon er å bygge et internasjonalt olje- og gasselskap i verdensklasse. Dette forutsetter at vi også er i aller fremste rekke når det gjelder å ivareta miljøet. Ingen annen vei er farbar. Dersom miljøoppgavene ikke tas på alvor, mister selskapet legitimitet, konkurransekraft og eksistensberettigelse.»**  
**Slik formulerer konsernsjef Olav Fjell Statoils ambisjon og forpliktelse på miljøområdet. Derfor er det Statoils mål å drive uten skader på mennesker og miljø.**

## Rammevilkår

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

OSPAR-konvensjonen regulerer utslipp av olje og kjemikalier til Nordøst-Atlanteren. Fra 2006 skal oljeinnhold i produsert vann som slippes ut, ikke overstige 30 mg/l, og total årlig oljemengde reduseres med 15 prosent i forhold til 2000-nivået.

## Strengere krav fra 2005

Norske myndigheter stiller krav om null skadelige utslipp til sjø innen 2005. Det innebærer stans eller vesentlig reduksjon i utslipp av enkelte miljøgifter, samt at risiko for at utslipp og bruk av kjemikalier kan forårsake skade, skal reduseres vesentlig.

EUs direktiv om forebygging og kontroll av utslipp (IPPC) gjelder også for virksomhet i Norge, og innebærer bruk av best tilgjengelige teknikker for å redusere utslipp. Fra 2007 vil dette også gjelde for eksisterende anlegg. Konvensjonen om biologisk mangfold, undertegnet i Rio de Janeiro i 1992, inneholder forpliktelser om å integrere hensyn til biodiversitet.

## Utslipp og miljøpåvirkning

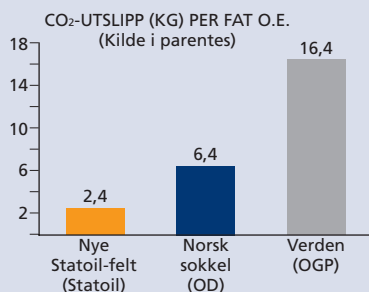
Utvinning av olje og gass gir utslipp til det ytre miljø. Utslippene påvirkes av produsert mengde, det enkelte felts reservoarforhold og alder. Utslipp knyttet til foredling av olje- og gassressursene avhenger av type råstoff som behandles, og av hvilke produktkvaliteter som framstilles. Utslippene påvirkes av anleggenes utforming, teknologi og driftsregularitet.

Utslipp til luft omfatter karbondioksid, metan, flyktige organiske forbindelser og svovel- og nitrogenoksider. Disse bidrar til drivhuseffekt, sur nedbør og dannelse av bakkenær ozon.

I Statoil er det sokkelvirksomheten som har hoveddelen av  $\text{CO}_2$ - og  $\text{NO}_x$ -utslippene, mens raffinerivirksomheten har hoveddelen av  $\text{SO}_2$ -utslippene.

## Økt vannproduksjon

Utslipp til sjø omfatter olje, organiske forbindelser og kjemikalier, og kommer i hovedsak fra produsert vann og borevirksomhet.



Statoils CO<sub>2</sub>-utslipp fra nye felt er blant de laveste i verden.  
 (OD: Oljedirektoratet, OGP: International Association of Oil & Gas Producers)



På Heidrun-feltet i Norskehavet er det tatt i bruk ny teknologi og mer miljøvennlige kjemikalier for å hindre avleiringer i brønnene. Tiltakene er gjennomført i nært samarbeid med leverandørindustrien, og utslipp av mulige miljøfarlige kjemikalier per brønnbehandling er halvert sammenliknet med 2001.



Mulige skadelige miljøeffekter knyttes spesielt til forbindelser som brytes sakte ned og har høy giftighet eller 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 fordi enkelte felt er kommet i en sen fase.

Avfall genereres i Statoils virksomhet til havs og på land. Gjenbruk og gjenvinning vektlegges, og spesialavfall håndteres i henhold til gjeldende lovverk.

#### Mer miljøvennlig produksjon

Det arbeides kontinuerlig med å redusere utslipp til luft og vann gjennom forskning og 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.

Utslipp til vann er viet særskilt oppmerksomhet i 2002. Det er arbeidet med utvikling av nye teknologiske løsninger og utfasing av miljøfarlige kjemikalier, og Statoil er på god vei til å møte kravet om null skadelige utslipp fra sine olje- og gassfelt innen 2005, i tråd med myndighetenes krav.

Statoils kjemikalieutslipp fra sokkelvirksomheten er redusert fra 2001 til 2002, og består av 89 prosent kjemikalier som har liten eller ingen miljørisiko. 10 prosent av utslippet er kjemikalier med akseptable miljøegenskaper. Mulige miljøfarlige kjemikalier utgjør 0,6 prosent, og det arbeides med utfasing av disse.

#### Miljøovervåking

Tilstanden i området rundt plattformene følges gjennom regelmessige overvåkingsprogrammer. Miljøovervåkingen omfatter både vannkvalitet og bunnsedimenter, og viser en tilfredsstillende utvikling.

For utslipp til luft arbeides det kontinuerlig for å nå målet om reduksjon i årlige klimagassutslipp fra Statoil-opererte anlegg, med 1,5 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter innen 2010, i forhold til om ikke særskilte tiltak iverksettes.

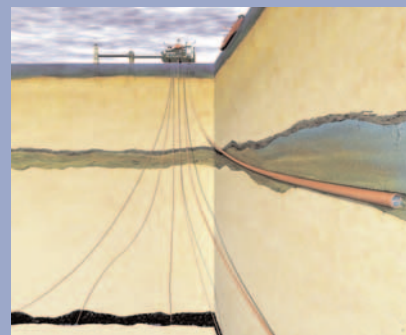
Statoil støtter Kyoto-protokollen og innføring av kvotehandling, for å begrense utslipp av klimagasser på en kostnadseffektiv måte. Statoil gjør nødvendige forberedelser for å kunne utnytte Kyoto-mekanismene og delta i handel med utslippskvoter for å oppfylle framtidige krav om

## Internasjonal pris for CO<sub>2</sub>-lagring

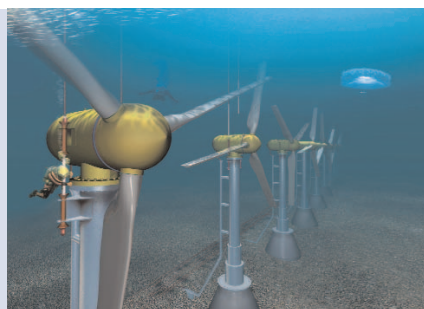
Statoil ble i 2002 kåret til vinner av World Petroleum Congress' teknologiutviklingspris for injeksjon og lagring av karbondioksid (CO<sub>2</sub>) i undergrunnen i Sleipner-området i Nordsjøen. Statoil-prosjektet gikk av med seieren blant 78 priskandidater.

I Sleipner-området tilbakeføres og lagres rundt 1 million tonn CO<sub>2</sub> årlig. Teknologien på Sleipner vil også bli brukt på Snøhvit-feltet i Barentshavet, som kommer i produksjon i 2006. Her vil rundt 700 000 tonn årlig bli lagret.

CO<sub>2</sub>-lagringen i Sleipner-området er verdens første store industrielle lagringsprosjekt, og det har vakt betydelig internasjonal oppmerksomhet. Statoil har vært med å lansere et nytt europeisk nettverk for å håndtere CO<sub>2</sub>, og bedrifter fra hele Europa deltar.



 [www.statoil.com/co2](http://www.statoil.com/co2)



Gjennom en 24 prosent eierandel i selskapet Hammerfest Strøm, er Statoil med på å bygge et nytt tidevannskraftverk i Kvalsundet i Finnmark.



Statoil leder et samarbeid med 23 andre selskaper på norsk sokkel for å redusere utslipp av oljedamp (volatile organic compounds) ved bøyelasting. Åtte gjenvinningsanlegg på bøyelasteskip vil være i drift innen utgangen av mars 2003. Her monteres anlegget på tankskipet *Juanita*.



reduserte klimagassutslipp. Statoil har i 2002 doblet sin investering i Verdensbankens karbonfond til 10 millioner USD.

### Biologisk mangfold

Nye olje- og gassfelt finnes ofte i miljøfølsomme områder, både i arktiske og tropiske strøk. Disse områdene har gjerne dårlig utviklet infrastruktur, og det arbeides med å finne fram til teknologi og driftsmåter slik at miljøet ivaretas og lokalsamfunn utvikles positivt. Statoil deltar i Energy Biodiversity Initiative (EBI) sammen med tre andre oljeselskaper og fem miljøorganisasjoner.

Under toppmøtet i Johannesburg i 2002 ble EBI tildelt pris for sitt arbeid for bevaring av biologisk mangfold.

### Strengt krav til transport

Omlag 110 millioner tonn olje og gass ble i 2002 transportert med tankskip fra felt, terminaler og raffinerier til kunder over hele verden.

Statoils egne og innleide tankbiler kjørte i 2002 om lag 35 millioner kilometer for å transportere våre produkter til servicestasjoner og kunder. CO<sub>2</sub>-utslipp fra tankbiler er beregnet til 27 000 tonn, og utgjør rundt 0,3 prosent av totalt CO<sub>2</sub>-utslipp fra Statoil-operert virksomhet.

Sikkerhet og miljø er viktig

ved valg av tankbiler. Stor lastevne for å redusere transportomfanget, moderne motorteknologi som gir lavere utslipp, optimal kjøreplanlegging gjennom gode navigasjonssystemer og bruk av dieselskvalitet med gode miljøegenskaper, er viktige miljøtiltak.

### Mer miljøtilpassede produkter

Statoils hovedprodukter innen foredling og markedsføring er drivstoff og fyringsprodukter.

Målet er å ha produkter som er i fremste rekke når det gjelder brukstekniske og miljømessige egenskaper.

Forbrenning av oljeprodukter bidrar negativt til lokalt, regionalt og globalt miljø. Utslipp per produsert energimengde er redusert betydelig de siste årene på grunn av renere produkter og bedre motor- og renseteknologi.

Vurdering og testing av alternative drivstoff og nye blandede komponenter pågår kontinuerlig. Fornybare drivstoffprodukter som rapsmetylester (RME), bioetanol og biogass tilbys der dette etterspørres. I Sverige blander Statoil rundt 5 prosent bioetanol inn i om lag en femtedel av all bensin som selges.

Statoil tilbyr, som første oljeselskap i Norge, en ny fyringsolje (Statoil Miljø) som gir betydelig reduksjon av svovelutslipp. Fyringsoljen kom på markedet høsten 2002, og inneholder nær

90 prosent mindre svovel enn vanlig fyringsolje.

Statoils mål er å utvikle lønnsom forretning som fører til bærekraftig energiproduksjon og økt bruk av rene energibærere. En egen enhet, Ny energi, arbeider med fornybar energi, energi-effektivisering, CO<sub>2</sub>-håndtering og hydrogen som framtidig energibærer.

### Investeringer og kostnader

Statoil har brukt nærmere 800 millioner kroner på forskning og utvikling i 2002. Denne innsatsen bidrar til å finne, utvinne og foredle olje og gass mer effektivt, med lavere energibruk, mindre miljøbelastning og lavere kostnader.

Per 31. desember 2002 er det etter produksjonsenhetsmetoden avsatt 8 056 millioner kroner for kostnader til framtidig nedstenging og fjerning av olje- og gassproduserende installasjoner og anlegg. Resultatregnskapet er belastet med 706 millioner kroner.

Gjenbruk av installasjoner og utstyr fra sokkelvirksomheten gir økonomiske og miljømessige gevinster. I 2002 omsatte enheten I&K Handel overskuddsmateriell for 51 millioner kroner.

CO<sub>2</sub>-avgift innbetalt i 2002, for utslipp fra Statoil-opererte anlegg på norsk kontinentalsokkel, utgjør rundt 1,4 milliarder kroner.



På Troll A-plattformen skal det installeres kompressorer for å transportere gassen til land etter hvert som det naturlige trykket i reservoaret synker. Statoil har valgt elektrisk drevne kompressorer. Gassdrevne kompressorer, som var alternativet, ville årlig gitt utslipp på flere hundre tusen tonn CO<sub>2</sub> årlig.



Statoil produserer og selger biomasse (trepellets) i Norge, Danmark og Sverige. Det ble produsert 55 000 tonn trepellets i 2002 mot 27 000 tonn i 2001.

## [Tema] Krevende tankfart - streng kontroll

**Tankskipet *Randgrid* har nettopp lagt til kai ved Mongstad-raffineriet med full last fra Heidrun-feltet. 117 000 tonn råolje er fraktet trygt inn fra havet. Skipsinspektør Tore Tollefsen fra Statoil har gått om bord. Han har vekslet håndtrykk med kaptein Karl-Otto Jonassen, som følger Tollefsen på en rutineinspeksjon av tankskipet.**

*Randgrid* frakter olje for ConocoPhillips, som også eier skipet. Det inspiseres likevel én gang årlig av Statoil, fordi det går i pendelfart mellom Heidrun-feltet og Mongstad. Statoil er operatør begge steder og kan avvise tankskip som ikke innfrir en rekke krav til teknisk og operasjonell standard i et detaljert regelverk som rederiet har forpliktet seg på.

Nå er det ingen blålys som blinker for *Randgrid*. Skipet er blant de flotteste som frakter råolje i norske farvann. Det er

bygget i 1995, har dobbelt skrog og dobbelt framdriftsmaskineri, og holder gjennomført høy standard.

Men det er tvingende nødvendig at tankskip er i teknisk god stand og opereres trygt og forsvarlig. Når ulykken er et faktum, er konsekvensene for det maritime miljøet ofte katastrofale. Det blir vi minnet om gang på gang, senest i vinter utenfor kysten av Spania.

### 3 200 enkeltreiser

Statoil er storbruker av tankskipstjenester. I 2002 ble det foretatt om lag 3 200 enkeltreiser for Statoil. Lastemengden utgjorde 110 millioner tonn råolje og olje- og gassprodukter.

Hver av disse reisene representerte en miljø- og sikkerhetsrisiko. I tillegg kommer alle skip som henter olje for andre selskaper på feltene og ved Statoils terminaler.

En liten avdeling med syv-åtte

ansatte ved hovedkontoret i Stavanger har ansvaret for inspeksjoner og skipsgodkjenninger i Statoil. Avdelingen ledes av Leif Solem Farstad, tidligere kaptein i rederiet Bergesen d.y. Hans nærmeste medarbeidere er skipsingeniører, tidligere maskinsjefer eller kapteiner. Langt fra alle inspeksjonene rekker de over selv, og det er derfor etablert kontakt med inspektører i en rekke havnebyer. Avdelingen er også Statoils fagorgan for retningslinjer og kvalitetskrav til skip.

### Unngår verstingene

«Vi har et ansvar for å sikre oss at de skip vi leier inn, og de rederier vi inngår avtaler med, holder den standarden vi krever,» sier Leif Solem Farstad. Han sier at Statoil har få problemer med lavstandardskip, og noe av forklaringen er at rederier som opererer slike skip bevisst lar være å tilby dem til Statoil. I shippingmiljøet er det kjent hvilke krav Statoil og andre

## Godkjenning i flere trinn

Et tankskip som skal seile for Statoil, må gjennom en godkjenning i flere trinn:

### Spørreskjema

Rederiet må besvare et omfattende spørreskjema om skipets tilstand. Svarene avgjør om skipet leies inn. Opplysninger fra spørreskjemaet og annet kildemateriale, lagres i en database som omfatter detaljert kunnskap om mer enn 3 000 tankskip.

### Alder

Skipet må ikke være eldre enn

20 år. Det kan gjøres unntak for gasstankere inntil 30 år og for oljetankskip inntil 25 år. Skipene må da gjennom en tilleggskontroll som blant annet omfatter skrogets strukturelle styrke, maskineriet og losse- og lasteutstyret.

### Ikke generelt krav

Statoil krever ikke dobbelt skrog eller dobbel bunn, men 80 prosent av råoljetankskipene som seiler for Statoil har dobbel bunn eller dobbelt skrog. Andelen av slike skip øker.

### Dobbelt skrog – dobbel bunn

Skip på over 5 000 tonn, som frakter tung fyringsolje eller lignende typer olje, må ha dobbelt skrog eller dobbel bunn. Tankskipet *Prestige*, som gikk ned utenfor Spania i november 2002, kunne ikke vært leid av Statoil på grunn av alder og enkeltskrog.

### Inspeksjon

Skip som skal leies inn blir inspisert. Inspeksjonen av skipet er basert på en bransjestandard som flere oljeselskaper benytter. Et selskap kan derfor leie inn et skip som er inspisert av et annet selskap.





store oljeselskap stiller for å inngå leieavtaler. «Verstingene» finner derfor andre oppdragsgivere. Men noen av skipene som Statoil vurderer kommer ikke gjennom kontrollen. I 2002 inspiserte Statoil 845 skip. 12 av disse ble avvist.

Leif Solem Farstad mener den tekniske standarden på verdens tankflåte er i bedring, men bildet er noe mer sammensatt når det gjelder kvalitet på mannskaper og rederiorganisasjoner.

#### Enkeltskrog fases ut

Fortsatt har om lag 50 prosent av verdens tankflåte enkeltskrog, men basert på krav fra FNs maritime organisasjon IMO vil de siste tankskipene med enkeltskrog være faset ut i år 2015. På grunn av Prestige-forliset utenfor Spania kan utskiftningen bli presset fram raskere, sier Farstad.

Statoil har vært engasjert i oljetransport til havs siden november 1979, da selskapet hentet sin første oljelast på Statfjord-feltet. Statoil har siden

fått større og større oljemengder å ta hånd om, og etter hvert også betydelige gassvolumer som skal transporteres sjøveien. Fram til i dag har det bare skjedd mindre utslipp fra Statoils tankskips-transporter. Alvorlig oljeforurensning har ikke forekommet. Sammen med rederiene, skipsmannskapene og de ansvarlige på terminalene, jobber Leif Solem Farstad og hans kolleger hver dag for at det heller ikke skal skje.

Inspektør Tore Tollefsen (til v) og kaptein Karl-Otto Jonassen i samtale om brannvernutstyr om bord i tankskipet *Randgrid* som losses råolje på Mongstad.



Fiskefartøyer blir små under en mektig Lofotvegg. Fiskeriene og havbruket og olje- og gassvirksomheten er Norges to viktigste næringer. Statoil er seg bevisst ansvaret for livet i havet, og selskapets miljøarbeid har som forutsetning at de to næringene skal kunne utvikle seg side om side.



# HMS-regnskap for 2002

## Innledning

Statoils 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. «Føre-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 i resultatene og rapporteres til konsernledelsen, som vurderer utvikling og trender og tar stilling til nødvendige forbedringstiltak. Konsernsjefen legger fram HMS-resultater med vurderinger for styret samtidig med at de øvrige kvartalsresultatene framlegges. Resultatene publiseres på konsernets intranett- og internettsider.

Statoils konserndeckende måleindikatorer innen sikkerhet er personskadefrekvens, fraværsskadefrekvens og alvorlig hendelsesfrekvens. Disse rapporteres kvartalsvis på konsernnivå, og det rapporteres for Statoil-ansatte og leverandører samlet og hver for

seg. Sykefravær rapporteres årlig for Statoil-ansatte.

De konserndeckende måleindikatorer innen miljø rapporteres årlig på konsernnivå, med unntak av oljesøl som rapporteres kvartalsvis. Måleindikatorer innen ytre miljø er oljesøl, utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, energiforbruk og gjenvinningsgrad for avfall. Disse rapporteres for Statoil-operert virksomhet. Gassled-anleggene på Kårstø som Gassco er operatør for, men som Statoil er ansvarlig for teknisk drift av, er inkludert.

Alle konsernets vesentligste aktiviteter er inkludert i HMS-regnskapet. Navion er inkludert med sikkerhetsdata og oljesøl (timetall i henhold til bransjepraksis for skipsfart). 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 avhendet virksomhet inkludert fram til avhendelsesdato.

## Resultatene

Statoil ble rammet av seks dødsulykker i 2002:

17. april omkom en leverandøransatt på boreriggen *Byford Dolphin* på Sigyn-feltet i Nordsjøen, etter å ha blitt truffet av en fallende gjenstand.

20. august døde en Statoil-ansatt etter en brann på Kalundborg-raffineriet.

16. september mistet en leverandør-ansatt livet da en dumper veltet på Melkøya i Finnmark.

11. oktober omkom en Statoil-sjåfør i en tankbilulykke i Irland.

21. november omkom en leverandør-ansatt da han i forbindelse med en arbeidsulykke falt over bord på LPG-tankeren *Berge Danuta* i Biscaya-bukta.

26. november omkom en leverandør-ansatt ved påkjørsel på en servicestasjon i Nyborg i Danmark.

Alle ulykkene er gransket, årsaksforhold kartlagt og forbedringstiltak iverksatt.

For Statoil samlet sett er det en forbedring av personskadefrekvens, fraværsskadefrekvens og alvorlige hendelsesfrekvens for 2002 sammenlignet med 2001.

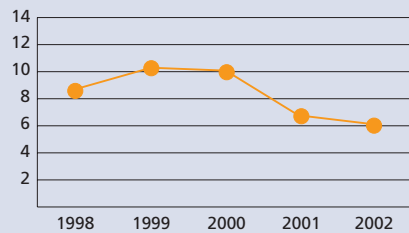
Til sammen er det utført vel 79 millioner arbeidstimer (leverandører inkludert) som danner grunnlaget for HMS-regnskapet for 2002. Det er en økning på 10 millioner arbeidstimer i forhold til 2001. Økningen skyldes blant annet utbyggingsprosjekter ved raffineriene, og økning i antall servicestasjoner. Leverandører utfører en betydelig del av de oppgaver Statoil står ansvarlig for som operatør eller hovedbedrift.

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 for øvrig til informasjon om helse, miljø og sikkerhet gitt i styrets beretning og virksomhetsberetningen.

I tillegg til konsernregnskapet utarbeider forretningsenhetene mer spesifikke statistikker og analyser som brukes i forbedringsarbeidet.

# Statoils måleindikatorer innen HMS

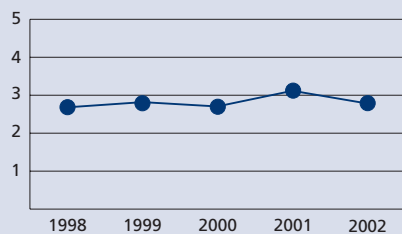
## PERSONSKADEFREKVENS



*Definisjon:* Summen av antall dødsulykker, antall fraværsskader, antall tilfeller av alternativt arbeid etter skade og andre personskader eksklusiv førstehjelpsskader per million arbeidstimer

*Utvikling:* Personskadefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) er 6,0 i 2002 mot 6,7 i 2001. Både Statoil-ansatte og særlig leverandørene har oppnådd forbedring for 2002 sammenliknet med 2001. Personskadefrekvensen for Statoil-ansatte er 4,2 mot 4,4 i 2001, og for leverandørene 7,6 mot 8,8 i 2001.

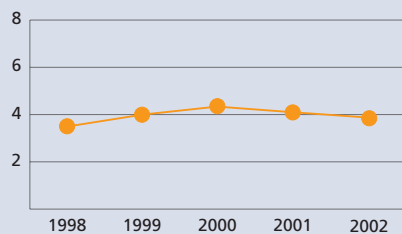
## FRAVÆRSSKADEFREKVENS



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

*Utvikling:* Fraværsskadefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) er 2,8 i 2002 mot 3,1 i 2001. Både Statoil-ansatte og særlig leverandørene har oppnådd forbedring for 2002 sammenliknet med 2001. Fraværsskadefrekvensen for Statoil-ansatte er 2,4 mot 2,5 i 2001, mens den for leverandørene er 3,1 mot 3,7 i 2001.

## ALVORLIG HENDELSESFREKVENS

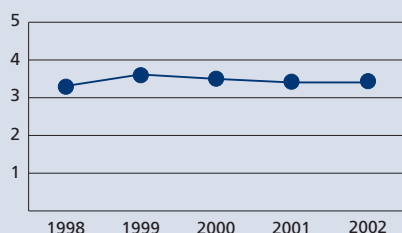


*Definisjon:* Summen av antall uønskede hendelser med stor alvorlighetsgrad per million arbeidstimer (1)

*Utvikling:* Alvorlig hendelsesfrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) er 3,8 i 2002 mot 4,1 i 2001. Antall alvorlige hendelser er økt fra 287 i 2001 til 297 i 2002.

(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 materiell, miljø eller tredjepart. Det er etablert risikokategorier der alle uønskede hendelser kategoriseres etter alvorlighetsgrad, og det danner grunnlaget for oppfølging i form av varsling, gransking, rapportering, analyse, erfaringsoverføring og forbedring.

## SYKEFRAVÆR

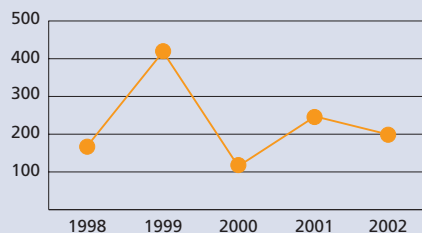


*Definisjon:* Totalt registrerte dager med sykefravær i prosent av mulige arbeidsdager (Statoil-ansatte)

*Utvikling:* Sykefraværet er 3,4 prosent i 2002, og dette er uendret i forhold til 2001. Sykefraværet har vært stabilt lavt over hele femårsperioden. Resultatet ligger godt under gjennomsnittet i Norge (7,1 prosent; NHO 2001).



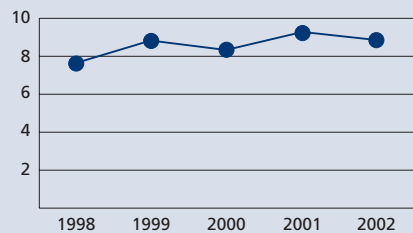
## OLJESØL



*Definisjon:* Utlisiktede oljeutslipp til ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet (m<sup>3</sup>) (2)

*Utvikling:* Antall utlisiktede oljeutslipp for 2002 er 432 mot 414 i 2001. Mengde av utlisiktede oljeutslipp er redusert fra 246 m<sup>3</sup> i 2001 til 200 m<sup>3</sup> i 2002. Figuren viser mengde oljesøl i m<sup>3</sup>.

