

A photograph showing two people in wetsuits jumping into the ocean from a grassy cliff. The image is blurred to convey motion. The background shows the ocean and a cloudy sky.

Om å gripe muligheter

Årsrapport 2003

 **STATOIL**



Statoil 2003

Statoil er et integrert olje- og gasselskap med betydelig internasjonal virksomhet. Selskapet er representert i 28 land og hadde ved utgangen av 2003 tilsammen 19 326 ansatte. Nærmere 40 prosent av de ansatte arbeider utenfor Norge.

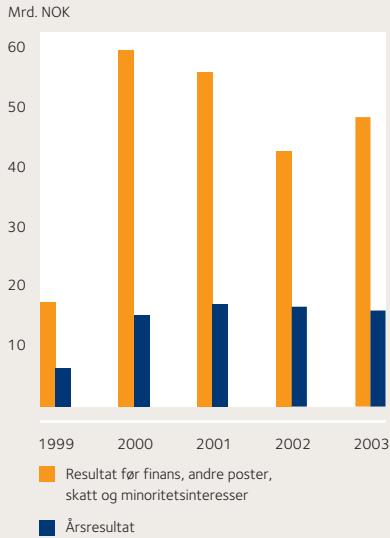
Statoil er den ledende produsenten på norsk kontinentalsokkel og er operatør for 20 olje- og gassfelt. Statoils internasjonale produksjon er i sterk vekst, og selskapet har i tillegg solide posisjoner i sluttbrukermarkedene for bensin og oljeprodukter i Skandinavia, Irland, Polen og de baltiske statene. Statoil er blant de største leverandørene av naturgass til det europeiske markedet, og en av verdens største selgere av råolje.

Som en av verdens største operatører av olje- og gassvirksomhet til havs, har Statoil fra første dag vært vant med å håndtere store miljø- og sikkerhetsutfordringer. Vi er i dag en av verdens mest miljøeffektive produsenter og transportører av olje og gass.

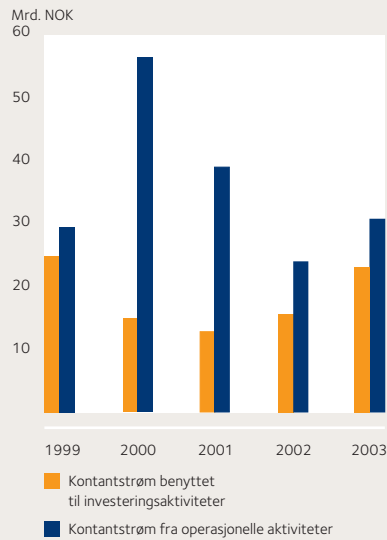
Vårt mål er å skape gode økonomiske resultater for våre aksjonærer gjennom en sunn og offensiv forretningsvirksomhet. Ambisjonen er å oppnå gode resultater langs tre bunnlinjer – økonomi, miljø og samfunn – som langsiktig styrker hverandre og bidrar til å bygge et robust selskap. Det er vårt ønske at denne årsrapporten på en god måte formidler denne ambisjonen og de resultater som er oppnådd i 2003 for å realisere den.

Hovedtall

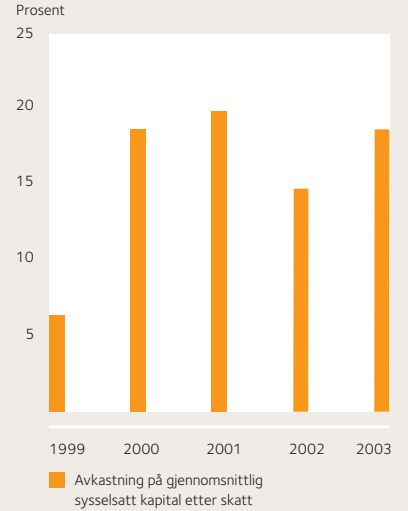
RESULTAT



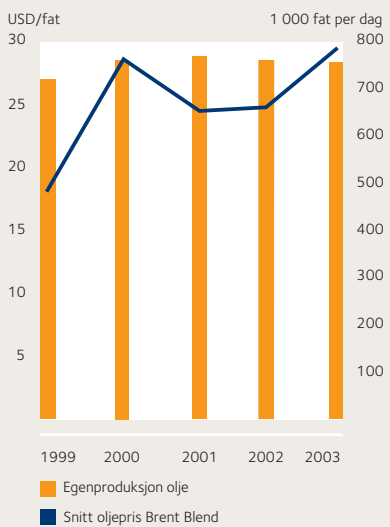
KONTANTSTRØM



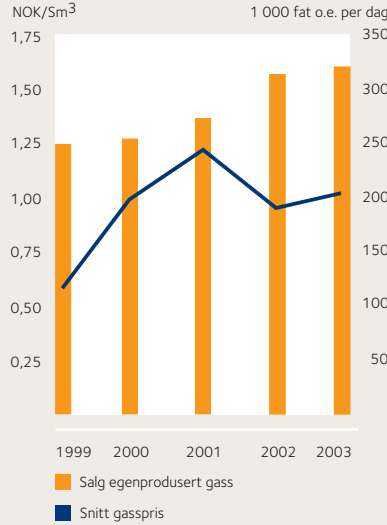
AVKASTNING



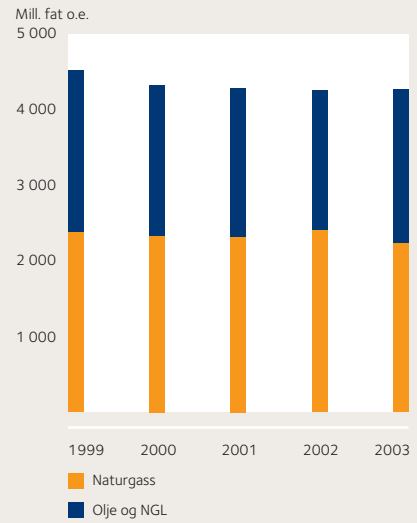
OLJEPRODUKSJON/PRIS



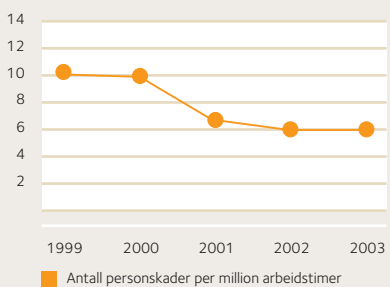
GASSPRODUKSJON/PRIS



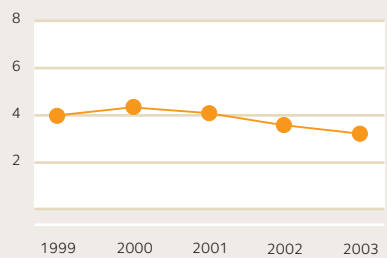
SIKRE RESERVER OLJE/GASS



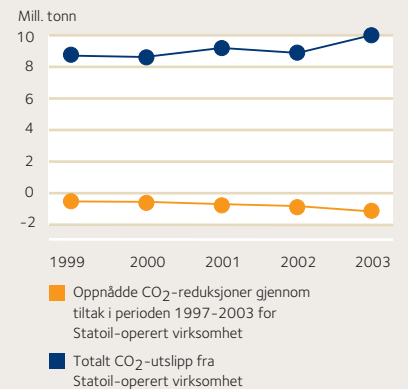
PERSONSKADEFREKVENNS



ALVORLIG HENDELSFREKVENNS



KARBONDIOKSID (CO₂)



USGAAP – Hovedtall

| | 2003 | 2002 | 2001 | 2000 | 1999 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Finansielle data (i millioner kroner) | | | | | |
| Driftsinntekter | 249 375 | 243 814 | 236 961 | 230 425 | 150 132 |
| Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | 48 916 | 43 102 | 56 154 | 59 991 | 17 578 |
| Årsresultat | 16 554 | 16 846 | 17 245 | 16 153 | 6 409 |
| Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter | 30 797 | 24 023 | 39 173 | 56 752 | 29 610 |
| Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter | 23 198 | 16 756 | 12 838 | 16 014 | 24 988 |
| Rentebærende gjeld | 37 278 | 37 128 | 41 795 | 36 982 | 50 497 |
| Netto rentebærende gjeld | 20 906 | 23 592 | 34 077 | 23 379 | 42 856 |
| Gjeldsgrad | 22,6% | 28,7% | 39,0% | 25,0% | 42,6% |
| Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital etter skatt | 18,7% | 14,9% | 19,9% | 18,7% | 6,4% |
| Operasjonelle data | | | | | |
| Olje- og naturgassproduksjon (tusen fat o.e./dag) | 1 080 | 1 074 | 1 007 | 1 003 | 967 |
| Sikre olje- og naturgassreserver (millioner fat o.e.) | 4 264 | 4 267 | 4 277 | 4 317 | 4 511 |
| Produksjonskostnader (USD/fat) | 3,2 | 3,0 | 2,8 | 3,0 | 3,4 |
| Funn- og utviklingskostnader (USD/fat) (3-års gjennomsnitt) | 5,9 | 6,2 | 9,1 | 8,2 | 8,7 |
| Reserveerstatningsrate (3-års gjennomsnitt) | 0,95 | 0,78 | 0,68 | 0,86 | 1,03 |
| Aksjeinformasjon | | | | | |
| Resultat per aksje | 7,64 | 7,78 | 8,31 | 8,18 | 3,24 |
| Resultat per aksje justert for engangseffekter (1) | 7,32 | 7,72 | 7,32 | 8,18 | 4,54 |
| Aksjekurs Oslo Børs 31. desember | 74,75 | 58,50 | 61,50 | - | - |
| Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer | 2 166 143 693 | 2 165 422 239 | 2 076 180 942 | 1 975 885 600 | 1 975 885 600 |

(1) Engangseffekter gjelder spesielle effekter knyttet til fjerningsfordelingsloven, salgsgvinster, nedskrivninger og avsetninger. Se «Ledelsens finansielle analyse».

Definisjoner

Netto rentebærende gjeld =

Brutto rentebærende gjeld fratrukket betalingsmidler og kortsiktige investeringer

Gjeldsgrad =

Forholdet mellom netto rentebærende gjeld og sysselsatt kapital

Gjennomsnittlig sysselsatt kapital =

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

Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital etter skatt =

Årsresultat pluss minoritetsinteresser og netto 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 (CO₂) =

Karbondioksidutslipp fra Statoil-operert

virksomhet. Totalt CO₂-utslipp omfatter alle utslippskilder som turbiner, kjeler, motorer, fakler, boring av lete- og produksjonsbrønner og brønnesting/brønnopprensning. Oppnådde reduksjoner i utslippene er akkumulert for perioden 1997-2003

Personskadefrekvens =

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

Alvorlig hendelsesfrekvens =

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 materiell, skade på miljøet eller tredjepart

Muligheter

| | |
|------------------------|----|
| Strategier og utsikter | 2 |
| Konsernsjefen | 4 |
| Baltisk suksess | 6 |
| Spiselige resultater | 8 |
| Fotspor i ørkenen | 10 |
| Med øret til havbunnen | 12 |

Forretningen

| | |
|--|----|
| Beskrivelse og høydepunkter | 14 |
| Undersøkelse og produksjon Norge | 16 |
| Internasjonal undersøkelse og produksjon | 20 |
| Naturgass | 24 |
| Foredling og markedsføring | 28 |
| Teknologi | 32 |

Mennesker og miljø

| | |
|----------------------|----|
| Mennesker og samfunn | 36 |
| Miljø | 40 |
| HMS-regnskap | 44 |

Virksomhetsstyring

| | |
|--------------------|----|
| Virksomhetsstyring | 52 |
| Konsernledelse | 55 |

Styrets beretning

| | |
|-------------------|----|
| Styrets beretning | 56 |
|-------------------|----|

Ledelsens finansielle analyse

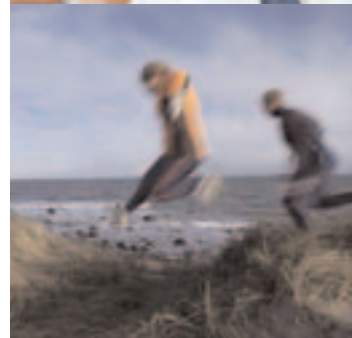
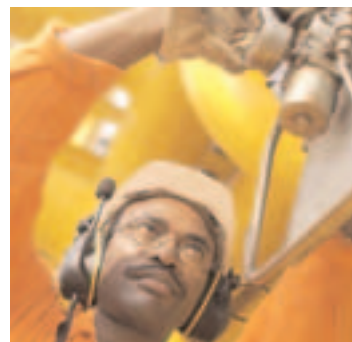
| | |
|-------------------------------|----|
| Ledelsens finansielle analyse | 64 |
|-------------------------------|----|

Årsregnskap

| | |
|---------------------------|-----|
| Statoilkonsernet – USGAAP | 93 |
| Noter | 98 |
| Revisjonsberetning | 130 |

Rapport om reserver Aksjonærforhold

| | |
|---------------------------|-----|
| Rapport om sikre reserver | 131 |
| Aksjer og aksjonærforhold | 132 |
| Generell informasjon | 134 |
| Statoils vedtekter | 135 |



Konsernstrategi

Statoils strategiske hovedretninger oppsummeres i følgende punkter:

- Øke verdiskapingen på norsk sokkel.
- Utvikle en bred europeisk gassposisjon.
- Gjennomføre en betydelig internasjonal produksjonsvekst.
- Styrke nedstrømsvirksomheten i utvalgte områder

Betydelig vekst

Statoil har som ambisjon å bli et ledende internasjonalt olje- og gasselskap, hvor opp mot 40 prosent av produksjonen i 2010-2012 kan finne sted utenfor Norge. I dag utgjør produksjonen utenfor Norge 8 prosent. Produksjonen av olje- og gass utgjør fundamentet i selskapets virksomhet, og Statoil forventer en høy produksjon de nærmeste årene. Det forventes at gassvirksomheten vil få gradvis økende betydning.

Internasjonal satsing

Den sterke internasjonale satsingen er nødvendig for å sikre selskapets langsiktige vekst. Norsk sokkel vil imidlertid i lang tid framover være Statoils viktigste bærebjelke. Mot slutten av dette tiåret vil produksjonen fra kjente felt reduseres. Produksjonsveksten fram til 2007 er sikret gjennom vedtatte og identifiserte prosjekter, og utfordringen blir i tillegg å sikre tilgang til reserver som skal gi ny produksjon på lang sikt.

Kritiske faktorer

Statoils videre satsing på norsk sokkel og oppbyggingen av den internasjonale produksjonen er avhengig av flere nøkkelfaktorer.

Gode resultater innenfor helse, miljø og sikkerhet (HMS) er grunnleggende for å oppnå langsiktig verdiskaping. Det må arbeides systematisk med kontinuerlige forbedringer for å nå hovedmålene:

- Null skade på mennesker og miljø.
- Null materiell skade eller tap.

Mennesker og organisasjon

For å nå målet om å bli et ledende internasjonalt olje- og gasselskap må det utvikles et felles sett av verdier og arbeidsformer, samt sikres best mulig bruk og videreutvikling av personell og kompetanse. Det blir derfor viktig å styrke arbeidet med målrettet leder- og personalutvikling.

Tilgang og tillit

Statoil må ha tilgang til ressurser gjennom formelle myndighetslisenser og er avhengig av tillit i form av samfunnets aksept av vår virksomhet. Horton-saken, høsten 2003, viser hvor sårbart selskapets renommé er, og viser hvor viktig det er at virksomheten gjennomføres innenfor aksepterte normer. Det er nødvendig med et kontinuerlig og systematisk arbeid for å forbedre selskapets prestasjoner langs de tre bunnlinjene økonomi, miljø og samfunnsansvar.