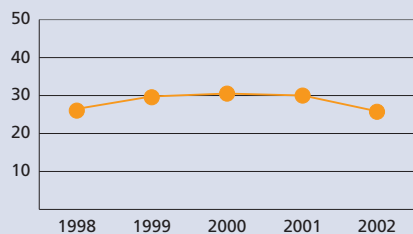
(2) Alle utlisiktede oljeutslipp inngår i statistikken med unntak av utslipp som samles opp inne på anlegg (plattform/fabrikk) og dermed ikke skader omgivelsene. For nedstrømsvirksomheten inkluderes imidlertid slike utslipp.

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 av CO<sub>2</sub> var 8,9 millioner tonn i 2002 mot 9,2 millioner tonn i 2001. En viktig årsak er god driftsregularitet for virksomheten på norsk sokkel der samlede CO<sub>2</sub>-utslipp er redusert, selv om mengden produserte hydrokarboner er økt.

(3) CO<sub>2</sub>-utslipp omfatter alle utslippskilder som turbiner, kjeler, motorer, fakler, boring av lete- og produksjonsbrønner, brønntesting/brønnopprensning, samt restutslipp fra rensanlegg for CO<sub>2</sub> fra naturgass på Sleipner T. Distribusjon av produkter (med egne tankbiler, båt, bane) til kunder (privat, bedrift, bensinstasjon, flyplass) inngår. Støttetjenester som helikoptertrafikk, forsynings- og standbykip og skytteltankere inngår ikke.

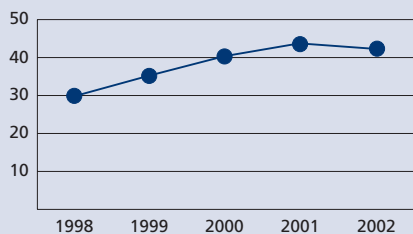
UTSLIPP AV NO<sub>x</sub>

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

*Utvikling:* Totalt utslipp av NO<sub>x</sub> var 26,4 tusen tonn i 2002 mot 29,5 tusen tonn i 2001. En viktig årsak er bedre driftsregularitet for virksomheten på norsk sokkel.

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

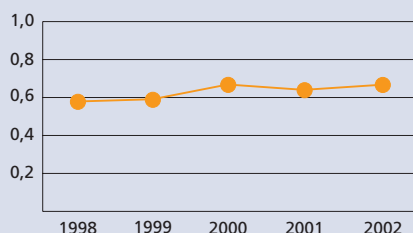
## ENERGIFORBRUK



*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 fagling. Energiforbruket ved bruk av fossile brenslere regnes som innfyrt energi.

*Utvikling:* Energiforbruket er redusert fra 44,2 TWh i 2001 til 42,1 TWh i 2002. Reduksjonen skyldes i hovedsak redusert energiforbruk i forretningsområdet Foredling og markedsføring på grunn av revisjonsstanser ved raffineriene på Mongstad og Kalundborg, samt ved metanolanlegget på Tjeldbergodden.

## GJENVINNINGSGRAD FOR AVFALL



*Definisjon:* Gjenvinningsgraden omfatter næringsavfall for Statoil-operert virksomhet, og angir mengde avfall til gjenvinning i forhold til total avfallsmengde (5). Spesialavfall inngår ikke.

*Utvikling:* Gjenvinningsgraden for 2002 er 0,68 mot 0,65 i 2001. Forretningsområdene Undersøkelse og produksjon Norge og Naturgass, samt enheten Konserntjenester, som blant annet driver Statoils kontorbygg, har økt gjenvinningsgrad, mens forretningsområdet Foredling og markedsføring har en reduksjon i gjenvinningsgrad sammenliknet med 2001.

(5) Mengde avfall til gjenvinning er total mengde avfall fra anleggets virksomhet som er levert til gjenbruk, resirkulering eller forbrenning med energiutnyttelse. Spesialavfall defineres iht det enkelte lands lovverk.

# Miljødata for 2002

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

### ENERGI

Diesel <sup>2)</sup>	709 GWh
Elektrisk kraft	15,9 GWh
Brenngass	21 200 GWh
Fakkeltgass	3 020 GWh

### RÅSTOFFER<sup>3)</sup>

Olje/kondensat	95,0 mill. Sm <sup>3</sup>
Gass <sup>4)</sup>	76,4 mrd. Sm <sup>3</sup>
Vann	78,4 mill. Sm <sup>3</sup>

### HJELPESTOFFER

Kjemikalier prosess/produksjon	43 200 tonn
Kjemikalier boring/brønn	106 800 tonn

### ANNET

Injeksjonsvann til trykkstøtte	131 mill. Sm <sup>3</sup>
--------------------------------	---------------------------



### PRODUKTER

Olje/kondensat	95,0 mill. Sm <sup>3</sup>
Gass for salg	54,6 mrd. Sm <sup>3</sup>

### UTSLIPP TIL LUFT

CO <sub>2</sub>	5 350 000 tonn
nmVOC <sup>5)</sup>	160 000 tonn
Metan <sup>5)</sup>	21 800 tonn
NO <sub>x</sub>	22 000 tonn
SO <sub>2</sub>	152 tonn

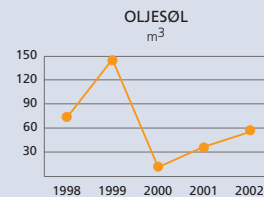
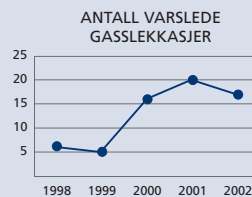
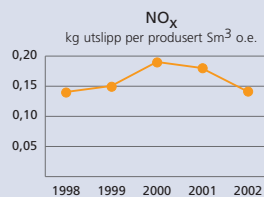
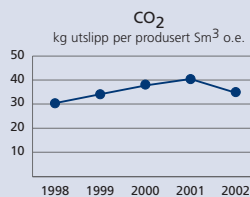
### UTSLIPP TIL VANN

Produsert vann	74,7 mill. Sm <sup>3</sup>
Olje i oljeholdig vann	1 770 tonn
Utsiktet oljeutslipp (oljesøl) Kjemikalier: <sup>6)</sup>	56,5 m <sup>3</sup>
Prosess/produksjon	27 100 tonn
Boring og brønn	36 000 tonn

### AVFALL

Avfall til deponi	2 240 tonn
Avfall til gjenvinning	5 800 tonn
Gjenvinningsgrad	0,72
Spesialavfall:	
Oljeholdig borekaks/boreslam	15 900 tonn
Annet	4 370 tonn

- 1) Norsk kontinentalsokkel inkluderer britisk del av Statfjord, men er eksklusiv Troll gassanlegg Kollsnes.
- 2) Utgjør 70 200 tonn.
- 3) Inkludert er 24,1 Sm<sup>3</sup> o.e. forsyning fra tredjepart (Snorre, Tordis, Vigdis og Visund).
- 4) Inkluderer brenngass (1,78 mrd. Sm<sup>3</sup>), fakkeltgass (0,254 mrd. Sm<sup>3</sup>) og injisert gass til bl.a. trykkstøtte (19,7 mrd. Sm<sup>3</sup>).
- 5) Inkluderer bøyelasting.
- 6) Inklusiv 56 300 tonn vann og grønne kjemikalier.



## TROLL GASSANLEGG KOLLSNES

### ENERGI

Elektrisk kraft	803 GWh
Brenngass	79,0 GWh
Fakkeltgass	31,8 GWh

### RÅSTOFFER

Våtgass Troll A	22,2 mrd. Sm <sup>3</sup>
Våtgass Troll B	1,78 mrd. Sm <sup>3</sup>
Våtgass Troll C	1,63 mrd. Sm <sup>3</sup>

### HJELPESTOFFER

Monetylenglykol	400 m <sup>3</sup>
Lut	187 m <sup>3</sup>
Syre	176 m <sup>3</sup>
Øvrige kjemikalier	53 m <sup>3</sup>



### PRODUKTER

Gass	25,6 mrd. Sm <sup>3</sup>
Kondensat	0,64 mill. Sm <sup>3</sup>

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

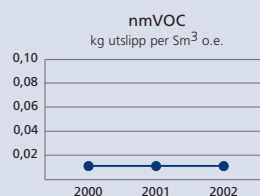
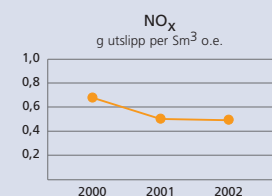
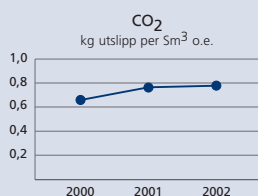
CO <sub>2</sub>	20 500 tonn
NO <sub>x</sub>	13,1 tonn
CO	15,4 tonn
nmVOC	241 tonn
Metan	693 tonn

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

Vann fra rensanlegg/avløp	116 000 m <sup>3</sup>
TOC	1,71 tonn
Monetylenglykol	2,33 tonn
Metanol	0,23 tonn
Hydrokarboner	0,07 tonn
Ammonium	0,05 tonn
Fenol	0,01 tonn

### AVFALL

Avfall til deponi	153 tonn
Avfall til gjenvinning	89 tonn
Gjenvinningsgrad	0,37
Spesialavfall:	
Slam fra rensanlegg	274 tonn
Annet	132 tonn



- 1) Myndighetenes krav er overholdt for alle parametre.

### MONGSTAD<sup>1)</sup>

#### ENERGI

Elektrisk kraft	372 GWh
Fyrgass og damp	5 380 GWh
Fakkeltgass	564 GWh

#### RÅSTOFFER

Råolje	7 391 000 tonn
Andre prosessråstoff	1 339 000 tonn
Blandekomponenter	340 000 tonn

#### HJELPESTOFFER

Syre	640 tonn
Lut	1 400 tonn
Tilsetningstoffer	1 050 tonn
Prosesskjemikalier	2 610 tonn



#### PRODUKTER

Propan	8 571 000 tonn
Nafta	Butan
Bensin	Gassolje
Flydrivstoff	Koks/svoel

#### UTSLIPP TIL LUFT<sup>3)</sup>

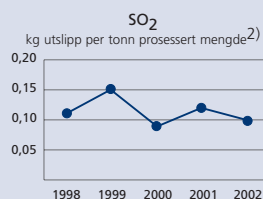
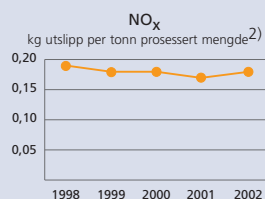
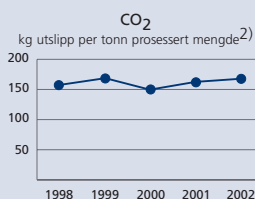
CO <sub>2</sub>	1 472 000 tonn
SO <sub>2</sub>	896 tonn
NO <sub>x</sub>	1 606 tonn
nmVOC raffineri	9 400 tonn
nmVOC terminal	10 000 tonn
Metan	2 370 tonn

#### UTSLIPP TIL VANN<sup>3)</sup>

Olje i oljeholdig vann	4,0 tonn
Fenol	1,0 tonn
Ammonium	46,9 tonn

#### AVFALL

Avfall til deponi	869 tonn
Avfall til gjenvinning	737 tonn
Gjenvinningsgrad	0,46
Spesialavfall <sup>4)</sup>	7 540 tonn



- 1) Inkluderer data for raffineri, råoljeterminal og Vestprosess-anlegget.
- 2) Prosessert mengde er råolje og andre prosessråstoff.
- 3) Myndighetenes krav er overholdt for alle parametre unntatt ammonium (døgkonsentrasjon) og støv eksternt.
- 4) 80% er levert til gjenvinning.

### KALUNDBORG

#### ENERGI

Elektrisk kraft	151 GWh
Damp	84 GWh
Fyrgass	2 180 GWh
Fakkeltgass	117 GWh

#### RÅSTOFFER

Råolje	4 376 000 tonn
Andre prosessråstoff	46 800 tonn
Blandekomponenter	327 000 tonn

#### HJELPESTOFFER

Syre	700 tonn
Lut	1 200 tonn
Tilsetningstoffer	25 tonn
Prosesskjemikalier	268 tonn
Ammoniakk (flytende)	1 730 tonn



#### PRODUKTER

Propan	4 561 000 tonn
Nafta	Butan
Bensin	Gassolje
Flydrivstoff	Fyringsolje
	ATS (gjødsel)

#### UTSLIPP TIL LUFT<sup>2)</sup>

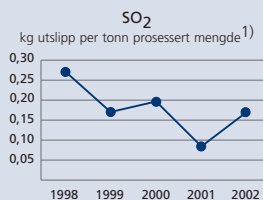
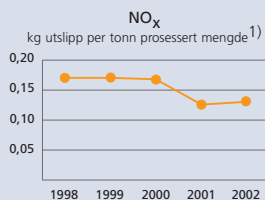
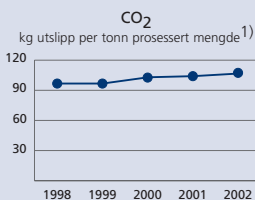
CO <sub>2</sub>	485 000 tonn
SO <sub>2</sub>	753 tonn
NO <sub>x</sub>	586 tonn
nmVOC	2 400 tonn
Metan	600 tonn

#### UTSLIPP TIL VANN<sup>2)</sup>

Olje i oljeholdig vann	1,84 tonn
Fenol	0,04 tonn
Suspendert stoff	26,6 tonn
Sulfid	0,07 tonn
Nitrogen	15,9 tonn

#### AVFALL

Avfall til deponi	146 tonn
Avfall til gjenvinning	626 tonn
Gjenvinningsgrad	0,81
Spesialavfall	574 tonn



- 1) Prosessert mengde er råolje og andre prosessråstoff.
- 2) Myndighetenes krav er overholdt for alle parametre unntatt nitrogen (døgkonsentrasjon).



## TJELDBERGODDEN

## ENERGI

Diesel	1 GWh
Elkraft	66 GWh
Brenngass	1 360 GWh
Fakkeltgass	149 GWh

## RÅSTOFFER

Rikgass	430 000 tonn
Kondensat	0 tonn

## HJELPESTOFFER

Lut	232 tonn
Syre	59 tonn
Andre kjemikalier	20 tonn



## PRODUKTER

Metanol	814 000 tonn
Oksygen	17 300 tonn
Nitrogen	34 000 tonn
Argon	14 500 tonn
LNG	9 900 tonn

UTSLIPP TIL LUFT<sup>2)</sup>

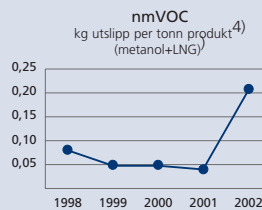
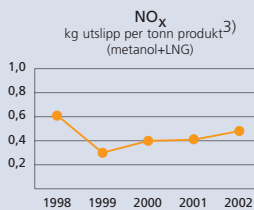
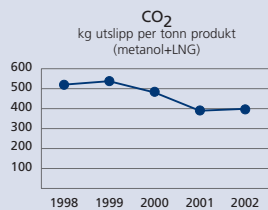
CO <sub>2</sub>	329 500 tonn
nmVOC	180 tonn
Metan	90 tonn
NO <sub>x</sub>	393 tonn
SO <sub>2</sub>	0,2 tonn

UTSLIPP TIL VANN<sup>2)</sup>

Kjølevann	143,6 mill. m <sup>3</sup>
Totalt organisk karbon (TOC)	1,5 tonn
Suspendert stoff (SS)	1 tonn
Nitrogen	1,8 tonn

## AVFALL

Avfall til deponi <sup>1)</sup>	93 tonn
Avfall til gjenvinning	177 tonn
Gjenvinningsgrad	0,66
Spesialavfall:	
Slam fra renseanlegg	272 tonn
Annet	38 tonn



- 1) Avfall forbrent uten energituttnyttelse.
- 2) Myndighetenes krav er overholdt for alle parametre unntatt TOC, SS og pH (døgnkonsentrasjon).
- 3) NO<sub>x</sub> er målt fra fakkelt i 2002, og ny beregningsmetode for data for 1999 til 2002 er benyttet.
- 4) Måling av metan og nmVOC er utført med ny målemetode i 2002.

## KÅRSTØ GASSPROSESSERINGSANLEGG OG TRANSPORTNETT

ENERGI<sup>1)</sup>

Fyrgass	4 970 GWh
Elektrisk kraft kjøpt	213 GWh
Diesel	1 GWh
Fakkeltgass	250 GWh

RÅSTOFFER<sup>2)</sup>

Rikgass	15,5 mill. tonn
Kondensat	4,66 mill. tonn

## HELPESTOFFER

Saltsyre	206 tonn
Natriumhydroxyd	108 tonn
Andre kjemikalier	18 tonn

PRODUKTER<sup>6)</sup>

Tørrgass	12,00 mill. tonn
Propan	2,40 mill. tonn
I-butan	0,52 mill. tonn
N-butan	0,92 mill. tonn
Nafta	0,49 mill. tonn
Kondensat	2,94 mill. tonn
Etan	0,52 mill. tonn
Elektrisk kraft solgt	27 GWh

UTSLIPP TIL LUFT<sup>3) 5)</sup>

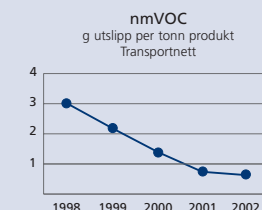
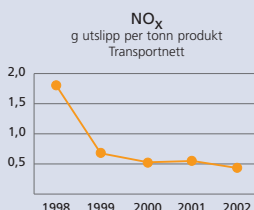
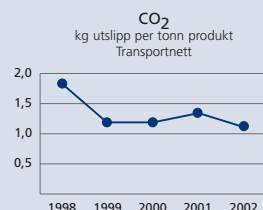
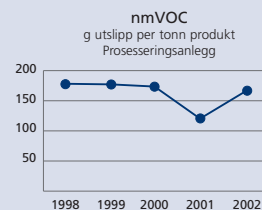
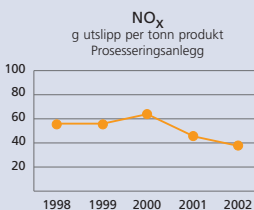
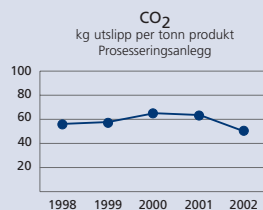
SO <sub>2</sub>	2,02 tonn
NO <sub>x</sub>	820 tonn
nmVOC	3 350 tonn
Metan	1 750 tonn
CO <sub>2</sub>	1 153 000 tonn

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

Kjølevann	325 mill. m <sup>3</sup>
Vann fra renseanlegg	0,56 mill. m <sup>3</sup>
Olje i oljeholdig vann	617 kg
TOC	18,0 tonn

AVFALL<sup>4)</sup>

Avfall til deponi	320 tonn
Avfall til gjenvinning	998 tonn
Gjenvinningsgrad	0,76
Spesialavfall <sup>7)</sup>	130 tonn



- 1) Inklusiv energiforbruk for Transportnett: 0,32 TWh fyrgass og 0,009 TWh elektrisk kraft.
- 2) Eksklusiv gasstransport utført av Transportnett: 63,8 mill. tonn.
- 3) Inklusiv utslipp for Transportnett: 72 600 tonn CO<sub>2</sub>, 29 tonn NO<sub>x</sub>, 41 tonn nmVOC og 372 tonn metan.
- 4) Inklusiv avfall for Transportnett: 22 tonn til deponi, 34 tonn til gjenvinning, 16 tonn spesialavfall.
- 5) Myndighetenes krav er overholdt for alle parametre unntatt nmVOC og metan (gjelder prosesseringsanlegget).
- 6) Produkter fra prosesseringsanlegget.
- 7) I tillegg kommer 17 000 tonn oljeholdig vann.

# Rapport fra Ernst & Young AS

Vi har utført utvalgte kontrollhandlinger knyttet til HMS-regnskapet til Statoil for 2002 som inntatt i Årsrapport 2002, side 49-54. HMS-regnskapet er avgitt av selskapets ledelse.

Formålet med arbeidet har vært å gi en uttalelse om HMS-regnskapet, basert på de undersøkelser vi har gjort. Vårt arbeid har omfattet følgende aktiviteter:

- Samtaler med ledelsen innenfor helse, miljø og sikkerhet om HMS-regnskapets innhold, herunder en oppdatert gjennomgang av styringssystemet innenfor helse, miljø og sikkerhet.
- Intervjuer med personell med ansvar innenfor HMS og personell som bidrar til innsamling av HMS-regnskapets tallmateriale. Fokuserområder har blant annet vært omfang og kvalitetssikring av data. Vi har i forbindelse med dette foretatt besøk hos 10 rapporteringsenheter.
- Verifikasjon på stikkprøvebasis at de ulike rapporteringsenheters tallmateriale er korrekt inntatt i HMS-regnskapet, samt overordnede analyser av tallmaterialet mot tidligere rapporteringsperioder.
- Kontroll, på stikkprøvebasis, om HMS-regnskapets tallmateriale er fremkommet ved bruk av konsistente og anerkjente måle-, analyse- og kvantifiseringsmetoder.
- Vurdering om den samlede informasjonen er hensiktsmessig presentert i HMS-regnskapet.

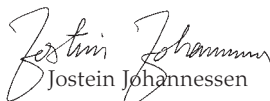
Basert på de handlinger vi har utført kan vi for HMS-regnskapet på side 49-54 bekrefte at:

- Statoil har etablert et vel fungerende styringssystem innenfor helse, miljø og sikkerhet og det arbeides aktivt med kontinuerlig forbedring.
- HMS-regnskapet omhandler etter vår vurdering opplysninger om helse-, miljø- og sikkerhetsforhold som er vesentlige på konsernnivå.
- Opplysningene synes hensiktsmessig gjengitt i HMS-regnskapet.
- Det kontrollerte datagrunnlaget er fremkommet basert på konsistente og anerkjente måle-, analyse- og kvantifiseringsmetoder.
- HMS-måleindikatorne og miljøplansjene er i overensstemmelse med opplysninger innmeldt fra de ulike rapporteringsenheterne.

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, 14. mars 2003  
ERNST & YOUNG AS

  
Gustav Eriksen  
statsautorisert revisor

  
Jostein Johannessen  
statsautorisert revisor



På Melkøya er grunnarbeidene til Snøhvits landanlegg i full gang. 2,5 millioner kubikkmeter masse skal flyttes. Det tilsvarer 200 000 dumperlass. Bildet er tatt i mørketiden en formiddag i desember. I bakgrunnen i bildet er sørgående hurtigrute på vei inn til Hammerfest.





# 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 2002 var 243,8 milliarder kroner, mens periodens resultat etter skatt var 16,8 milliarder kroner. I 2002 produserte Statoil 274 millioner fat olje og 18,8 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass, totalt 392 millioner fat oljeekvivalenter. Konsernets sikre reserver per 31. desember 2002 utgjorde cirka 1,9 milliarder fat olje og NGL og 382 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass, totalt cirka 4,3 milliarder fat oljeekvivalenter.

Virksomheten deles inn i følgende fire forretningsområder:

- Undersøkelse og Produksjon Norge (U&P Norge), som omfatter lete-, utbygging- og produksjonsvirksomheten knyttet til olje og naturgass på norsk sokkel,
- Internasjonal Undersøkelse og Produksjon (Internasjonal U&P), som har ansvar for all lete-, utbygging- og produksjonsvirksomhet knyttet til olje og naturgass utenfor Norge samt for salg av naturgass utenfor Europa
- Naturgass, som har ansvar for prosessering, transport og salg av naturgass til Europa fra oppstrømsvirksomheten på norsk sokkel, og
- Foredling og Markedsføring, som omfatter nedstrømsaktiviteten, 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.

**Forbedringsprogram.** I 2002 konkretiserte Statoil de viktigste forbedringstiltak som er nødvendige for å nå målet om 12% normalisert avkastning på sysselsatt kapital i 2004. Dette målet er basert på en gjennomsnittlig realisert oljepris på 16 USD per fat, en naturgasspris på 70 øre per Sm<sup>3</sup>, en raffineringmargin på 3,0 USD per fat, en Borealis-margin på EUR 150 per tonn og en NOK/ USD valutakurs på 8,20. Alle priser er basert på reelle år 2000 tall. Målet er å forbedre resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser med 3,5 milliarder kroner i 2004 sammenlignet med 2001. Ved utgangen av 2002 har Statoil oppnådd forbedringer på 1,6 milliarder kroner, og forbedringsprogrammet går som planlagt innen alle forretningsområder.

**Restrukturering av porteføljen.** Statoil har de siste årene foretatt en samlet gjennomgang av konsernets strategi og eiendelsportefølje. Dette har medført restruktureringer i eiendelsporteføljen på norsk sokkel og internasjonalt og omfattet enkelte avsetninger og nedskrivninger av noen av oppstrøms- og nedstrøms-eiendelene. Se —Resultat av virksomheten for konsernet—Regnskapsårene 2002, 2001 og 2000—Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser.

I U&P-Norge er det foretatt følgende restruktureringer;

I 2002 solgte Statoil eierandelene i Varg-feltet og en 14,9% andel i Mikkell-Unit lisensen (Statoils eierandel redusert til 41,62%). Gjennom disse avtalene har vi realisert en skattefri gevinst på omkring 0,2 milliarder kroner. I 2002 har vi også samordnet våre andeler i Oseberg-lisensene med SDØE, og Statoil har etter samordningen en eierandel på 15,3% i alle tre lisensene.

Vi oppnådde i juni 2001 en skattefri gevinst på cirka 1,4 milliarder kroner ved salg av våre andeler i Grane-, Jotun- og Njord-feltene, som alle ligger utenfor våre strategiske kjerneområder, samt salget av en 12% eierandel i Snøhvit-feltet (redusert eierandel til 22,29%). I 2000 utgjorde driftsinntektene fra disse eiendelene 1,5 milliarder kroner og belastet våre avskrivninger med 364 millioner kroner. Per 31. desember 2000 inngikk disse eierandelene med 54 millioner fat oljeekvivalenter i sikre reserver.

Statoil har restrukturert Internasjonal U&P virksomheten som følger;

Statoil solgte i 2002 oppstrømsvirksomheten i Danmark (feltene Siri og Lulita) med effektiv dato 1. juli 2002 til det danske selskapet DONG Efterforskning og Produktion med en realisert gevinst før skatt på 1,0 milliarder kroner (0,7 milliarder kroner etter skatt). Driftsinntektene fra disse eiendelene utgjorde i 2001 1,0 milliard kroner og bidro med 0,5 milliarder kroner til de totale avskrivningene. Per 31. desember 2001 inngikk disse eierandelene med 3,0 millioner fat oljeekvivalenter i sikre reserver.

Vi solgte i 2001 vår eierandel på 4,76% i oljefeltet Kashagan i den kasakhstanske delen av det Kaspiske hav med effektiv dato mai 2001. Salget medførte en gevinst før skatt på 1,6 milliarder kroner (1,2 milliarder kroner etter skatt).

Statoil solgte aktivitetene i Vietnam i desember 2001. Salget medførte en gevinst på 1,3 milliarder kroner før skatt (0,9 milliarder kroner etter skatt).

Verdien på oljefeltet LL652 i Venezuela ble regnskapsmessig skrevet ned i desember 2001, hovedsakelig fordi trykkoppbyggingen i reservoaret utviklet seg dårligere enn planlagt, noe som medfører at antatt produksjon i kontraktperioden ble redusert. Nedskrivningen utgjorde 2,0 milliarder kroner (1,4 milliarder kroner etter skatt). I desember 2002 bestemte Statoil seg for å foreta en ytterligere regnskapsmessig nedskrivning på oljefeltet LL652 basert på en ny geologisk vurdering, som konkluderte med at effekten av vann- og gassinjeksjonen er mindre enn forventet. Nedskrivningen utgjorde 0,8 milliarder kroner (0,6 milliarder etter skatt).

I 2000 avhendet Statoil også eierandelene i letetillatelse i Mexico-golfen. I 1999, da beslutningen om å avhende disse eierandelene ble truffet, foretok Statoil en kostnadsavsetning på 500 millioner kroner for dette salget. I 2000 solgte Statoil i tillegg markedsføringsdelen av Statoil Energy i USA.

I Naturgass har vi gjort 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. Som følge av SDØE transaksjonen i 2001 ble vår eierandel i Statpipe redusert fra 58,25% til 25% fra 1. juni 2001.

I Foredling og Markedsføring har vi gjort følgende restruktureringer;

Statoil inngikk i desember 2002 avtale om salg av det 100% eide datterselskapet Navion til Norsk Teekay AS, som er et heleid datterselskap av Teekay Shipping Corporation. Salgssummen er cirka 800 millioner USD, og effektiv dato er 1. januar 2003. Avtalen er ventet å bli gjennomført i løpet av andre kvartal 2003 etter godkjenning av motpart i enkelte kontraktsforhold. Navion bidro i 2002 med 7,2 milliarder kroner av driftsinntektene og belastet våre avskrivninger med 0,5 milliarder kroner. Statoil eier fremdeles 50% av boreskipet *West Navion* og 100% av multi-funksjonsskipet *Odin*, tidligere *Navion Odin*.

Vi økte vår eierandel i Navion fra 80% til 100% i oktober 2001. I tillegg solgte vi i andre halvår 2001 interessene i produksjonsskipene *Navion Munin* og *Berge Hugin* til Bluewater.

I mai 2001 solgte vi eierandelen på 15% i Malaysian Refining Company til de to andre andelshaverne, Petronas og Conoco Asia.

### Forhold som påvirker resultatene

Resultatene påvirkes i betydelig grad av:

- prisene på råolje, som i gjennomsnitt i USD steg betydelig i 2000, men sank i 2001 og økte svakt igjen i 2002,
- kontraktsprisene for naturgass, som i gjennomsnitt styrket seg betydelig i 2000 og 2001, men svekket seg i 2002,
- utviklingen i valutakursen mellom USD, som råoljeprisene vanligvis er notert i og som inntekter fra langsiktige gassavtaler også er knyttet til, og NOK, som våre regnskaper føres i, og som en betydelig andel av våre kostnader påløper i, og
- Statoils produksjonsvolumer av olje og naturgass, som igjen avhenger av tilgjengelige petroleumsreserver, samt Statoils egen og partners kompetanse når det gjelder å utvinne olje og naturgass fra disse reservene.

Resultatene vil også påvirkes av utviklingen i den internasjonale oljeindustrien, som for eksempel:

- den senere tids ustabile oljepriser, mulige eller fortsatte tiltak fra Den norske regjering eller mulige fortsatte tiltak av medlemmene i Organisasjonen av petroleumseksporterende land (OPEC) som påvirker prisene,
- økt konkurranse om undersøkelsesmuligheter og operatørskap, og
- dereguleringen av markedet for naturgass, som kan føre til betydelige endringer i den eksisterende markedstrukturen og i det generelle prisnivået, samt stabiliteten i prisene.

I tillegg er det på tidspunktet for utgivelsen av denne årsrapporten svært usikkert hvilken effekt krisen i Irak kan få på prisen på olje, gass og petroleumsprodukter, samt på NOK/ USD valutakursen.

Tabellen nedenfor viser årlig gjennomsnitt for prisene på råolje, kontraktsprisene på naturgass og valutakursen NOK/ USD for årene 2000, 2001 og 2002.

	2000	2001	2002
Råolje (USD per fat Brent-blend)	28,5	24,4	25,0
Naturgass fra norsk sokkel (kroner per Sm <sup>3</sup> )	0,99	1,22	0,95
Gjennomsnittlig valutakurs NOK/ USD	8,81	8,99	7,97

Tabellen nedenfor viser hvordan visse endringer i prisen på råolje, kontraktsprisene på naturgass, raffineringmarginene og valutakursen mellom NOK og USD kan påvirke henholdsvis vårt resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser og vårt årsresultat basert på et aktivitetsnivå som i 2002.

### Sensitiviteter basert på resultatene for 2002

(MILLIARDER NOK)	ENDRING I EBIT(1)	ENDRING I ÅRSRESULTAT
Oljepris (+/- USD 1/fat)	2,2	0,6
Gasspris (+/- 10 øre/Sm <sup>3</sup> )	1,8	0,4
Raffineringsmarginene (+/- USD 1/fat)	0,8	0,5
Virkningen av kursen på USD på driftsinntekter og kostnader (+/- NOK 0,50)	3,0	0,7
Virkningen av kursen på USD på gjeld (+/- NOK 0,50)	-	1,3

(1) Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser.

Sensitivitetene i Statoils regnskapsmessige resultater som vist i tabellen ovenfor, vil avvike fra de som faktisk ville fremkommet i Statoils konsernregnskap. Statoils konsernregnskap ville også gjenspeile effekten på sikre reserver, marginene til forretningsområdene Naturgass og Foredling og Markedsføring, vår undersøkelsesaktivitet og funnrater i undersøkelsesvirksomheten, inflasjon, mulige endringer i skattesystemet, samt virkningen av eventuelle sikringsaktiviteter.

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 oljeproduksjonen slik at prisrisikoen under 18 USD per fat i 2002 og under 16 USD per fat i 2003 har blitt redusert. Gass blir typisk solgt til prisformler som har tidsforsinkelser for endringer i gassprisene. Raffineringsmarginen ble ikke sikret i 2002, mens en liten andel har blitt sikret for 2003 basert på Statoils vurdering av markedet.

Valutasammensetningen til gjelden forsøkes optimalisert med hensyn til den underliggende kontantstrømseksposering. Kontantstrømmen genereres i stor grad i USD, derfor holdes nær 100% gjelden i USD.



Endringer i valutakursene kan ha betydelig innvirkning på våre resultater. Våre driftsinntekter er hovedsakelig i USD, mens våre driftskostnader og skattebetalinger for en stor del påløper i NOK. Statoil prøver å styre denne eksponeringen ved å ta opp langsiktig gjeld i USD og ved å foreta valutasikring. Statoil styrer risikoen knyttet til sin renterisiko ved å benytte seg 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 USD i forhold til NOK ventes å føre til en økning i våre inntekter. Fordi vår gjeld er i USD, vil imidlertid fordelene for Statoil på kort sikt bli oppveid av en økning av gjelden. En slik økning vil bli regnskapsført som en finanskostnad og vil følgelig ha en negativ virkning på resultatet. Se —Likviditet og kapitalressurser—Risikostyring.

Statoil markedsfører og selger den norske stats olje og gass sammen med egen produksjon. Historisk inkluderte Statoil SDØE-produksjonen av olje og gass inn til lager, for eksempel for å bruke i egen nedstrømsaktivitet (som vår raffinering eller detaljvirksomhet nedstrøms), og inkluderte inntektene fra salget av slik produksjon i våre inntekter. Prisen Statoil betalte til Den norske stat ble tilsvarende inkludert i våre varekostnader. Når SDØE-olje og gass ble videresolgt direkte til eksterne kunder derimot, tok vi ikke SDØE-produksjonen inn i våre egne lager, og vi inkluderte bare netto resultatet av salgsaktiviteten i våre inntekter.

I forkant av børsnoteringen, holdt Den norske stat, som eiere, en ekstraordinær generalforsamling 27. februar 2001. Der ble det fattet et vedtak som pålegger Statoil 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 Statoils generalforsamling den 25. mai 2001 og trådte i kraft fra og med 17. juni 2001. Etter den nye avsetningsinstruksen har Statoil avtalt å kjøpe all SDØEs 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.

Historisk var prisen Statoil betalte til staten for råolje en «normpris» som ble fastsatt av Petroleumsprisrådet. Denne er basert på et gjennomsnitt av spotmarkedpriser og kontraktpriser på olje fra norsk sokkel den aktuelle 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 Statoil 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, en pris basert på enten oppnådd pris, en nettberegningsformel eller en markedsverdi. Statoil kjøper nå alle olje- og NGL- volumene til Den norske stat. Prising av råoljen er markedsbasert. NGL priser baserer seg enten på oppnådd pris, markedsverdi eller observerte markedspriser.

Statoils samlede kjøp av olje og NGL fra Den norske stat var på henholdsvis 72 298 millioner kroner (374 millioner fat), 53 291 millioner kroner (265 millioner fat) og 42 290 millioner kroner (173 millioner fat) i henholdsvis 2002, 2001 og 2000.

Som alle andre produsenter på norsk sokkel, betaler Statoil 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 betalte produksjonsavgift i 2002 er Statfjord, Gullfaks og Oseberg. Disse feltene representerte samlet henholdsvis 30%, 27% og 24% av vår petroleumsproduksjon på norsk sokkel i henholdsvis 2000, 2001 og 2002. Produksjonsavgiften betales i form av olje og varierer fra 8% til 16% av oljevolumene som produseres. Statoil kjøper all oljen staten mottar som produksjonsavgift fra selskaper på norsk sokkel til normpris. Statoil 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. Produksjonsavgift fra Statfjord ble avskaffet gjeldende fra 1. januar 2003 og betaling av produksjonsavgift fra Gullfaks og Oseberg vil bli avskaffet innen år 2006.

Historisk sett har driftsinntektene hovedsakelig vært generert fra produksjonen av olje og naturgass på norsk sokkel. Marginal skattesats på overskudd fra olje- og gassvirksomhet på norsk sokkel er 78%. Svingningene i inntjening dempes som følge av at en betydelig andel av norske offshoreinntekter betales som skatt i perioder med overskudd, og av de betydelige skattemessige effekter fradragene i norsk offshorevirksomhet gir i perioder med underskudd. Den vesentligste del av Statoils skattebetalinger skjer til Den norske stat. I juni 2001 vetok Stortinget enkelte endringer i skatteleggingen av petroleumsvirksomheten.

**Resultat for virksomheten**

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

	2000	2001	2002
<b>RESULTATREGNSKAP</b>			
Driftsinntekter:			
Salgsinntekter	99,8%	97,8%	99,3%
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	0,2%	0,2%	0,2%
Andre inntekter	0,0%	2,0%	0,5%
Sum driftsinntekter	100%	100%	100%
Kostnader:			
Varekostnader	51,9%	53,4%	60,7%
Driftskostnader	12,5%	12,5%	11,6%
Salgs- og administrasjonskostnader	1,7%	1,5%	2,2%
Av- og nedskrivninger	6,8%	7,6%	6,9%
Undersøkelseskostnader	1,1%	1,2%	0,9%
Sum kostnader før finans	74,0%	76,2%	82,3%
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	26,0%	23,8%	17,7%

**Regnskapsårene 2002, 2001 og 2000**

**Salgsinntekter.** Statoil markedsfører og selger Den norske stats andel av olje- og gassproduksjon fra norsk sokkel. Fra og med juni 2001 opererer ikke lenger Statoil som en agent for å selge SDØE oljeproduksjonen til tredjepart. Følgelig inkluderes alt kjøp og salg av SDØE- produksjonen i henholdsvis varekostnad og salgsinntekter, mens man tidligere nettopførte resultatet fra tradingaktiviteten i salgsinntektene.

All olje som Den norske stat mottar som produksjonsavgift fra feltene på norsk sokkel kjøpes av Statoil. Statoil inkluderer varekostnaden og salgsinntektene fra avgiftsoljen i henholdsvis varekostnader og salgsinntekter.

Samlede salgsinntekter var på 242,2 milliarder kroner i 2002, sammenlignet med 231,7 milliarder kroner i 2001 og 229,8 milliarder kroner i 2000. Økningen på 5% i salgsinntekter fra 2001 til 2002 skyldtes hovedsakelig en økning på 22% i oljevolum kjøpt fra tredjeparter og SDØE som følge av den nye avsetningsinstruksjonen og en 32% økning i salg av naturgass. Dette ble i stor grad oppveid av en 9% reduksjon i realiserte oljepriser målt i NOK på grunn av utviklingen i NOK/ USD valutakursen, en 22% reduksjon i realiserte naturgasspriser og en 39% reduksjon i raffineringmargin (FCC-margin). Reduksjonen i raffineringmargin ble ytterligere negativt påvirket av en 11% svekkelse av USD i forhold til NOK. I tillegg ble bidraget fra Statpipe redusert som en konsekvens av at vår eierandel er redusert fra 58,25% til 25% fra 1. juni 2001 som følge av SDØE-transaksjonen.

Økningen i salgsinntekter på 10,5 milliarder kroner fra 2001 til 2002 omfatter cirka 30 milliarder kroner i økte salgsinntekter på grunn av større SDØE- og tredjepartsvolumer og cirka 5 milliarder kroner på grunn av økning i solgte naturgassvolumer. Salgsinntektene gikk ned med cirka 15 milliarder kroner på grunn av redusert oljepris målt i NOK, cirka 4 milliarder kroner på grunn av reduserte naturgasspriser, cirka 7 milliarder kroner på grunn av redusert resultatbidrag fra raffinering og andre nedstrømsaktiviteter, og cirka 1 milliard kroner på grunn av redusert eierandel i Statpipe.

Statoils daglige oljeproduksjon (løfting) ble redusert fra 754 900 fat i 2001 til 748 200 fat i 2002. Reduksjonen på 1% skyldes hovedsakelig lavere produksjon fra modne felt som Gullfaks, Statfjord, Sleipner, Oseberg, Alba og Lufeng. Yme ble stengt ned i 2001 og Njord og Jotun ble solgt i 2001. I tillegg ble Varg og Siri solgt i 2002. Den planlagte vedlikeholdsperioden i 2002 ble lenger og inkluderte flere felt enn i 2001. I tillegg besluttet den norske regjeringen den 17. desember 2001 å redusere den totale oljeproduksjonen på norsk sokkel med 150 000 fat per dag i perioden fra 1. januar til 30. juni 2002. Statoils andel av dette utgjorde omtrent 18 500 fat per dag. Dette ble delvis motvirket av produksjonsstart på Girassol-feltet i Angola, økt produksjon fra Sincor-feltet i Venezuela som et resultat av oppstarten av oppgraderingsanlegget i første kvartal i 2002, høyere produksjon fra Åsgard på grunn av driftsproblemer i 2001, samt oppstart av produksjonen fra Glitne og Huldra i slutten av 2001. I tillegg, som et resultat av en overløftsituasjon på norsk sokkel i 2001, sammenlignet med en underløftsituasjon i 2002, løftet Statoil i 2002 et lavere volum og et høyere volum i 2001 fra norsk sokkel enn våre totale eierandeler skulle tilsa. Se under for beskrivelse av forskjellen mellom produserte og løftede volumer.

Salg av egenprodusert gass i 2002 var 18,8 mrd. Sm<sup>3</sup>, sammenlignet med 14,9 mrd. Sm<sup>3</sup> i 2001 og 14,7 mrd. Sm<sup>3</sup> i 2000.

Økningen i salgsinntekter på 1,9 milliarder kroner fra 2000 til 2001 omfatter cirka 35 milliarder kroner i økte salgsinntekter på grunn av økt SDØE- og tredjeparts volum og cirka 4 milliarder kroner på grunn av økning i pris og solgte volum naturgass. Salgsinntektene gikk blant annet ned med cirka 20 milliarder kroner på grunn av redusert oljepris, cirka 7 milliarder kroner på grunn av reduserte salgsinntekter fra raffinering og cirka 4 milliarder kroner på grunn av bortfall av salg av Statoil Energy Inc. i 2000, samt redusert resultatandel fra Statpipe.

Statoils daglige oljeproduksjon økte fra 733 300 fat i 2000 til 754 900 fat i 2001. Dette skyldtes hovedsakelig start i produksjonen av tungolje 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 i Norge 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 sveise i rørledningen mellom produksjonsbrønnene og plattformen. Som en konsekvens av underløftsituasjonen på norsk sokkel i 2000 sammenlignet med en overløftsituasjon i 2001, løftet Statoil høyere volum olje på norsk sokkel i 2001 og lavere volum i 2000 enn våre totale eierandeler skulle tilsi. Økningen i daglig oljeproduksjon ble delvis motvirket av en reduksjon i volum fra Lufeng-feltet i Kina og Siri-feltet i Danmark, samt en nedgang i volum fra de modne feltene på Statfjord og Gullfaks på norsk sokkel og redusert produksjon fra Heidrun- og Sleipner-feltene og nedstenging av Yme-feltet.

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

**Resultatandel fra tilknyttede selskaper.** Resultatandel fra tilknyttede selskaper inkluderer hovedsakelig vår 50% eierandeler i Borealis, Statoil Detaljhandel Skandinavia, P/R West Navion DA og Statoils tidligere 15% eierandel i Melaka raffinering som ble solgt i 2001, samt diverse andre selskaper. Vår andel i resultat i tilknyttede selskaper var 366 millioner kroner i 2002, 439 millioner kroner i 2001 og 523 millioner kroner i 2000. Nedgangen fra 2001 til 2002 skyldtes i hovedsak reduserte inntekter fra P/R West Navion DA og diverse andre selskaper. Denne reduksjonen ble delvis motvirket av økte inntekter fra Borealis på grunn av en 4% økning i solgte volumer og bidrag fra et pågående forbedringsprogram. På den annen side, ble Borealis' marginer redusert med 25 euro per tonn, cirka 19% fra 2001 til 2002. Nedgangen fra 2000 til 2001 skyldtes i hovedsak redusert resultat i Borealis på grunn av lavere petrokjemimarginer.

**Andre inntekter.** Andre inntekter var på 1,3 milliarder kroner i 2002, 4,8 milliarder kroner i 2001 og 0,1 milliarder kroner i 2000. Inntekten på 1,3 milliarder kroner i 2002 består hovedsakelig av realisert gevinst knyttet til salget av oppstrømsvirksomheten i Danmark, i hovedsak feltene Siri og Lulita. Inntekten i 2001 på 4,8 milliarder kroner besto hovedsakelig av salg av eierandeler i felt utenfor Statoils kjerneområder; Grane, Njord og Jotun, salg av en 12% eierandel i Snøhvit-feltet, salg av Statoils 4,76% eierandel i oljefeltet Kashagan i det Kaspiske hav og salget av våre aktiviteter i Vietnam.

**Varekostnader.** Historisk har varekostnadene inkludert kostnad for olje- og gassproduksjon som Statoil 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 kostnader for SDØE olje- og NGL-produksjon som Statoil 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 147,9 milliarder kroner i 2002 fra 126,2 milliarder kroner i 2001 og 119,5 milliarder kroner i 2000. Økningen på 17% i 2002 skyldtes hovedsakelig en økning i kjøp av SDØE-olje og tredjeparts volum. Denne økningen ble delvis motvirket av en reduksjon i råoljepris målt i norske kroner.

Økningen på 6% fra 2000 til 2001 skyldtes hovedsakelig en økning i kjøp av SDØE-olje, som følge av 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.

**Driftskostnader.** Våre driftskostnader inkluderer produksjonskostnad i felt og transportsystem knyttet til vår andel av olje- og gassproduksjon. Driftskostnadene ble redusert til 28,3 milliarder kroner, sammenlignet med 29,4 milliarder kroner i 2001 og 28,9 milliarder kroner i 2000. Reduksjonen på 4% fra 2001 til 2002 knyttes hovedsakelig til reduserte plattformkostnader og lavere fremtidige fjerningsforpliktelser basert på oppdaterte fjerningsestimater. Dette motvirkes delvis av økte forsikringskostnader og variable kostnader på grunn av høyere produksjonsvolum i 2002 sammenlignet med 2001.

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 gassvolumer. Statoil 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- virksomhet på grunn av lavere olje- og gassproduksjon.

**Salgs- og administrasjonskostnader.** Våre salgs- og administrasjonskostnader omfatter kostnader knyttet til salg og markedsføring av produkter inkludert forretningsutviklingskostnader, lønnskostnader og andre ytelser til ansatte. Salgs- og administrasjonskostnadene økte til 5,5 milliarder kroner i 2002 fra 4,3 milliarder kroner i 2001 og 3,9 milliarder kroner i 2000.



Økningen fra 2001 til 2002 skyldtes i hovedsak høyere kostnader knyttet til forretningsutvikling i Internasjonal U&P og økte riggvastninger i U&P Norge, som i hovedsak forklarer økningen i salgs- og administrasjonskostnadene fra 2001 til 2002. Dette motvirkes delvis av reduksjon i salgs- og administrasjonskostnader i forretningsområdet Foredling og Markedsføring. Økningen fra 2000 til 2001 skyldtes i hovedsak i forretningsområdet Foredling og Markedsføring med cirka 0,4 milliarder kroner, delvis motvirket av effekten av salget av markedsføringsdelen av vårt datterselskap Statoil Energy Inc. i 2000.

I løpet av perioden 1998-2002 avsatte Statoil 1,7 milliarder kroner i regnskapet for den estimerte reduksjonen av markedsverdier relatert til selskapets fastpriskontrakter på mobile rigger. Per 31. desember 2002 var gjenstående avsetning i regnskapet pålydende 1,0 milliarder norske kroner basert på Statoils oppfatning angående egen utnyttelse av riggene, samt ratene og varigheten av fremleie til ekstern part i det norske markedet og utviklingen i NOK/ USD valutakursen. Disse antakelsene reflekterer ledelsens beste skjønn og undergis nye vurderinger ved hver regnskapsavleggelse basert på tilgjengelig informasjon. Siden utgangen av 2002 har situasjonen i det norske riggmarkedet forverret seg, og det kan ikke gis noen garanti for at markedsforholdene fortsatt ikke vil være dårlig. Statoil vil fortsette å overvåke situasjonen og vil følge prosedyrer for å gå gjennom riggvastningene i forbindelse med utarbeidelsen av resultatet for første kvartal. Hvis markedsforholdene fortsatt er svake, og andre viktige faktorer ikke endres og dermed oppveier for effekten av dette, kan det i henhold til vår regnskapspraksis bli nødvendig å foreta ytterligere riggvastninger på det tidspunktet.

**Av- og nedskrivninger.** Av- og nedskrivningene inkluderer avskrivning av produksjonsinstallasjoner og transportsystem, nedskrivning av felt i produksjon, amortisering av immaterielle eiendeler og avskrivning av balanseførte undersøkelseskostnader og nedskrivning av forringede langsiktige driftsmidler. Av- og nedskrivningskostnaden var 16,8 milliarder kroner i 2002, 18,1 milliarder kroner i 2001 og 15,7 milliarder kroner i 2000.

Tallet for 2002 inkluderer en nedskrivning på 0,8 milliarder kroner på LL652 feltet i Venezuela, sammenlignet med nedskrivningen på 2,0 milliarder kroner på det samme feltet i 2001, og forklarer mesteparten av reduksjonen fra 2001 til 2002. Denne motvirkes delvis av høyere avskrivninger fra nye felt.

Økningen på 15% fra 2000 til 2001 skyldtes hovedsakelig nedskrivningen av LL652-feltet i Venezuela med 2,0 milliarder kroner, og generelt økte avskrivninger på grunn av høyere produksjon.

**Undersøkelseskostnader.** Undersøkelsesutgiftene blir balanseført i den utstrekning leteaktivitetene medfører antatt kommersielle funn, hvis ikke blir de kostnadsført i den perioden utgiften oppstår. Undersøkelseskostnadene inkluderer den kostnadsførte delen av undersøkelsesutgiftene for inneværende periode og nedskrivning av undersøkelsesutgifter balanseført i tidligere perioder. Undersøkelseskostnaden var 2,2 milliarder kroner i 2002, 2,9 milliarder kroner i 2001 og 2,5 milliarder kroner i 2000. Nedgangen på 24% fra 2001 til 2002 skyldtes hovedsakelig lavere undersøkelsesaktivitet i U&P Norge, delvis motvirket av høyere undersøkelsesaktivitet i Internasjonal U&P. I tillegg var det en nedgang i tidligere balanseførte leteutgifter som ble nedskrevet i 2002, sammenlignet med 2001. Totalt ble 20 undersøkelses- og letebrønner ferdigstilt i 2002, hvorav 15 resulterte i funn. Inkludert sidesteg fra undersøkelsesbrønner og leteforlengelser fra produksjonsbrønner, ble 28 brønner ferdigstilt. Av disse resulterte 21 i funn.

Økningen på 17% fra 2000 til 2001 skyldtes hovedsakelig at 0,5 milliarder kroner i balanseførte undersøkelsesutgifter knyttet til tidligere år ble nedskrevet i 2001 og at en lavere andel av våre undersøkelsesaktiviteter medførte funn i 2001, noe som resulterte i et høyere nivå på kostnadsførte utgifter. Dette ble delvis motvirket av en nedgang i undersøkelsesutgifter på 0,7 milliarder kroner, hovedsakelig som en følge av at lavere undersøkelsesnivå innen vårt Internasjonale U&P forretningsområde igjen delvis ble motvirket av en økning i undersøkelsesaktiviteten på norsk sokkel. Totalt ble 27 undersøkelses- og avgrensingsbrønner boret i 2001. Av disse resulterte 15 i funn.

**Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser.** Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var 43,1 milliarder kroner i 2002, sammenlignet med 56,2 milliarder kroner i 2001 og 60,0 milliarder kroner i 2000. Nedgangen på 23% fra 2001 til 2002 skyldes hovedsakelig lavere olje- og gasspriser målt i NOK, samt lavere marginer i nedstrømsvirksomheten. Oljeprisen i 2002 målt i USD økte med 2%, sammenlignet med 2001, men målt i NOK sank oljeprisen med 9% og gassprisen med 22% sammenlignet med 2001. Raffinerings-, petrokjemi- og shippingmarginene var også lavere i 2002 enn i 2001, på grunn av svakere markeder. Resultatet innen nedstrømsvirksomheten er også svekket av den økte kursen på norske kroner mot USD.