Undersøkelse og produksjon Norge



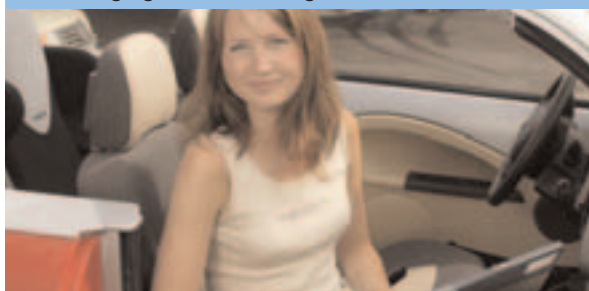
Internasjonal undersøkelse og produksjon



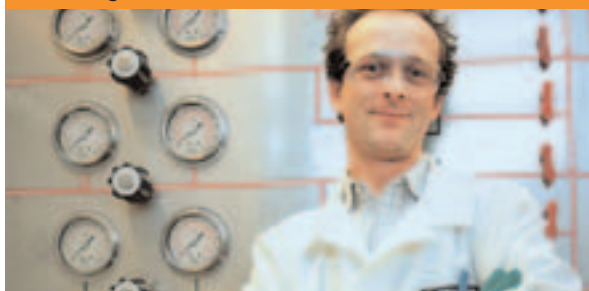
Naturgass



Foredling og markedsføring



Teknologi



Forretningsstrategier

| Strategi | Utsikter |
|---|---|
| Forretningsområdet ambisjon er å etablere seg som industriens beste driftsoperatør på norsk sokkel. Statoil produserer om lag 1 million fat oljeekvivalenter per dag på norsk sokkel. Målet er å opprettholde dette nivået til 2008 og om mulig enda lenger. Reserver som er påvist må utvikles, og det må sikres tilgang til nye leteområder. | Tilgang på nytt leteareal vil ha stor betydning for å opprettholde aktivitetsnivået. Stortingets vedtak om igjen å åpne for leteboring i Barentshavet er positivt. Gjennom pågående forbedringsprosesser er det identifisert tiltak som reduserer kostnadsnivået på Statoil-opererte felt. 2004 blir et viktig år for å innfri ambisjonene som ble fastlagt ved børsintroduksjonen i 2001, både når det gjelder produksjon, driftskostnader og investeringsrammer. |
| Sikre framtidig vekst gjennom produksjon fra internasjonale kjerneområder som hver produserer mer enn 100 000 fat oljeekvivalenter per dag. Inngå partnerskap med internasjonale og nasjonale oljeselskaper i ressursrike områder, ved å bygge på Statoils erfaring som nasjonalt oljeselskap. Viktig å få tilgang til leteområder av høy kvalitet samt å utnytte konkurransefortrinnet i å etablere og operere komplekse verdikjeder for gass. | Internasjonal produksjon vil øke fra 89 000 fat olje per dag i 2003 til mer enn 300 000 fat i 2007 fra virksomheten i Storbritannia, Angola, Aserbajdsjan, Venezuela, Iran og Algerie. Statoil vil fortsette å undersøke høyt prioriterte leteområder globalt, og vil også fortsette å utvide leteaktivitetene i land Statoil har tilgang til. Viktige områder er Atlanterhavsmarginen, Midtøsten og den kaspiske regionen. |
| Gasstrategien er forankret i en unik posisjon karakterisert av store reserver, betydelige markedsandeler gjennom langsiktige kontrakter, effektiv og integrert transportinfrastruktur og bred teknisk og kommersiell kompetanse. Framtidig inntjening sikres gjennom å maksimere verdien av langsiktige kontrakter sammen med effektiv drift av anlegg for prosessering og transport. Ytterligere vekst skal oppnås gjennom å utvikle forsyningsløsninger og nye markeder. | Forbruket av naturgass i Europa fortsetter å øke. Statoils hovedmarkeder vil i lang tid framover være nordvest-Europa. Her vil selskapet være godt posisjonert til å fylle det økende importbehovet i Storbritannia. Med ytterligere gass fra blant annet den kaspiske region, Algerie, Vest-Afrika og Snøhvit LNG, vil Statoil på en kostnadseffektiv måte kunne forsyne flere land i Europa og USA. |
| Foredling og markedsføring vil skape verdier gjennom integrasjon og varemerke og utnytte lønnsomme synergi- og vekstmuligheter. Gjennom vår markedsposisjon vil vi maksimere verdien av Statoil og statens samlede tilgang på råoljer, våtgass og raffinerte produkter. Vi vil videreutvikle Mongstad og Tjeldbergodden som industrielle sentra i verdikjeden, og styrke vår posisjon innenfor detaljmarkedsføring og salg av tradisjonelle oljeprodukter i våre kjerneområder. | Gjennomsnittsprisen på nordsjøolje i 2003 var USD28,8 per fat. Det er den høyeste siden 1985. Markedsutsiktene preges av stor usikkerhet, men vi forventer fortsatt vekst i oljeetterspørselen på et nivå til størrelsesorden 1-1,5 millioner fat per dag. Bedring i verdensøkonomien vil bidra til økt inntjening i markedene for raffinerte produkter og plastråstoff. |
| Teknologistrategien skal gi verdiskaping gjennom dyktig teknologianvendelse. Den består av to hovedelementer: de viktigste forretningsutfordringer som må løses ved hjelp av forskning og teknologiutvikling samt identifisering av de viktigste teknologiområder. | Forretningsutfordringene: <ul style="list-style-type: none">• Økt utvinning fra undervannsbrønner• Haleproduksjon• Finne og utvikle nye ressurser• Nye forretningsmuligheter Viktige teknologiområder: <ul style="list-style-type: none">• Lete- og reservoarstyring• Brønnkonstruksjon• Undervanns feltutvikling• Kostnadseffektiv, sikker og regulær drift• Utvikling av gassverdikjeden• Miljø |

Klar for fremtiden

Statoil er klar for fremtiden. En imponerende innsats fra hele organisasjonen har sørget for rekordhøy produksjon og reduserte kostnader – og lagt grunnlag for et sterkt økonomisk resultat i 2003.

Uavbrutt forbedring og konsentrasjon om verdiskaping har gitt våre aksjonærer en konkurransedyktig avkastning. Sterke økonomiske resultater og betydelige strategiske framskritt legger et godt grunnlag for lønnsom vekst også i årene som kommer.

Norsk sokkel vil danne fundamentet for Statoils aktivitet i mange år framover. Sikker og effektiv drift, utvikling av gode prosjekter og målrettet leteaktivitet skal sikre Statoils ledende posisjon på norsk sokkel. Gode resultater har gitt næring til høye ambisjoner.

Dette gjelder også i vår internasjonale virksomhet, som vil være Statoils viktigste kilde til vekst i årene framover. Konsentrert innsats innenfor et begrenset antall land gir nå uttelling i form av viktige bidrag til selskapets reserver og produksjon. Kjøp av andeler i to store gassfelt i Algerie gir interessante perspektiver for naturgass- virksomheten.

En viktig forutsetning for å lykkes er å drive virksomheten vår uten skader på mennesker og miljø. Vi arbeider hardt for å bedre atferd og holdninger. Vi har satt i gang et eget motivasjonsprogram, *Kollegaprogrammet for bedre sikkerhet*, som omfatter hele 18 000 egne medarbeidere og leverandøransatte i selskaper som arbeider for oss på norsk



sokkel. Omfanget av dette tiltaket forteller hvor seriøst vi tar sikkerhetsarbeidet i konsernet. Statoil skal drive lønnsomt, sikkert og etisk forsvarlig. Samtidig skal vi ta miljøhensyn og vise samfunnsansvar. Dette danner kjernen i Statoils innsats for en bærekraftig utvikling. Gjennom dette arbeidet skal vi skape tillit hos våre ansatte, hos våre samarbeidspartnere og hos våre eiere.

Fjorårets Horton-sak minner oss om skadepotensialet for Statoil når vi ikke lykkes med åpenhet og etterlevelse av egne etiske retningslinjer. Saken ble imidlertid tatt svært alvorlig, og selv er jeg overbevist om at Statoil vil gjenvinne tilliten.

Endringer i omgivelser og i konkurranseforhold skjer i stadig større tempo. Vår respons skal preges av evne til hurtig omstilling – til å gripe de rette mulighetene. Det er slike egenskaper

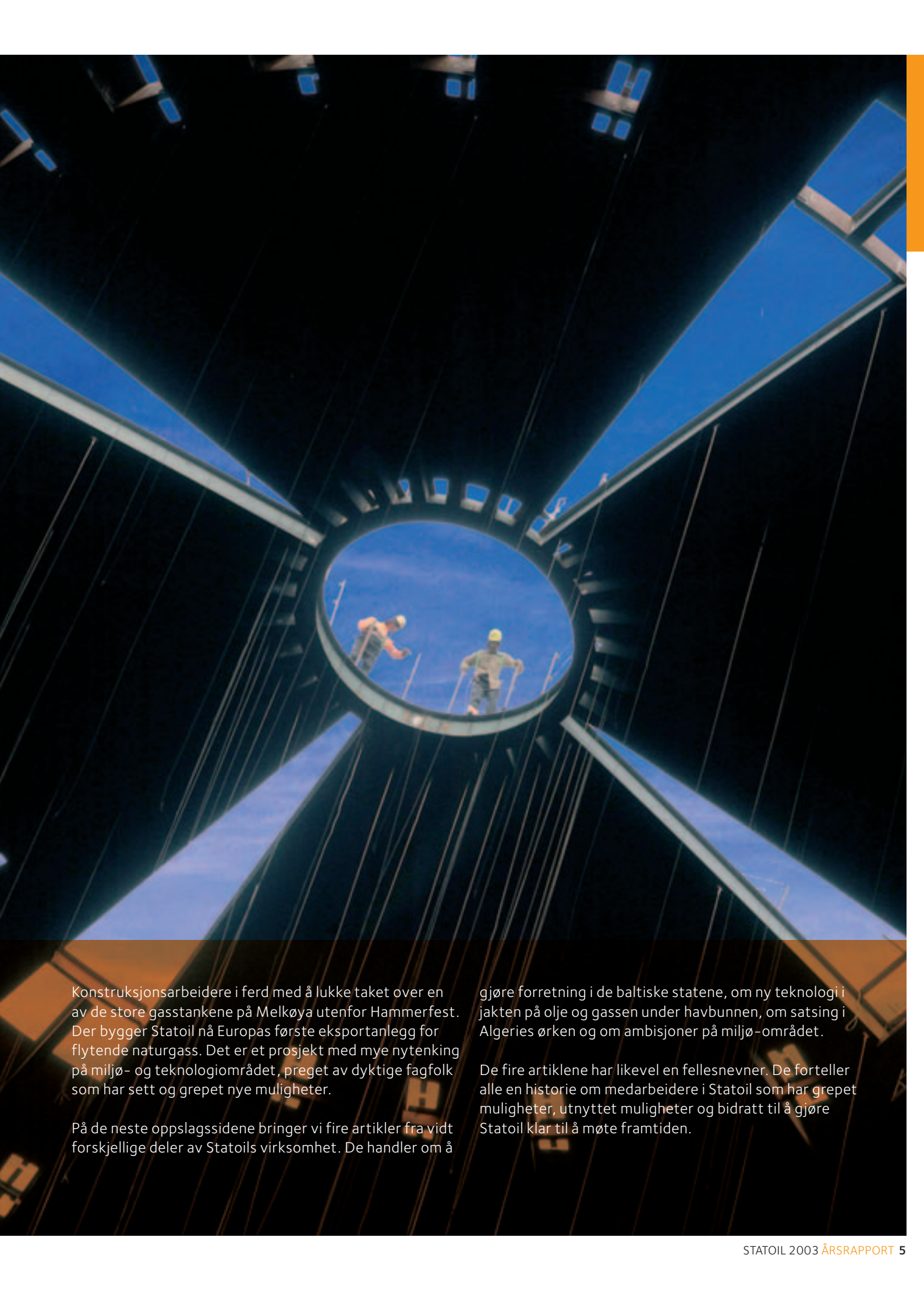
som ligger til grunn for vår suksess de siste årene.

Statoil har et godt utgangspunkt for å lykkes også i tiden som kommer. Vi har en solid industriell plattform basert på verdifull erfaring, og vi har kompetente og motiverte medarbeidere. Sist, men ikke minst har vi en robust strategi som allerede gir gode resultater. Det er derfor vi både med frimodighet og forventning ønsker Helge Lund velkommen som Statoils nye konsernsjef.

Vår oppgave i Statoil er å utnytte våre fortrinn for å bygge framtidens Statoil, med maksimal verdiskaping for eiere, ansatte og samfunn. Statoils medarbeidere ser fram til å gjøre dette sammen med vår nye konsernsjef.

A handwritten signature in black ink, reading 'Erling Øverland'.

Erling Øverland
konstituert konsernsjef



Konstruksjonsarbeidere i ferd med å lukke taket over en av de store gasstankene på Melkøya utenfor Hammerfest. Der bygger Statoil nå Europas første eksportanlegg for flytende naturgass. Det er et prosjekt med mye nytenking på miljø- og teknologiområdet, preget av dyktige fagfolk som har sett og grepet nye muligheter.

På de neste oppslagssidene bringer vi fire artikler fra vidt forskjellige deler av Statoils virksomhet. De handler om å

gjøre forretning i de baltiske statene, om ny teknologi i jakten på olje og gassen under havbunnen, om satsing i Algeries ørken og om ambisjoner på miljø-området.

De fire artiklene har likevel en fellesnevner. De forteller alle en historie om medarbeidere i Statoil som har grepet muligheter, utnyttet muligheter og bidratt til å gjøre Statoil klar til å møte fremtiden.

Baltisk suksess

Tre kvinner, tre land, tre suksesshistorier. Dette er stikkordene om Statoil i Estland, Latvia og Litauen. Siden september 2001 har det feminine trekløveret Epp Kiviaed, Baiba Rubess og Anne Martory ledet Statoils datterselskaper i de tre baltiske statene. Og de leder godt. Selskapenes 1 700 ansatte skaper gode resultater.

I Estland og Latvia er Statoil den største bensinselgeren og blant de 10 og 12 største foretakene i landene. I Litauen er Statoil nummer to i kampen om kundene. Og like viktig; Statoil tjener gode penger på sine 156 bensinstasjoner i de tre landene.

Hva er forklaringen? En lederstil preget av godt humør og mye latter må ha betydning. Et møte med de tre direktørene er ingen kjedelig opplevelse.

«Vi er forskjellige og har intense, men humørfylte diskusjoner. Men vi blir enige», sier Anne Martory. Hun er fransk, men har bodd størstedelen av sitt voksne liv i Norge. Anne har 22 års erfaring fra forskjellige deler av Statoils virksomhet. Et litauisk magasin rangerte henne nylig blant de 15 beste bedriftslederne i landet.

Baiba Rubess og Epp Kiviaed er oppvokst i henholdsvis i Canada og

Sverige. De kom til Latvia og Estland kort tid etter at landene igjen fikk sin selvstendighet. De tilhører en stor gruppe unge med solid utdanning som brøt opp for å være med å bygge opp landene som deres foreldre forlot under sovjetåket.

Statoil kom tidlig inn

Og mer eller mindre samtidig kom også Statoil til de baltiske statene. Statoil etablerte sitt første selskap, i Estland, allerede før Sovjetunionen gikk i oppløsning. Det er en del av suksesshistorien at selskapet kom tidlig inn. De første Statoil-stasjoner åpnet i 1992.

Epp Kiviaed framhever en annen grunn til suksessen. I stedet for å satse på franchiseavtaler, valgte Statoil å eie sine stasjoner selv og å ansette alle sine medarbeidere. «Det krevde mer ressurser og ga mindre inntekter i de tidlige årene, men det ga oss muligheten til å bygge opp en

solid organisasjon fra grunnen av, basert på Statoils verdier. Resultatet av denne personalpolitikken høster vi fruktene av i dag, med en stab av svært lojale og motiverte medarbeidere», sier hun.

Statoil kjøpte i 2002 Shells bensinstasjoner i de baltiske statene, og i løpet av 2003 er 52 stasjoner merket om. De tre direktørene beskriver overtakelsen som en komplisert, men givende prosess som har gitt et solid markedsloft.

En mannsdominert verden

Det er unikt at tre kvinner leder tre oljeselskaper i Baltikum. Ellers er det en mannsdominert verden, «med barske menn som er harde i taklingene», sier Baiba Rubess som ikke etterlater noen tvil om at hun også kan håndtere harde taklinger.

«I Latvia har vi en markedsandel på 23 prosent. Vi skal opp på 30», sier hun bestemt.

Statoil har en sterk posisjon i de baltiske statene. I tillegg har et nytt varemerke sett dagens lys her. Statoils automatstasjoner, med varemerket «1 2 3», er utviklet i Latvia og Estland. «Vi var svært stolte da vårt konsept ble godtatt og tatt i bruk i morselskapet,» sier Baiba Rubess.





Estland

1,4 millioner innbyggere
30 prosent markedsandel
44 stasjoner + 3 ubetjente
618 ansatte



Latvia

2,3 millioner innbyggere
23 prosent markedsandel
47 stasjoner + 5 ubetjente
Oljeterminal i Riga
593 ansatte



Litauen

3,7 millioner innbyggere
18 prosent markedsandel
53 stasjoner + 4 ubetjente
585 ansatte

Baiba Rubess (til v),
Anne Martory og Epp
Kiviaed leder Statoils
datterselskaper i Latvia,
Litauen og Estland.
Virksomheten omfatter
1 700 ansatte og 156
bensinstasjoner.

Spiselige resultater

Kravet er klart. Innen 2005 skal alle felt på norsk sokkel ha null skadelige utslipp til sjø. Dette er en av Statoils viktigste miljøutfordringer, og på gassplattformen Åsgard B har innsatsen allerede gitt resultater.

Null skadelige utslipp betyr at utslippene på feltet skal være under tålegrensen for økosystemet. Det betyr i klartekst at alt levende liv i havet skal kunne fungere i god sameksistens med olje- og gassvirksomheten. Også den kraftige seien som Kristin Øye på dette oppslagsbildet til reportasjen, haler inn over rekka på Åsgard B-plattformen, har vokst seg stor og fin i det maritime naboskapet til installasjonene på Åsgard-feltet.

Motiverende arbeid

Kristin Øye er miljøkoordinator på Åsgard - et stort felt som er fordelt på de tre forekomstene Midgard, Smørbukk og Smørbukk Sør. Åsgard B er feltets senter for behandling av gass og verdens største flytende gassbehandlingsplattform.

«Vi har gjennomført omfattende tiltak for å ivareta miljøet. For et olje- og gasselskap, som vil være i

fremste rekke på miljøområdet, er dette et motiverende arbeid, og kostnadene ser vi på som utgifter til inntekts ervervelse», sier Kristin Øye.

Krevende forhold

Åsgard har vært en av de mest kompliserte utbyggingsoppgavene oljeindustrien har gitt seg i kast med. De til sammen ti reservoarene i feltet ligger på dyp fra 2 300 til 4 870 meter under havbunnen. De er svært forskjellige i innhold, trykk, temperatur og geologi, og krever mye av de teknologiske løsningene som er valgt innenfor områdene miljø og sikkerhet.