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser i 2002 inkluderte spesielle poster på 1,0 milliard kroner fra salget av oppstrømsvirksomheten i Danmark. Statoil foretok også en nedskrivning av LL652 i Venezuela i 2002 på 0,8 milliarder kroner før skatt. Resultatet for 2001 inkluderte engangseffekter (gevinster) på 2,3 milliarder kroner før skatt.

Nedgangen på 6% fra 2000 til 2001 skyldtes hovedsakelig 13% redusert råoljepris målt i norske kroner, 29% reduserte raffineringsmarginer og nedskrivningen av oljefeltet LL652 i Venezuela på 2 milliarder kroner i 2001. Disse forholdene ble delvis 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 samt salg av Statoils aktiviteter i Vietnam.

I 2002, 2001 og 2000 var driftsmarginen, målt som den prosentandelen resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser utgjorde av driftsinntektene, henholdsvis 18%, 24% og 26% av grunner diskutert ovenfor.

**Netto finansposter.** For 2002 rapporterer Statoil en netto finansinntekt på 8,2 milliarder kroner sammenlignet med en netto finansinntekt på 0,1 milliard kroner i 2001 og en netto finanskostnad på 2,9 milliarder kroner for 2000. Endringene fra år til år skyldtes i all hovedsak valutasvingninger knyttet til Statoils USD-gjeld. Valutasammensetningen på gjeldsporteføljen endret seg i løpet av 2001, fra å bestå av rundt 80% USD til nå å være nær 100% i USD, inkludert effekten av valutabytteavtaler.

**Skattekostnad.** Statoils effektive skattesats var på 66,9%, 68,5%, 70,9% i henholdsvis 2002, 2001 og 2000. Effektiv skattesats er beregnet som skattekostnad dividert med resultat før skatt og minoritetsinteresser. Svingningene i disse satsene fra år til år skyldtes hovedsakelig endringer i forholdet mellom andelen av resultat før skatt som relaterer seg fra norsk olje- og gassproduksjon skattlagt til en marginal sats på 78%, andelen som relaterer seg til annen norsk inntekt skattlagt til 28% og andelen som stammer fra andre land skattlagt til respektive skattesatser.

**Minoritetsinteresser.** Minoritetsinteressene i resultatet for 2002 var på 153 millioner kroner, sammenlignet med minoritetsinteresser på 488 millioner kroner i 2001 og 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 inkluderte også Rasmussengruppen sin 20% eierandel i Navion frem til 1. oktober 2001, da Statoil, som en del av restruktureringen av eierskapet i Navion, ervervet Rasmussengruppen sine eierandeler i selskapet.

**Årsresultat.** Årsresultatet i 2002 var på 16,8 milliarder kroner sammenlignet med 17,2 milliarder kroner i 2001 og 16,2 milliarder kroner i 2000. De bakenforliggende forholdene for disse resultatene er forklart ovenfor.

## Forretningsområdene

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon for våre fire forretningsområder. Når resultatene fra forretningsområdene summeres, foretar konsernet elimineringer av internt salg. Elimineringene omfatter blant 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 i markedet. Intern pris for salg av olje og naturgass fra U&P Norge til forretningsområdene Foredling og Markedsføring og Naturgass er markedsbasert.

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 fantes noterte priser for. For alle andre typer olje utgjorde 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 70 øre 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 7 øre 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 seksmånedersperioden.

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon for forretningsområdene, inkludert interne elimineringer for årene 2000-2002

## Resultat av virksomheten

(TALL I MILLIONER KRONER)	2000	2001	2002
<i>U&amp;P Norge</i>			
Driftsinntekter	71 135	65 655	56 290
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	46 715	40 697	31 463
Langsiktige eiendeler	79 864	77 550	77 001
<i>Internasjonal U&amp;P</i>			
Driftsinntekter	9 027	7 693	6 769
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	773	1 291	1 086
Langsiktige eiendeler	19 465	21 530	20 655
<i>Naturgass</i>			
Driftsinntekter	20 624	23 468	24 536
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	7 893	9 629	8 918
Langsiktige eiendeler	13 030	10 500	10 312
<i>Foredling og Markedsføring</i>			
Driftsinntekter	201 585	203 387	211 152
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	4 559	4 480	1 637
Langsiktige eiendeler	32 925	30 432	27 958
<i>Øvrig virksomhet og elimineringer</i>			
Driftsinntekter	-71 946	-63 867	-54 933
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	51	57	-2
Langsiktige eiendeler	13 042	11 026	11 307
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	59 991	56 154	43 102



**U&P Norge**

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, operasjonelle nøkkeltall og prosentvise endringer for forretningsområdet U&P Norge for 2000, 2001 og 2002.

FINANSIELLE OG OPERASJONELLE DATA	2000	2001	% ENDRING	2002	% ENDRING
Resultatregnskap (i millioner kroner):					
Driftsinntekter	71 135	65 655	-8%	56 290	-14%
Av- og nedskrivninger	11 225	11 805	5%	11 861	0%
Undersøkelseskostnader	1 310	2 008	53%	1 420	-29%
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	46 715	40 697	-13%	31 463	-23%
Produksjon (løfting):					
Olje (1000 fat o.e./dag)	676,2	697,1	3%	666,7	-4%
Naturgass (millioner Sm <sup>3</sup> /dag)	38,6	39,1	1%	50,7	29%
Samlet produksjon (1000 fat o.e./dag)	919,2	942,7	3%	985,5	5%
Reserveerstatningsrate(1)(2)	0,85	0,77	-9%	0,63	-18%
Funnkostnad (USD per fat o.e.)(1)	1,68	1,53	-9%	0,81	-47%
Funn- og utviklingskostnad (USD per fat o.e.)(1)	10,65	9,35	-12%	5,89	-37%
Produksjonskostnad (USD per fat o.e.)(3)	2,82	2,77	-2%	3,03	9%

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

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

(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 2002, 2001 og 2000.**

U&P Norge hadde driftsinntekter på 56,3 milliarder kroner i 2002 sammenlignet med 65,7 milliarder kroner i 2001 og 71,1 milliarder kroner i 2000. Reduksjonen på 14% i inntekter fra 2001 til 2002 skyldtes hovedsakelig en gjennomsnittlig 11% lavere NOK/ USD valutakurs. Internprisen på gass solgt fra U&P Norge til Naturgass har hatt en nedgang på 23% fra 2001 til 2002, delvis motvirket av en 2% økning i gjennomsnittlig realisert oljepris. I tillegg inkluderte inntekten i 2001 en skattefri salgsgvinst på omtrent 1,4 milliarder kroner fra salget av våre eierandeler i Grane-, Jotun- og Njord-feltene og en 12% eierandel i Snøhvit (som reduserte vår eierandel til 22,29%). Reduksjonen på 8% i inntekter fra 2000 til 2001 skyldtes hovedsakelig en reduksjon på cirka 15% i vår gjennomsnittlige realiserede oljepris. Dette ble delvis motvirket av en 15% økning i internprisen for naturgass solgt fra U&P Norge til Naturgass som følge av økt realisert gasspris eksternt. Reduksjonen i oljepris ble også delvis motvirket av en 2% høyere NOK/ USD kurs.

Gjennomsnittlig oljeproduksjon (løfting) per dag i U&P Norge var 666 700 fat i 2002, 697 100 fat i 2001 og 676 200 fat i 2000. Reduksjonen på 4% i daglig oljeproduksjon fra 2001 til 2002 skyldtes i hovedsak av nedgang i produksjon fra de modne feltene Statfjord, Sleipner og Oseberg. Yme-feltet ble dessuten stengt ned i 2001 mens Njord og Jotun ble solgt i 2001 og Varg ble solgt i 2002. Den planlagte vedlikeholdsperioden i 2002 ble lenger og inkluderte flere felt enn i 2001. I tillegg bestemte den norske regjering 17. desember 2001 å redusere total oljeproduksjon fra norsk sokkel med 150 000 fat per dag i perioden 1. januar til 30. juni 2002. Statoils andel av reduksjonen var på omtrent 18 500 fat per dag i denne perioden. Denne reduksjonen ble delvis motvirket av høyere produksjon fra Åsgard, hvor det oppsto driftsproblemer på Åsgard B plattformen i 2001, og av produksjonsstart både på Glitne og på Huldra i slutten av 2001.

Økningen på 3% i daglig oljeproduksjon fra 2000 til 2001 skyldtes i hovedsak oppstart på Gullfaks satellitter fase II, Glitne, Huldra, Snorre Nord og Troll C og en økning i produksjon fra Åsgard, Norne, Sygna, Oseberg satellitter og Snorre Sør. 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.

Gjennomsnittlig gassproduksjon per dag var på 50,7 millioner Sm<sup>3</sup> i 2002 sammenlignet med 39,1 millioner Sm<sup>3</sup> i 2001 og 38,6 millioner Sm<sup>3</sup> i 2000. Gassproduksjonen økte med 29% fra 2001 til 2002 og 1% fra 2000 til 2001. Dette skyldtes hovedsakelig en økning i langsiktige kontraktsfestede gassvolumer til det europeiske kontinentet, og en økning i kortsiktig salg, hovedsakelig til Storbritannia.

Produksjonskostnaden var 2,8 USD per fat oljeekvivalenter i 2000, 2,8 USD per fat oljeekvivalenter i 2001 og 3,0 USD per fat oljeekvivalenter i 2002. Økningen fra 2001 til 2002 skyldes hovedsakelig en svakere USD i forhold til norske kroner siden kostnadene hovedsakelig er i norske kroner. Produksjonskostnaden målt i norske kroner er redusert fra 24,9 kroner per fat i 2001 til 24,0 kroner per fat i 2002.

Av- og nedskrivninger var på 11,9 milliarder kroner i 2002, 11,8 milliarder kroner i 2001 og 11,2 milliarder kroner i 2000. Økningen fra 2001 til 2002 skyldtes hovedsakelig høyere produksjon, mens økningen på 5% fra 2000 til 2001 skyldtes i hovedsak produksjonsstart på Glitne, Huldra, Gullfaks satellitter fase 2, Snorre Nord og Troll C.

Undersøkelsetgiftene (aktiviteten) gikk ned fra 2001 til 2002, mens utgiftene økte fra 2000 til 2001. Undersøkelsetgiftene var på 1,4 milliarder kroner i 2002, 2,0 milliarder kroner i 2001, og 1,7 milliarder kroner i 2000. Reduksjonen på 30% fra 2001 til 2002 skyldes i hovedsak utsettelse av 3 brønner til 2003, som førte til færre letebrønner boret fra flytende borerigger i 2002 sammenlignet med 2001. Denne reduksjonen ble til en viss grad forårsaket av mangel på interessante boreprospekter. Økningen fra 2000 til 2001 skyldtes i hovedsak økt leteaktivitet. Statoil ser fortsatt potensiale på norsk sokkel, og gitt tilgang på nye leteområder, forventes en økning i leteaktiviteten i forhold til 2002 i de kommende år.

Undersøkelsetkostnadene var i 2002 på 1,4 milliarder kroner, sammenlignet med 2,0 milliarder kroner i 2001 og 1,3 milliarder kroner i 2000. Reduksjonen på 30% i undersøkelsetkostnader fra 2001 til 2002 og økningen på 53% fra 2000 til 2001 forklares i hovedsak av endringer i aktivitetsnivået. Totalt ble 15 lete- og avgrensingsbrønner ferdigstilt i 2002, 10 av disse resulterte i funn. I tillegg ble 5 leteforlengelser fra produksjonsbrønner ferdigstilt, hvorav fire resulterte i funn. Til sammenligning ble 18 lete- og avgrensingsbrønner ferdigstilt i 2001, samt 2 leteforlengelser fra produksjonsbrønner, hvorav 15 resulterte i funn. I 2000 ble det boret 14 brønner hvorav 10 med funn. I 2002 inkluderte undersøkelsetkostnaden 0,5 milliarder kroner i avskrivninger av tidligere balanseførte undersøkelsetgifter sammenlignet med 0,7 milliarder kroner i 2001. Undersøkelsetkostnadene i 2000 inkluderte 0,4 milliarder kroner av tidligere balanseførte kostnader som ble avskrevet i 2000.

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser for U&P-Norge i 2002 var på 31,5 milliarder kroner, sammenlignet med 40,7 milliarder kroner i 2001 og 46,7 milliarder kroner i 2000. Nedgangen på 23% i resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser fra 2001 til 2002 skyldtes i stor grad reduserte salgsinntekter. Hvis en ekskluderer gevinst fra salg av feltene Njord, Grane og Jotun og en 12% eierandel i Snøhvit, var resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser 39,3 milliarder i 2001, sammenlignet med 31,5 milliarder kroner i 2002. Denne reduksjonen skyldes hovedsakelig lavere oljepriser målt i NOK, og redusert internpris på gass solgt fra U&P Norge til Naturgass. I tillegg var det i 2002 en lavere produksjon av råolje og høyere kostnader relatert til avsetninger for framtidige riggforpliktelse. Reduksjonene i resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser har delvis blitt motvirket av økt salg av naturgass, lavere undersøkelsetkostnader og reduserte driftskostnader.

Nedgangen på 13% i resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser fra 2000 til 2001 skyldtes hovedsakelig nedgang i salgsinntekter. Dette skyldtes for det meste lavere oljepris i NOK, økt avskrivning grunnet høyere produksjon og produksjonsstart på nye felt og økte undersøkelsetkostnader. 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.

## Internasjonal U&P

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, operasjonelle nøkkeltall og tilhørende prosentvise endringer for forretningsområdet Internasjonal U&P for 2000, 2001 og 2002.

FINANSIELLE OG OPERASJONELLE DATA	2000	2001	% ENDRING	2002	% ENDRING
Resultatregnskap (i millioner kroner):					
Driftsinntekter	9 027	7 693	-15%	6 769	-12%
Av- og nedskrivninger	1 704	3 371	98%	2 355	-30%
Undersøkelseskostnader	1 141	866	-24%	775	-11%
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	773	1 291	67%	1 086	-16%
Produksjon (løfting):					
Olje (1000 fat o.e./dag)	57,1	57,8	1%	81,5	41%
Naturgass (millioner Sm <sup>3</sup> /dag)	1,5	1,2	-23%	0,9	-20%
Samlet produksjon (løfting) (1000 fat o.e./dag)	66,6	65,2	-2%	87,4	34%
Reserveerstatningsrate(1)(2)(3)	3,62	2,14	-32%	2,79	30%
Funnkostnad (USD per fat o.e.)(1)	1,73	2,15	24%	1,51	-30%
Funn- og utviklingskostnad (USD per fat o.e.)(1)(3)	5,09	8,58	69%	6,93	-19%
Produksjonskostnad (løfting) (USD per fat o.e.)(4)	6,61	5,16	-22%	3,33	-35%

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

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

(3) Justert for Statoil Energy Inc. som ble solgt i 2000.

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

## Regnskapsårene 2002, 2001 og 2000

Internasjonal U&P genererte driftsinntekter på 6,8 milliarder kroner i 2002, sammenlignet med 7,7 milliarder kroner i 2001 og 9,0 milliarder kroner i 2000. Nedgangen på 12% fra 2001 til 2002 skyldtes i stor grad gevinst fra salg av eiendeler i Kashagan og Vietnam i 2001 for totalt 2,9 milliarder kroner, sammenlignet med salg av oppstrømsaktivitetene i Danmark for 1,0 milliard kroner i 2002. I tillegg ble reduksjonen forsterket av lavere oljepriser og gasspriser målt i NOK. Nedgangen i driftsinntekt ble delvis motvirket av en økning på totalt 34% i olje- og gassløfting. Reduksjonen i driftsinntekter 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 reduksjonen ble delvis motvirket av en gevinst på 2,9 milliarder kroner knyttet til salget av Kashagan feltet i Kasakhstan og eiendeler i Vietnam i 2001.

Gjennomsnittlig daglig oljeproduksjon var på 81 500 fat per dag i 2002, sammenlignet med 57 800 fat per dag i 2001 og 57 100 fat per dag i 2000. Økningen på 41% i gjennomsnittlig oljeproduksjon per dag fra 2001 til 2002 skyldtes i hovedsak produksjonsoppbygging fra feltet Girassol i Angola og oppstart av oppgraderingsanlegget ved Sincor-feltet i Venezuela. Produksjonen ved Sincor ble som forventet for året, men ble i slutten av 2002 påvirket av politiske uroligheter som medførte en midlertidig produksjonsstans i totalt 71 dager. Produksjonen startet igjen 23. februar 2003. Stansen medfører en redusert produksjon i 2003 på cirka 108 000 fat. Girassol-feltet startet produksjon i desember 2001. Økningen fra Sincor og Girassol ble delvis motvirket av lavere produksjon fra Siri-feltet i Danmark, som Statoil solgte med virkning fra 1. juli 2002, Lufeng-feltet i Kina og Alba-feltet i UK. Økningen på 1% i gjennomsnittlig daglig oljeproduksjon fra 2000 til 2001 skyldtes i hovedsak økt produksjon fra Azeri-Chirag-Gunashli feltet i Aserbajdsjan og Sincor-feltet i Venezuela. Disse økningene ble nesten oppveid av redusert produksjon på Siri-feltet i Danmark og Lufeng-feltet i Kina.

Gjennomsnittlig daglig gassproduksjon var 0,9 millioner Sm<sup>3</sup> i 2002 sammenlignet med 1,2 millioner Sm<sup>3</sup> i 2001 og 1,5 millioner Sm<sup>3</sup> i 2000. Reduksjonen på 20% fra 2001 til 2002 skyldtes i stor grad lavere produksjon fra gassfeltet Jupiter i Storbritannia. Nedgangen fra 2000 til 2001 på 23% skyldtes også at Jupiter-feltet er i senfase, samt produksjonsproblemer knyttet til problemer med hydraulikken ved tre av brønnene i andre halvdel av 2001.

Reserveerstatningsraten basert på et tre års gjennomsnitt er forbedret med 30% fra 2001 til 2002, hovedsakelig på grunn av en økning i sikre reserver. Funn- og utviklingskostnader basert på tre års gjennomsnitt var 19% lavere i 2002 enn i 2001 på grunn av lavere lettekostnader i 2002 sammenlignet med 1999, som fra 2002 ikke inngår i tre års gjennomsnitt, og reserveutvidelser i 2002. Produksjonskostnad per fat er i 2002 forbedret med 35%, sammenlignet med 2001 grunnet oppstart av produksjon på mer kostnadseffektive felt.



Av- og nedskrivninger beløp seg i 2002 til 2,4 milliarder kroner, sammenlignet med 3,4 milliarder kroner i 2001, og 1,7 milliarder kroner i 2000. Reduksjonen på 30% fra 2001 til 2002 skyldes i hovedsak nedskrivningen på 2,0 milliarder kroner av LL652-feltet i Venezuela i 2001, sammenlignet med en tilsvarende nedskrivning av samme felt i 2002 på 0,8 milliarder kroner. Økningen på 98% fra 2000 til 2001 skyldtes hovedsakelig nedskrivningen av LL652-feltet i Venezuela på 2,0 milliarder kroner i 2001. Nedskrivningene skyldtes hovedsakelig en reduksjon i forventede utvinnbare reserver i kontraktperioden.

Undersøkellesutgifter (aktiviteten) var på 0,9 milliarder kroner i 2002, sammenlignet med 0,7 milliarder kroner i 2001 og 1,8 milliarder kroner i 2000. Økningen i undersøkellesutgifter på 40% fra 2001 til 2002 skyldes i stor grad økt leteaktivitet i 2002, og reduksjonen på 61% i undersøkellesutgifter fra 2000 til 2001 er hovedsakelig knyttet til lavere undersøkellesaktivitet i 2001. Det ventes en betydelig økning i undersøkellesutgifter i 2003.

Undersøkelleskostnadene var 0,8 milliarder kroner i 2002, sammenlignet med 0,9 milliarder kroner i 2001. Undersøkelleskostnaden for 2000 beløp seg til 1,1 milliarder kroner. Nedgangen på 11% i undersøkelleskostnader fra 2001 til 2002 skyldes ytterligere suksess i leteaktiviteten i Angola, delvis motvirket av kostnadsføringer i Nigeria av brønn 2 i lisens 218 (Nnwa). Totalt ble 8 lete- og avgrensingsbrønner ferdigstilt, hvorav 7 resulterte i funn og 6 av disse er balanseført. Reduksjonen på 24% i undersøkellesutgifter fra 2000 til 2001 skyldtes hovedsakelig lavere undersøkellesaktivitet 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 undersøkelles- og avgrensingsbrønner fullført i 2001. Av disse resulterte 3 i funn.

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser for Internasjonal U&P var 1,1 milliarder kroner i 2002, sammenlignet med 1,3 milliarder kroner i 2001 og 0,8 milliarder kroner i 2000. Høyere løftet volum i 2002 sammenlignet med 2001 bidro med omtrent 1,6 milliarder kroner, mens utviklingen i olje- og gassprisen målt i USD bidro med 0,2 milliarder kroner. Disse positive effektene ble motvirket av en svekkelse av USD i forhold til NOK og nettoeffekten av salg av eiendeler i 2001 og 2002. Dersom en ser bort fra salg av eiendeler og nedskrivninger var resultat før skatt og minoritetsinteresser 0,9 milliarder kroner i 2002, sammenlignet med 0,4 milliarder kroner i 2001.

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser inkluderte i 2001 salg av våre eiendeler i Kashagan-feltet i Kasakhstan og i Vietnam på 2,9 milliarder kroner, som igjen var hovedforklaringen til økningen i resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser på 67% fra 2000 til 2001. Gevinstene ble delvis motvirket av nedskrivningen på LL652-feltet i Venezuela med 2,0 milliarder kroner i 2001. Eksklusiv disse postene er resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser på 0,4 milliarder kroner i 2001. Lavere oljepris er hovedforklaringen på nedgangen i resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser fra 2000 til 2001. Prisnedgangen ble delvis motvirket av reduksjon i driftskostnader hovedsakelig knyttet til redusert produksjon og lavere produksjonskostnad per fat, redusert avskrivning og reduserte letekostnader.

## Naturgass

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, voluminformasjon og prosentvise endringer for forretningsområdet Naturgass for 2000, 2001 og 2002.

FINANSIELLE OG OPERASJONELLE DATA	2000	2001	% ENDRING	2002	% ENDRING
Resultatregnskap (i millioner kroner):					
Driftsinntekter	20 624	23 468	14%	24 536	5%
Salg av naturgass	16 060	18 984	18%	20 844	10%
Prosessering og transport	4 564	4 484	-2%	3 692	-18%
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	7 893	9 629	22%	8 918	-7%
Volumer solgt:					
For vår egen regning (milliarder Sm <sup>3</sup> per år)	14,1	14,7	4%	19,6	34%
For SDØEs regning (milliarder Sm <sup>3</sup> per år)	17,0	18,9	11%	23,5	24%

### Regnskapsårene 2002, 2001 og 2000

Inntekter i Naturgass består hovedsakelig av gassalg generert fra våre langsiktige gassalgskontrakter, tariffinntekter fra rørledninger, transport og inntekt fra vår andel av prosesseringsanlegget på Kårstø. Naturgass genererte driftsinntekter på 24,5 milliarder kroner i 2002, sammenlignet med 23,5 milliarder kroner i 2001 og 20,6 milliarder kroner i 2000. Økningen på 5% fra 2001 til 2002 skyldtes i stor grad en 34% økning i solgte naturgassvolumer, delvis motvirket av en 22% nedgang i gassprisen, og en 18% nedgang i prosesserings- og transportinntekter på grunn av reduksjonen i eierandel i Statpipe fra 58,25% til 25% gjeldende fra 1. juni 2001.

Statoil solgte 19,6 milliarder Sm<sup>3</sup> i 2002, sammenlignet med 14,7 milliarder Sm<sup>3</sup> i 2001 og 14,1 milliarder Sm<sup>3</sup> i 2000. Økningen i gassalg på 34% fra 2001 til 2002 skyldtes i hovedsak levering under våre eksisterende langsiktige forsyningskontrakter kombinert med økt korttidssalg av gass. Av totalt gassalg i 2002 var 18,5 milliarder Sm<sup>3</sup> egenprodusert. 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 Statoil for differansen mellom minste volum i kontrakten og faktisk nominert volum. Kunden har større fleksibilitet til å nominere på daglig basis enn på årsbasis, og kan 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. Nye langsiktige gasskontrakter har også blitt inngått i 2002. Det forventes en økning i gassvolumet under eksisterende kontrakter frem til 2008 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 gassår, vil påvirke totalt volum en kunde er forpliktet til å nominere innen årsslutt.

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser for forretningsområdet Naturgass i 2002 var 8,9 milliarder kroner, sammenlignet med 9,6 milliarder kroner i 2001 og 7,9 milliarder kroner i 2000. Nedgangen i resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser fra 2001 til 2002 på 7% skyldtes i stor grad resultatet av 22% lavere naturgasspriser og en 18% reduksjon i prosesserings- og transportinntekter grunnet reduksjonen i eierandel i Statpipe fra 58,25% til 25% gjeldende fra 1. juni 2001. I tillegg økte varekostnad og drifts-, salgs- og administrasjonskostnader grunnet høyere volumer. Dette ble delvis motvirket av en 10% økning i gassalgsinntekter grunnet det høyere volumet.

Hovedårsaken til økningen på 22% fra 2000 til 2001 var økte inntekter fra gassalg grunnet 23% høyere gjennomsnittlig gasspris i 2001 enn i 2000. Denne økningen ble delvis motvirket av økt varekostnad grunnet høyere internpris betalt til U&P Norge, i tillegg til økte transportkostnader grunnet høyere solgte volum, igjen delvis motvirket av redusert transporttariff. I tillegg er resultatandelen fra Statpipe redusert fra 1. juni 2001 som en følge av at Statoil reduserte sin eierandel fra 58,25% til 25%.