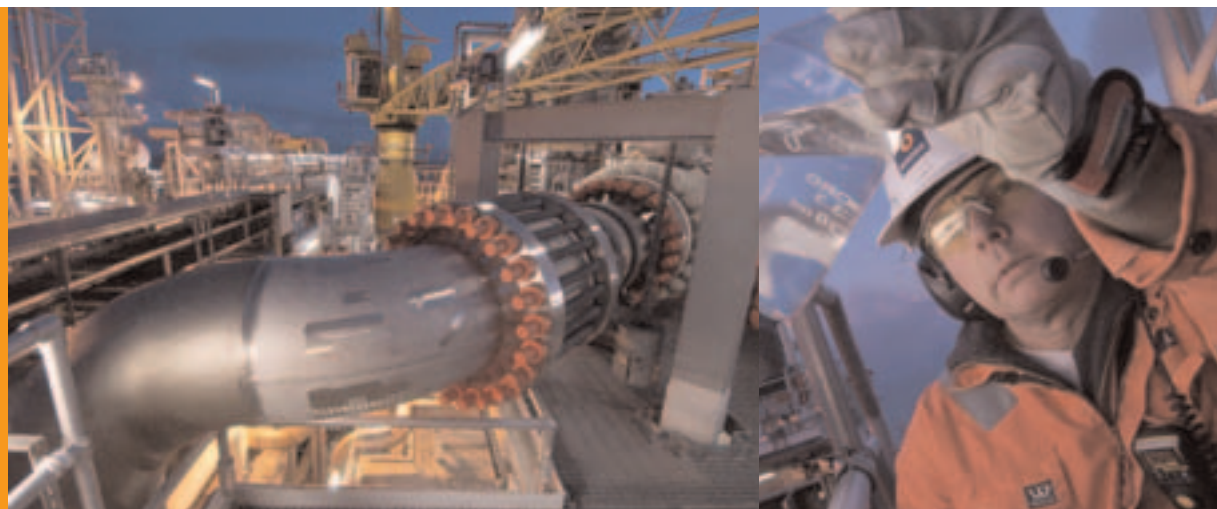
«Haltenbanken er et følsomt område med store fiskeressurser og et rikt biologisk mangfold. For oss er det helt naturlig å ville etterleve både kravet fra myndighetene og våre egne miljømål», sier Kristin Øye.

Tiltak gir resultater

Utslipp til atmosfæren av klimagassen CO₂ er redusert med om lag 30 prosent som følge av energioptimaliseringstiltak i prosessanlegget på plattformen. Turbiner av typen lav-NO_x reduserer utslippet av nitrogenoksider med vel 80 prosent.

For et olje- og gassfelt er også utslipp til sjø en utfordring, og flere tiltak er iverksatt.

Strømningsrør laget av 13 prosent kromstål fjerner behovet for kjemikalier som skal hindre korrosjon, og reduserer utslipp av disse kjemikaliene. Direkte oppvarming av rør er et annet tiltak som fjerner behovet for kjemikalier som skal forhindre hydrattdannelse - isklumper i gass- og væskestrømmingen i rørene. Et aminosalt for fjerning av H₂S-gass gir betydelig reduksjon i utslipp av fjerningskjemikalier.





«Fiskerinæringen og oljeindustrien må kunne utvikle seg side om side,» sier miljøkoordinator Kristin Øye som her har trukket en flott sei opp på rekka på Åsgard B-plattformen.

Fotspor i ørkenen

«Hit er vi kommet for å bli lenge», sier direktør Ola Krumsvik, og kikker på fotavtrykket i Saharas ørkensand. Statoil er nå med på laget som den tredje likeverdige partner og operatør sammen med BP og Sonatrach i de to store gassfeltene In Salah og In Amenas i Algerie.

Krumsvik blir produksjonsdirektør for gassoperasjonene i In Salah når feltet kommer i produksjon i løpet av sommeren 2004. Han har med seg førsteklasses erfaring fra virksomheten på norsk sokkel, der han blant annet har vært plattformsjef på Gullfaks og produksjonsdirektør for Åsgard. Han har også vært sjefsingeniør og hatt flere tunge lederstillinger innenfor teknologi og drift.

Spesielle utfordringer

«Det blir på mange måter annerledes å komme fra en plattform til havs på norsk sokkel til et produksjonsanlegg langt inne i Sahara. Teknisk sett er prosessanlegget det samme som vi kjenner fra Norge og andre deler av verden. Jeg forestiller meg at det er noe enklere å drive på land enn til havs, selv om ørkenen nok byr på sine høyst spesielle utfordringer, og der noen av farene

som lurar er slanger og skorpioner. Det er en fantastisk mulighet å kunne få være med på å produsere gass fra store og rike forekomster under ørkensanden i Sahara», sier Krumsvik.

Et kjerneland

Sjefen for Statoils internasjonale undersøkelse og produksjon, konserndirektør Ottar Rekdal, tror at Algerie tegner til å bli et kjerneland i Statoils målrettede internasjonale satsing. Produksjonsanleggene under den brennende solen over Sahara bringer Statoil et langt skritt videre i selskapets internasjonalisering. Gjennom avtalen om kjøp av eierandeler fra BP sommeren 2003, vil Statoils eierandel være 32 prosent i In Salah og 50 prosent i In Amenas. Statoils inntreden i de to algeriske feltene vil i løpet av få år gi et daglig produksjonstilskudd på omkring 50 000 fat o.e.

Produksjonsstart i 2004

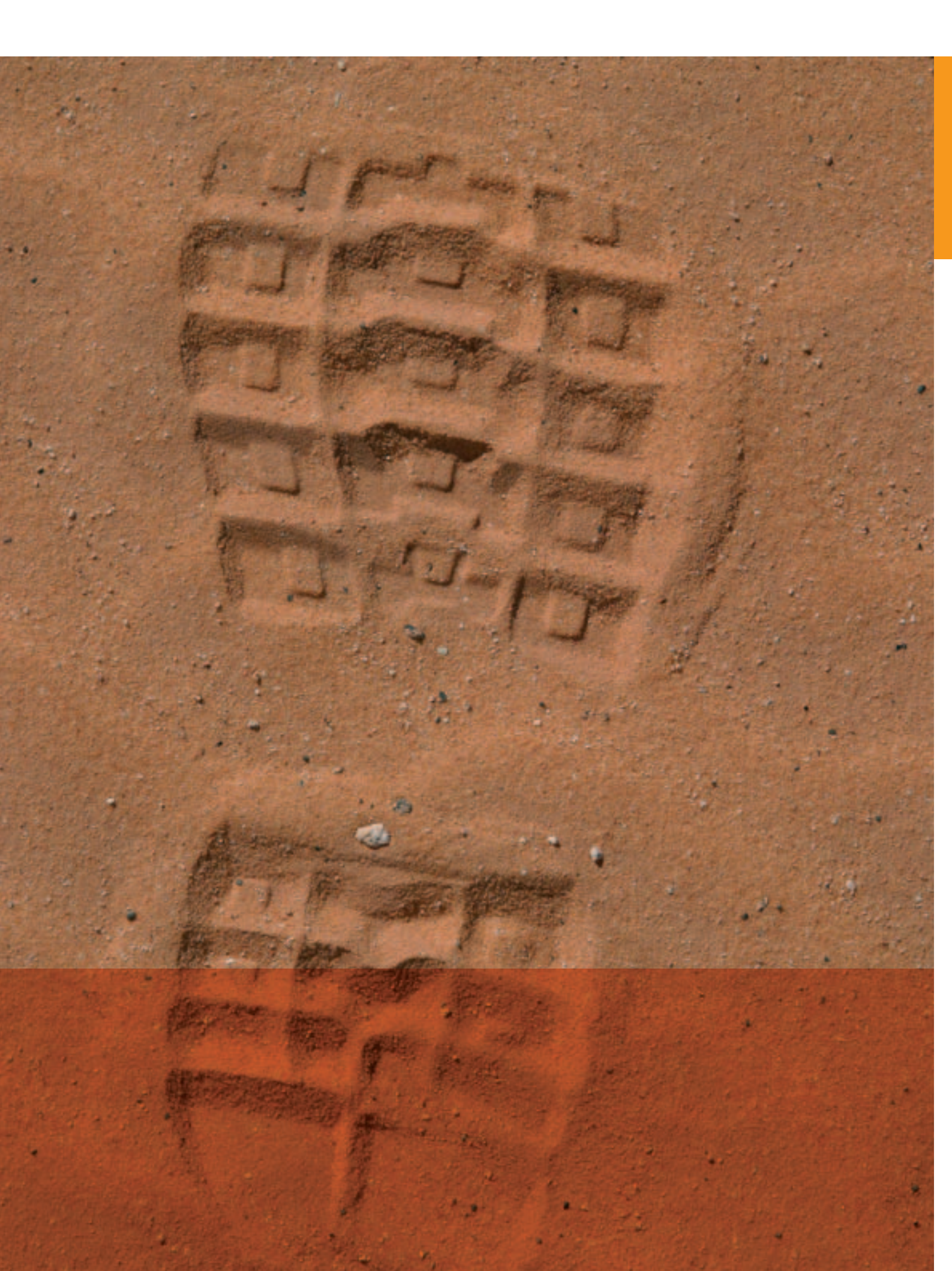
Produksjonen fra In Salah starter i 2004, med en forventet topp på 9 milliarder kubikkmeter gass per år. Produksjonen fra In Amenas starter i slutten av 2005, med en antatt toppproduksjon på 9 milliarder kubikkmeter gass per år. I tillegg kommer produksjon av væske tilsvarende 60 000 fat olje per dag.

«Algerie blir Statoils tredje avenue. Reservene her styrker Statoil som en langsiktig og stabil gassleverandør til kunder i Europa. Vår første avenue går fra norsk sokkel og den andre avenue tar nå form fra Kaspiahavet til Tyrkia, med muligheter for forlengelse inn i det kontinentale europeiske markedet», sier direktør Terje Halmø, som er Statoils landsjef i Algerie, med hovedkontor i hovedstaden Alger.



Ola Krumsvik (til v) blir produksjonsdirektør på gassfeltene In Salah og In Amenas. Her sammen med Ottar Rekdal, sjef for den internasjonale lete- og produksjonsvirksomheten, og Kåre Røssandhaug som er ansvarlig for aktivitetene i Algerie.





Med øret til havbunnen

Nå kan oljeleterne legge øret til havbunnen. Industriens forlengede hørselsorgan er avanserte lytteinstrumenter som settes på plass på havbunnen før kabler dras over området og sender ut elektromagnetiske bølger.

For 10 prosent av kostnadene for en letebrønn, tilbyr Statoils nyetablerte datterselskap Electromagnetic GeoServices (EMGS) havbunnslogging, basert på returbildet av elektromagnetiske bølger som sendes ned i havbunnen. Metoden kan med stor sannsynlighet skille hydrokarboner fra vann, og den nye teknologien betegnes som et kjempesprang i leting etter olje og gass.

Det begynte i 1997 som en idé på tegnebrettet ved Statoils forsknings-senter på Rotvoll i Trondheim. I løpet av få år er teknologien blitt kommersialisert og klargjort for internasjonal markedsføring. EMGS startet med tre mann. Nå er bemanningen tidoblet, og selskapet omsetter for over 100 millioner kroner årlig. Framtiden synes lys for innovasjonsselskapet som har skaffet seg oppdragsgivere over

hele verden. Og selskapet er blitt lagt merke til. Det anerkjente internasjonale oljetidsskriftet World Oil har gitt EMGS den prestisjefylte prisen for nye leteløsninger.

Et anerkjent produkt

«Dette betyr anerkjennelse for oss, ikke bare i Norge, men også internasjonalt. Vi er ikke lenger bare nyetablerere, men framstår med et anerkjent produkt som gir oss en posisjon i leteindustrien,» sier Terje Eidesmo, administrerende direktør i EMGS. Han har selv mange års bakgrunn fra Statoils teknologimiljø, hovedsakelig innenfor brønnlogging.

Eidesmo sier at havbunnslogging og bruk av elektromagnetiske bølger er et viktig supplement til de tradisjonelle seismiske undersøkelser, der lydbølger sendes ned i havbunnen og reflekteres.

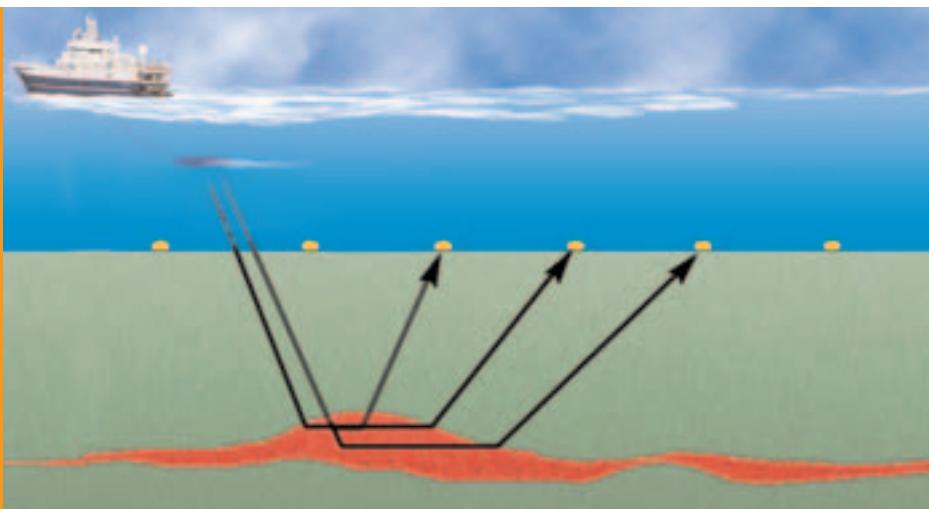
Seismikken kartlegger strukturer, men skiller ikke mellom hydrokarboner og vann, slik den nye metoden gjør.

Mer informasjon om undergrunnen

«Vi får mye mer informasjon om undergrunnen enn det tradisjonell seismikk kan gi oss før vi bestemmer oss for å bore en brønn, noe som reduserer risikoen for å bore tørt. Med havbunnslogging bringer vi egentlig borehullet opp til havbunnen. På den måten skaffer vi oss tilleggsinformasjon som vi hittil ikke har hatt tilgang til uten å bore», sier Eidesmo.

Interessen for havbunnslogging er stor i industrien. Eidesmo sier at Statoil og Norsk Hydro gjennom sin virksomhet på norsk sokkel har vært helt avgjørende for å ta den nye teknologien i bruk.

Den nye metoden krever vandedyp på mer enn 300 meter. Slike dyp og dypere finnes på store deler av den norske kontinentalsokkelen og i leteområder mange andre steder i verden. Eidesmo mener at den nye metoden er svært aktuell for utforskning av Barentshavet. Til nå er vel 30 områder blitt undersøkt med den nye metoden. Trollfeltet og Ormen Lange står på det unge teknologiselskapets referanseliste.





Terje Eidesmo og Svein Ellingsrud (til v) har vært med å utvikle en forskningsidé fram til et kommersielt produkt som betegnes som en betydelig nyvinning i letingen etter olje og gass under havbunnen.

Konsernet

Statoil er et integrert olje- og gasselskap. Det er største operatør på norsk sokkel og har betydelig internasjonal virksomhet. Selskapet er representert i 28 land og har 19 326 ansatte. Statoil er blant verdens mest miljøeffektive produsenter og transportører av olje og gass. Statoil hadde i 2003 en omsetning på 249 milliarder kroner og et overskudd etter skatt på 16,6 milliarder kroner.

Statoils mål

Da Statoil ble børsnotert i 2001, offentliggjorde selskapet et sett med mål for 2004. Det var operasjonelle mål knyttet til økt produksjon og effektivisering og mål på økt lønnsomhet. I 2003 offentliggjorde selskapet også et sett med nye mål for perioden fram til 2007.

Økt lønnsomhet og effektivitet

Statoil har satt som mål å øke avkastningen på sysselsatt kapital til 12 prosent i 2004 basert på normalisert pris, margin- og valutaforutsetninger. Ved utgangen av 2003 var avkastningen 12,4 prosent. Målet for 2007 er satt til 12,5 prosent, men endringer i normaliserte forutsetninger gjør at målet fortsatt er krevende.

Sterk produksjonsvekst

Statoils samlede olje- og gassproduksjon i 2003 var på 1 080 000 fat oljeekvivalenter per dag. Målet er å øke til 1 120 000 fat i 2004 og til 1 350 000 fat i 2007. En produksjon

på 1 350 000 fat i 2007 innebærer en årlig vekst på 6 prosent i perioden 2004-2007. Veksten i produksjonen forventes å komme fra den internasjonale virksomheten, da ambisjonen på norsk sokkel er å opprettholde produksjonen på dagens nivå i årene framover.

Forbedringsprogram

Konsernet gjennomfører et forbedringsprogram der gevinsten skal tas ut gjennom økt effektivitet og reduserte kostnader i oppstrømsområdet, økt gassalg og forbedret lønnsomhet i nedstrømsaktivitetene, med totalt 3,5 milliarder kroner fra 2004. Ved utgangen av 2003 er effekten av gjennomførte tiltak beregnet å bidra med årlige forbedringer fra 2004 på 2,8 milliarder kroner.

Tabellen nedenfor viser Statoils mål og resultater så langt for avkastning på sysselsatt kapital, økt tilgang på reserver i forhold til produksjon samt kostnader knyttet til leting, utbygging og drift.

| Økonomiske og operasjonelle resultater og mål: | 2001 | 2003 | 2004 |
|--|-------|-------|-------|
| Avkastning på sysselsatt kapital (ved 16 USD/fat o.e.)* | 9,4% | 12,4% | 12% |
| Produksjon (1000 fat o.e./dag) | 1 007 | 1 080 | 1 120 |
| Reserveerstatningsrate** | 0,68 | 0,95 | >1,0 |
| Funn- og utviklingskostnader (USD/fat o.e.)** | 9,1 | 5,9 | <6,0 |
| Produksjonskostnad (USD/fat o.e.)* | 3,2 | 2,8 | <2,7 |
| * Normalisert | | | |
| ** 3-års gjennomsnitt | | | |

Undersøkelse og produksjon Norge



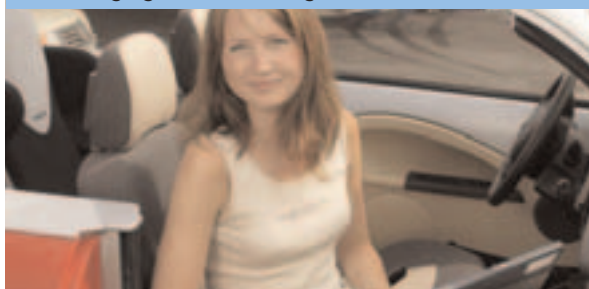
Internasjonal undersøkelse og produksjon



Naturgass



Foredling og markedsføring



Teknologi



Forretningsområdene

| | |
|--|--|
| Fakta | Høydepunkter i 2003 |
| Forretningsområdet har ansvaret for Statoils virksomhet på norsk sokkel. Selskapets egenopererte felt står for om lag 60 prosent av den samlede norske olje- og gassproduksjonen. Statoil er operatør for 20 olje- og gassfelt. Disse omfatter 18 bemannede plattformer og produksjonsskip, 4 ubemannede installasjoner og 19 fjernstyrte havbunnsanlegg. Antall ansatte: 6 405 hvorav 3 384 arbeider offshore. | <ul style="list-style-type: none">• Gassleveransene fra Mikkelfeltet igangsatt. Utbyggingskostnadene 20 prosent lavere enn planlagt.• Vigdis Utvidelse satt i produksjon mer enn to måneder før planlagt. Kostnadene 14 prosent lavere enn planlagt.• Dekket til Kvitebjørn-plattformen er installert. Tyngste og største løftet Statoil har gjennomført til havs.• Statoil kjøper Hydros og Svenska Petroleumers eierandeler i Snøhvit – øker til 33,53 prosent. |
| Fakta | Høydepunkter i 2003 |
| Forretningsområdet er ansvarlig for Statoils letevirksomhet, utbygging og produksjon av olje og gass utenfor norsk sokkel. Forretningsområdet har vært ansvarlig for Statoils salg av naturgass utenfor Europa. Dette ansvaret er fra 1. januar 2004 overført til forretningsområdet Naturgass. Statoil har betydelige posisjoner i den kaspiske region, Nord Afrika, Vest-Afrika, Vest-Europa og Venezuela. Antall ansatte: 606 hvorav 268 utenfor Norge. | <ul style="list-style-type: none">• Avtale inngått med BP om kjøp av andeler i store gassprosjekter i Algerie.• Første fase i utbyggingen av gassfeltet Shah Deniz i gang i Kaspiahavet.• Statoil blir operatør for gassalgsselskap i Aserbajdsjan og kommersiell operatør for rørledningselskap.• Letesuksess i Angola og to felt satt i produksjon. |
| Fakta | Høydepunkter i 2003 |
| Forretningsområdet har ansvar for transport, prosessering og markedsføring av egen gass fra norsk sokkel til Europa og for Statoils internasjonale gassmarkedsføring. Statoil markedsfører også den norske stats gass, og står dermed for to tredjedeler av norsk gasseksport. Statoil har store eierandeler i og driftsansvar for eksportørledninger, landanlegg og terminaler. Forretningsområdet er ansvarlig for Statoils LNG-satsing. Antall ansatte: 994 hvorav 147 utenfor Norge. | <ul style="list-style-type: none">• Statoil får ansvar for planlegging og gjennomføring av ny rørledning fra gassfeltet Ormen Lange til Storbritannia.• Gasskontrakt inngått med Electricité de France National om leveranser i 15 år med oppstart i 2005.• Statoil selger sin andel på 5,26 prosent i det tyske gasselskapet Verbundnetz Gas.• Første Statoil-leveranser av flytende naturgass (LNG) til USA. |
| Fakta | Høydepunkter i 2003 |
| Forretningsområdet omfatter Statoils samlede virksomhet innenfor nedstrøms oljekjede, metanol og petrokjemi. Har ansvar for salg av Statoils og den norske stats råolje samt salg av våtgass og raffinerte produkter. Selger også naturgass i Norden. Har ansvar for drift og utvikling av raffinerier og metanolproduksjon. Har over 2 000 bensinstasjoner i ni land, og eier 50 prosent av petrokjemikonsernet Borealis. Antall ansatte: 8 447 hvorav 6 941 utenfor Norge. | <ul style="list-style-type: none">• Suksessfullt salg av Navion.• Intensjonsavtale om tilbakekjøp av ICAs 50 prosent andel i Statoil Detaljhandel Skandinavia AS.• Prisen på Nordsjø-olje i 2003 var den høyeste på 18 år, målt i USD. Nytt anlegg for avsvovling av bensin satt i drift ved raffineriet på Mongstad.• Produksjonsrekord ved metanolanlegget på Tjeldbergodden. |
| Fakta | Høydepunkter i 2003 |
| Teknologienheten har ansvar for å ivareta selskapets langsiktige teknologiutvikling. Enheten skal levere kostnadseffektive tekniske løsninger og spisskompetanse som forretningsområdene ikke finner hensiktsmessig å ha selv. Den er ansvarlig for kommersialisering av teknologi og industrielle rettigheter og for ledelse og kvalitetssikring av beslutningsprosesser. Antall ansatte: 998 hvorav 22 utenfor Norge. | <ul style="list-style-type: none">• Ny metode for lett brønnintervensjon i havbunnsbrønner gir milliardinntekter.• Intensivert innsats knyttet til utvikling av nye energiformer som hydrogen og kraftproduksjon uten CO₂-utslipp.• Ny teknologi utviklet for å rense produsert vann før utslipp til sjø.• Demonstrasjonsanlegg for GTL-teknologi (gass-til-væske) under bygging i Sør-Afrika. |

Undersøkelse og produksjon Norge

Statoils egenproduksjon av olje og gass på norsk sokkel i 2003 har vært på om lag samme nivå som i 2002, med 991 200 fat oljeekvivalenter per dag. Oljeproduksjonen er noe redusert, men det er i stor grad kompensert med høyere gassavtak fra Statoils kunder i Europa.

| Nøkkeltall (i millioner kroner) | 2003 | 2002 | 2001 |
|---|--------|--------|--------|
| Driftsinntekter | 62 494 | 58 780 | 67 245 |
| Res. før finans, andre poster, skatt og min. int. | 37 589 | 33 953 | 42 287 |
| Brutto investeringer | 13 412 | 11 023 | 10 759 |

I løpet av 2003 er to Statoil-opererte felt og et felt med Statoil-deltagelse satt i produksjon.

Gassfeltet Mikkel er bygd ut med et undervannsanlegg med brønnstrømsoverføring til Åsgard B-plattformen. Gassen skal transporteres gjennom rørledningen Åsgard Transport, til prosessanleggene på Kårstø. Vigdis Utvidelse omfatter strukturene Borg Nord/Vest og Vigdis Øst, og er en videre utbygging av eksisterende havbunnsanlegg på Vigdis som er knyttet til Snorre A-plattformen. Fram Vest er en undervannsutbygging som består av to brønnrammer knyttet til Troll C-

plattformen. Feltet er operert av Norsk Hydro.

Utbyggingen av Kvitebjørn-feltet, øst for Gullfaks, følger de oppsatte planene. I løpet av våren 2003 ble øvre del av plattformunderstellet installert, og i mai ble det 10 000 tonn tunge plattformdekket løftet på plass ute på feltet. Legging av olje- og gassrørene fra Kvitebjørn-plattformen ble gjennomført i april/mai 2003. Leveranser av gass fra Kvitebjørn skal starte 1. oktober 2004.

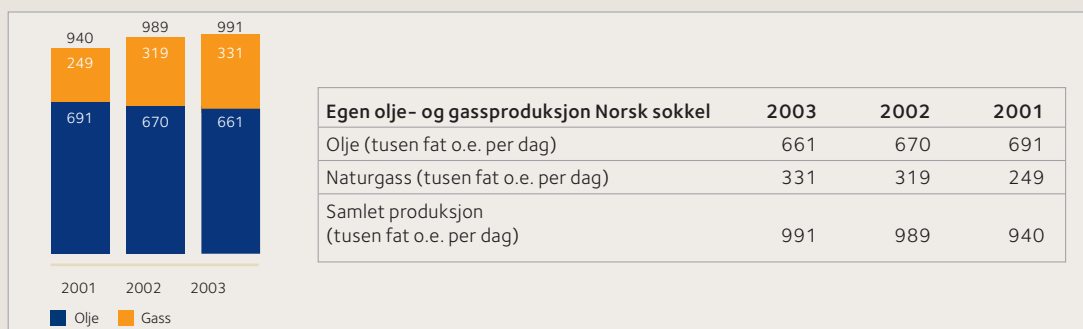
Utbyggingen av gassfeltet Kristin på Haltenbanken pågår for fullt, men prosjektet følger en svært stram tidsplan. Etter at de

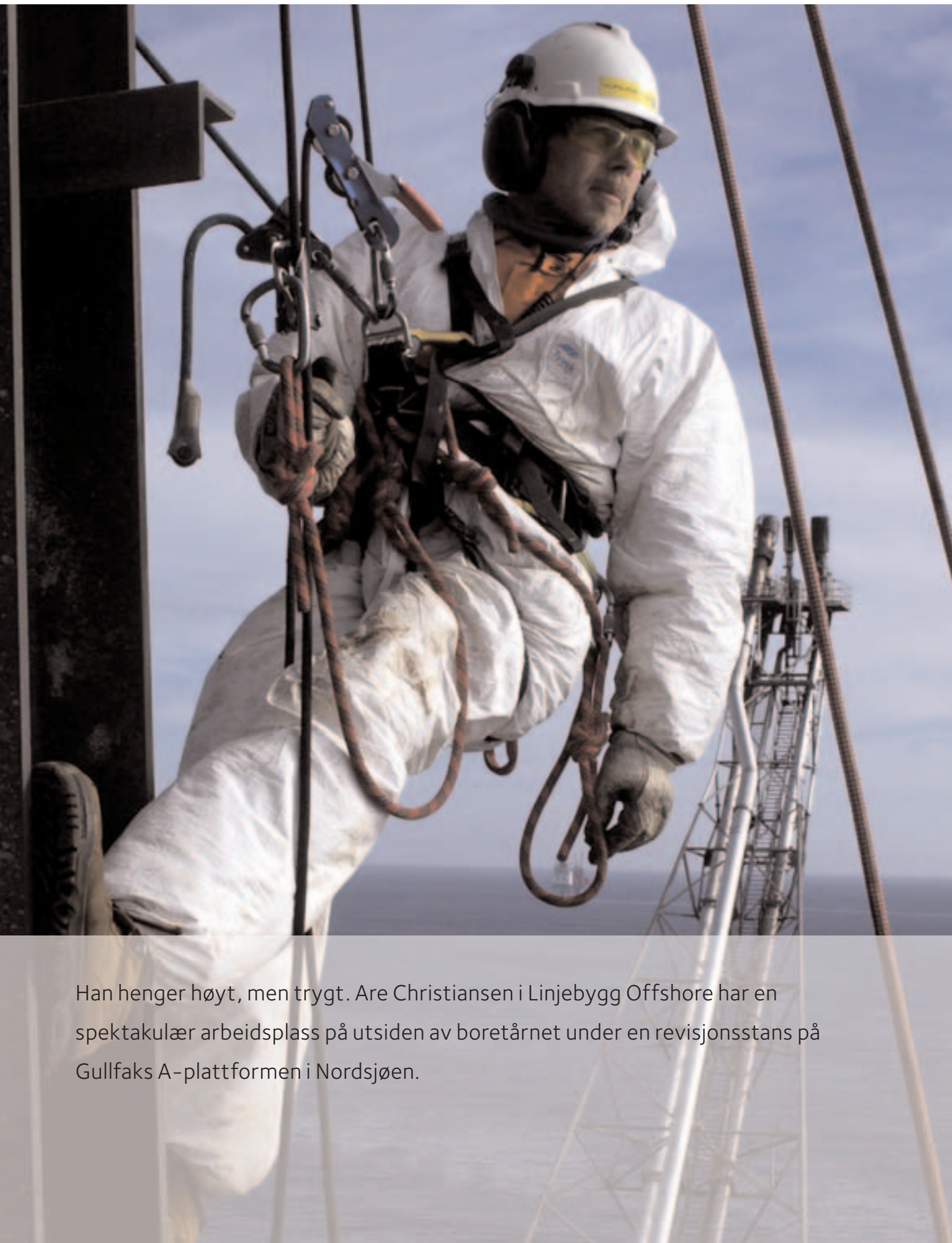
største og viktigste kontraktene ble inngått i 2002, har hovedaktivitetene i 2003 vært konsentrert om fabrikasjon av skrog, dekk og moduler til den flytende produksjonsplattformen samt fabrikasjon av undervannsproduksjonsutstyret til feltet. Fire brønnrammer ble plassert på feltet i juni/juli 2003.

Det høye trykket og den høye temperaturen i reservoaret gjør Kristin til det mest krevende feltet som er besluttet utbygd på norsk sokkel, både med hensyn til kvalitet på utstyr og drenering av reservoaret.

Stram tidsplan for Snøhvit

Utbyggingen av Snøhvit-prosjektet går i hovedsak etter de oppsatte planene og holder seg innenfor den reviderte investeringsrammen på 45,3 milliarder kroner. Framdriftsplanen for prosjektet er





Han henger høyt, men trygt. Are Christiansen i Linjebygg Offshore har en spektakulær arbeidsplass på utsiden av boretårnet under en revisjonsstans på Gullfaks A-plattformen i Nordsjøen.

imidlertid svært stram, som følge av forsinkelser i byggingen av prosessanlegget til LNG-fabrikken. Ved inngangen til 2004 var over 1 000 personer i arbeid på Melkøya utenfor Hammerfest, der LNG-anlegget er under oppføring. 350 firmaer har utført tjenester på Melkøya så langt, og personell fra 35 nasjoner har vært representert.

Rekruttering av personell til driftsorganisasjonen har pågått for fullt i løpet av høsten 2003. Ved årsskiftet var 90 personer ansatt. Det er litt over halvparten av totalbemanningen.

Snøhvit gir ringvirkninger

Snøhvit-prosjektet hadde ved utgangen av 2003 plassert kon-

trakter for 20,8 milliarder kroner. Snøhvit blir Norges og Europas første eksportanlegg for nedkjølt, flytende naturgass (LNG).

8,7 milliarder kroner av kontraktsmassen er plassert hos norske leverandører. Av disse er kontrakter for 1,5 milliarder kroner plassert i Nord-Norge, hvorav 1,1 milliarder kroner i Vest-Finnmark. Dette er gledelig tatt i betraktning at forventningen til kontraktstildelinger til Nord-Norge opprinnelig var på 600 millioner kroner.

Statoil øker på Snøhvit

Statoil inngikk i januar 2004 avtale med Norsk Hydro om å kjøpe selskapets eierandel på 10 prosent i Snøhvit-feltet. Statoil har også inngått avtale om kjøp av Svenska Petroleum's andel i Snøhvit på 1,24 prosent. Med disse to kjøpene økte Statoils eierandel fra 22,29 til 33,53 prosent. Oppkjøpene vil styrke Statoils gassproduksjon og selskapets stilling i et LNG-marked i kraftig vekst.

Statfjord senfase

Statfjord-feltet, som en gang var en av verdens største oljeprodusenter til havs, produserer nå under 100 000 fat per dag. For å sikre forlenget produksjon og lønnsomhet, har den framtidige driften på feltet blitt utredet gjennom prosjektet Statfjord senfase. Statoil anbefaler overfor partnerskapet at

| Statoils olje og gassproduksjon - Norsk sokkel | | |
|---|-------------|------------------|
| <i>1 000 fat oljeekvivalenter per dag</i> | | |
| Felt | 2003 | Eierandel |
| Statfjord | 84,6 | 51,88% |
| Statfjord Øst | 10,5 | 25,05% |
| Statfjord Nord | 11,9 | 21,88% |
| Sygnå | 7,0 | 24,73% |
| Gullfaks | 168,7 | 61,00% |
| Snorre | 36,3 | 14,40% |
| Vigdis | 16,6 | 28,22% |
| Visund | 11,5 | 32,90% |
| Tordis | 22,7 | 28,22% |
| Troll Gass | 98,6 | 20,80% |
| Sleipner Vest | 107,2 | 49,50% |
| Sleipner Øst | 25,0 | 49,60% |
| Gungne | 17,7 | 52,60% |
| Veslefrikk | 5,6 | 18,00% |
| Huldra | 13,8 | 19,66% |
| Glitne | 17,1 | 58,90% |
| Norne | 40,4 | 25,00% |
| Heidrun | 22,5 | 12,41% |
| Åsgard | 104,1 | 25,00% |
| Mikkel | 2,6 | 35,10% |
| Sum Statoil-opererte | 828,0 | |
| Sum partner-opererte | 163,2 | |
| Total produksjon | 991,2 | |
| Underløfting | -9,1 | |
| Total løftet produksjon | 982,1 | |

 www.statoil.com/snohvit



Snøhvit-utbyggingen har gitt oppdrag til bedrifter i mange land. Her transporterer en elvebåt to varmevekslere til LNG-anlegget. Reisen går på Donau og Rhinen fra Passau ved grensen til Østerrike til Bremen i Nord-Tyskland. I 2005 går ferden videre til Hammerfest.