## Foredling og Markedsføring

### Regnskapsårene 2002, 2001 og 2000

Foredling og Markedsføring hadde driftsinntekter på 211,2 milliarder kroner i 2002, sammenlignet med 203,4 milliarder kroner i 2001 og 201,6 milliarder kroner i 2000. Økningen i driftsinntekter på 4% fra 2001 til 2002 skyldtes hovedsakelig større solgt volum av råolje, delvis motvirket av noe lavere priser målt i norske kroner. Økningen i inntekter på 1% fra 2000 til 2001 skyldtes effekten av den nye avsetningsinstruksen for salg av SDØE-olje. Denne effekten ble delvis motvirket av tilsvarende effekt på varekostnaden. Eksklusiv effekten som følge av avsetningsinstruksen har inntektene gått ned med 11% på grunn av redusert olje- og produktpriser. Dette ble delvis motvirket av økt salg av tredjeparts olje.

Av- og nedskrivninger utgjorde i alt 1,7 milliarder kroner i 2002, sammenlignet med 1,9 milliarder kroner i 2001 og 1,7 milliarder kroner i 2000.

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser for Foredling og Markedsføring var 1,6 milliarder kroner i 2002 sammenlignet med 4,5 milliarder kroner i 2001 og 4,6 milliarder kroner i 2000. Resultatet i 2002 ble negativt påvirket av styrkingen av den norske kronen mot USD. Lavere raffineringmargin er hovedårsaken til reduksjonen på 1,8 milliarder kroner i resultat fra raffineringaktiviteter fra 2001 til 2002.

Gjennomsnittlig raffineringmargin (FCC-margin) var 39% lavere i 2002 enn i 2001, noe som tilsvarer USD 1,4 per fat, og effekten var enda større i NOK på grunn av valutautviklingen. Resultatet ble også negativt påvirket av planlagte vedlikeholdstanser på raffinierene Mongstad og Kalundborg. Innen oljehandel var resultatet i 2002 på samme nivå som i 2001. Resultatet fra detaljhandelsvirksomheten økte med 0,1 milliarder kroner fra 2001 til 2002. Hovedårsakene til økningen er høyere volum og kostnadsreduksjoner. Resultatet i 2001 inkluderte også en liten gevinst fra salg av et kontorbygg i Danmark. Resultatet fra metanolvirksomheten gikk ned med 0,2 milliarder kroner fra 2001 til 2002. Gjennomsnittlig kontraktspris på metanol var omtrent 22% lavere i 2002 enn i 2001. Imidlertid steg metanolprisen i løpet av andre halvdel av 2002.

Lavere raffineringmargin var hovedårsaken til reduksjonen i inntekter fra raffineringaktiviteter i 2001 sammenlignet med 2000. Gjennomsnittlig raffineringmargin (FCC-margin) var 30% lavere i 2001 enn i 2000, noe som tilsvarer USD 1,5 per fat. Innen oljehandel økte resultatet med 1,1 milliarder kroner fra 2000 til 2001. Økningen skyldtes hovedsakelig god posisjonering 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 var forbedrede marginer, kostnadsreduksjoner og en liten gevinst fra salg av et kontorbygg i Danmark. Metanol økte sitt resultat fra 2000 med 0,2 milliarder kroner i 2001. Gjennomsnittlig kontraktspris på metanol var omtrent 20% høyere i 2001 enn i 2000. Imidlertid falt metanolprisen i løpet av andre halvdel av 2001. I tillegg hadde vi to ikke planlagte stanser i crackeren på Mongstad-raffineriet, lavere rater for shipping og lavere priser for petrokjemvirksomheten som dro resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser ned sammenlignet med 2000.

Shippingselskapet Navion bidro med 0,4 milliarder kroner til resultatet før finansposter, skatt og minoritetsinteresser for forretningsområdet Foredling og Markedsføring i 2002, sammenlignet med 1,5 milliarder kroner i 2001 og 2,1 milliarder kroner i 2000. Resultatet for 2002 ble negativt påvirket av lavere shippingrater og lavere kapasitetsutnyttelse på offshore-flåten i 2002 sammenlignet med 2001. Resultatet i 2001 ble negativt påvirket av lavere shipping rater og lavere kapasitetsutnyttelse på offshore-flåten i andre halvdel av 2001 sammenlignet med 2000. Den 15. desember 2002 undertegnet Statoil en kontrakt om salg av 100% av aksjene i Navion ASA til Norsk Teekay AS, som er et heleid datterselskap av Teekay Shipping Corporation. Salgsprisen for Navions anleggsmidler, eksklusiv *Odin* og Navions 50% andel i boreskipet *West Navion* som ikke omfattes av salget, utgjør cirka USD 800 millioner. Økonomisk dato for transaksjonen er 1. januar 2003, og salget vil bli regnskapsført på gjennomføringstidspunktet som ventes å bli i andre kvartal 2003 i påvente av godkjenning av bytte av motpart i enkelte kontraktsforhold. Basert på valutakurs per 31. desember 2002 og bokført verdi av eiendelene på samme tidspunkt, vil resultateffekten av salget være uvesentlig.

Bidraget fra vårt tilknyttede selskap Statoil Detaljhandel Skandinavia til Foredling og Markedsførings resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var 221 millioner kroner i 2002, sammenlignet med 222 millioner kroner i 2001 og 194 millioner kroner i 2000. Økningen på 28 millioner kroner fra 2000 til 2001 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 en inntekt på 53 millioner kroner i 2002, et tap på 146 millioner kroner i 2001 og en inntekt på 244 millioner kroner i 2000. Bidraget fra Borealis økte fra 2001 til 2002 hovedsakelig på grunn av en 4% økning i solgte volum og bidrag fra et pågående forbedringsprogram. Marginene ble imidlertid redusert cirka 25 euro per tonn fra 2001 til 2002, eller cirka 19%. Bidraget fra Borealis falt også fra 2000 til 2001 som følge av at marginene ble redusert med 30 euro per tonn, eller cirka 18%. Grunnen til reduksjonen var svakere markedsforhold for polyolefin- og olefinprodukter.



## Annen virksomhet

### Regnskapsårene 2002, 2001 og 2000

Annen virksomhet består av virksomheten til Konserntjenester, Konsernsenteret, Finanstjenester og Teknologi, som viste et underskudd før finans, skatt og minoritetsinteresser på 2 millioner kroner i 2002, og et overskudd før finans, skatt og minoritetsinteresser på 57 millioner kroner i 2001 og 51 millioner kroner i 2000.

### Likviditet og kapitalressurser

#### Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter

Vår viktigste kontantstrømkilde er midler generert fra operasjonelle aktiviteter. Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter i 2002 utgjorde 24,0 milliarder kroner, sammenlignet med 39,2 milliarder kroner i 2001 og 56,8 milliarder kroner i 2000. Kontantstrømmen for 2001 ble i stor grad påvirket av SDØE-transaksjonen der den norske stat overførte SDØE-andeler til Statoil. Reduksjonen på 15,2 milliarder kroner i 2002, sammenlignet med 2001, skyldtes delvis 1,1 milliarder kroner i økte arbeidskapitalposter (eksklusiv betalbar skatt, kortsiktig rentebærende gjeld og kontanter). Videre skyldtes 12,0 milliarder kroner av reduksjonen endring i kontantstrømmen før skatt, hovedsakelig på grunn av lavere priser, marginer og reduksjon i NOK/ USD valutakursen og 2,0 milliarder kroner i økte betalte skatter.

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.

#### Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter

Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter utgjorde 16,8 milliarder kroner i 2002 sammenlignet med 12,8 milliarder kroner i 2001 og 16,0 milliarder kroner i 2000. Bruttoinvesteringer (1), definert som investeringer i varige driftsmidler og balanseførte undersøkelsesutgifter, gikk ned fra 18,7 milliarder kroner i 2000 til 17,4 milliarder kroner i 2001 og økte til 20,1 milliarder kroner i 2002. Denne 31% økningen i netto kontantstrøm benyttet til investeringer fra 2001 til 2002 skyldtes hovedsakelig høyere investeringsnivå hos U&P Norge, Internasjonal U&P og Foredling og Markedsføring. I tillegg ble kontantstrøm fra salg av eiendeler redusert sammenlignet med 2001.

Nedgangen på 20% i netto kontantstrøm benyttet til investeringer fra 2000 til 2001 skyldtes hovedsakelig lavere brutto investeringer, økt tilbakebetaling av langsiktige lån og andre langsiktige poster og lavere kontantstrøm fra salg av eiendeler sammenlignet med 2000.

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

Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter utgjorde 4,6 milliarder kroner i 2002, sammenlignet med 31,5 milliarder kroner i 2001 og 35,2 milliarder kroner i 2000. Nye langsiktige låneopptak i 2002 ble redusert med 4,2 milliarder kroner sammenlignet med 2001, mens tilbakebetaling av langsiktig gjeld gikk ned med 0,3 milliarder kroner. I tillegg ble konsernet i 2001 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 finansieringsaktiviteter fra 2000 til 2001 skyldtes hovedsakelig restruktureringen av de overførte SDØE-eiendelene og proveny fra aksjeemisjon i 2001.

I 2002 betalte Statoil et utbytte på 6,2 milliarder kroner. I 2001 betalte vi et utbytte på 55,4 milliarder kroner, mens utbyttet i 2000 var på 21,4 milliarder kroner. Økningen i utbytte i 2000 skyldtes økning i kontantstrøm generert fra SDØE-eierandeler som før 1. 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 cirka 40,8 milliarder kroner. Utbyttet betalt tidligere år reflekterer vår status som heleid statlig selskap, og kan ikke ses på som en indikasjon på vår fremtidige utbytt nivå.

### Arbeidskapital

Arbeidskapitalen (omløpsmidler minus kortsiktig gjeld) var negativ med 1,3 milliarder kroner per 31. desember 2002, sammenlignet med 9,5 milliarder kroner ved utløpet av 2000 og 0,3 milliarder kroner ved utløpet av 2000. Hensyntatt etablerte likviditetsreserver (inkludert inngåtte kredittfasiliteter), kredittverdighet og tilgang til kapitalmarkedene, mener vi at vi har tilstrekkelig likviditet og arbeidskapital. Likviditetsreserver er beskrevet nedenfor.

### Likviditet

Statoils kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter er 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.

(1) Bruttoinvesteringer inkluderer også immaterielle eiendeler og langsiktige aksjeinvesteringer.

Per 31. desember 2002 hadde Statoil likvide midler på 12,0 milliarder kroner, inkludert plasseringer på cirka 5,3 milliarder kroner i det nasjonale og internasjonale kapitalmarkedet, hovedsakelig statsobligasjoner, men også andre kortsiktige og langsiktige gjeldspapirer, samt 6,7 milliarder i betalingsmidler. Per 31. desember 2002 var cirka 75% av vår beholdning av betalingsmidler i norske kroner, 15% i USD, 5% i euro og 5% i andre valutaer, alle valutabeholdninger er før effekten av valutabytteavtaler og forward-kontrakter. Euro og USD er solgt for å møte Statoils forpliktelser i norske kroner. Plasseringene i kapitalmarkedet økte med 3,2 milliarder kroner i løpet av 2002 sammenlignet med ved utgangen av 2001. Statoils beholdning av betalingsmidler økte med cirka 2,3 milliarder kroner i 2002, sammenlignet med utgangen av 2001. Denne økningen er hovedsakelig relatert til den løpende likviditetsstyringen.

Per 31. desember 2001 hadde Statoil likvide midler på 6,5 milliarder kroner, inkludert plasseringer på 2,1 milliarder kroner i det nasjonale og internasjonale kapitalmarkedet og 4,4 milliarder kroner i betalingsmidler. Ved utgangen av 2001 var omtrent 60% av Statoils betalingsmidler i euro, 15% i USD, 10% i norske kroner og 15% i andre valutaer, alle valutabeholdninger er før effekten av valutabytteavtaler og forward-kontrakter. Den store andelen i euro ved utgangen av 2001 skyldtes tidsforskyvninger i vekslingen til norske kroner for å dekke skattebetalingen i april 2002. Per 31. desember 2000 hadde Statoil likvide midler på 13,6 milliarder kroner, inkludert plasseringer på 3,9 milliarder kroner i det nasjonale og internasjonale kapitalmarkedet, samt 9,7 milliarder kroner i betalingsmidler. Ved utgangen av 2000 var omtrent 50% av våre betalingsmidler i USD, 30% i norske kroner og 20% i andre valutaer.

Statoils generelle prinsipp er å opprettholde et minstepeløp 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. Statoil innhenter langsiktig kapital når vi, ut fra vår forretningsvirksomhet og kontantstrøm, anser at vi har behov for slik finansiering eller når vi vurderer markedsforholdene som gunstige.

Per 31. desember 2002 hadde vi tilgjengelig en kommittert kredittfasilitet på USD 1 milliard, som inneholder en «swingline»-opsjon på USD 500 millioner. Denne fasiliteten ble etablert i 2000 og er tilgjengelig for utnyttelse frem til november 2005. Ved årsskiftet var det ikke foretatt trekk. I tillegg ble en fem års kredittfasilitet på USD 600 millioner signert i januar 2003, og er tilgjengelig for utnyttelse frem til januar 2008.

Statoils lånebehov oppfylles hovedsakelig ved kort- og langsiktig kapitalmarkedsgjeld, inkludert utnyttelse av et USD sertifikatprogram og et «Euro Medium Term Note»-program (EMTN-program), og gjennom utnyttelse av kommitterte kredittfasiliteter og -linjer. I 2002 ble det under vårt EMTN-program utstedt fastrente obligasjonslån, med totalt pålydende 10 milliarder japanske yen og 150 millioner euro, samt ett med flytende rente, pålydende 50 millioner euro. Løpetiden varierer mellom fem og ti år. To ti-års lån på henholdsvis åtte og fem milliarder japanske yen ble opptatt direkte mot japanske livsforsikringselskaper. To kredittlinjer på totalt 242 millioner euro som hadde blitt etablert i vår favør ved en avtale med en internasjonal finansinstitusjon i 2000, ble trukket opp mot slutten av 2002. Av lånet har EUR 200 millioner en løpetid på 10 år mens 42 millioner euro vil bli nedbetalt over 13,5 år. Hensyntatt effekten av valutabytteavtaler er nær 100% av Statoils gjeld i USD. Per 31. desember 2002 utgjorde Statoils langsiktige gjeld totalt 32,8 milliarder kroner og hadde en gjennomsnittlig løpetid på cirka 11,2 år og en vektet gjennomsnittlig rentesats på cirka 5,2% per år. 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.

Statoils gjeldsstrategi tar i betraktning kapitalkilder, løpetidsprofil, valutasammensetning, styringsinstrumenter for renterisikoer og likviditetsreserver, og vi benytter en likviditetsmodell med flere valutaer (MLM) for å identifisere gjeldsrelaterte risikoer. Statoil velger valuta for våre gjeldsforpliktelser, enten direkte ved låneopptak eller gjennom valutabytteavtaler, med sikte på å styre vår valutaeksponering slik at gjeldsporteføljen vår optimaliseres i forhold til underliggende kontantstrøm. Statoils langsiktige gjeld, justert for virkningen av valutabytteavtaler, er nær 100% i USD. Dette skyldes at vår netto kontantstrøm før skatt hovedsakelig er i USD. I tillegg styrer Statoil sine renteeksponeringer ved å benytte rentederivater, hovedsakelig rentebytteavtaler, basert på en fastsatt ramme for rentebindingsprofil for vår samlede låneportefølje.

Ny langsiktig gjeld utgjorde totalt 5,4 milliarder kroner i 2002, 9,6 milliarder kroner i 2001 og 1,2 milliarder kroner i 2000. Vi tilbakebetalte cirka 4,8 milliarder kroner i 2002, cirka 4,5 milliarder kroner i 2001 og cirka 13,3 milliarder kroner i 2000. Per 31. desember 2002 skulle 2,0 milliarder kroner av gjelden betales tilbake i løpet av ett år, 8,5 milliarder kroner av gjelden hadde en løpetid på to til fem år og 24,3 milliarder kroner mer enn fem år. Til sammenligning var tallene per 31. desember 2001 henholdsvis 5,4 milliarder kroner, 8,6 milliarder kroner og 26,6 milliarder kroner og per 31. desember 2000 henholdsvis 1,1 milliarder kroner, 8,0 milliarder kroner og 26,2 milliarder kroner.

Tabellen nedenfor viser kontraktuelle forpliktelser eksklusiv derivater og andre sikringsinstrumenter (se Risikostyring) per 31. desember 2002.

KONTRAKTSMESSIGE FORPLIKTELSE (I MILLIONER KRONER)	TOTAL	UNDER 1 ÅR	1-3 ÅR	GJENVÆRENDE LØPETID	
				4-5 ÅR	ETTER 5 ÅR
Langsiktig gjeld	34 823	2 018	6 501	3 628	22 676
Finansielle leieavtaler	66	11	25	30	0
Operasjonelle leieavtaler	20 544	4 070	5 869	3 988	6 617

Disse investeringene forventes å bli finansiert fra kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter. Kontraktmessige investeringsforpliktelser beløper seg til 19 298 millioner kroner. Av disse forfaller 8 633 millioner kroner innen ett år fra 31. desember 2002. Se avsnitt senere som omhandler en diskusjon av beløp og hensikt av våre estimerte investeringer for årene 2003 til 2004, for våre fire forretningsområder.

Tabellen nedenfor oppsummerer våre andre kommersielle forpliktelser per 31. desember 2002.

ANDRE KOMMERSIELLE FORPLIKTELSE (I MILLIONER KRONER)	TOTALT	FORPLIKTEDE BELØP UTLØPT PER PERIODE			
		UNDER 1 ÅR	1-3 ÅR	4-5 ÅR	ETTER 5 ÅR
Bankgaranti	1 604	373	6	0	1 226

Finanstjenester utfører sentraliserte tjenester vedrørende den totale innlånsaktivitet og valuta- og rentestyring. Virksomheten gjennomføres innenfor rammen av de retningslinjer som Statoils styre godkjenner. Vår gjeldsportefølje forvaltes i samarbeid med konsernets risikostyringsavdeling, og vi benytter forskjellige derivater. Internkontrollen gjennomgår 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 universiteter, forskningsinstitusjoner, andre operatører og leverandørindustrien.

Kostnader til forskning og utvikling var 736 millioner kroner i 2002, 633 millioner kroner i 2001 og 656 millioner kroner i 2000.

### 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 involverer store beløp. Vi benytter avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (Return on Average Capital Employed, eller ROACE) som en hovedindikator for å måle investeringene våre. Vi definerer ROACE slik:

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

Gjennomsnittlig sysselsatt kapital gjenspeiler et enkelt gjennomsnitt av kapitalen som er sysselsatt ved begynnelsen og slutten av regnskapsperioden. Vår historiske ROACE for 2000, 2001 og 2002 var på henholdsvis 18,7%, 19,9% og 14,9%.

For å kunne måle resultatene våre mot ROACE-målene, forutsetter vi en gjennomsnittlig oppnådd oljepris på 16 USD per fat, gasspris på 70 øre per Sm<sup>3</sup>, raffineringmargin på USD 3,0 per fat, Borealismargin på EUR 150 per tonn og en NOK/ USD valutakurs på NOK 8,20. Alle prisene er basert på reelle år 2000 tall. Med samme forutsetning er målet vårt en ROACE på 12% innen 2004. I 2000 var vår ROACE 7,5% med disse forutsetningene justert på proforma basis for vår overføring av eiendeler til staten. I 2001 var Statoils ROACE med disse forutsetningene 9,4% og i år 2002 10,8%. For å nå den ROACE vi har satt oss som mål innen 2004, er det nødvendig å kun anvende kapital på prosjekter som oppfyller våre strenge avkastningskrav. Nåverdi blir beregnet ved å neddiskontere estimerte fremtidige reelle kontantstrømmer etter skatt, generert av prosjektet, med 8% per år for prosjekter på norsk sokkel, og 9% per år for andre prosjekter. Prosjektene må ha en positiv nåverdi, og må også møte Statoils krav til robusthet.



Tabellen under viser Statoils ROACE basert på rapportert ROACE, justert for engangseffekter og normalisert ROACE.

### Avstemming av normalisert ROACE beregning 2002

	MILLIONER KRONER	ROACE % (1)
Rapportert ROACE	12 647	14,9%
Engangseffekter (2)	-144	-0,2%
ROACE justert for engangseffekter	12 502	14,8%
Effekt av normaliserte priser og marginer	-3 832	-4,5%
Effekt av normalisert NOK/ USD valutakurs	446	0,5%
Normalisert ROACE	9 117	10,8%

(1) Basert på en nevner med gjennomsnittlig sysselsatt kapital på 84 754 millioner kroner.

(2) Engangseffekter er etter skatt og knytter seg til salg av oppstrømsvirksomheten i Danmark og nedskrivning av eiendeler i Venezuela.

Samtidig som vi vil fortsette å fokusere på vår overordnede målsetning om streng kapitaldisiplin, tror vi at forbedringsprogrammet fra 2001 til 2004 som har som målsetning å forbedre resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser med 3,5 milliarder kroner. Vår organiske produksjonsvekst og driftsforbedringer vil også bidra til å nå målet om 12% ROACE i 2004. I tillegg har vår restrukturering av porteføljen fortsatt i 2002 med salg av oppstrømsvirksomheten i Danmark og avtale om salg av Navion, som forventes gjennomført i første halvdel av 2003. Vi forventer at disse avhendelsene vil redusere våre kostnader og vår sysselsatte kapital ytterligere fra 2003.

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

- redusere produksjonsenhetskostnadene; fra 3,1 USD per fat oljeekvivalenter i 2002 til lavere enn 2,8 USD per fat oljeekvivalenter i 2004,
- redusere funn- og utbyggingskostnadene; (3 års gjennomsnitt) fra 6,2 USD per fat oljeekvivalenter i 2002 til lavere enn 6,0 USD per fat oljeekvivalenter i 2004,
- bedre driftseffektiviteten på Mongstad-raffineriet og opprettholde den effektive driften ved raffineriet i Kalundborg, sammenlignet med våre konkurrenter,
- fortsette restruktureringen av vår eiendelsportefølje i kjerneområdene på norsk sokkel og internasjonalt, og
- øke lønnsomheten i markedsføring overfor forbrukermarkedet og i Nordisk Energi.

Alle målene baseres på en organisk utvikling av Statoil, og tar ikke hensyn til effekter av mulige oppkjøp. Statoil ønsker å utvide sin internasjonale portefølje og søker aktivt etter muligheter, inkludert mulige oppkjøp av eiendeler eller aktiviteter. Dersom vi gjør suksess ved våre oppkjøp, noe det ikke kan gis garanti for, vil nye prosjekter som vi kjøper kreve økte investeringer og økte funn- og utviklingskostnader. Det er sannsynlig at oppkjøp vil være innenfor lete- og utviklingsfasen og ikke i produksjonsfasen, noe som medfører betydelig innvirkning på Statoils avkastning på sysselsatt kapital de neste årene. Disse prosjektene kan også ha forskjellig risikoprofiler sammenlignet med vår eksisterende portefølje. Statoil kan også trenge ytterligere gjeldsfinansiering eller egenkapitalfinansiering relatert til fremtidige prosjekter, noe som vil påvirke Statoils gjennomsnittlige sysselsatte kapital eller andre viktige parametere for Statoils nøkkeltall. Disse, og andre effekter av et oppkjøp, vil kunne medføre at vi må revurdere noen eller alle ROACE-målene, investeringsbeløp og fordelinger, produksjonskostnad per enhet, funn og utviklingskostnad, reserveerstatningsraten og produksjonen. Statoil har for tiden ingen konkrete planer om utstedelse av ny egenkapital.

I perioden 2002-2007 forventer Statoil å øke produksjonen av olje og naturgass til en total produksjon på 1 120 000 fat oljeekvivalenter per dag i 2004 og 1 260 000 fat oljeekvivalenter per dag i 2007, gjennom organisk vekst. Vår forventede produksjonsvekst til og med 2007 er basert på den nåværende vurderingen av våre reservoarer, våre planlagte investeringer og vårt utviklingsbudsjett. Alle målene er basert på en fortsatt organisk utvikling av Statoil og ekskluderer effekten av eventuelle oppkjøp.

Vår ROACE i en gitt regnskapsperiode og vår evne til å nå vår ROACE-målsetning vil påvirkes av vår evne til å generere overskudd. Nivået på våre resultater etter skatt, inkludert våre mål om å redusere produksjonskostnader, funn- og utviklingskostnader, og vår forventede organiske produksjonsvekst, er gjenstand for en rekke risikoer og usikkerhetsfaktorer som beskrevet i —Faktorer som påvirker vårt resultat. Disse risikoene omfatter blant annet endringer i etterspørsel, foredlings- og detaljistmarginer, effekter av oppkjøp, endringer i våre produksjonsvolumer av olje og naturgass og utviklingen i den internasjonale oljeindustrien.

Tabellen nedenfor viser investeringer for hvert forretningsområde og tilhørende andel av totale investeringer i perioden 2000 til 2002:

INVESTERINGER PER FORRETNINGSOMRÅDE	2000		2001		2002	
	MILLIONER KRONER	%	MILLIONER KRONER	%	MILLIONER KRONER	%
U&P Norge	12 992	59,0	10 759	60,0	11 023	55,0
Internasjonal U&P	5 070	23,0	5 027	28,0	5 995	29,9
Naturgass	810	3,7	671	3,7	465	2,3
Foredling og Markedsføring	2 860	13,0	811	4,5	1 771	8,8
Andre	300	1,3	685	3,8	799	4,0
Total	22 032	100	17 953 <sup>(1)</sup>	100	20 053	100

(1) Bruttoinvestering, definert som kontantstrøm brukt i investeringer i varige driftsmidler og balanseførte leteutgifter, beløper seg til 17 414 millioner kroner i 2001. For 2001 er dette tallet inkludert i målet på 95 milliarder kroner i investeringer i perioden 2001 til 2004.

### Årene 2003 - 2004

Tabellen nedenfor viser forventede investeringer i våre fire forretningsområder for perioden 2003-2004. Tabellen viser også investeringene til hvert forretningsområde som en prosentandel av våre samlede investeringer for den aktuelle perioden, samt en estimert prosentvis fordeling per segment. Alle tall er basert på en organisk utvikling av Statoil og er eksklusiv mulige investeringer knyttet til oppkjøp. Følgelig vil forventede investeringer og fordeling nedenfor kunne avvike fra faktiske investeringer og fordeling av investeringer mellom segmentene.

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. Tallene for 2003-2004 er derfor kun anslag. 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)	ESTIMERT KAPITALBEHOV FOR INVESTERINGER I 2003-2004	
	NOK	%
U&P Norge	28 800	50%
Internasjonal U&P	23 000	40%
Naturgass	2 900	5%
Foredling og Markedsføring	2 900	5%
Sum	57 500	100%

**U&P Norge.** Ut fra vår nåværende forretningsplan anslår vi investeringene i U&P Norge til om lag 28,8 milliarder kroner i perioden 2003-2004. For øyeblikket anslår vi at den vesentligste delen av investeringene i 2003-2004 vil bli fordelt på utbyggingsprosjektene Kvitebjørn, Kristin og Snøhvit.