På Melkøya utenfor Hammerfest går arbeidet med å bygge LNG-anlegget framover. Ved utgangen av 2003 var en arbeidsstyrke på 1 000 mann i aktivitet. I 2006 skal anlegget være klar til å eksportere LNG.



den beste utviklingsløsningen for feltet og for resten av Tampen-området i Nordsjøen, er å fjerne flaskehalsen i produksjonen gjennom effektivisering og utbedring av de eksisterende installasjonene i området. Beslutning om hva som skal gjøres blir tatt i slutten av 2004.

Letevirksomheten

I 2003 er det avsluttet ni lete- og avgrensingsbrønner. Seks brønner resulterte i funn, og av disse er oljefunnet i Ellida mest interessant. I 2003 utlyste myndighetene for første gang en årlig konsesjonsrunde i forhåndsdefinerte områder, nær eksisterende infrastruktur. I årets runde fikk Statoil tildelt fire operatørskap, hvorav tre var i Halten/Nordland-området og ett i Troll/Sleipner-området. I 2004 forventer vi en betydelig økning i leteaktiviteten, ikke minst på

grunn av gjenåpningen av tildelte lisenser/områder i Barentshavet. Vi forventer å bore flere brønner både i Barentshavet og Norskehavet i 2004.

Leverandør- og partnersamarbeid

Statoil har i 2003 etablert et leverandørsamarbeidsforum på konsernledernivå, kalt Management Forum, med regelmessige møter med de største og viktigste leverandørene. Hensikten med leverandørforumet er å ha et møtested for informasjonsutveksling mellom partene.

Statoil har også et omfattende samarbeid med interessentskaps-partnerne, både for utbygging og drift. Basert på Statoils lange erfaring med gjennomføring av store rørledningsprosjekter, har Norsk Hydro som operatør i utbyggingsfasen og partnerne i Ormen Lange gitt Statoil oppdraget med å gjenn-

omføre prosjektering og bygging av gassseksporthuset fra Nyhamna via Sleipner til Easington i England. Videre har Norsk Hydro gitt Statoil oppdrag å forestå leveranse av stål-rørene for Ormen Lange.

Konkurrentmålinger

Statoil er rangert på topp i en konkurransammenligning blant 18 operatørselskap i Europa når det gjelder effektive boreoperasjoner. Sammenligningen, utført av Rushmore Associates, plasserer Statoil som best eller blant de beste i alle kategorier. Den bygger på 280 brønner boret til havs i Europa i 2002. Statoil bidrar med 60 brønner, og er største deltaker.

Konkurrentmålinger rettet mot plattformdrift viser at Statoil stadig korter inn forspranget til de aller beste operatørene i Nordsjøen og vår ambisjon om å bli industriens beste driftsoperatør står fast.

 www.statoil.com/norske_felt

Statoil er engasjert i mer enn 25 prosjekter som er under planlegging eller utbygging på norsk sokkel. Totale investeringer er i lisensene er i størrelsesorden 170 milliarder kroner. De viktigste prosjektene er gjengitt i denne oversikten.

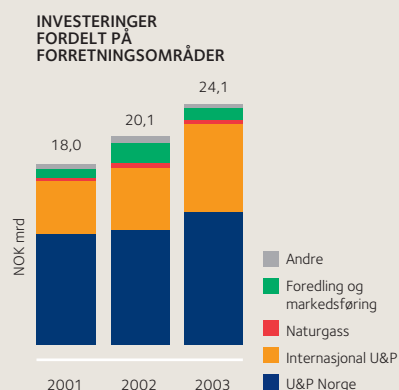
Prosjekter under utbygging

| Felt | Statoils andel | Statoils investering ¹ | Produksjonsstart | Platåproduksjon Statoils andel ² | Levetid |
|--------------------------|----------------|-----------------------------------|------------------|---|---------|
| Ormen Lange ³ | 10,84% | 6,1 | 2007 | 48 000 | 30 |
| Snøhvit | 33,53% | 15,2 | 2006 | 44 000 | 30 |
| Kristin | 46,60% | 7,6 | 2005 | 105 000 | 12 |
| Kvitebjørn | 50,00% | 4,9 | 2004 | 105 000 | 17 |
| Sleipner Vest Alfa Nord | 49,50% | 1,4 | 2004 | 23 000 | 13 |
| Tyrihans | 46,81% | 4,4 | 2007 | 41 000 | 16 |
| Skarv/Idun ³ | 36,00% | 5,9 | 2008 | 55 000 | 18 |

1) Estimert i milliarder kroner. 2) Fat o.e./dag. 3) Partner-operert prosjekt.



På Kvitebjørn-feltet ble plattformdekket på 10 000 tonn satt ned på understellet i mai 2003. Dekket er bygget ved ABB Offshore Systems i Haugesund.



Internasjonal undersøkelse og produksjon

Den internasjonale lete- og produksjonsvirksomheten får økende betydning for Statoils totale virksomhet. Det forventes at internasjonal produksjon vil øke fra 89 000 fat oljeekvivalenter per dag i 2003, til over 300 000 fat per dag innen utgangen av 2007.

| Nøkkeltall (i millioner kroner) | 2003 | 2002 | 2001 |
|---|-------|-------|-------|
| Driftsinntekter | 6 980 | 6 769 | 7 693 |
| Res. før finans, andre poster, skatt og min. int. | 1 702 | 1 086 | 1 291 |
| Brutto investeringer | 8 147 | 5 995 | 5 027 |

Et viktig steg framover i Statoils internasjonalisering ble tatt i juni 2003 da selskapet inngikk avtale med BP om å kjøpe eierandeler i Algeries tredje og fjerde største gassprosjekter hvor Statoil samtidig blir deloperatør. Statoils eierandeler blir henholdsvis 32 prosent i prosjektet In Salah og 50 prosent i prosjektet In Amenas. Utbyggingen av In Salah ventes å bli ferdig i 2004 og In Amenas sent i 2005, og de to prosjektene forventes å gi Statoil en økning i produksjonen på 50 000 fat oljeekvivalenter per dag. Det tilsvarer hele 62 prosent

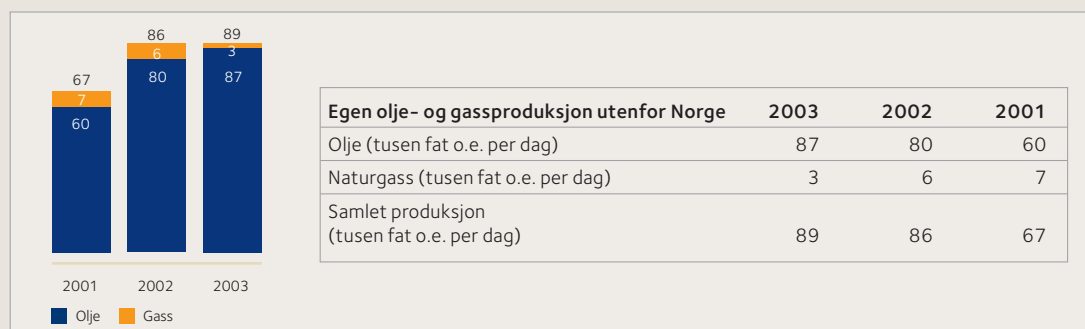
av dagens internasjonale produksjon. Kjøpesummen for andelene i de to prosjektene er 740 millioner dollar med tillegg av de påløpte kostnadene knyttet til de overførte andelene fra 1. januar 2003. Statoil vil totalt investere USD 1,3 milliarder i prosjektene.

Operatør i Iran

Statoil inngikk, høsten 2002, kontrakt om utbygging av fasene 6, 7 og 8 av South Pars-feltet i Den Persiske Golf. South Pars er verdens største gassfelt. Statoil er operatør for utbyggingen offshore av tre produksjonsplatt-

former og rørledninger til land. Prosjektet er kommet godt i gang. Det første av tre stålunderstell til plattformene kom på plass tidlig i januar 2004.

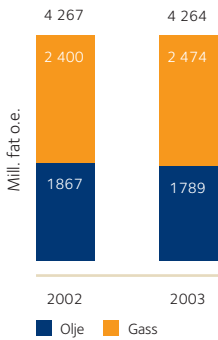
For å sikre tilgang på fremtidige prosjekter, driver Statoil betydelig aktivitet med sikte på forretningsutvikling i Iran. Hovedinnsatsområdene er knyttet til gass til flytende drivstoff (gas-to-liquid) og studier av mulighetene for økt oljeutvinning i tre oljefelt i Zagros-området i det sørlige Iran. Disse tre feltene, Ahwaz, Marun og Bibi Hakimeh, er noen av Irans største oljefelt og står for 40 prosent av dagens produksjon. Studien bygger på beste erfaring fra norsk sokkel og har avdekket betydelige muligheter for økt oljeutvinning fra disse gamle feltene.



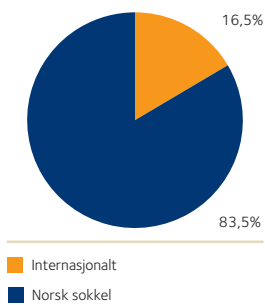


Sincors anlegg i Venezuela der tungolje oppgraderes til svovelfri råolje. Statoils eierandel er 15 prosent og det ga en andel av produksjonen i 2003 på 20 300 fat per dag.

STATOILS OLJE- OG GASSRESERVER



FORDELINGEN AV RESERVEN I 2003



Shah Deniz bygges ut

I Aserbajdsjan er Statoil engasjert i produksjon og videre utbygging av oljefeltene Azeri, Chirag-Gunashli og i utbyggingen av og gassavsetningen fra Shah Deniz-feltet.

Første fase av utbyggingen av Shah Deniz ble godkjent i februar 2003. Utbyggingen er basert på en gassalgsavtale med Aserbajdsjan, Georgia og Tyrkia. Det skal legges en 650 kilometer lang rørledning fra Aserbajdsjan gjennom Georgia til grensen til Tyrkia. Statoil er operatør for gassalgselskapet

Aserbajjan Gas Supply Company og kommersiell operatør for rørledningsselskapet South Caucasus Pipeline.

Statoil hadde i 2003 en produksjon på 10 000 fat olje per dag fra Azeri-Chirag-Gunashli-feltets tidlige produksjon. Konstruksjonsarbeidet med sikte på en full utbygging av feltet har gått planmessig framover. Det er ventet at neste fase vil være ferdig til produksjonsstart i januar 2005. Når hele feltet er bygget ut i 2008, vil Statoils andel av produksjonen være på om lag 80 000 fat per dag.

To nye felt i produksjon

I Angola er de to feltene Xikomba og Jasmin kommet i produksjon i november 2003. Jasmin-feltet produserer fra en havbunnsinstallasjon som er koblet opp til det flytende produksjonsanlegget på Girassol-feltet. Statoil har 13,3 prosent eierandel i Girassol som er Statoils største internasjonale produsent. I 2003 var Statoils andel av produksjonen 26 700 fat olje per dag. Med Jasmin i tillegg øker Statoils produksjon til 28 500 fat olje per dag.

Xikombas produserer 70 000 fat fra et mindre produksjonsskip.

Dalia er det neste store feltet Statoil har eierandel i som bygges ut i Angola.

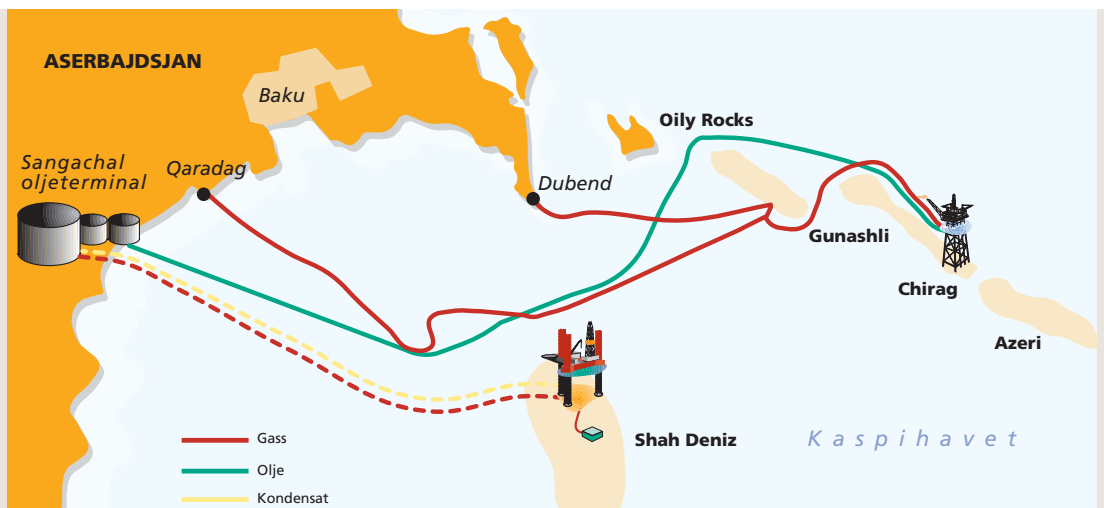
Utbyggingsbeslutningen ble tatt i 2003. Dalia får en produksjon på 225 000 fat – noe større enn Girassol. Statoils andel blir på 30 000 fat. Dalia kommer i produksjon i 2006 og bygges ut med produksjonsskip. Total er operatør.

Feltutvikling i Nigeria

I Nigeria pågår det arbeid for å samordne interessene i offshore-feltet AgbamiEkoli, som dels ligger i en dypvannsblokk Statoil er operatør for og dels i en blokk operert av ChevronTexaco. Feltet planlegges bygd ut med et produksjonsskip med en kapasitet på

| Statoils olje- og gassproduksjon - Internasjonalt | | |
|---|------|-----------|
| (1 000 fat oljeekvivalenter/dag) | | |
| Felt | 2003 | Eierandel |
| Girassol | 26,0 | 13,30% |
| Jasmin | 0,2 | 13,33% |
| Xikomba | 1,1 | 13,33% |
| Azeri-Chirag-Gunashli | 9,7 | 8,56% |
| Sincor | 20,3 | 15,00% |
| LL652 | 1,3 | 27,00% |
| Lufeng | 3,9 | 75,00% |
| Alba | 14,1 | 17,00% |
| Dunlin | 2,0 | 28,76% |
| Merlin | 0,1 | 2,35% |
| Schiehallion | 6,1 | 5,88% |
| Caledonia | 1,7 | 21,32% |
| Total oljeproduksjon | 86,5 | |
| Jupiter (gass) | 2,5 | 30,00% |
| Total produksjon | 89,1 | |

Første fase av utbyggingen av gass- og kondensatfeltet Shah Deniz ble godkjent i februar 2003. Statoils andel er 25,5 prosent. Produksjonen fra Azeri-Chirag-Gunashli gir Statoil en andel på om lag 10 000 fat olje per dag.



250 000 fat per dag. Produksjonsstart kan bli i 2007, og Statoils andel av produksjonen vil være i størrelsesorden 40 000 fat per dag.

Borestart i Venezuela

Statoil planlegger å begynne den første boringen på offshore-lisensen Plataforma Deltana utenfor kysten av Venezuela i andre kvartal 2004. Selskapet er forpliktet til tre brønner i en fire-årsperiode. Lisensen ble tildelt i februar 2003.

Produksjonen fra Sincor ble rammet av streik i Venezuela og måtte stenges ned i ti uker tidlig i 2003. Det resulterte i et bortfall på 17 prosent av produksjonen som var planlagt i 2003. På tross av dette ble en tredjedel av pro-

duksjonsbortfallet hentet inn igjen. Statoils andel av produksjonen har i 2003 ligget på 20 000 fat per dag.

Leting og forretningsutvikling

Statoil har i 2003 hatt letesuksess i Vest-Afrika, og det vil være viktig de nærmeste årene å sikre seg nye letearealer utenfor kysten av Angola og Nigeria. Den videre leteaktiviteten vil også omfatte Atlanterhavsmarginen, Midt-Østen og Kaspiregionen.

Russland ses på som et mulig nytt kjerneområde, der interessen er særlig konsentrert om de nordlige områdene, inklusive Barentshavet og Petsjorahavet.

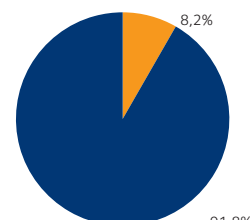
Det er også besluttet å åpne kontor i Kasakhstans hovedstad Astana. Den viktigste oppgaven

ved dette kontoret blir å støtte forretningsområdet i å oppnå en viktig leteavtale i Kasakhstan.

Medarbeiderutvikling

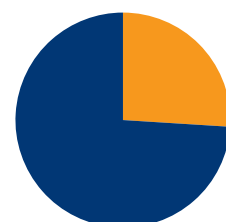
Økende internasjonal aktivitet innebærer at en stadig større andel av Statoils ansatte vil komme fra andre land enn Norge. Det er derfor viktig at disse medarbeiderne finner seg til rette i Statoil. Personalpolitikk og lederskap i selskapet må reflektere dette. I forretningsområdet har det vært arbeidet mye med kommunikasjon og personellutvikling. I 2003 etablerte vi *International Business School* for å styrke opplæring og kompetanseoppbygging.