**Internasjonal U&P.** Vi anslår at investeringene til Internasjonal U&P vil kreve omtrent 23 milliarder kroner i perioden 2003-2004. For øyeblikket anslår vi at den vesentligste delen av våre investeringer i 2003-2004 vil bli fordelt på følgende igangsatte og planlagte utbyggingsprosjekter: Azeri-Chirag-Gunashli oljefelt inkludert Baku-Tbilisi-Ceyhan rørledningen, Shah Deniz gassfelt inkludert South Caucasus-rørledningen, samt Dalia, Kizomba A og B, South Pars fase 6-8 og Corrib.

**Naturgass.** Vi anslår at investeringene til Naturgass vil utgjøre cirka 2,9 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, for eksempel en utvidelse av prosesseringsanlegget på Kårstø, en mulig ny rørledning til Storbritannia og Aldbrough gasslagerprosjekt på østkysten av England.

**Foredling og Markedsføring.** Vi anslår at investeringene til Foredling og Markedsføring vil kreve om lag 2,9 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 kan blant annet være:

- resultater av undersøkelser og vurderinger, for eksempel positive eller negative seismiske data eller avgrensingsbrønner,
- kostnadsøkninger, for eksempel 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 risikoen,
- ulykker som brann eller eksplosjoner på plattformer og naturgitte farer,
- vanskelige værforhold
- miljøproblemer, for eksempel begrensninger i adgangen til å foreta utbygging, kostnader i forbindelse med å overholde lover og regler eller virkninger av petroleumsutslipp, og
- krig, terrorisme og sabotasje.

På tidspunktet for utgivelsen av denne årsrapporten er fremtidsutsiktene for endringer i blant annet prisen på olje, gass og petroleumsprodukter, samt på NOK/ USD valutakursen svært usikre på grunn av militærkonflikten i og omkring Irak. Dette påvirker også informasjonen i denne delen av årsrapporten.

#### **Virkninger av inflasjon**

I de senere år har ikke resultatene i vesentlig grad blitt påvirket av inflasjon. Inflasjonen i Norge, målt ved konsumprisindeksen, var i årene 2002, 2001, og 2000 på henholdsvis 1,3%, 3,0% og 3,1%.

#### **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 konsernregnskapet. 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 Securities and Exchange Commission (SEC). Selskapets reserveestimer 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, og ikke til generelle endringer i antatte priser og marginer.

Sikre reserver benyttes ved beregning av avskrivninger og avsetninger til nedstengnings- og fjerningskostnader. Reserveestimer benyttes også ved vurdering av mulig nedskrivningsbehov for oppstrømmeiendeler. Fremtidige endringer i sikre olje- og gassreserver, for eksempel som følge av endringer i priser, kan ha en vesentlig effekt for avskrivninger og periodiseringen av nedstengnings- og fjerningskostnader, samt for vurderingene av eventuelt nedskrivningsbehov.

**Letekostnader og kjøpte leterettigheter.** I samsvar med Statement of Financial Accounting Standards (FAS) nummer 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 (for eksempel rørledning og produksjonsplattform) 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 planlagt 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.

**Finansielle derivater og sikringsaktiviteter.** 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.

Anvendelsen av relevante regler krever utstrakt bruk av skjønn og valget av betegnelse av individuelle kontrakter som kvalifiserer for sikring kan påvirke periodiseringer av gevinster og tap relatert til derivatkontrakter, i henhold til eller ikke i henhold til endringer i virkelig verdi av tilsvarende fysiske posisjoner, kontrakter og antatte transaksjoner, som ikke er påkrevd å bli bokført i henhold til FAS 133. Etableringen av valutabytter i annet enn funksjonell valuta i Statoils gjeldsportefølje for å være i samsvar med forventet underliggende kontantstrøm kan medføre gevinster eller tap ettersom sikringsbokføring ikke er tillatt, selv om tilhørende økonomiske risiko av transaksjonen er vurdert.

Når det ikke finnes direkte observerbare markedspriser via meglereestimater, må virkelig verdi av derivatkontraktene kalkuleres basert på en blanding av interne forutsetninger og direkte observerbar markedsinformasjon, inkludert forwardkurver for råvarer og valuta og rentekurver i ulike valutaer. Bruken av modeller og forutsetninger er i henhold til rådende retningslinjer fra FASB. Endringer i interne forutsetninger og forwardkurver kan ha vesentlig innvirkning på virkelig antatt verdi på internt kalkulerede langsiktige kontrakter, med virkning på inntekter eller kostnader i resultatregnskapet.

### Nye regnskapsstandarder

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 blir ikke goodwill eller immaterielle eiendeler med ubegrenset levetid avskrevet, men undergis periodisk nedskrivningsvurdering. Andre immaterielle eiendeler skal fortsatt avskrives over antatt økonomisk levetid. Effekten av implementeringen av de nye standardene fra og med 1. januar 2002 var uvesentlig.

I juni 2001 utstedte FASB regnskapsstandard «Accounting for Asset Retirement Obligations» (FAS 143), med ikrafttredelse for regnskapsår som begynner etter 15. juni 2002. Etter de nye reglene skal myndighetspålagte krav knyttet til nedstengning og fjerning av anleggsmidler avsettes til virkelig verdi når kravet oppstår. Ved implementering av reglene 1. januar 2003 vil forpliktelsen, redusert med beregnede avskrivninger frem til 31. desember 2002, balanseføres som en del av anleggsmiddelet. De nye reglene ventes å resultere i en økning i balanseverdien av anleggsmidlene med 2,8 milliarder kroner, økt avsetning til fjerning med 7,3 milliarder kroner, redusert utsatt skattefordel med 1,4 milliarder kroner og en langsiktig fordring på 5,8 milliarder kroner. Fordringen tilsvarer den forventede refusjon fra den norske stat av faktiske fjerningsutgifter multiplisert med effektiv skattesats over anleggsmiddelets produksjonsperiode. Fjerningsutgifter på norsk kontinentalsokkel er, i motsetning til nedstengningsutgifter, ikke skattemessig fradragsberettiget. Implementeringen av den nye standarden ventes ikke å ha vesentlig effekt på Statoils resultat eller egenkapital.

I august 2001 utstedte FASB regnskapsstandard «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. Implementeringen av den nye standarden fra og med 1. januar 2002 hadde ingen regnskapsmessig effekt.

### Risikostyring

**Oversikt.** Vi eksponeres for en rekke forskjellige markedsrisikoer som oppstår i forbindelse med vår vanlige 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 eiendeler, gjeld eller forventede fremtidige kontantstrøm. Vi eksponeres også for driftsrisikoer, 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 tilnærming til risikostyring som starter med å belyse våre viktigste markeds- og driftsrisikoer. Deretter benytter vi en modell for optimalisering av risikostyring.

Vi har utviklet en omfattende modell som inkluderer våre viktigste markeds- og driftsrisikoer og som 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 risikoeksponering og avkastning. Modellen benytter også «Sharpe-ratios», som gir et mål for risikojustert avkastning heller enn absolutt avkastning, for å måle de forskjellige forretningsvirksomhetenes potensielle risikoer. Vår konsernriskokomitee ledes av konserndirektør Inge K. Hansen og består blant annet av representanter fra våre hovedforretningsområder. Konsernriskokomiteen har ansvar for å definere og iverksette våre strategiske retningslinjer for håndtering av markedsrisiko, og møtes én gang i måneden for å fastsette våre strategier for risikostyring, inkludert sikrings- og handelstrategier og verdsettelsesmetoder.

Vi deler risikostyring inn i forsikringsbare risikoer som styres av vårt eget forsikringsselskap som opererer i det norske og internasjonale forsikringsmarkedet, taktiske risikoer som er kortsiktige handelsrisikoer basert på underliggende eksponering og som styres av linjeledelsen, samt strategiske risikoer som er langsiktige grunnleggende risikoer, og som overvåkes av vår konsernrisikokomite. For å håndtere våre taktiske og strategiske markedsrisikoer 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 basert på en eller flere underliggende finansielle instrumenter, indekser eller priser som er definert i kontrakten.

### Strategiske markedsrisikoer

Vi er eksponert for strategiske markedsrisikoer som vi definerer som langsiktige risikoer som er grunnleggende for driften av vår virksomhet. Strategiske markedsrisikoer følges opp av vår konsernrisikokomite med det formål å unngå sub-optimalisering, 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 risikoer. For eksempel er hensikten med vår flervaluta gjeldsmodell å optimalisere vår gjeldsportefølje ut fra forventet fremtidig kontantstrøm for konsernet, og denne fungerer dermed som et effektivt verktøy for å styre strategiske risikoer. Vårt nedsideprogram for råolje har som formål å sørge for at vår virksomhet fortsatt vil være robust selv om prisen på råolje skulle falle.

### Taktiske markedsrisikoer

Alle aktiviteter i forbindelse med styring av taktiske risikoer skjer innen rammen av etablerte mandater.

**Råvarepriserisiko.** Råvarepriserisikoen utgjør vår viktigste taktiske risiko. For å begrense effektene av den kortsiktige volatiliteten i råvareprisene, inngår vi råvarebaserte derivatkontrakter som består av futures-kontrakter, opsjoner, ikke børsnoterte (over-the-counter) terminkontrakter og ulike typer bytteavtaler knyttet til råolje- og petroleumsprodukter, naturgass og elektrisitet.

Derivater knyttet til råolje- og øvrige oljeprodukter handles hovedsakelig på International Petroleum Exchange (IPE) i London, New York Mercantile Exchange (NYMEX), i det ikke-børsnoterte Brent-markedet og i markeder for bytteavtaler knyttet til råolje og raffinerte produkter. Derivater knyttet til naturgass og elektrisitet er hovedsakelig ikke børsnoterte fysiske terminkontrakter og opsjoner, Nordpool terminkontrakter, og IPE futures.

**Rente- og valutarisiko.** Vi utsettes også for renterisiko og valutarisiko. Renterisiko og valutarisiko vurderes mot mandater basert på et forhåndsdefinert scenario. Ved styring av markedsrisikoer og ved handel benytter vi standardderivater. Disse omfatter futureskontrakter og opsjoner som handles over regulerte børser, og ikke børsnoterte («over-the-counter») bytteavtaler, opsjons- og terminkontrakter.

**Valutarisiko.** Endringer i valutakursene kan ha betydelig innvirkning på våre resultater. Vår kontantstrøm er for en stor del i andre valutaer enn NOK. Kontantinnbetalinger i forbindelse med salg av olje og naturgass er hovedsakelig i utenlandske valutaer, mens kontantutbetalinger for en større del er i NOK. Vår valutaeksponering er hovedsakelig mellom norske kroner, US dollar, euro, danske og svenske kroner og britiske pund sterling. Vi inngår forskjellige typer valutakontrakter for å styre vår valutarisiko. Vi benytter valutaterminkontrakter hovedsakelig for å styre valutarisiko knyttet til eksisterende fordringer og gjeld, inkludert innskudd og 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 gitt valutakurs ved utløpet av en fastsatt periode.

**Renterisiko.** Vi er eksponert for rentefluktasjoner 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 og redusere finansieringskostnadene. Rentebytteavtaler og andre derivater benyttes også som verktøy for å diversifisere finansieringskildene innenfor ønsket valuta- og renteeksponering. I rentebytteavtaler avtaler vi med andre parter at vi for fastsatte tidsrom skal bytte fastrente mot flytende rente, eller motsatt, beregnet på grunnlag av en avtalt nominell hovedstol.

**Markedsverdi på finansielle og råvarebaserte derivater.** Markedsverdiene på futureskontrakter og børsnoterte opsjonskontrakter er basert på markedspriser fra New York Mercantile Exchange eller fra International Petroleum Exchange i London. Markedsverdiene på bytteavtaler og andre ikke børsnoterte instrumenter er beregnet på grunnlag av noterte markedspriser, overslag fra meglere og andre egnede verdsettelsesteknikker. Der Statoil regnskapsfører deler av langsiktige kontrakter for levering av råvarer i henhold til kravene i FAS 133, blir markedsverdien beregnet basert på noterte markedspriser, underliggende indekser i kontrakten og forutsetninger om prisbaner eller marginer når markedspriser ikke er tilgjengelig. Markedsverdien på rente- og valutabytteavtaler og andre finansielle derivater blir estimert basert på noterte markedspriser, estimater fra meglere, priser på sammenlignbare instrumenter samt ved hjelp av andre hensiktsmessige vurderingsmetoder. Markedsverdiene gir et tilnærmet anslag på 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 grunnet forutsetningene som er lagt til grunn.

Den følgende tabellen gir en oversikt pr. 31. desember 2002 over netto markedsverdi for ikke børsnoterte (OTC) råvare- og finansielle derivater, regnskapsført som derivater i henhold til FAS 133, fordelt henholdsvis etter tidspunkt for kontraktsutløp og kilde for fastsettelse av markedsverdi.

KILDE TIL MARKEDSVERDI PER 31. DESEMBER 2002, BELØP I MILLIONER KRONER	NETTO MARKEDSVERDI				
	KONTRAKTS- UTLØP INNEN 1 ÅR	KONTRAKTS- UTLØP OM 1 – 3 ÅR	KONTRAKTS- UTLØP OM 4 – 5 ÅR	KONTRAKTS- UTLØP ETTER 5 ÅR	TOTAL NETTO MARKEDS- VERDI
<b>Råvarebaserte derivater:</b>					
Noterte markedspriser	-176	4	0	0	-172
Priser fra andre eksterne kilder	111	19	0	17	147
Pris basert på modeller eller andre verdsettelsesteknikker	-70	-17	0	91	4
<b>Totalt råvarebaserte derivater</b>	<b>-135</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>108</b>	<b>-21</b>
<b>Finansielle derivater:</b>					
Noterte markedspriser	0	0	0	0	0
Priser fra andre eksterne kilder	187	104	187	1 664	2 142
Pris basert på modeller eller andre verdsettelsesteknikker	0	0	0	0	0
<b>Totalt finansielle derivater</b>	<b>187</b>	<b>104</b>	<b>187</b>	<b>1 664</b>	<b>2 142</b>

I tabellen består andre eksterne kilder for råvarederivater hovedsakelig av megleranslag. Markedsverdi for rente- og valutabytteavtaler og andre finansielle derivater blir beregnet internt ved hjelp av standard finanssystemer og er konsistent beregnet basert på eksternt tilgjengelige markedskurver for rente og valuta.

Den følgende tabellen viser en avstemning av endring i netto markedsverdi for alle råvarebaserte og finansielle derivater, inkludert børsnoterte derivater, som bokført enten per 31. desember 2001 eller 31. desember 2002, hensyntatt betalte depositum. Derivatkontrakter som ble inngått og senere oppgjort i løpet av 2002 er ikke inkludert i tabellen:

BELØP I MILLIONER KRONER	RÅVARE- DERIVATER	FINANSIELLE DERIVATER
Netto markedsverdi på derivatkontrakter per 31. desember 2001	691	-923
Kontrakter realisert eller oppgjort i løpet av året	-767	115
Markedsverdi på nye kontrakter inngått i året	274	629
Endring i markedsverdi grunnet endring i forutsetninger eller verdsettelsesteknikker	8	0
Andre endringer i markedsverdi	-169	2 321
<b>Netto markedsverdi på derivatkontrakter per 31. desember 2002</b>	<b>37</b>	<b>2 142</b>

### Kredittrisiko for derivater

Futureskontrakter har liten kredittrisiko fordi motpartene er organiserte børsere. Kredittrisikoen for Statoils ikke børsnoterte (over-the-counter) råvarebaserte 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 handelselskaper.

Kredittrisiko knyttet til råvarebaserte derivater styres gjennom å etablere, vedlikeholde og gjennomgå oversikter over motparter som forhåndsgodkjennes gjennom vurdering av finansiell stilling, ved å overvåke kreditteksponeringen for motparter, samt ved å etablere kredittgrenser for motparter og å kreve sikkerhetsstillelse eller garantier når dette er i henhold til kontraktsbetingelser og interne retningslinjer. Sikkerhet vil typisk være i form av depositum eller bankgaranti fra en internasjonal bank med høy kredittverdighet.

Kredittrisiko knyttet til ikke børsnoterte rentebytteavtaler og valutabytteavtaler er knyttet til motparten i disse transaksjonene. Motpartene er finansinstitusjoner med høy kredittverdighet. Kredittverdigheten vurderes minst en gang per år og kredittrisikoen overvåkes for å sikre at vår eksponering ikke går ut over fastsatte kredittgrenser og at den er i henhold til interne regler. Ikke gjeldsrelaterte valutabytteavtaler har vanligvis en løpetid på ett år eller mindre, mens gjeldsrelaterte rentebytteavtaler og valutabytteavtaler har en løpetid på opp til 26 år, i tråd med løpetiden til de tilsvarende langsiktige gjeldspostene som sikres eller risikostyres ved hjelp av bytteavtalene.

Den følgende tabellen viser markedsverdi av ikke børsnoterte finansielle og råvarebaserte derivateiendeler per 31. desember 2002, fordelt i henhold til motpartens kredittverdighet slik Statoil vurderer den:

IKKE BØRSNOTERTE DERIVAT-EIENDELER, FORDELTE I FORHOLD TIL MOTPARTENS KREDITTVERDIGHET (I MILLIONER KRONER) MARKEDSVERDI PÅ DERIVAT-EIENDELER

Intern Statoil kredittrating for motpart:	
«Investment grade», med rating A eller høyere	4 452
Annen «Investment grade»	259
Lavere enn «Investment grade»	79

Kategoriene for kredittverdighet i tabellen over er basert på Statoil-konsernets interne kredittvurderinger, og samsvarer ikke nødvendigvis direkte med ratinger etablert av de store kredittvurderingsbyråene. Interne ratinger vil normalt samsvare med eksterne ratinger der slike er tilgjengelige, men kan i noen tilfeller variere på grunn av interne vurderinger. I tråd med Statoils retningslinjer får motparter for råvarederivater kredittvurdering i samsvar med sitt respektive morselskaps rating, selv om det ikke nødvendigvis foreligger garanti fra slike morselskaper med høy kredittverdighet.

### Driftsrisikoer

Vi eksponeres også for driftsrisikoer, inkludert reservoarriksiko, risiko for tap av olje- og gassproduksjon og risiko for katastrofer på feltet. Alle våre installasjoner er forsikret, det vil si at gjenanskaffelsesverdien vil dekkes av vårt eget forsikringselskap, som også har et reassuransprogram. Som en del av dette reassuransprogrammet var nesten 70% av det samlede forsikrede beløpet på cirka 110 milliarder kroner reassurert i de internasjonale markedene per 31. desember 2002. Vårt forsikringselskap arbeider også sammen med vår konsernavdeling for risikostyring for å styre andre typer driftsrisiko som kan forsikres.



**FREMTIDIGE FORHOLD**

Årsrapporten inneholder utsagn om fremtidige forhold som det knytter seg risiko og usikkerhet til. Uttalelser, bortsett fra de som gjelder historiske fakta, inkluderer, blant annet utsagn om Statoils fremtidige produksjon, mål og marginer, prestasjon og vekstrater, driftskostnader for 2004, forventet lete- og utviklingsaktiviteter 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 inntreffe 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 blant annet nivå på tilbud og etterspørsel i markedet, prising, valutakurser, politisk stabilitet og økonomisk vekst relevante 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 viktige 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 Annual Report on Form 20-F 2002 i mars 2003.





Jan Varming er bestyrer ved den første nye stasjonen med et videreutviklet Statoil-design. Den arkitektoniske løsningen er preget av en lettere takkonstruksjon og mer diskret fargebruk. Stasjonen ligger ved E 18 i Asker utenfor Oslo, og ble åpnet ved årsskiftet. Det nye designet vil bli benyttet ved bygging av nye stasjoner og ved moderniseringer i hele stasjonsnettet til Statoil Detaljhandel Skandinavia.

## Statoilkonsernet – USGAAP

Regnskap	85
Noter	90
Revisjonsberetning	118

# Statoilkonsernet – USGAAP

## KONSERNRESULTATREGNSKAP – USGAAP

(I MILLIONER KRONER)	2002	2001	2000
Salgsinntekter	<b>242 178</b>	231 712	229 832
Resultatandel fra tilknyttede selskap	<b>366</b>	439	523
Andre inntekter	<b>1 270</b>	4 810	70
Sum driftsinntekter	<b>243 814</b>	236 961	230 425
Varekostnader	<b>-147 899</b>	-126 153	-119 469
Driftskostnader	<b>-28 308</b>	-29 422	-28 883
Salgs- og administrasjonskostnader	<b>-5 466</b>	-4 297	-3 891
Av- og nedskrivninger	<b>-16 844</b>	-18 058	-15 739
Undersøkelseskostnader	<b>-2 195</b>	-2 877	-2 452
Sum kostnader før finansposter	<b>-200 712</b>	-180 807	-170 434
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	<b>43 102</b>	56 154	59 991
Netto finansposter	<b>8 233</b>	65	-2 898
Resultat før skatt og minoritetsinteresser	<b>51 335</b>	56 219	57 093
Skattekostnad	<b>-34 336</b>	-38 486	-40 456
Minoritetsinteresser	<b>-153</b>	-488	-484
Årets resultat	<b>16 846</b>	17 245	16 153
Resultat per aksje	7,78	8,31	8,18
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer	2 165 422 239	2 076 180 942	1 975 885 600

Driftsinntekter er eksklusiv bensinavgifter på 18 745, 18 571 og 19 507 millioner kroner i henholdsvis 2002, 2001 og 2000.

Se noter til konsernregnskapet



**KONSERNBALANSE – USGAAP**

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2002	2001
<b>EIENDELER</b>		
Betalingsmidler	<b>6 702</b>	4 395
Kortsiktige investeringer	<b>5 267</b>	2 063
Sum likvider	<b>11 969</b>	6 458
Fordringer	<b>32 057</b>	26 208
Fordringer - nærstående parter	<b>1 893</b>	1 531
Varelager	<b>5 422</b>	5 276
Forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler	<b>6 856</b>	9 184
Sum omløpsmidler	<b>58 197</b>	48 657
Investering i tilknyttede selskap	<b>9 629</b>	9 951
Langsiktige fordringer	<b>7 138</b>	7 166
Varige driftsmidler	<b>122 379</b>	126 500
Andre anleggsmidler	<b>8 087</b>	7 421
<b>SUM EIENDELER</b>	<b>205 430</b>	199 695
<b>GJELD OG EGENKAPITAL</b>		
Kortsiktig rentebærende gjeld	<b>4 323</b>	6 613
Leverandørgjeld	<b>19 603</b>	10 970
Leverandørgjeld - nærstående parter	<b>5 649</b>	10 164
Påløpte kostnader	<b>11 590</b>	13 831
Betalbar skatt	<b>18 358</b>	16 618
Sum kortsiktig gjeld	<b>59 523</b>	58 196
Langsiktig rentebærende gjeld	<b>32 805</b>	35 182
Utsatt skatt	<b>43 153</b>	42 354
Annen gjeld	<b>11 382</b>	10 693
Sum gjeld	<b>146 863</b>	146 425
Minoritetsinteresser	<b>1 550</b>	1 496
Aksjekapital (pålydende 2,50 kroner), 2.189.585.600 registrerte og utstedte aksjer	<b>5 474</b>	5 474
Egne aksjer, 23.441.974 og 25.000.000 aksjer	<b>-59</b>	-63
Annen innskutt egenkapital	<b>37 728</b>	37 728
Opptjent egenkapital	<b>17 355</b>	6 682
Akkumulerte andre endringer i egenkapital	<b>-3 481</b>	1 953
Sum egenkapital	<b>57 017</b>	51 774
<b>SUM GJELD OG EGENKAPITAL</b>	<b>205 430</b>	199 695

Se noter til konsernregnskapet

## KONSOLIDERTE EGENKAPITALOPPSTILLINGER – USGAAP

(I MILLIONER KRONER, UNNTATT FOR AKSJE-DATA)	ANTALL UTSTEDTE AKSJER	AKSJE- KAPITAL	EGNE AKSJER	ANNEN INNSKUTT EGENKAPITAL	OPPTJENT EGENKAPITAL	AKK. ANDRE ENDRINGER I EGENKAPITAL	TOTAL
Per 1. januar 2000	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
Aksjeemisjon	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
Årsresultat					16 846		16 846
Akkumulerte omregningsdifferanser						-5 434	-5 434
«Comprehensive income»							11 412
Bonusaksjer utdelt			4		-4		0
Ordinært utbytte					-6 169		-6 169
Per 31. desember 2002	2 189 585 600	5 474	-59	37 728	17 355	-3 481	57 017

I andre endringer i egenkapital er det hensyntatt skattefordel/-kostnad på -78, 84, og -199 millioner kroner og i henholdsvis 2002, 2001 og 2000.

Utbytte utbetalt per aksje var 2,85, 26,69 og 10,81 kroner i henholdsvis 2002, 2001 og 2000. Utbytte utbetalt før aksjeemisjonen er sterkt påvirket av kontantstrømmer i forbindelse med SDØE-transaksjonen.

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)	2002	2001	2000
<b>OPERASJONELLE AKTIVITETER</b>			
Årets resultat	<b>16 846</b>	17 245	16 153
<u>Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter:</u>			
Minoritetsinteresser	<b>153</b>	488	484
Av- og nedskrivninger	<b>16 844</b>	18 058	15 739
Utgiftsføring av tidligere års balanseførte undersøkelseskostnader	<b>554</b>	935	410
Tap/-gevinst på valutatransaksjoner	<b>-8 771</b>	180	1 643
Utsatt skatt	<b>628</b>	848	1 222
Beregnet skatt på overskudd knyttet til overførte SDØE-andeler	<b>0</b>	5 952	14 109
Tap/-gevinst ved salg av anleggsmidler og annet	<b>-1 589</b>	-4 990	637
<u>Endringer i operasjonelle eiendeler og gjeld:</u>			
• Endring i varelager	<b>-146</b>	-1 050	132
• Endring i fordringer	<b>-6 211</b>	4 522	-1 199
• Endring i forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler	<b>3 107</b>	-1 543	-291
• Endring i kortsiktige investeringer	<b>-3 204</b>	1 794	-254
• Endring i leverandørgjeld	<b>4 118</b>	-3 852	-3 146
• Endring i påløpte kostnader	<b>1 095</b>	-1 629	9 427
Endring i annen gjeld	<b>599</b>	2 215	1 686
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	<b>24 023</b>	39 173	56 752
<b>INVESTERINGSAKTIVITETER</b>			
Investeringer i varige driftsmidler	<b>-17 907</b>	-16 649	-17 292
Balanseførte undersøkelseskostnader	<b>-652</b>	-765	-1 379
Endring i utlån og andre langsiktige poster	<b>-1 495</b>	-539	-3 343
Salg av eiendeler	<b>3 298</b>	5 115	6 000
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	<b>-16 756</b>	-12 838	-16 014

Se noter til konsernregnskapet

**KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING – USGAAP**

(I MILLIONER KRONER)	2002	2001	2000
<b>FINANSIERINGSAKTIVITETER</b>			
Ny langsiktig rentebærende gjeld	<b>5 396</b>	9 609	1 191
Nedbetaling langsiktig gjeld	<b>-4 831</b>	-4 548	-13 258
Beløp betalt til minoritetsaksjonærer	<b>-173</b>	-1 878	0
Ordinært utbytte betalt til aksjonærer	<b>-6 169</b>	-5 668	-1 702
Beløp betalt til aksjonær, relatert til overførte SDØE-andeler	<b>0</b>	-49 747	-19 661
Kapitalinnskudd relatert til overførte SDØE-andeler	<b>0</b>	8 460	0
Netto egenkapitaltilførsel ved utstedelse av nye aksjer	<b>0</b>	12 890	0
Netto endring kortsiktige lån, kassekreditt og annet	<b>1 146</b>	-588	-1 730
Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter	<b>-4 631</b>	-31 470	-35 160
Netto endring i betalingsmidler	<b>2 636</b>	-5 135	5 578
Effekt av valutaendringer på betalingsmidlene	<b>-329</b>	-215	106
Betalingsmidler ved årets begynnelse	<b>4 395</b>	9 745	4 061
Betalingsmidler ved årets utgang	<b>6 702</b>	4 395	9 745
Betalte renter	<b>1 782</b>	3 793	3 204
Betalte skatter	<b>31 634</b>	33 320	16 614

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

Se noter til konsernregnskapet



## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

**1. Selskapet og grunnlag for presentasjonen**

Statoil ASA ble stiftet i 1972 med staten som eeneier. 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 heleid 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 oppgjør dato. 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 produktionsavgift 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 produktionsavgift 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 2003.

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 driftsinntektene.

Det er gjort enkelte reklassifiseringer for å gjøre tidligere års sammenligningstall konsistente med presentasjonen av årsregnskapet for 2002.

**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%. 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%), regnskapsføres etter egenkapitalmetoden. Ideelle andeler i felleskontrollert olje- og gassvirksomhet, inklusiv rørledningstransport, regnskapsføres etter bruttometoden.

**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 vurderes til det laveste av kostpris og markedsverdi. Kostpris for raffinerilagrene av råolje og produkter beregnes med utgangspunkt i først innkjøpte mengder (LIFO-prinsippet). Kostpris for alle andre varelagre beregnes med utgangspunkt i sist innkjøpte mengder (FIFO-prinsippet).

**Bruk av estimater**

Utarbeidelsen av regnskapet i henhold til god regnskapsskikk forutsetter at selskapet 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. Økonomisk levetid for slike transportsystem er vanligvis produksjonsperioden for de aktuelle feltene, begrenset til konsesjonsperioden. Lineær avskrivning av andre eiendeler 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.

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

**NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP****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. Beregningene gjøres med utgangspunkt i estimerte 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 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 Varekostnader og Salgsinntekter. Tidligere ble deler av SDØEs oljeproduksjon solgt direkte fra felt til ekstern kunde, og dette salget ble i Statoils regnskap medtatt netto i Salgsinntekter.

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 Varekostnader og Salgsinntekter.

**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. 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.

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 sikringsbokføring i henhold til FAS 133, og inngår også andre derivatkontrakter som medfører økonomisk sikring av visse risiki, selv om sikringsbokføring enten ikke er tillatt etter regnskapsstandarden, eller ikke anvendes av selskapet.

Ved anvendelse av sikringsbokføring 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 fremtidig 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. Sikringsbokføring 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 sikringsbokføringen 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.

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.

**NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP**

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 prissisiko 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 renteesponeringsperioden, forutsatt at gjelden eller forpliktelsen fortsetter å eksistere eller sannsynligvis vil oppstå.

**Nye regnskapsstandarder**

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 blir ikke goodwill eller immaterielle eiendeler med ubegrenset levetid avskrevet, men undergis periodisk nedskrivningsvurdering. Andre immaterielle eiendeler skal fortsatt avskrives over antatt økonomisk levetid. Effekten av implementeringen av de nye standardene fra og med 1. januar 2002 var uvesentlig.

I juni 2001 utstedte FASB regnskapsstandard «Accounting for Asset Retirement Obligations» (FAS 143), med ikrafttredelse for regnskapsår som begynner etter 15. juni 2002. Etter de nye reglene skal myndighetspålagte krav knyttet til nedstengning og fjerning av anleggsmidler avsettes til virkelig verdi når kravet oppstår. Ved implementering av reglene 1. januar 2003 vil forpliktelsen, redusert med beregnede avskrivninger frem til 31. desember 2002, balanseføres som en del av anleggsmiddelet. De nye reglene ventes å resultere i en økning i balanseverdien av anleggsmidlene med 2,8 milliarder kroner, økt avsetning til fjerning med 7,3 milliarder kroner, redusert utsatt skattefordel med 1,4 milliarder kroner og en langsiktig fordring på 5,8 milliarder kroner. Fordringen tilsvarer den forventede refusjon fra Den norske stat av faktiske fjerningsutgifter multiplisert med effektiv skattesats over anleggsmiddelets produksjonsperiode. Fjerningsutgifter på norsk kontinentalsokkel er, i motsetning til nedstengningsutgifter, ikke skattemessig fradragsberettiget. Implementeringen av den nye standarden ventes ikke å ha vesentlig effekt på Statoils resultat eller egenkapital.

I august 2001 utstedte FASB regnskapsstandard «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. Implementeringen av den nye standarden fra og med 1. januar 2002 hadde ingen 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 2002, 2001 og 2000 vises nedenfor:

(I MILLIONER KRONER)	UNDERSØKELSE OG PRODUKSJON NORGE	INTERNASJONAL UNDERSØKELSE OG PRODUKSJON	NATURGASS	FOREDLING OG MARKEDSFØRING	ØVRIG VIRKSOMHET OG ELIMINERING	SUM
<b>Året 2002</b>						
Eksternt salg	1 706	5 749	24 236	210 653	1 104	243 448
Mellom forretningsområder	54 585	1 020	168	194	-55 967	0
Resultatandel fra tilknyttede selskap	-1	0	132	305	-70	366
Sum driftsinntekter	56 290	6 769	24 536	211 152	-54 933	243 814
Av- og nedskrivninger	11 861	2 355	592	1 686	350	16 844
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	31 463	1 086	8 918	1 637	-2	43 102
Skattekostnad for forretningsområdet	-23 355	-381	-6 629	-401	-20	-30 786
Resultat for forretningsområdet	8 108	705	2 289	1 236	-22	12 316
<b>Året 2001</b>						
Eksternt salg	3 622	5 926	23 297	202 264	1 413	236 522
Mellom forretningsområder	61 913	1 767	36	936	-64 652	0
Resultatandel fra tilknyttede selskap	120	0	135	187	-3	439
Sum driftsinntekter	65 655	7 693	23 468	203 387	-63 242	236 961
Av- og nedskrivninger	11 806	3 371	664	1 855	362	18 058
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	40 697	1 291	9 629	4 480	57	56 154
Skattekostnad for forretningsområdet	-29 589	-387	-6 919	-1 305	-18	-38 218
Resultat for forretningsområdet	11 108	904	2 710	3 175	39	17 936

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

(I MILLIONER KRONER)	UNDERSØKELSE OG PRODUKSJON NORGE	INTERNASJONAL UNDERSØKELSE OG PRODUKSJON	NATURGASS	FOREDLING OG MARKEDSFØRING	ØVRIG VIRKSOMHET OG ELIMINERING	SUM
<b>Året 2000</b>						
Eksternt salg	1 419	6 308	20 539	200 851	785	229 902
Mellom forretningsområder	69 610	2 752	8	413	-72 783	0
Resultatandel fra tilknyttede selskap	106	-33	77	321	52	523
Sum driftsinntekter	71 135	9 027	20 624	201 585	-71 946	230 425
Av- og nedskrivninger	11 225	1 704	730	1 734	346	15 739
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	46 715	773	7 893	4 559	51	59 991
Skattekostnad for forretningsområdet	-35 054	-242	-5 584	-1 271	0	-42 151
Resultat for forretningsområdet	11 661	531	2 309	3 288	51	17 840

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

(I MILLIONER KRONER)	2002	2001	2000
Resultat for forretningsområdene	12 316	17 936	17 840
Netto finansposter	8 233	65	-2 898
Skatt på finansposter og andre skattemessige justeringer	-3 550	-268	1 695
Minoritetsinteresser	-153	-488	-484
Årets resultat	16 846	17 245	16 153
Skattekostnad for forretningsområdene	30 786	38 218	42 151
Skatt på finansposter og andre skattemessige justeringer	3 550	268	-1 695
Skattekostnad	34 336	38 486	40 456

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

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 ansvaret 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>(I MILLIONER KRONER)</i>	<i>TILGANG LANGSIKTIGE EIENDELER</i>	<i>INVESTERINGER I TILKNYTTETE SELSKAPER</i>	<i>ANDRE LANGSIKTIGE EIENDELER</i>
<b>Per 31. desember 2002</b>			
Undersøkelse og produksjon Norge	11 023	1 284	75 717
Internasjonal undersøkelse og produksjon	5 995	0	20 655
Naturgass	465	1 423	8 889
Foredling og markedsføring	1 771	6 868	21 090
Øvrig virksomhet	800	54	11 253
Sum	20 054	9 629	137 604
<b>Per 31. desember 2001</b>			
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
<b>Per 31. desember 2000</b>			
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

**Driftsinntekter etter geografisk område**

<i>(I MILLIONER KRONER)</i>	<i>2002</i>	<i>2001</i>	<i>2000</i>
Norge	216 541	206 026	178 509
Europa (unntatt Norge)	30 274	30 798	36 201
USA	27 654	27 163	38 243
Andre områder	10 638	8 880	13 784
Elimineringer	-41 659	-36 345	-36 835
Sum driftsinntekter (unntatt resultatandel fra tilknyttede selskaper)	243 448	236 522	229 902

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

## Langsiktige eiendeler etter geografisk område

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER		
	2002	2001	2000
Norge	114 007	114 303	126 429
Europa (unntatt Norge)	23 399	29 772	25 538
USA	25	70	20
Andre områder	15 894	18 016	15 315
Elimineringer	-6 578	-11 717	-9 170
Sum langsiktige eiendeler (unntatt langsiktig utsatt skattefordel)	146 747	150 444	158 132

## 4. Kjøp og salg av virksomheter

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 2002 solgte Statoil sine interesser i oljefeltene Siri og Lulita på dansk kontinentalsokkel. Salgene resulterte i en gevinst i forretningsområdet Internasjonal undersøkelse og produksjon på 1,0 milliarder kroner før skatt og 0,7 milliarder kroner etter skatt.

Den 15. desember 2002 signerte Statoil en avtale om å selge samtlige aksjer i Navion ASA til Norsk Teekay AS, et heleid datterselskap av Teekay Shipping Corporation. Navions virksomhet består av bøyelasting og konvensjonell skipstransport. Salgsprisen for Navions anleggsmidler, eksklusiv *Navion Odin* og Navions 50% andel i boreskipet *West Navion* som ikke omfattes av salget, utgjør cirka USD 800 millioner. Økonomisk dato for transaksjonen er 1. januar 2003, og salget vil bli bokført på gjennomføringstidspunktet som ventes å bli i andre kvartal 2003. Basert på valutakurs per 31. desember 2002 og bokført verdi av eiendelene på samme tidspunkt, vil resultateffekten av salget være uvesentlig.

## 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. I 2002 ble ytterligere 0,8 milliarder kroner før skatt (0,6 milliarder kroner etter skatt) kostnadsført for å skrive ned LL652. Nedskrivningene skyldes i hovedsak at antatt produksjon i kontraktperioden er redusert. Virkelig verdi er beregnet ved neddiskontering av antatte fremtidige kontantstrømmer.

## 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. Per 31. desember 2001 utgjorde avsetningen 144 millioner kroner, hvorav kun ubetydelige beløp gjenstod per 31. desember 2002. Avsetningen er foretatt i forretningsområdet Internasjonal undersøkelse og produksjon.

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. Nedgangen i oljepriser førte til at selskapet fikk en betydelig overkapasitet på borerigger i et vanskelig marked for boreriggjenester. I 1998 og 1999 avsatte selskapet som Driftskostnader totalt 1,6 milliarder kroner for forventede tap på langsiktige borekontrakter med fast pris. I 2001 ble 150 millioner kroner av avsetningen reversert på grunn av reduksjon i det estimerte tap på kontraktene. I 2002 økte avsetningen med 231 millioner kroner på grunn av økning i estimert tap på kontraktene forårsaket av endringer i ratene på videreleie. Markedsratene er beregnet basert på megleranslag, nye borekontrakter inngått av andre oljeselskaper og selskapets egne markedsforventninger for den gjenværende kontraktperioden. Gjenværende varighet på leiekontraktene er ett til fire år. Avsetningen er selskapets beste estimat på tap som følge av forskjellen mellom inngåtte borekontrakter med fast pris og anslåtte markedsrater for videreleie.

Per 31. desember 2001 og 31. desember 2002 var avsetningen for borekontrakter på henholdsvis 734 millioner og 960 millioner kroner. I 2000, 2001 og 2002 ble henholdsvis 172 millioner, 76 millioner og 5 millioner kroner i kontraktsbetalinger ført mot avsetningen.

Avsetningen er belastet forretningsområdet Undersøkelse og produksjon Norge.



## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

## 7. Varelager

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

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2002	2001
Varelager		
Råolje	2 766	2 919
Petroleumsprodukter	2 647	2 567
Annet	844	593
Sum - varelager verdsatt etter FIFO-prinsippet	6 257	6 079
Justering til LIFO-verdi	-835	-803
Sum	5 422	5 276

## 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		
	2002	2001	2000	2002	2001	2000
Per 31. desember						
Omløpsmidler	5 909	7 694	10 753	2 798	3 189	3 014
Anleggsmidler	17 432	19 710	18 121	6 029	6 105	6 333
Kortsiktig gjeld	6 063	6 108	9 740	3 288	2 894	3 277
Langsiktig gjeld	5 787	8 787	5 870	2 488	3 382	3 242
Annen gjeld	2 187	2 201	2 570	0	0	0
Netto eiendeler	9 304	10 310	10 694	3 051	3 018	2 828
Året						
Brutto driftsinntekter	25 617	29 819	30 465	23 112	24 563	26 069
Resultat før skatt	215	-193	686	423	411	328
Resultat	43	-330	488	302	290	233
Investeringer i varige driftsmidler	978	1 182	2 117	721	552	592

Utbytte mottatt fra Borealis utgjør 0, 16 og 187 millioner kroner for henholdsvis 2002, 2001 og 2000. Det er ikke mottatt utbytte fra SDS.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

## Informasjon for tilknyttede selskaper rapportert etter egenkapitalmetoden

(I MILLIONER)	VALUTA	PÅLYDENDE	SELSKAPETS AKSJEKAPITAL	EIERANDEL	BOKFØRT VERDI	RESULTAT- ANDEL
Statoil Detaljhandel Skandinavia AS	NOK	1 300	2 600	50%	1 152	221
Borealis A/S	DKK	2 000	4 000	50%	4 775	53
P/R West Navion DA	NOK	-	-	50%	1 115	-56
Andre selskap	-	-	-	-	2 587	148
Total					9 629	366

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's eneste aktivitet er å eie boreskipet *West Navion*.

## 9. Investeringer

## Kortsiktige investeringer

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2002	2001
Kortsiktige innskudd	51	189
Sertifikater	5 073	1 692
Obligasjoner	50	180
Andre kortsiktige plasseringer	93	2
Sum kortsiktige investeringer	5 267	2 063

Kostpris for kortsiktige investeringer var henholdsvis 5 261 og 2 053 millioner kroner per 31. desember 2002 og 2001. Alle kortsiktige investeringer anses å inngå i en handelsportefølje og regnskapsføres til virkelig verdi med urealisert gevinst og tap medtatt i resultatet.

## Langsiktige investeringer inkludert i Andre anleggsmidler

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2002	2001
Aksjer i andre selskaper	1 166	943
Sertifikater	1 031	680
Obligasjoner	2 749	3 324
Børsnoterte aksjer	1 270	1 596
Sum langsiktige investeringer	6 216	6 543

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

## 10. 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 1.1.2002	10 891	205 862	26 651	6 521	8 221	11 941	4 281	274 368
Akkum. av- og nedskrivninger per 1.1.2002	-8 253	-119 999	-15 664	-1 811	-2 204	64	0	-147 867
Tilgang og overføringer	1 131	11 275	5 094	292	0	673	98	18 563
Avgang til bokført verdi	-26	-136	-7	-20	0	-222	-7	-418
Nedskr. på tidl. akt. leteknader	0	0	0	0	0	0	-552	-552
Årets av- og nedskrivninger	-584	-14 476	-1 234	-200	-286	0	0	-16 780
Omregningsdifferanse	-168	-2 001	-1 697	-416	-84	-239	-330	-4 935
Bokført verdi per 31.12.2002	2 991	80 525	13 143	4 366	5 647	12 217	3 490	122 379
Estimert levetid	5-10 år	*	15-20 år	20-25 år	20-25 år			

\*Avskrives etter produksjonshetsmetoden, se note 1.

I 2002, 2001 og 2000 ble det balanseført henholdsvis 382, 723 og 1 494 millioner kroner i byggelånsrenter.

I tillegg til årets avskrivninger spesifisert ovenfor er immaterielle eiendeler avskrevet med 64 millioner kroner.

## 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)	1. JANUAR	KOSTNAD	TILBAKEFØRING	AVSKRIVNING	ANNET	31. DESEMBER
<b>Året 2002</b>						
Avsetninger for andre langsiktige eiendeler	16	0	-16	0	0	0
Avsetninger for tap på krav	212	47	-59	-33	-14	153
<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

## 12. Finansposter

(I MILLIONER KRONER)	2002	2001	2000
Renter og andre finansinntekter	1 311	2 107	2 426
Agioeffekter, netto	9 009	912	-3 389
Renter og andre finanskostnader	-1 952	-2 713	-2 035
Utbytte på aksjer	457	18	82
Realisert gevinst og -tap ved salg av verdipapirer	-228	-97	371
Urealiserte verdipapirgevinster og -tap	-364	-162	-353
Netto finansposter	8 233	65	-2 898

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

## 13. Skatter

## Resultat før skatt fremkommer som følger

(I MILLIONER KRONER)	2002	2001	2000
Norge			
• Sokkel	42 519	49 651	52 307
• Land	5 394	5 843	3 052
Andre land	3 422	725	1 734
Sum	51 335	56 219	57 093

## Skattekostnaden kan spesifiseres som følger

(I MILLIONER KRONER)	2002	2001	2000
Norge			
• Sokkel	34 253	37 942	39 542
• Land	885	1 169	979
Andre land 1)	352	253	529
Skatteeffekt av friinntektsfradrag	-1 782	-1 726	-1 816
Betalbar skattekostnad	33 708	37 638	39 234
Norge			
• Sokkel	-707	317	528
• Land	250	383	254
Andre land 1)	1 085	148	440
Endring utsatt skatt	628	848	1 222
Sum skattekostnad	34 336	38 486	40 456

1) Inkluderer norsk skatt på aktiviteter i utlandet

## Utsatt skatt kan spesifiseres som følger

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2002	2001
Underskudd til fremføring	1 157	2 120
Nedskrivning	1 058	1 365
Avsetning for nedstengning	4 733	4 277
Annet	3 665	4 911
Vurderingsreserve	-2 140	-2 135
Sum utsatt skattefordel	8 473	10 538
Varige driftsmidler	35 518	35 144
Balanseførte undersøkelseskostnader og renter	8 914	8 668
Annet	6 293	8 370
Sum utsatt skattegjeld	50 725	52 182



## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

## Utsatt skatt er i regnskapet klassifisert som følger

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2002	2001
Kortsiktig utsatt skattefordel	-415	-113
Langsiktig utsatt skattefordel	-486	-597
Langsiktig utsatt skattegjeld	43 153	42 354

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% og effektiv skattesats

(I MILLIONER KRONER)	2002	2001	2000
Beregnet skatt etter nominell sats	14 374	15 741	15 969
Særskatt petroleumsvirksomhet	20 538	24 342	26 159
Skatteeffekter av friinntektsfradrag	-1 782	-1 726	-1 816
Annet, netto	1 206	129	144
Skattekostnad	34 336	38 486	40 456

Inntekter fra olje- og gassvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen skattlegges i henhold til Petroleumsloven. Denne fastsetter en særskatt på 50% etter fradrag av friinntekten, i tillegg til vanlig selskapsbeskatning. Friinntekten fratrekkes med 5% per år i 6 år, fra investeringen foretas. Ikke benyttet friinntekt på 8,9 milliarder kroner kan fremføres uten tidsbegrensning.

Ved utgangen av 2002 hadde Statoil fremførbare skattemessige underskudd på 3,3 milliarder kroner, i hovedsak i USA og Irland. Kun mindre deler av de fremførbare underskudd utløper før 2006.

## 14. Kortsiktig rentebærende gjeld

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2002	2001
Banklån og kassekreditt	2 258	948
Kortsiktig andel av langsiktig gjeld	2 018	5 364
Annen kortsiktig gjeld	47	301
Sum	4 323	6 613
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	5,28	4,62

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

## 15. Langsiktig rentebærende gjeld

	VEKTET GJENNOMSNITTLIG RENTESATS I %		I MILLIONER KRONER PER 31. DESEMBER	
	2002	2001	2002	2001
Obligasjonslån				
Amerikanske dollar (USD)	5,74	5,79	16 590	19 006
Norske kroner (NOK)	7,50	5,67	20	255
Euro (EUR)	4,66	4,58	5 780	4 518
Sveitsiske franc (FRF)	3,14	2,87	3 548	4 652
Japanske Yen (JPN)	1,83	2,09	2 994	1 808
Britiske pund (GBP)	-	6,13	-	3 080
Sum			28 932	33 319
Usikrede banklån				
Amerikanske dollar (USD)	1,77	6,00	2 193	3 510
Sikrede banklån				
Amerikanske dollar (USD)	3,82	6,43	2 902	2 879
Annen gjeld			796	838
Sum rentebærende gjeld			34 823	40 546
Fratrukket kortsiktig andel			-2 018	-5 364
Sum langsiktig rentebærende gjeld			32 805	35 182

Selskapet har et obligasjonslån på USD 500 millioner med en fast rente på 6,5% og forfall i 2028. Lånet kan tilbakekjøpes til pålydende ved endring i skattelovgivning. Per 31. desember 2002 og 2001 var henholdsvis 3 435 millioner og 4 441 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% med forfall i 2011. Per 31. desember 2002 og 2001 var henholdsvis 3 601 millioner og 3 933 millioner kroner utestående. Av hele lånet er EUR 200 millioner omgjort til LIBOR-basert flytende rente gjennom en rentebytteavtale.

Selskapet har også et obligasjonslån på USD 375 millioner med en fast rente på 5,75%, og med forfall i 2009. Per 31. desember 2002 og 2001 var henholdsvis 2 591 millioner og 3 347 millioner kroner utestående.

I tillegg til USD obligasjonslån på totalt 16 590 millioner kroner, bruker Statoil valutabytteavtaler til å styre valutarisiko knyttet til langsiktig gjeld. Som en følge av dette er ytterligere 10 899 millioner kroner av Statoils langsiktige gjeld byttet til USD. Effekten av disse avtalene er ikke reflektert i ovenstående tabell fordi valutabytteavtalene er selvstendige juridiske avtaler. Avtalene er ikke regnskapsført som sikringstransaksjoner fordi bytte til annet enn funksjonell valuta (norske kroner) ikke tillates regnskapsført som sikring etter regnskapsstandarden FAS 133. Valutabytteavtalene til USD representerer integrerte deler av foretakets finansieringsstrategi og anses å gi økonomisk sikring av USD-baserte inntekter. Størstedelen av foretakets gjeld er fastrentelån, men rentebytteavtaler brukes for å styre renterisiko for enkeltstående låneavtaler.

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 21 obligasjonslån, som, netto etter tilbakekjøp, utgjør 24 315 millioner kroner til oppgjørskurs per 31. desember 2002. Avtalene inneholder bestemmelser som gir Statoil rett til å tilbakekjøpe gjelden til pålydende, eller til en forhåndsavtalt kurs, før endelig innløsningsdato, hvis det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Tilbakebetaling av langsiktig gjeld forfaller som følger:

(millioner kroner)

2003	2 018
2004	3 235
2005	1 465
2006	1 801
2007	2 036
Deretter	24 268
Sum	34 823

Statoil har inngått avtale med ett banksyndikat for bindende langsiktig løpende kreditt på i alt USD 1 milliard. Ingen del av kreditten var benyttet per 31. desember 2002. Beredskapsprovisjonen er 0,105% per år.

Per 31. desember 2002 og 2001 hadde selskapet ingen rembursordninger.

## 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 markedseksponering 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 cirka tre år eller mindre. Størstedelen av transaksjonene i derivater skjer i over-the-counter (OTC) markedet.

### Kontantstrømsikring

Statoil har klassifisert enkelte derivater som sikring i framtidige kontantstrømmer fra salg av olje og raffinerte produkter i en periode på inntil 12 måneder og kontantstrømmer til rentebetalinger i en periode på inntil 25 måneder. I 2002 var ineffektivitet knyttet til Statoils kontantstrømsikring uvesentlig. Netto endring i akkumulerte andre endringer i egenkapital knyttet til årets sikringstransaksjoner er 116 millioner kroner etter skatt, mens nettobeløpet som i 2002 er reklassifisert fra akkumulerte andre endringer i egenkapital til resultatregnskapet er uvesentlig. Den 31. desember 2002 var netto utsatt sikringstap inkludert i akkumulerte andre endringer i egenkapital med 118 millioner kroner etter skatt, hvorav mesteparten vil påvirke resultatet i løpet av de neste 12 måneder. Ingen kontantstrømsikringer ble avsluttet i 2002 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. Ingen del av gevinst eller tap på finansielle instrumenter er ekskludert fra vurderingen av markedsverdisikringens effektivitet i året 2002. Netto resultatført gevinst knyttet til ineffektivitet i markedsverdisikringen var uvesentlig og er inkludert i netto finansposter for året 2002.