PRODUKSJONSFORDELING I 2003



Internasjonalt
Norsk sokkel

FORVENTET PRODUKSJONSFORDELING I 2007



Internasjonalt
Norsk sokkel

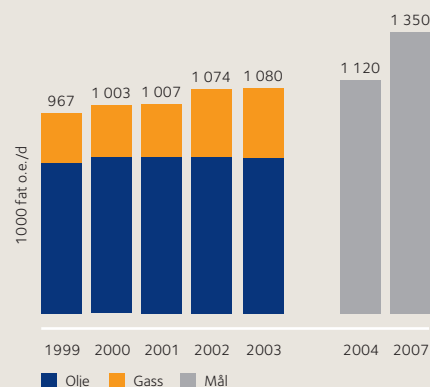
| Prosjekter under utbygging | | | | | |
|----------------------------|----------------|-----------------------------------|------------------|---|----------------|
| Felt | Statoils andel | Statoils investering ¹ | Produksjonsstart | Platåproduksjon Statoils andel ² | Levetid |
| ACG Azeri | 8,56% | 5,5 | 2005 | 61 000 | 20 |
| Kizomba A | 13,33% | 3,7 | 2004 | 30 000 | 22 |
| Kizomba B | 13,33% | 3,3 | 2005 | 30 000 | 21 |
| Daila | 13,33% | 3,6 | 2006 | 27 000 | 22 |
| Corrib ⁴ | 36,50% | 2,6 | 2007 | 20 000 | 19 |
| South Pars 6, 7 og 8 | Inntil 40% | 2,5 | 2006 | 19 000 | 4 ³ |
| In Salah | 31,85% | 4,1 | 2004 | 40 000 | 24 |
| In Amenas | 50,00% | 4,5 | 2005 | 15 000 | 18 |
| Shah Deniz | 25,50% | 4,4 | 2006 | 37 000 | 15 |

1) Estimert i milliarder kroner. 2) Fat o.e./dag. 3) Tilbakebetalingsperiode. 4) Avventer myndighetsgodkjenning.



En arbeider på gassfeltet In Salah i Algerie har dekket til hele ansiktet for å beskytte seg mot ørkensanden.

SAMLET OLJE- OG GASSPRODUKSJON



Naturgass

Statoil har fortsatt vekst i salget av naturgass fra norsk sokkel. Det ble solgt 20,8 milliarder kubikkmeter gass i 2003. Det er en økning på 1,2 milliarder kubikkmeter fra 2002, tilsvarende 6 prosent. I tillegg solgte Statoil 25,6 milliarder kubikkmeter på vegne av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Tilsvarende salgstill i 2001 var 23,5 milliarder kubikkmeter.

| Nøkkeltall (i millioner kroner) | 2003 | 2002 | 2001 |
|---|--------|--------|--------|
| Driftsinntekter | 25 087 | 24 536 | 23 468 |
| Res. før finans, andre poster, skatt og min. int. | 6 350 | 6 428 | 8 039 |
| Brutto investeringer | 456 | 465 | 671 |

I 2002 var forbruket av naturgass i Europa 490 milliarder kubikkmeter. I 2003 økte forbruket med 4 prosent i følge foreløpige tall fra EUs statistikkbyrå Eurostat. I alle sektorer har kundemassen økt, og det er midtveis til sterk økning i gassforbruket i kraftsektoren i de fleste europeiske land. Bedring i den økonomiske situasjonen i 2003 har også ført til økt forbruk i industrien. I løpet av de siste ti årene har gassforbruket i Europa økt med over 40 prosent. Det internasjonale energibyrået IEA regner med en økning til 588

milliarder kubikkmeter i 2010 og til 734 milliarder kubikkmeter i 2020.

Statoils posisjon

Statoil har en sterk posisjon i det europeiske gassmarkedet, særlig i nordvestlige Europa. Selskapet dekker nesten 10 prosent av OECD-Europas forbruk gjennom salg av egen gass og SDØE-gass. De største volumene er plassert i Tyskland og Frankrike, der henholdsvis Ruhrgas og Gaz de France er de største kundene. Den største veksten finner nå sted i Storbritannia der salg til

BP og Centrica, sammen med egen markedsføring, har styrket Statoils posisjon. Centrica er Storbritannias største gassleverandør til husholdningsmarkedet.

Statoil har inngått en gassalgskontrakt med British Gas Trading, et heleid datterselskap av Centrica, for levering av to milliarder kubikkmeter gass per år. Leveransene startet 1. oktober 2003 og varer i tre år. Statoil har fra før en kontrakt med British Gas Trading for levering av 5 milliarder kubikkmeter gass per år, i ti år, med oppstart i 2005.

Nye salg til elektrisitetsektoren

I april inngikk Statoil en avtale med det franske elektrisitetssels-

Statoils første last med flytende naturgass (LNG) til USA ble levert i september 2003. Bildet viser et LNG-tanskip i ferd med å legge til ved mottaksterminalen Cove Point i Maryland. Det er ved denne terminalen Statoil tar sine LNG-laster inn i USA.





Statoil-kokk Charles Tjessem forbereder et måltid over gassflammen. Tjessem vant i januar 2003 det uoffisielle verdensmesterskapet i kokkekunst i Lyon.

skapet Electricité de France National (EDF), for levering av 1 milliard kubikkmeter naturgass årlig i en periode på 15 år.

Leveransene starter 1. oktober 2005. I tillegg ble det i september inngått en avtale med EDFs datterselskap, EDF trading Limited, om å levere 900 millioner kubikkmeter gass i perioden 1. januar 2004 til 1. oktober 2005. EDF er et av verdens største elektrisitetsselskaper.

I februar 2004 ble det inngått avtale med det nederlandske energiselskapet Essent, om salg av 6,5 milliarder kubikkmeter naturgass i en femårsperiode med leveransestart fra slutten av året. Fra før har Statoil gasssalgsavtaler med flere andre europeiske elektrisitetsselskaper.

Elektrisitetssektoren representerer for øvrig det største potensialet for vekst i etterspørselen etter gass i Europa.

Samarbeider om gasslager

Statoil og Scottish and Southern Energy (SSE) har inngått en intensjonsavtale om å etablere et samarbeidsselskap som skal bygge et underjordisk gasslager i Aldbrough, nær Hull, på østkysten av England. Statoil vil disponere en tredjedel av lagerkapasiteten som totalt består av ni underjordiske kaverner. Lageret

skal etter planen tas i bruk innen tredje kvartal 2007, og byggeperioden for hele anlegget vil strekke seg fram til 2009.

Enighet om gasstransport

Britiske og norske myndigheter har kommet fram til enighet om de viktigste prinsippene for en ny traktat mellom de to landene som skal fastsette rammebetingelser for nye rørledninger fra norsk sokkel til Storbritannia. Dette legger grunnlaget for en 1 200 kilometer lang rørledning som vil bringe gass til Storbritannia fra Ormen Lange-feltet i Norskehavet. Ledningen vil bli lagt via Sleipner-installasjonene i Nordsjøen til Easington på østkysten av England. Statoil er ansvarlig for planlegging og gjennomføring av rørleggingen i samarbeid med operatøren Hydro. Etter planen kan Statoil eksportere gass fra Ormen Lange via denne rørledningen fra høsten 2007. Oppknytningen på Sleipner gjør at Statoil også kan sende annen gass til det britiske markedet gjennom dette systemet allerede fra høsten 2006.

Reviderer gassleveranser til Polen

Statoil og Polish Oil and Gas Company (POGC) finner ikke lenger grunnlag for en tidligere

inngått avtale om betydelige leveranser av gass til Polen. Dette var den siste avtalen som ble inngått med det daværende Gassforhandlingsutvalget (GFU), men etter at de norske myndighetene i 2001 vedtok selskapsbasert gassalg fra norsk sokkel ble avtalen med POGC splittet mellom de opprinnelige selgerne.

Selger seg ut av VNG

Statoil har solgt sin andel på 5,26 prosent i det tyske gasselskapet Verbundnetz Gas (VNG) til EWE AG, Tyskland. VNG er et regionalt gasselskap som driver virksomhet hovedsaklig i de østlige tyske delstatene. Statoil kjøpte seg inn i selskapet i 1991. Tyske myndigheter ønsket da å privatisere VNG som et ledd i prosessen med å selge ut selskaper som tidligere var eid av den østtyske staten.

Nytt selskap for gassrør og terminaler

Med virkning fra 1. januar 2003 ble eierinteressene i de største norske gassrørledningene og terminalene samordnet i interessentskapet Gassled. Statoil har en gjennomgående eierandel på 21 prosent, og er teknisk driftsoperatør for de fleste ledningene og terminalene i Gassled. Med virkning fra 1. februar 2004 vil anleggene på Kollsnes, som tidlig-

Markedet for importert gass til USA vil vokse i årene som kommer, og mye av den importerte gassen vil bli brukt til å produsere elektrisitet.



ere var eid av Troll, bli innlemmet i Gassled. Dette endrer ikke eierandelene i interessentskapet.

Kårstø vokser

Et eget utbyggingsprosjekt for prosessering av gass fra det Statoil-opererte Mikkell-feltet i Norskehavet hadde en vellykket oppstart 1. oktober 2003. Prosjektet ble avsluttet på kortere tid enn planlagt og 20 prosent under budsjett. I tillegg har Gassled og Etanor DA besluttet å investere 5,74 milliarder kroner for å kunne ta imot og prosessere gass blant annet fra det Statoil-opererte Kristin-feltet i Norskehavet. Etanor DA er et eget selskap for utskilling og salg av etan til Borealis' petrokjemiske anlegg i Norge og Sverige.

Kapasiteten ved Kårstø gassprosesseringsanlegg vil med disse to prosjektene økes med over 40 prosent i forhold til tidligere yteevne. Statoil er teknisk driftsansvarlig og skal gjennomføre utbyggingen på vegne av operatøren Gassco. I tillegg utvides kapasiteten på anlegget for gjenvinning av etan med over 50 prosent.

LNG til USA

Statoil har sikret seg markedsadgang i USA for flytende naturgass (LNG) gjennom mottaksterminal-

en Cove Point i delstaten Maryland. Det forventes en kraftig økning i LNG-eksporten til USA i tiden framover. Statoil vil fra 2006 eksportere LNG til USA fra Snøhvit-feltet. Snøhvit skal forsyne markedet i USA med inntil 2,4 milliarder kubikkmeter årlig i en periode på 17 år, fra 2006 til 2023. Inntil gass eksporten fra Snøhvit LNG kommer i gang, har Statoil sikret seg leveranser fra det algirske selskapet Sonatrach og belgiske Tractebel. Statoil leverte sin første LNG-last til Cove Point terminalen i september 2003. Statoil har inngått en intensjonsavtale som vil sikre økt kapasitetstilgang ved Cove Point-terminalen i en periode på 20 år.

Internasjonal gass

Statoils engasjement innenfor gassvirksomhet utenfor Europa har vært organisert innenfor forretningsområdet Internasjonal leting og produksjon gjennom enheten Internasjonal gass (IGAS). Med virkning fra 1. januar 2004 er denne enheten overført til forretningsområdet Naturgass. Aktivitetene innenfor IGAS er knyttet til verdikjeden for LNG, transport og salg av gass fra Shah Deniz-feltet i Aserbajdsjan og nedstrømsaktivitetene i Tyrkia.



Gassledningen fra Ormen Lange – vil bli lagt via Sleipner på vei til Storbritannia. Sleipner styrker med denne avgjørelsen sin posisjon som gassknutepunkt i Nordsjøen. Gass fra andre felt kan blandes inn i gassen fra Ormen Lange, og gass fra dette feltet kan leveres til andre markeder.

 www.statoil.com/kep2005

 www.statoil.com/rorsystemer



Erik Kjos-Hanssen som leder Statoils virksomhet i Storbritannia ser nye muligheter for gassalg med en ny rørledning inn i det britiske markedet.

Foredling og markedsføring

Statoil er en av verdens største nettoselgere av råolje. I 2003 ble det solgt om lag 2,3 millioner fat olje per dag. Av dette utgjorde selskapets egenproduksjon 32 prosent, salg av råolje innkjøpt fra den norske stat utgjorde 41 prosent, og olje kjøpt fra tredjepart 27 prosent. Statoils viktigste oljekunder er egen raffinativirksomhet og større oljeselskaper i Skandinavia, Europa, USA og Asia.

| Nøkkeltall (i millioner kroner) | 2003 | 2002 | 2001 |
|---|---------|---------|---------|
| Driftsinntekter | 218 642 | 211 152 | 203 387 |
| Res. før finans, andre poster, skatt og min. int. | 3 555 | 1 637 | 4 480 |
| Brutto investeringer | 1 546 | 1 771 | 811 |

Det internasjonale råoljemarkedet har i 2003 vært preget av et høyt prisnivå målt i USD. Det skyldes produksjonsdisiplin i organisasjonen av oljeeksporterende land (Opec), usikkerhet rundt produksjon fra Irak og bortfall av volumer fra Venezuela. Videre har etterspørselsveksten vært langt høyere enn i foregående år, med særlig høy vekst i Kina. Lagernivåene har vært lave, spesielt i USA. Russisk produksjon har fortsatt økt mye, mens produksjonsnivået i Nordsjøen har vært fallende.

Høy oljepris

Prisen på referanseoljen, Brent Blend, har svingt mellom 34,7 og 22,9 USD per fat, henholdsvis rett før og like etter krigen i Irak. Gjennomsnittet for året ble 28,8 USD per fat, mot 25,0 USD per fat i 2002. Prisnoteringene på Brent Blend har i 2003 også vært knyttet opp mot noteringer for Oseberg og Forties. Dette har gitt bedre likviditet bak noteringen og mer representativ prising enn tilfellet var før denne ordningen ble innført i 2002.

Utviklingen i raffineringsmarginen var god i 2003 samm-

enlignet med 2002. Tidlig på året ble marginen drevet opp av urolighetene i Venezuela og frykten for, og senere krigen i Irak. Statoil raffinerte i 2003 om lag en tredjedel av sin egenolje og produserte 14 millioner tonn raffinerte produkter. Hovedmarkedene for raffinerte produkter er de skandinaviske landene, østersjøområdet, det øvrige nordvestlige Europa og Nord-Amerika. To tredjedeler av de raffinerte produktene ble avsatt gjennom eget markedsføringsapparat.

Raffineri-investeringer

På Mongstad-raffineriet er det investert i underkant av 1 milliard kroner i et nytt avsvovlingsanlegg for bensin. Anlegget ble tatt i bruk i første kvartal 2003, i god tid før nye EU-krav trer i kraft fra

 www.statoil.com/markedsforing

Statoils tankbiler kjørte i 2003 en samlet distanse på hele 44 millioner kilometer. Det tilsvarer rundt 18 000 ganger strekningen Oslo-Roma.





Statoil er første bensinstasjonskjede i Europa som tilbyr trådløs internett-tilgang på sine bensinstasjoner. Ved utgangen av 2003 var tjenesten installert på 150 stasjoner i Norge og på samtlige 44 bensinstasjoner i Estland.

1. januar 2005. I Kalundborg har Statoil investert i utstyr for å fremstille diesel med lavt svovelinnhold og som møter de samme EU-krav. Et nytt anlegg som setter Kalundborg-raffineriet i stand til å produsere miljøklasse 1 diesel til det svenske markedet ble tatt i bruk første kvartal 2003. Det er besluttet ytterligere investeringer som vil øke mengden lavsvovelig diesel og

miljøklasse 1 diesel fra annet kvartal 2005.

Økt metanolproduksjon

Ved metanolanlegget på Tjeldbergodden er årsproduksjonen i perioden 2000 til 2003 økt med 100 000 tonn gjennom økt regularitet og god kapasitetsutnyttelse. Enhetskostnadene er i perioden redusert med 26 prosent. Metanolanlegget er det

største, mest moderne og effektive i Europa. I 2003 satte Statoil ny produksjonsrekord med en produksjon på 915 518 tonn metanol. Statoil er en stor aktør i det europeiske markedet, og produksjonen utgjør 15 prosent av Europas forbruk av metanol. Europa er nettoimportør av metanol, og anlegget på Tjeldbergodden er derfor godt posisjonert for dette markedet.

Bedring i 2003 for Borealis


Petrokjemikonsernet Borealis, som Statoil eier 50 prosent i, har vært gjennom et år preget av svake marginer. Dette skyldes både høye råstoffpriser og prispress for Borealis' hovedprodukter polyeten og polypropen (polyolefiner). Den svake generelle økonomiske veksten i Europa fører til svak etterspørselsvekst for polyolefiner. Utviklingen forbedret seg imidlertid utover i året, og andre halvår var betydelig bedre enn første halvår. Samlet sett økte resultatene for 2003 sammenlignet med 2002 marginalt, men

er fremdeles ikke tilfredsstillende.

Mer råstoff fra Statoil

I 2003 har Statoil inngått en avtale om å øke råstoffsalg av etan til Borealis' norske virksomhet. Selskapet vil gjennomføre et omfattende forbedringsprogram med økt produksjonskapasitet basert på den økte råstofftilførselen. I Østerrike gjennomfører Borealis et omfattende forbedringsprogram gjennom bygging av ny polyetenfabrikk basert på selskapets egen polyolefinteknologi,

Borstar, og nedlegging av to eldre produksjonslinjer. I De Forente Arabiske Emirater, der Borealis eier 40 prosent av petrokjemikomplekset Borouge, har virksomheten hatt et godt år med produksjon over designkapasitet og et godt økomisk resultat. Komplekset vil i løpet av 2004 øke produksjonskapasiteten for polyeten med nær 30 prosent.

 www.borealisgroup.com

Metanolfabrikken på Tjeldbergodden satte i 2003 produksjonsrekord med over 900 000 tonn. Produksjonen tilsvarer 15 prosent av metanolforbruket i Europa.