### 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 regnskapsføres også til virkelig verdi.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

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 EINDELER	MARKEDSVERDI FORPLIKTELSE	NETTO REGNSKAPSFØRT BELØP
Per 31. desember 2002			
Gjeldsrelaterte instrumenter	2 153	-150	2 003
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	143	-5	138
Gjeldsinstrumenter med fast rente	0	-28 475	-25 465
Råolje og raffinerte produkter	568	-844	-276
Gass og elektrisitet	265	-212	53
Per 31. desember 2001			
Gjeldsrelaterte instrumenter	602	-1 518	-916
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	25	-32	-7
Langsiktig gjeld med fast rente	0	-30 730	-29 246
Råolje og raffinerte produkter	701	-360	341
Gass og elektrisitet	67	-46	21

Markedsverdi beregnes ut fra børskurser, estimater fra meglere, priser på sammenlignbare instrumenter samt ved hjelp av andre velegnede 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 styrer konsentrasjonen av kredittrisiko for finansielle instrumenter ved å kjøpe verdipapirer utstedt av motparter med høy kredittverdighet, 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 motparter finansielle stilling og krav om sikkerhetsstillelse.

Kredittrisiko 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 når det er relevant i forhold til kontrakten og et krav i henhold til interne prosedyrer. Sikkerhet vil typisk være i form av depositum eller bankgaranti fra en internasjonal bank med høy kredittverdighet.

Kredittrisikoen knyttet til rente og valutabytteavtaler som handles i OTC markedet knyttes til motparten i disse transaksjonene. Motpartene er finansinstitusjoner med høy kredittverdighet. Kredittverdigheten vurderes minst en gang per år og vår kredittrisiko vurderes fortløpende for å sikre at vår eksponering ikke går ut over fastsatte kredittgrenser og at den er i henhold til interne regler. Valutabytteavtaler som ikke knytter seg til langsiktig gjeld har typisk forfall på mindre enn ett år, og valutabytteavtaler knyttet til gjeld har forfall på opptil 26 år, tilsvarende forfallstrukturen til sikret eller risikostyrt langsiktig gjeld.

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

Kredittrisikoen i forbindelse med selskapets OTC-derivater knyttes til motparten i transaksjonen, som typisk kan være en større bank eller kredittinstitusjon, et stort oljeselskap eller et 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.



## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

## 17. Pensjonsordninger for ansatte

**Pensjonsytelser**

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

**Netto pensjonskostnader**

(I MILLIONER KRONER)	2002	2001	2000
Nåverdi av periodens opptjening	738	690	678
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	719	626	578
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-856	-793	-761
Amortisering av tap	34	10	14
Amortisering av planendringer	44	44	44
Amortisering av implementeringseffekt	-16	-16	-16
Netto pensjonskostnader ytelsesplaner	663	561	537
Tilskuddsplaner	19	21	21
«Multiemployer plans»	4	4	4
Sum netto pensjonskostnader	686	586	562

**Endring i påløpt forpliktelse**

(I MILLIONER KRONER)	2002	2001
Påløpt forpliktelse ved årets begynnelse	12 000	10 632
Nåverdi av periodens opptjening	738	690
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsene	719	626
Estimatendringer	-13	471
Utbetalte ytelser fra ordningen	-401	-391
Omregningsdifferanse	-18	-28
Påløpt forpliktelse ved årets utgang	13 025	12 000

**Endring i pensjonsmidler**

(I MILLIONER KRONER)	2002	2001
Virkelig verdi av pensjonsmidlene ved årets begynnelse	13 068	12 310
Oppjustering pensjonsmidler med opptjent egenkapital i pensjonskassene	0	954
Avkastning på pensjonsmidlene	-770	-15
Innbetalt av selskapet	412	8
Utbetalte ytelser	-183	-170
Omregningsdifferanse	-47	-19
Virkelig verdi av pensjonsmidlene ved årets utgang	12 480	13 068

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

**Status for pensjonsordningene avstemt mot balansen**

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2002	2001
Netto pensjonsforpliktelse	-545	1 068
Ikke amortiserte tap	1 868	769
Ikke amortiserte planendringer	363	462
Ikke amortisert implementeringseffekt	-15	-31
<b>Sum netto forskuddsbetalt pensjon</b>	<b>1 671</b>	<b>2 268</b>

Netto forskuddsbetalt pensjon er i regnskapet balanseført som:

Forskuddsbetalt pensjon	3 861	4 046
Påløpte pensjonsforpliktelser	-2 190	-1 778
<b>Sum</b>	<b>1 671</b>	<b>2 268</b>

**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 3 102 millioner kroner, 2 235 millioner kroner og 425 millioner kroner per 31. desember 2002, og henholdsvis 3 352 millioner kroner, 2 430 millioner kroner og 422 millioner kroner per 31. desember 2001.

**18. Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser**

Påløpte fremtidige nedstengnings- og fjerningskostnader inngår i Annen gjeld per 31. desember 2002 og 2001 med henholdsvis 8 056 millioner kroner og 7 521 millioner kroner. Totale fremtidige nedstengnings- og fjerningskostnader er per 31. desember 2002 og 2001 estimert til henholdsvis 10 700 millioner kroner og 13 300 millioner kroner.

**19. Forskningsutgifter**

Forskningsutgiftene utgjorde 736, 633 og 656 millioner kroner i henholdsvis 2002, 2001 og 2000.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

**20. Leieavtaler**

Selskapet leier enkelte eiendeler, i hovedsak skip.

Leiekostnadene utgjorde 5 595, 7 687 og 6 455 millioner kroner i henholdsvis 2002, 2001 og 2000.

Opplysningene nedenfor viser fremtidig minimumsleie i henhold til uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2002.

(I MILLIONER KRONER)	OPERASJONELLE LEIEAVTALER	FINANSIELLE LEIEAVTALER
2003	4 070	11
2004	3 087	12
2005	2 782	13
2006	2 350	14
2007	1 638	16
Deretter	6 617	0
Sum fremtidig leie	20 544	66
Renteandel		-10
Netto nåverdi		56

Varige driftsmidler inkluderer følgende beløp for leieavtaler som er balanseført per 31. desember 2002 og 2001.

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2002	2001
Skip	107	217
Akkumulerte avskrivninger	-80	-177
Bokført verdi	27	40

**21. Andre forpliktelser****Kontraktsmessige forpliktelser**

(I MILLIONER KRONER)	FOR ÅRET 2003	DERETTER	SUM
Kontraktsmessige forpliktelser inngått	8 633	10 665	19 298

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

**Garantier**

Konsernet har avgitt garantier for 0,7 milliarder kroner i forbindelse med kortsiktige driftsgarantier og kontraktuelle forpliktelser.

**Erstatningsansvar og forsikring**

I forbindelse med virksomheten på kontinentalsokkelen, herunder transportsystemene, har selskapet, i likhet med andre rettighetshavere, et ubegrenset ansvar for eventuelle erstatningsbeløp. Selskapet har tegnet ansvarsforsikring inntil cirka 5,6 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 30%.

**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 15 brønner på norsk sokkel og 12 brønner i utlandet, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 32%. Antatte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omkring 1,4 milliarder kroner.

**NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP**

Som eier i BTC Co Ltd er Statoil forpliktet til, direkte eller indirekte, å finansiere eller garantere for finansieringen av utbyggingen av BTC rørdning med maksimalt USD 425 millioner. Som deltaker i transportavtalen mellom BTC Co Ltd og eierne av oljefeltet Azeri-Chirag-Gunashli, har Statoil inngått en «ship-and-pay» kontrakt.

Statoil har i tillegg inngått avtaler om rørdningstransport for størsteparten av sitt kontraktsfestede fremtidige gassalg. Disse avtalene gir rett til transport av gassproduksjonen, men også plikt til å betale Statoils forholdsmessige kostnader for rørdningstransporten basert på nominerte mengder. På norsk sokkel er Statoils eierandel i transportsystemene gjennomgående høyere enn skipningsandelen.

Selskapet er 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 slike uavklarte forhold basert på ledelsens beste estimat. Det antas at hverken selskapets økonomiske stilling, driftresultat eller kontantstrøm vil bli i vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettsakene og tvistene.

**22. Nærstående parter**

Samlet kjøp av olje og våtgass fra staten beløp seg til 72 298 millioner kroner (374 millioner fat oljeekvivalenter), 53 291 millioner kroner (265 millioner fat oljeekvivalenter) og 42 290 millioner kroner (173 millioner fat oljeekvivalenter) i henholdsvis 2002, 2001 og 2000. Skyldig beløp til staten for disse kjøpene, er tatt med i Leverandørgjeld - nærstående parter i konsernbalansene. Statoil har betalt antatt markedspris for oljen og våtgassen som er kjøpt fra staten. I tillegg selger Statoil statens naturgass i eget navn, men for statens regning og risiko.

I tillegg til Leverandørgjeld - nærstående parter og Fordringer - nærstående parter har Statoil en rentebærende fordring på 780 millioner kroner mot staten som er inkludert i Langsiktige fordringer.

**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 aksjerelaterte 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. I 2002 ble 1 558 026 av egne aksjer utdelt som bonusaksjer til investorene i tilbudet til allmenheten ved børsnoteringen i 2001. Disponering av egne aksjer krever godkjenning av generalforsamlingen.

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.

Selskapet har en aksjeklasse og alle aksjer har stemmerett.

Opptjent egenkapital som kan utdeles som utbytte er begrenset til opptjent egenkapital i morselskapet per 31. desember 2002 basert på norske regnskapsstandarder og rettsregler, og utgjør 39 482 millioner kroner (før avsetning for foreslått utbytte for regnskapsåret 2002 på 6 282 millioner kroner). Årsaken til at dette avviker fra opptjent egenkapital på 17 355 millioner kroner i henhold til regnskapet, er i hovedsak overdragelsen av SDØE-andeler til Statoil, som ikke fremgår av regnskapene i henhold til god regnskapsskikk i Norge før i annet kvartal 2001. Utdeling av utbytte er ikke tillatt i den utstrekning det bringer morselskapets egenkapital under 10% av sum eiendeler.

**24. Godtgjørelse til revisor**

Honorar til eksterntrevisor for 2002 utgjorde 22,8 millioner kroner for revisjon og 13,7 millioner kroner for andre tjenester, herunder 5,2 millioner kroner for revisjonsrelaterte tjenester.



## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

I samsvar med FAS 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, 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.

- (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 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) Estimer 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.

Statoil selger sin olje og gass sammen med den norske statens olje og gass.

Dette innebærer at Statoil og den norske stat vil levere gass til kundene i henhold til visse typer gassalgsavtaler. Forpliktelsene vil bli oppfylt gjennom en tidsfasing som gir høyest mulig totalverdi for Statoils og statens samlede olje- og gassreserver. Statoils gassreserver vil bli trukket på i henhold til Statoils eierandel av produksjonen fra de felt som til enhver tid blir valgt til å levere gassen. Leveranseforpliktelsene som påligger Statoil og SDØE etter dette arrangementet var per 31.12.2002 på totalt 36,9 billioner standard kubikkfot (41,7 billioner MJ @ 1,13 MJ/kubikkfot).

Leveranseforpliktelsene for kontraktsårene 2002, 2003, 2004 og 2005 er henholdsvis 1 568, 1 570, 1 592 og 1 911 milliarder standard kubikkfot (1 777, 1 779, 1 804 og 2 166 milliarder MJ). Disse forpliktelsene kan bli oppfylt gjennom produksjon fra sikre reserver i felt der både Statoil og staten deltar, og ved leveranser som staten gjør fra felt der Statoil ikke deltar.

Prinsippene for bokføring av sikre gassreserver er begrenset til å gjelde kontraktsfestede gassalg og gass som har markedsadgang. Nye kontraktsfestede gassalg fra norsk sokkel bokført som Utvidelser og funn.

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.

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Statoil inngikk i 2002 en buy-back avtale i Iran. Statoil deltar også i en rekke produksjonsdelingsavtaler (PSA). Reserver fra disse avtalene er beregnet 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. Sikre reserver ved årsslutt assosiert med PSA og buy-back avtaler er vist separat.

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		
	NORGE	UTENFOR NORGE	TOTALT	NORGE	UTENFOR NORGE	TOTALT	NORGE	UTENFOR NORGE	TOTALT
Sikre reserver per 31. desember 1999	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
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	8	30	38	56	-11	45	18	28	46
Utvidelser 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 per 31. desember 2000	1 506	488	1 994	12 802	234	13 036	3 787	530	4 317
Herav:									
Sikre utviklede reserver	940	187	1 127	8 630	65	8 695	2 478	198	2 677
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	204	204	0	0	0	0	204	204
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	3	3	0	0	0	0	3	3
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	68	30	98	252	-7	245	113	29	142
Utvidelser 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 per 31. desember 2001	1 398	565	1 963	12 718	267	12 985	3 664	612	4 277
Herav:									
Sikre utviklede reserver	948	166	1 113	9 069	42	9 112	2 564	173	2 737
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	302	302	0	0	0	0	302	302
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	3	3	0	0	0	0	3	3
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	108	-25	83	237	0	237	151	-25	125
Utvidelser og funn	31	73	104	942	0	942	199	73	272
Kjøp av petroleum	4	0	4	35	0	35	10	0	10
Salg av petroleum	-13	-2	-16	-73	0	-73	-26	-2	-29
Produksjon	-242	-29	-271	-645	-12	-657	-357	-31	-388
Sikre reserver per 31. desember 2002	1 286	580	1 867	13 215	255	13 470	3 641	626	4 267
Herav:									
Sikre utviklede reserver	919	137	1 056	9 321	30	9 351	2 580	143	2 722
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	349	349	0	0	0	0	349	349
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	12	12	0	0	0	0	12	12

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.

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

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, er betalingen til staten basert på markedsverdi. For alle andre salg av naturgass til Statoil eller til tredjepart er betalingen til den norske stat basert på enten oppnådde priser, en «net back formula» eller markedsverdi. Statens olje og NGL blir i sin helhet ervervet av Statoil. Prisen for råolje er markedsbaserte priser. Prisen for NGL er enten basert på oppnådde priser, markedsverdi eller markedsbaserte priser.

Staten kan når som helst tilbakekalle eller endre avsetningsinstruksjonen. På grunn av denne usikkerheten og at statens egne estimater av sikre reserver ikke er tilgjengelige for Statoil er det ikke mulig å beregne hvor store mengder Statoil samlet vil kjøpe i henhold til avsetningsinstruksjonen fra felt hvor selskapet deltar i virksomheten.

### Balanseførte kostnader knyttet til produksjonsvirksomheten for olje og naturgass

(I MILLIONER KRONER)	PER 31. DESEMBER	
	2002	2001
Undersøkelseskostnader, leterettigheter o.l.	3 490	4 281
Utbyggingskostnader, brønner, anlegg og annet utstyr	222 494	208 446
Sum kostnader til anskaffelseskost	225 984	212 727
Akkumulerte av- og nedskrivninger	-133 925	-117 450
Netto balanseførte kostnader	92 059	95 277

### Kostnader påløpt ved kjøp av olje- og gassressurser, undersøkelses- og utbyggingsvirksomhet

Disse kostnadene omfatter både balanseførte og utgiftsførte beløp.

(I MILLIONER KRONER)	NORGE	UTENFOR NORGE	TOTALT
<b>Året 2002</b>			
Undersøkelseskostnader	1 350	942	2 292
Utbyggingskostnader	10 269	4 088	14 357
Sum	11 619	5 030	16 649
<b>Året 2001</b>			
Undersøkelseskostnader	2 020	683	2 703
Utbyggingskostnader	9 707	4 452	14 159
Sum	11 727	5 135	16 862
<b>Året 2000</b>			
Undersøkelseskostnader	1 657	1 764	3 421
Utbyggingskostnader	11 470	3 628	15 098
Sum	13 127	5 392	18 519

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

**Resultat av produksjonsvirksomheten for olje og gass**

I henhold til FAS 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. Internte salg/overføringer er bokført til tilnærmet markedspris.

(I MILLIONER KRONER)	NORGE	UTENFOR NORGE	TOTALT
<b>Året 2002</b>			
Salg	1 199	4 744	5 943
Internt salg	54 585	1 018	55 603
Sum driftsinntekter	55 784	5 762	61 546
Undersøkelseskostnader	-1 420	-775	-2 195
Produksjonskostnader	-8 617	-774	-9 391
Spesielle poster 1)	0	-766	-766
Av- og nedskrivninger 2)	-12 402	-1 738	-14 140
Sum driftskostnader	-22 439	-4 053	-26 492
Driftsresultat før skatt	33 345	1 709	35 054
Skattekostnader	-25 203	-870	-26 073
Resultat av produksjonsvirksomheten	8 142	839	8 981
<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 1)	0	-2 000	-2 000
Av- og nedskrivninger 2)	-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



## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

(I MILLIONER KRONER)	NORGE	UTENFOR NORGE	TOTALT
<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 2)	-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

1) Nedskrivning av oljefeltet LL652 i Venezuela

2) 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 skattecreditter 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 i FAS 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 2002</b>			
Fremtidige netto innbetalinger	644 327	127 460	771 787
Fremtidige utbyggingskostnader	-44 983	-17 396	-62 379
Fremtidige produksjonskostnader	-192 779	-22 146	-214 925
Fremtidig netto kontantstrøm før skatt	406 565	87 918	494 483
Fremtidig inntektsskatt	-302 254	-17 468	-319 722
Fremtidig netto kontantstrøm	104 311	70 450	174 761
10% årlig diskonteringsrente for beregnet tidshorisont av kontantstrømmen	-44 336	-38 725	-83 061
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	59 975	31 725	91 700

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

(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% årlig diskonteringsrente for beregnet tidshorisont av kontantstrømmen	-49 566	-28 669	-78 235
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	57 880	21 337	79 217
<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% årlig diskonteringsrente for beregnet tidshorisont av kontantstrømmen	-61 605	-28 906	-90 511
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	78 073	20 777	98 850

Av samlede estimerte fremtidige utbyggingskostnader på 62 379 millioner kroner per 31. desember 2002 forventes et beløp på 43 397 millioner kroner brukt i løpet av de neste tre årene. Fordelingen vises i tabellen nedenfor.

**Fremtidige utbyggingskostnader**

(I MILLIONER KRONER)	2003	2004	2005	TOTAL
Norge	13 118	10 620	6 183	29 921
Utenfor Norge	5 897	4 912	2 667	13 476
Sum fremtidige utbyggingskostnader	19 015	15 532	8 850	43 397
Herav fremtidige utbyggingskostnader forventet brukt på sikre, ikke utbygde reserver	15 996	13 156	7 293	36 445

I 2002 brukte Statoil 14 357 millioner kroner i utbyggingskostnader. Av dette beløpet knyttet 9 964 millioner kroner seg til sikre, ikke utviklede reserver. Sammenlignbare størrelser for 2001 var henholdsvis 14 159 millioner kroner og 8 386 millioner kroner, og 15 098 millioner kroner og 11 840 millioner kroner for 2000.

**Endringen i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver**

(I MILLIONER KRONER)	2002	2001	2000
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 1. januar	79 217	98 850	82 952
Netto endringer i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon	-297	-70 193	206 251
Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader	-6 115	-10 560	-6 316
Salg av olje og gass produsert i perioden. fratrukket produksjonskostnader	-56 994	-62 283	-70 246
Netto endring på grunn av utvidelser, funn og forbedret utvinning	9 790	2 064	10 292
Netto endring på grunn av kjøp og salg av reserver	-1 802	-1 652	-160
Netto endring på grunn av revisjon av beregnede mengder	9 791	11 604	-6 279
Utbyggingskostnader påløpt i perioden	14 357	14 159	15 098
Diskonteringseffekt	33 342	57 721	-79 383
Netto endringer i inntektsskatt	10 411	39 508	-53 359
Sum endringer i nåverdi i løpet av året	12 483	-19 632	15 898
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	91 700	79 217	98 850

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

## 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 utbygd og ikke-utbygd olje- og gassareal (i acres) der selskapet hadde andeler per 31. desember 2002.

En «brutto» verdi viser til brønner eller areal (i acres) der selskapet har andeler (beregnet som 100%). Nettoverdien tilsvarer summen av hele eller selskapets andeler i brutto brønner eller areal i acres.

PER 31. DESEMBER 2002		NORGE	UTENFOR NORGE	TOTALT
Antall produktive olje- og gassbrønner				
Oljebrønner	—brutto	791	518	1 309
	—netto	200	102	302
Gassbrønner	—brutto	108	12	120
	—netto	34	4	37

PER 31. DESEMBER 2002		NORGE	UTENFOR NORGE	TOTALT
Utbygd og ikke-utbygd olje- og gassareal i tusen acres				
Utbygd areal	—brutto	560	313	873
	—netto	134	76	210
Ikke-utbygd areal	—brutto	9 536	9 813	19 349
	—netto	3 240	2 632	5 872

\*1 000 acres = 4,05 km<sup>2</sup>

Gjenværende løpetid for leieavtaler og konsesjoner er på mellom ett og 30 år.

## Borevirksomhet 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 2002.

(ANTALL BRØNNER)		NORGE	UTENFOR NORGE	TOTALT
Antall brønner under boring				
—brutto		25	18	43
—netto		6,5	1,9	8,4

## 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	UTENFOR NORGE	TOTALT
<b>Året 2002</b>				
Netto undersøkelsesbrønner boret		9,6	1,5	11,0
—netto tørre		2,5	0,1	2,6
—netto produktive		7,1	1,3	8,4
Netto utviklingsbrønner boret		27,3	13,5	40,8
—netto tørre		0,0	0,3	0,3
—netto produktive		27,3	13,2	40,5

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

	NORGE	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	7,6
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

## Gjennomsnittlig salgspris og produksjonskostnad per enhet

	NORGE	UTENFOR NORGE
Per 31. desember 2002		
Gj.snittlig salgspris råolje i USD per fat	24,7	23,3
Gj.snittlig salgspris naturgass i NOK per Sm <sup>3</sup>	0,95	0,65
Gj.snittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e.	24,2	26,7
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>	-	0,10
Gj.snittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e.	24,8	58,2



# Til styret og aksjonærer Statoil ASA

## Revisjonsberetning for årsregnskapet for 2002 i henhold til US GAAP

Vi har revidert de vedlagte konsernbalanser for Statoil ASA med datterselskaper per 31. desember 2002 og 2001, og de tilhørende konsoliderte resultatregnskaper, egenkapitaloppstillinger og kontantstrømoppstillinger for hvert av de tre årene i perioden frem til 31. desember 2002. Konsernregnskapet er avgitt av selskapets ledelse. Vår oppgave er å uttale oss om konsernregnskapet basert på vår revisjon.

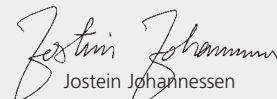
Vi har utført revisjonen i henhold til god revisjonsskikk i USA. God revisjonsskikk i USA krever at vi planlegger og utfører de revisjonshandlinger som anses nødvendige for å bekrefte at de konsoliderte årsregnskapene ikke inneholder vesentlige feil eller mangler. Dette innebærer at vi har kontrollert 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 2002 og 2001 og for resultatet og kontantstrømmene for hvert av de tre årene i perioden frem til 31. desember 2002 i overensstemmelse med god regnskapsskikk i USA.

Stavanger, 17. februar 2003  
ERNST & YOUNG AS



Gustav Eriksen  
statsautorisert revisor



Jostein Johannessen  
statsautorisert revisor



# Generell informasjon

## Generalforsamling

Ordinær generalforsamling i Statoil ASA vil bli holdt i Stavanger Forum, Gunnar Warebergs gate 13, Stavanger, torsdag 8. mai 2003 kl. 17.00.

Aksjonærer som ønsker å møte på generalforsamlingen bes melde dette innen mandag 5. mai kl. 12.00 til:

Den norske Bank ASA

v/ DnB Verdipapirservice, Stranden 21, 0021 Oslo

Telefon: + 22 48 35 84

Telefax: + 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 23. mai 2003. Utbytte utbetales til den som står oppført som aksjonær i Verdipapirsentralens (VPS) aksjeeierregister per 8. mai 2003.

## Resultatrapportering

Følgende datoer er avsatt for kvartalsvise rapporteringer i 2003:

1. kvartal 28. april
2. kvartal 4. august
3. kvartal 27. oktober

Resultatene offentliggjøres kl. 08.30. Statoil forbeholder seg retten til å endre tidspunktene for offentliggjøring.

## Informasjon fra Statoil

Årsrapporten er tilgjengelig i trykket og elektronisk versjon, og kvartalsrapporter i elektronisk versjon på norsk og engelsk. Selskapet utarbeider også en årlig rapport på engelsk, Form 20-F og kvartalsvis Form 6-K 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

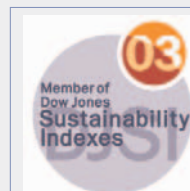
Internett: www.Statoil.com

Fullstendig liste over adresser og telefonnumre i

Statoil er tilgjengelig på



[www.statoil.com/adresser](http://www.statoil.com/adresser)



Statoil er i 2002 tatt opp på bærekraftindeksen Dow Jones Sustainability Index. Det innebærer at selskapet er blant de 10 prosent beste på bærekraft innen sin bransje.

**Design:**

Melvær&Lien Idé-entreprenør og Statoil.

**Montasje og grafer:**

Statoil

**Repro og trykk:**

Bryne Offset og Norprint Rotasjon AS

**Foto:**

Guri Dahl:	Forside
Øyvind Aursland Sætre:	side 1
Øyvind Hagen:	side 4, 6, 8, 9, 12, 14, 15, 16, 25, 27, 37, 41, 42, 45, 47, 56
Kjetil Alsvik:	side 4, 7, 8, 9, 20-21, 31, 44
Dag Magne Søyland:	side 30, 33, 35
Dag Myrestrand, Bitmap:	side 36
Svein Harald Ledaal:	side 43
Trym Ivar Bergsmo:	side 48
Håkon Vold:	side 38, 39
Trond H. Berge:	side 25
Heiko Junge / SCANPIX:	side 82
Lars Gunnar Dahle:	side 28
Jonas Haarr Friestad,	
Stavanger Aftenblad:	side 38
Øvrige:	Statoils bildearkiv

STATOIL ASA  
4035 STAVANGER  
TELEFON: 51 99 00 00  
[www.statoil.com](http://www.statoil.com)