Totalleverandør av energi

Statoil selger fyringsoljer, smøreoljer og marine oljer, flydrivstoff og LPG, og er også ansvarlig for salg av naturgass i Norden. Antall kunder innenfor forbruks- og industrisegmentene er over 300 000, og Statoil har en markedsandel på 25 prosent. Andelen av LPG-markedet er på om lag 40 prosent. Det er lagt opp til et utvidet tilbud av energiprodukter, med spesielt fokus på gass og fornybar energi. I Danmark har Statoil i 2003 tatt over EcoNordic, og dermed blitt den største aktør i pelletsmarkedet, med en andel på 40 prosent.

Over 2000 bensinstasjoner

Gjennom et nettverk av over 2000 bensinstasjoner er Statoil en av de ledende aktører i Skandinavia, Baltikum, Polen og Irland. Statoil har også bensinstasjoner i Murmansk-området. Totalt salg av bensin og diesel i 2003 var 4,7 milliarder liter. Detaljmarkedsføringsvirksomheten i Skandinavia er organisert gjennom Statoil Detaljhandel Skandinavia (SDS), med ICA som 50 prosent partner. Statoil har inngått en intensjonsavtale med ICA om tilbakekjøp av ICAs 50 prosent eierandel i SDS.

Kjøpet av Shells bensinstasjoner i Estland, Latvia og Litauen

har medført at Statoil er den ledende aktøren i de baltiske statene (se også artikkel side 6). I Polen vil utbyggingen av bensinstasjonsnettet fortsette med full kraft. Etter oppkjøpet av Preem i 2003 har Statoil nå over 200 stasjoner i Polen.

Forsterket HMS-innsats

Foredling og markedsføring har forsterket innsatsen for å unngå skader på mennesker og miljø. Resultatene for personskader, fraværskader og alvorlige hendelser viser en positiv utvikling i 2003.

I tillegg til konsernets styringssystem er det implementert lokale styringssystemer i de deler av virksomheten hvor dette er påkrevd. Flere enheter er sertifisert i henhold til ISO 9001:2000 «Systemer for kvalitetssikring» og ISO 14001:1996 «Miljøstyringssystemer». Noen enheter har implementert begge systemene.

Kompetanseheving

Systematiske og langsiktige tiltak for å heve den enkelte medarbeiders kompetanse, gjennomføres i den enkelte resultatenheter og i nært samarbeid med andre enheter i konsernet. I tillegg er det etablert kommersiell og teknisk tilpasset opplæring av

medarbeidere, som for eksempel gjennom O&S Business School. Foredling og markedsføring gjennomfører en planmessig trening og rotering av ledere både i og utenfor forretningsområdet. Det har i dag 27 prosent kvinnelige ledere.

Samarbeidet med de tilfjøltsvalgte er godt og konstruktivt.

Varemerke

Statoil har utviklet et sterkt varemerke og har som mål å fremstå med tydelig og konsistent bruk av varemerket i markedsføringsvirksomheten. Analyser viser at merkevaren Statoil er godt forankret. Statoil blir oppfattet som en seriøs, kompetent og profesjonell aktør.



| Statoil | Markedsandel (bensin) | Markedsposisjon | Antall stasjoner |
|---------|-----------------------|-----------------|------------------|
| Norge | 26% | 1 | 496 |
| Sverige | 25% | 1 | 583 |
| Danmark | 14% | 3 | 304 |
| Irland | 20% | 1 | 237 |
| Polen | 5% | 3 | 207 |
| Litauen | 18% | 2 | 57 |
| Latvia | 23% | 1 | 52 |
| Estland | 30% | 1 | 47 |

Statoil har i tillegg 6 bensinstasjoner i Murmansk, Russland og 16 stasjoner på Færøyene.

Teknologi

Teknologienheten i Statoil består av tre hovedområder:

- Teknisk konsernstab som er ansvarlig for beste praksis og beslutningsprosesser.
- Forskning og teknologi med ansvar for leveranser av forskning og spesialtjenester.
- Industri og kommersialisering med ansvar for industri- og forretningsutvikling.

Innsatsen i teknologienheten i 2003 har vært konsentrert om å levere gode resultater relatert til de behov som er skissert i Statoils teknologistrategi. Strategien består av to hovedelementer. Den ene delen skisserer de viktigste forretningsutfordringene som må løses ved hjelp av forskning og teknologiutvikling. Den andre delen omhandler de viktigste teknologiområdene som innsatsen skal konsentreres om for å løse forretningsutfordringene.

Strategien gir også klare føringer for finansiering og iverksettelse. Økt samarbeid med eksterne aktører, nye modeller for samarbeid og organisering i flerfaglige prosjekter skal gi økt effektivitet.

Statoils forskningsaktiviteter i 2003 var på 1 milliard kroner.

Det ble i 2003 foretatt flere konkurransammenligninger mellom Statoil og ledende internasjonale oljeselskaper. I følge Independent Project Analysis Inc, et frittstående analyseselskap, er Statoil blant de ledende selskapene når det gjelder utbygging av offshore olje- og gassreserver. Statoil er det selskapet som i flest tilfeller tar i bruk ny teknologi for å utvikle løsninger som kan gi lønnsomme utbygninger.

Gode resultater innen egen teknologi- og kompetanseutvikling i nært samarbeid med leverandør- og forskningsmiljøer, bidrar til disse solide resultatene i konkurransammenligningene.

Statoil har i 2003 oppnådd gode resultater på en rekke områder.

Det er utviklet ny metodikk

for bruk av elektromagnetiske bølger for å få informasjon om mulige oljeforekomster i undergrunnen. Metoden dannet grunnlaget for etablering av firmaet Electromagnetic Geoservices AS (EMGS). EMGS ble tildelt utmerkelsen «World Oil Award» for beste løsning innen lete-teknologi (se artikkel på side 12).

Ny verdensledende teknologi er utviklet for å fremskaffe data som trengs til modellering av oljeutvinning fra sandsteinsreservoarer. Bedre data, og dermed økt kunnskap om reservoaret, har bidratt til økt utvinningsgrad. Beslutningsgrunnlaget for valg av utvinningsmetoder og reservoarstyring er bedret som følge av teknologien. Overføring og anvendelse av denne metodikken på karbonatreservoarer vil gi

Statoil har utviklet egen teknologi for konvertering av gass til diesel. Franz Marx åpner porten til testanlegget der teknologien nå skal utprøves i en periode på 18 måneder. Anlegget er bygget i Mossel Bay i Sør-Afrika i samarbeid med statsoljeselskapet PetroSA.





Forsker Bernd Schmid er overingeniør innenfor fagfeltet oljeforedling og arbeider med materialtesting ved forskningslaboratoriet på Rotvoll i Trondheim.

bedre ressursutnyttelse av karbonatfelt som inneholder de fleste av verdens gjenværende ressurser.

Avansert datakommunikasjon

Statoils forskingssenter og flere driftsenheter har i felleskap utviklet ny teknologi som er realisert i et «intelligent felt»-konsept. Tidligere ble det brukt satellitt til sanntids dataoverføring. I dag brukes det på mange felt avansert datakommunikasjon via fiberoptiske kabler. Dette gjør det mulig å ha en mer avansert sanntidsformidling (interaksjon) av data, kompetanse og arbeidsprosesser mellom land og hav. Statoil vil utnytte dette i selskapets første senter for sanntids operasjonsstøtte (OSC – Onshore Support Centre). Her er Statoil i fremste rekke når det gjelder å implementere ny og eksisterende teknologi. Dette vil kunne gi en økt produksjon på 19 millioner fat olje til en verdi av 3 milliarder kroner ved optimal plassering av brønner. I én brønn er det allerede påvist 10 prosent økt fortjeneste.

Teknologi for vannrensing

Oljeselskapene har store utfordringer knyttet til utslipp av produsert vann til sjø på produksjonsplattformene. Det er derfor

satset stort på utvikling av ny teknologi som kan redusere miljøbelastningen og kostnadene for håndtering av produsert vann. Lettoljen kondensat viser seg å ha en meget ressende effekt på produsert vann, og den er et sentralt virkemiddel i den patenterte C-Tour-teknologien. I renseprosessen med C-Tour blir kondensat fra egen produksjon brukt til å rense produsert vann for miljøskadelige hydrokarboner. Teknologien skal installeres på alle Statfjordfeltene innen 2005 for å møte myndighetskrav hva angår utslipp til sjø.

Fra gass til diesel

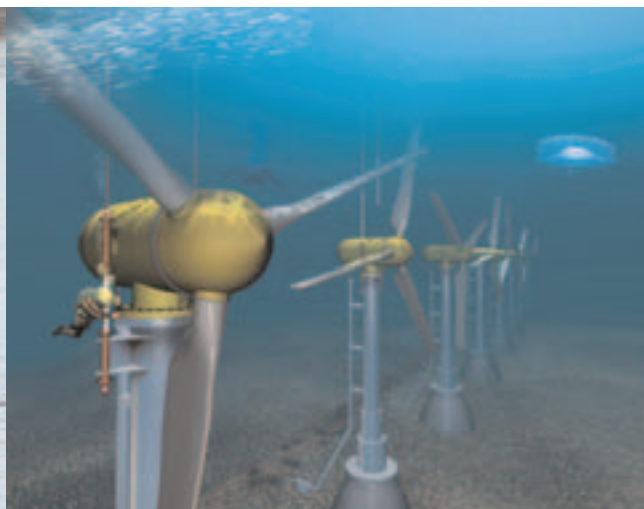
For gassfelt nær et kommersielt marked vil vanligvis rørtransport være det beste alternativet. For lange transportdistanser har nedkjøling av gassen til væskeform (LNG) tradisjonelt vært den eneste kommersielle løsningen. Gass til væske (GTL), et høyverdi dieselprodukt, begynner nå å materialisere seg som et interessant alternativ. GTL har et nesten ubegrenset drivstoffmarked. Ulempen med GTL har tidligere vært det høye kostnadsnivået, men utviklingen i de senere år har langt på vei utjevnet dette sammenlignet med LNG. Statoils GTL-forskning ble startet omkring 1985. Det er nå under

bygging et anlegg i Mossel Bay, Sør-Afrika, for å demonstrere at GTL-teknologien har nådd et kommersielt stadium. Prosjektet blir gjennomført i samarbeid med PetroSA, som er statsoljeselskapet i Sør-Afrika.

Statoil opprettet i 2002 forretningsutviklingsenheten Ny Energi. Enhetens mandat er å utvikle forretningsløsninger som fører til mer bærekraftig energi-produksjon og økt bruk av rene energibærere. Ny Energi arbeider innen områdene fornybar energi, energieffektivisering, CO₂-håndtering og hydrogen. Konkret utvikles markedet for småskala kraft- og varmeproduksjon, trepellets og bruk av CO₂ for økt oljeutvinning.

 www.statoil.com/DARTandOSC

I Kvalsundet sør for Hammerfest ble verdens første tidevannskraftverk åpnet i november 2003. Bildene viser monteringen av en av vannmøllene, og en tegning av vannmølleparken. Statoil har en eierandel på 46 prosent og har også bidratt til prosjektet i form av prosjektledelse og undervannsteknologi.



Ny brønnteknologi gir milliardinntekter

Statoil har utviklet en ny og banebrytende teknologi for lett brønnintervensjon i havbunnsbrønner som forventes å redusere kostnadene ved brønnvedlikehold til en tredjedel av dagens nivå. Den nye teknologien vil redusere driftskostnadene, forlenge levetiden og øke utvinningen fra havbunnsfeltene.

Statoil tror den nye teknologien vil gi mergevinst ut over lavere vedlikeholdskostnader, og at den vil være et viktig bidrag for å nå målet om å øke utvinningsgraden fra havbunnsfeltene fra dagens nivå på 43 prosent til 55 prosent. I økt oljeproduksjon representerer denne prosentvise økningen om lag 1 milliard fat olje når en ser norsk sokkel under ett. Basert på valutakurs og priser per 31.12.2003, gir det olje til en

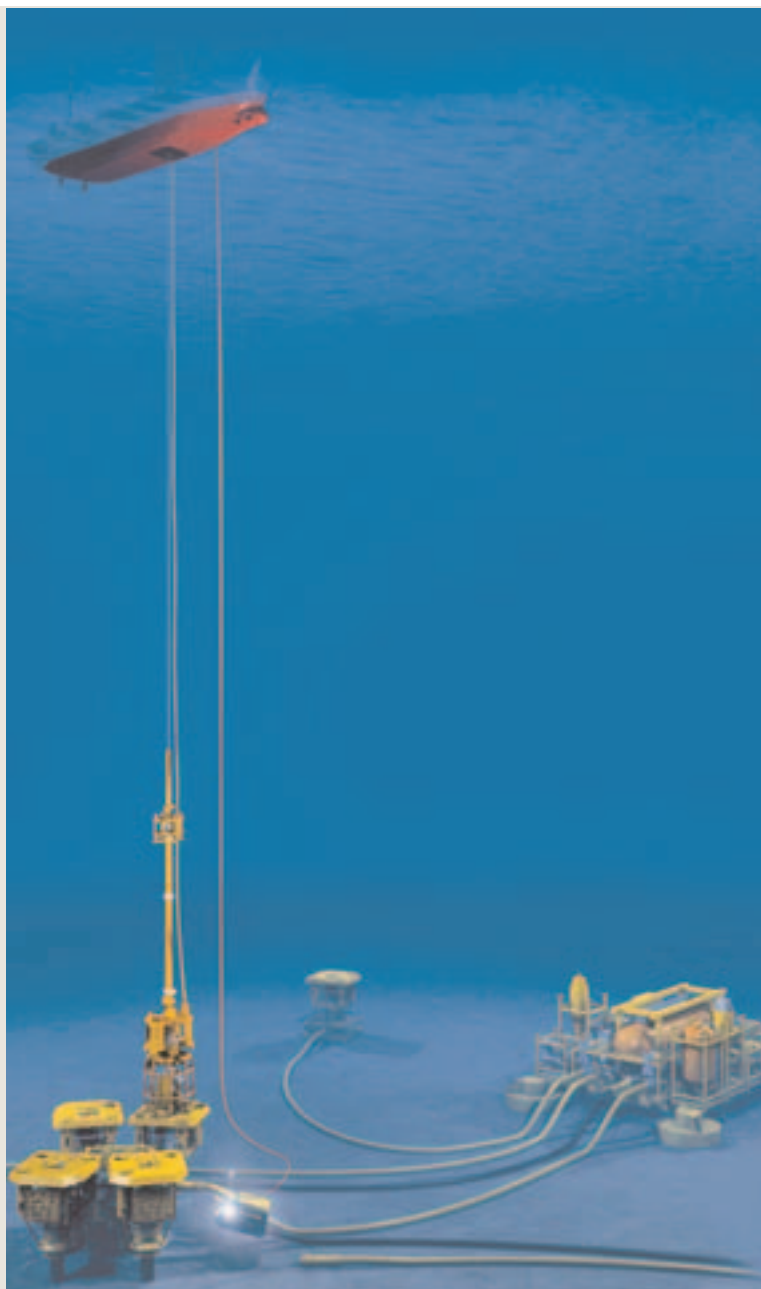
merverdi av om lag 200 milliarder kroner.

Nesten ingen steder i verden finnes det så mange havbunnsbrønner som på norsk sokkel. Problemet med disse brønnene er at man har ikke direkte tilgang til dem, slik man har fra en plattform. Når man skal vedlikeholde brønnene, har man hittil måttet leie inn kostbare flyterigger. Vedlikeholdsarbeid og arbeid for økt utvinning blir ofte dyrt i forhold til de ekstra oljemengdene man får ut.

Trenger ikke rigg

Den nye teknologien muliggjør innsuling av verktøy under trykk i brønnen, uten bruk av flyterigg. Teknologien er utviklet av Statoil, i samarbeid med Prosafe og FMC Kongsberg Subsea.

Sammen med selskapene Prosafe og FMC Kongsberg Subsea har Statoil utviklet en ny teknologi for arbeid med produksjonsbrønner på havbunnen. Teknologien gjør det mulig å utføre arbeid i havbunnsbrønnene uten bruk av flyterigger. Vedlikeholdskostnadene blir redusert til en tredjedel, og det blir mulig å øke utvinningsgraden betydelig.



Statoil har totalt patentbeskyttet 415 ulike oppfinnelser som er aktive i dag. I 2003 ble det søkt om patentbeskyttelse for 36 oppfinnelser. Tilsvarende tall for 2002 og 2001 er henholdsvis 45 og 55.

Mennesker og samfunn

Integritet, ærlighet og pålitelighet står sentralt i Statoils verdier og er grunnlaget for å bygge et godt omdømme. Et godt omdømme er viktig for at Statoil skal realisere sine forretningsambisjoner. Grunnlaget for dette legges gjennom den enkelte ansattes holdninger og atferd. Måten virksomheten drives på er derfor like viktig som forretningsresultatene vi oppnår.

Utvikle bedriftskulturen

Utvikling av en felles og sterk bedriftskultur, med klar verdiforankring, er avhengig av at ledere demonstrerer samsvar mellom ord og handling. Statoils verdifundament og krav til en enhetlig praksis er grunnpillaren i våre ledertreningsprogrammer. I 2003 gjennomførte 40 av de øverste lederlagene og vel 300 andre ledere topplederprogrammet som ble etablert i 2002.

Det ble i 2003 utviklet et introduksjonsprogram for alle ledere og nøkkelmedarbeidere som rekrutteres utenfra. Dette skal gjennomgås kort tid etter ansettelse i Statoil.

Vi har i 2003 gjennomført opplæring i arbeidslivsspørsmål for eksternt ansatte ledere. Vi sluttfører arbeidet med et styrende dokument for håndtering av

arbeidstakerspørsmål i forbindelse med fusjoner og oppkjøp.

Kompetanse

Statoil's School of Business and Technology (Statoilskolen) ble etablert i 2002. Statoilskolen består av 17 desentrale læreheter. Skolen skal bidra til å styrke Statoil som en lærende organisasjon, der endringer i de forretningsmessige utfordringer danner utgangspunkt for hvilken kompetanse det er behov for. Sammenhengen mellom de forretningsmessige behov og kompetanseutviklingstiltak for den enkelte ansatte sikres gjennom vårt system for målrettet ledelse og personellutvikling. Her står medarbeidersamtalen, med fastlegging av utviklingstiltak, sentralt. I 2003 gjennomførte 92 prosent medarbeidersamtale.

Det interne kompetanseutviklingstilbudet i Statoil består av et stort antall ulike tiltak. I 2003 innbefattet dette 75 000 kurselevdager og 8 000 kurselevdager gjennomført i form av e-læring. IT-skrittet del 2, som ansatte har gjennomført i fritiden, er ikke inkludert i dette tallet.

Statoil er en av Norges største lærlingbedrifter. I 2003 ble det tatt opp 111 lærlinger på toårskontrakter. Det toårige konserntreineeprogrammet, for unge som nylig har gjennomført høyere utdanning, er videreført i 2003. Det var 2 600 søkere til 27 stillinger.

Statoil ble i 2003 vurdert som den mest attraktive arbeidsgiveren blant norske avgangsstudenter, både innenfor økonomiske og teknologiske fag. Vi ble også kåret som den mest attraktive arbeids-

| Statoil hadde 19 326 medarbeidere ved utgangen av 2003. Det er en økning på 2 211 fra forrige årsskifte. 7 491 – 39 prosent – av Statoils ansatte arbeider utenfor Norge. Det er en økning på 1 590 i løpet av 2003. | Geografisk fordeling av ansatte (per 31.12.2003) | | | | |
|--|--|---------------|---------|----------|----------|
| | Norge | 11 835 | Estland | 618 | Færøyene |
| Polen | 2 367 | Latvia | 593 | Belgia | 43 |
| Irland | 1 287 | Litauen | 585 | Tyskland | 45 |
| Danmark | 762 | Storbritannia | 162 | Asia | 152 |
| Sverige | 500 | Russland | 124 | Amerika | 79 |
| | | | | Afrika | 48 |



20 år gamle Linda Kolstø fra Karmøy er kranførerlærling og her fotografert i et av kranhusene på Gullfaks C-plattformen. Statoil er en stor lærlingebedrift og tok inn 111 lærlinger i 2003.

giver for «Young professionals», en undersøkelse som ble gjort blant 2000 ferdig utdannede norske unge akademikere.

Ny læreportal

I 2003 ble det tatt i bruk en ny web-basert læreportal som er felles for alle ansatte. Portalen bidrar til en effektivisering av opplæringstiltak gjennom standardisering og gjenbruk samt sanering av parallelle og overlappende program. Under portalen finnes informasjon om de enkelte læreenehetene i Statoilskolen og de kompetanseutviklingstiltak som tilbys. Den ansatte kan melde seg på tradisjonelle og nye kurs, bestille kurs basert på CD-rom og gjennomføre nettbaserte kurs. Systemet registrerer kursgjennomføring, og den enkeltes CV blir automatisk oppdatert.

Statoil ønsker mangfold i medarbeiderstaben med hensyn til kjønn, alder og kulturell bakgrunn. Studier har vist at mangfold på arbeidsplassen gir bedre arbeidsmiljø og forbedrer organisasjonens evne til å utvikle seg.

Fordeling av kvinner og menn

I Statoil er over 30 prosent av de ansatte kvinner. En viktig utfordring framover blir å øke kvinneandelen på den faglige karrierestigen.

Målet i 2005 om 20 prosent

kvinnelige ledere på selskapsnivå ble nådd i 2003, men noen enheter har fortsatt et stykke igjen. Målet har derfor stått fast med oppmerksomheten rettet mot de enhetene som ikke har nådd målet.

Ansatte i Statoil ASA belønnes i forhold til stilling og kompetanse. Ved individuelle lønnstillegg legges det vekt på oppnådde resultater. Gjennom den årlige individuelle lønnsjusteringen ivaretar vi også prinsippene om lik lønn for likt arbeid. Ansatte som har svangerskapspermisjon opprettholder sitt lønnsnivå selv i permisjonsperioden.

Som hovedregel er alle fast ansatte i Statoil ASA tilsatt i full stilling. Selskapet kan innvilge midlertidig redusert arbeidstid på grunnlag av helsemessige, sosiale eller andre vektige velferdsgrunner når dette kan gjennomføres uten særlige ulemper for virksomheten. Kvinner er i flertall blant de som søker redusert arbeidstid.

Helse og arbeidsmiljø

Resultatene fra arbeidsmiljøundersøkelsen høsten 2003, viser at Statoil gjennomgående har et arbeidsmiljø og en organisasjon med mange positive kvaliteter. På tross av negativ mediaomtale på grunn av Horton-saken, konsernsjefens avgang og utfordringer på den internasjonale arena, viser undersøkelsen framgang på spørs-

mål som måler trivsel og motivasjon.

I 2003, som i 2002, er det 13 prosent som mener de har helseplager som kan ha sin årsak i arbeidssituasjonen. I en analyse finner vi en klar sammenheng mellom stort arbeidspress og opplevelsen av helseplager. Vi finner også at kvinner hadde flere helseplager enn menn. I noen grad er det også slik at jobberelaterte helseplager blant sokkelansatte økte med alderen.

Statoils nærværarbeid er blitt forsterket og systematisert etter at Statoil ASA inngikk avtale med trygdeetaten om å bli *Inkluderende arbeidslivsbedrift* (IA) i 2002. Det legges stor vekt på at IA-arbeidet er en integrert del av det daglige arbeidet, og Statoil har oppnådd gode resultater. Den delen av Statoil-konsernet som omfattes av avtalen med trygdeetaten, kan vise til en nedgang i sykefravær fra 4,1 prosent i 2002 til 3,5 prosent i 2003.

I 2003 er et dataverktøy for kjemikaliestyling tatt i bruk for virksomheten på norsk sokkel. Risikovurderinger relatert til helse og arbeidsmiljø og ytre miljø, gjøres før kjemikaliet kjøpes inn, og vi har byttet ut og redusert antall kjemikalier.

Statoil har døgnkontinuerlig produksjon, og skiftarbeid med nattskift kan gi betydelig reduk-

| Kvinner i Statoil i 2003 |
|----------------------------------|
| 32% av total arbeidsstyrke |
| 23% av lederstillingene |
| 30% av lærlingene i morselskapet |
| 28% av nyansatte i morselskapet |

 www.statoil.com/hms



Gjennom tiltaket *Kollega-programmet for bedre sikkerhet* gjøres det et krafttak for å oppnå varige sikkerhetsforbedringer på norsk sokkel. 18 000 egne medarbeidere og leverandøransatte deltar i samlinger og oppfølgingsarbeid på den enkelte arbeidsplass.



sjon i søvnmengde og søvnkvalitet. Disse forstyrrelsene er belastende og gir økt risiko for en rekke helseplager og uønskede hendelser.

Forsterket innsats for økt sikkerhet

Statoils mål er null skader, ulykker eller tap, og at virksomheten drives uten at farlige hendelser oppstår.

Statoil ble rammet av to dødsulykker i 2003 der to leverandøransatte mistet livet. I 2002 mistet to Statoil-ansatte og fire leverandøransatte livet. Personskadefrekvensen som angir antall personskader per million arbeidstimer er 6,0 for 2003, og den er uendret fra 2002.

Det amerikanske selskapet DuPont Safety Resources, som har gjennomgått Statoils sikkerhetsarbeid, har identifisert en rekke forbedringstiltak som det nå arbeides videre med. Holdninger og atferd skal forbedres i alle deler av organisasjonen slik at skader og uhell unngås.

Kollegaprogrammet for bedre sikkerhet, som er iverksatt i forretningsområdet Undersøkelse og produksjon Norge (UPN), omfatter 18 000 egne ansatte og leverandøransatte og er Statoils hittil største satsing for å utvikle en sterk HMS-kultur.

Kollegaprogrammet bygger på erfaringene fra *Åpen sikkerhets-*

samtale som siden 2002 er brukt for å redusere risikoatferd i arbeidsoperasjoner. Personene bak tiltaket ble tildelt Konsernsjefens HMS-pris for 2003.

Innen Foredling og markedsføring utgjør ran og tankbilulykker en stor andel av de alvorlige hendelsene. Arbeid for å unngå ran og ransforsøk, og for å fremme defensiv kjøring, er viktige satsingsområder i distribusjonsskjeden. Det var 82 ran og ransforsøk i 2003 mot 110 i 2002.

Samfunnsengasjement

Åpenhet er en forutsetning for at omverdenen skal kunne vurdere Statoils bidrag til samfunnsutviklingen i de land der vi er tilstede. Årets bærekraftsrapport «Om åpenhet og tillit» tar utførlig for seg denne utfordringen. Statoils viktigste bidrag til samfunnet måles i form av verdiskaping. Dette skjer hovedsakelig gjennom den effekt investeringene våre har på sysselsetting, anskaffelser av varer og tjenester, overføring av teknologi og kompetanse, bygging av infrastruktur og skatteinntekter.

Statoil søker også å bidra til samfunnsutviklingen gjennom sosiale investeringsprosjekter. Disse skal bidra til lokal kapasitetsbygging innen utdanning, helse og menneskerettigheter. Midlene til dette blir kanalisert gjennom ikke-

statlige organisasjoner som driver lokalt utviklingsarbeid. I vår internasjonale virksomhet har vi brukt 33 millioner kroner på sosiale investeringsprosjekter i 2003, hvorav 22 er gitt til prosjekter valgt av Statoil selv. Resten ble disponert gjennom feltoperatørene.

Menneskerettighetsarbeid

Statoil utviklet i 2003 særskilte retningslinjer for relasjonen til urfolk i våre operasjoner. Retningslinjene avklarer prinsippene for hvordan vi vil forholde oss til urfolk og deres rettigheter, og er i overensstemmelse med relevante internasjonale konvensjoner.

I Nigeria har vi videreført vårt samarbeid med tre menneskerettighetsorganisasjoner som ble startet i 2002, samtidig som det langvarige landsbyutviklingsprosjektet i Akassa (Niger deltaet) fortsetter. I Venezuela går dommertreningsprosjektet i regi av UNDP og Amnesty International Venezuela inn i sin tredje fase, hvor trening i menneskerettigheter nå inngår som en del av opplæringen.

Alle prosjekter som Statoil støtter, er i samsvar med FNs prinsipper for utviklingssamarbeid. Statoil videreførte i 2003 samarbeidavtalene med Flyktningerådet, FNs høykommissær for flyktninger, Amnesty International og Røde Kors.



Statoil har lyktes med sitt sikkerhetsarbeid på Lufengfeltet i Sør-Kina-havet. På produksjonsskipet *Munin* ble det ikke registrert noen personskader i 2003. Lufeng har vært operert av Statoil siden 1997.

Miljø

Statoils mål er å drive uten skader på mennesker og miljø. Vår miljøambisjon er å være i fremste rekke når det gjelder å drive vår virksomhet på en forsvarlig måte. Vi arbeider målrettet og kontinuerlig for å forbedre våre prestasjoner, og vi vil bidra i utvikling av alternative energikilder og energibærere.

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 (NO_x) og svoveloksid (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

Norske myndigheter stiller krav om «nullutslipp» fra olje- og gassinntakene innen

utgangen av 2005. Begrepet «nullutslipp» er definert av myndighetene i Stortingsmelding 25 (2002–2003). Kravene innebærer stans eller vesentlig reduksjon i utslipp av definerte 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 beste 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

Utvinnning av olje og gass gir

utslipp til det ytre miljø.

Utslippene påvirkes av det enkelte felts reservoarforhold og alder, og av anleggenes utforming, teknologi og driftsregularitet. Utslipp knyttet til foredling av olje- og gassressursene avhenger av type råstoff som behandles, og av hvilke produktkvaliteter som framstilles.

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

I Statoil er det sokkelvirksomheten som har hoveddelen av CO_2 - og NO_x -utslippene, mens raffinerivirksomheten har hoveddelen av SO_2 -utslippene.

Økt vannproduksjon

Utslipp til sjø omfatter olje,





organiske forbindelser og kjemikalier, og kommer i hovedsak fra produsert vann og borevirksomhet. 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, er økende fordi flere av de store oljefeltene er kommet i en sen fase.

Avfall genereres i Statoils virksomhet til havs og på land. Gjenbruk og gjenvinning vektlegges, og farlig avfall 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 2003. Det er arbeidet med utvikling av nye teknologiske løsninger og utfasing av mulige miljøfarlige kjemikalier. Statoil er på god vei til å møte kravet om null skade-

like utslipp fra sine olje- og gassfelt innen 2005, i tråd med myndighetenes krav.

Kjemikaliestyling har vært et viktig innsatsområde i 2003. En felles database for yrkeshygieniske produktdata er etablert sammen med andre operatørselskap på norsk sokkel, og oppdaterte produktdata er gjort lett tilgjengelig via internett. Databasen inneholder foruten produktinformasjon, også opplysninger om hvor produktene er i bruk.

Statoils kjemikalieutslipp fra sokkelvirksomheten er redusert fra 63 100 tonn i 2002 til 59 500 tonn i 2003, og består av 87 prosent (89 prosent i 2002) kjemikalier som har liten eller ingen miljørisiko. 13 prosent (10 prosent i 2002) av utslippet er kjemikalier med akseptable miljøegenskaper. Mulige miljøfarlige kjemikalier utgjør 0,6 prosent (uendret i forhold til 2002), 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 vårt mål om reduksjon i årlige klimagassutslipp, med 1,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter innen 2010, i forhold til om ikke særskilte tiltak iverksettes. Ved utgangen av 2003 har vi nådd 23 prosent av 2010-målet.

Statoil støtter Kyoto-protokollen som første steg mot en mer omfattende internasjonal avtale og innføring av kvotehandel som virkemiddel 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 reduserte klimagassutslipp. Gjennom vår investering på 10 millioner USD i Verdensbankens karbonfond (World Bank Prototype Carbon Fund, PCF) har vi andel i rundt 30 prosjekter som vil gi betydelige utslippsreduksjoner.

Biologisk mangfold

Bevaring av biologisk mangfold er avgjørende for en bærekraftig utvikling. Vårt mål er å verne det biologiske mangfoldet gjennom å opprettholde naturlige leveområder, unngå introduksjon av fremmede arter, og unngå å påvirke bestandsnivå til planter og dyr som følge av våre aktiviteter.

En samlet lastemengde på om lag 100 millioner tonn ble i 2003 transportert med tankskip fra felt, terminaler og rafinerier til kunder over hele verden. Kravene til sikkerhet og kvalitet på skipene er strenge. Bildet er fra Mongstad.



Statoil deltar i et bredt samarbeid med andre selskaper og miljøorganisasjoner for å fremme at olje- og gassindustrien ivaretar biologisk mangfold. Vi deltar i Energy and Biodiversity Initiative (EBI), IPIECA/OGP-arbeidsgruppe og som partner i Proteus-programmet til UNEP-World Conservation Monitoring Centre (UNEP – WCMC). Vi samarbeider med miljøvernorganisasjoner og andre oljeselskaper, og arbeider med integrering av biodiversitet i vårt styringssystem og i våre styrende dokumenter. Spesifikke aktiviteter i forhold til biologisk mangfold vil bli iverksatt i lete- og utviklingsprosjekter.

Strengt krav til transport

Om lag 100 millioner tonn hydrokarboner ble transportert med tankskip fra felt, terminaler og raffinerier til kunder over hele verden, med hovedaktivitet i Nord-Europa. Statoils krav til tankskipskvalitet går ut over nasjonale og internasjonale krav. Tankskipsaktiviteten i 2003 har ikke medført vesentlige olje- eller kjemikalieutslipp.

Statoils egne og innleide tankbiler kjørte i 2003 rundt 44 millioner kilometer for å transportere våre produkter til servicestasjoner og kunder. CO₂-utslipp fra tankbilene i 2003 er beregnet til 45 800 tonn, og det utgjør rundt

0,5 prosent av totalt CO₂-utslipp fra Statoil-operert virksomhet.

Sikkerhet og miljø er viktig ved valg av tankbiler. Viktige miljøtiltak er stor lasteevne for å redusere transportomfanget, moderne motorteknologi som gir lavere utslipp, optimal kjøreplanlegging gjennom gode navigasjonssystemer og bruk av dieselkvalitet med gode miljøegenskaper.

Mer miljøtilpassede produkter

Statoil produserer og selger en rekke produkter som råolje, naturgass, drivstoff, fyringsoljer, metanol, trepellets, kjemikalier, smøreoljer og elektrisitet. Målet er at våre produkter er i fremste rekke når det gjelder brukstekniske og miljømessige egenskaper.

Forbrenning av olje- og gassprodukter kan bidra 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.

Ved raffineriet på Mongstad er det investert i nytt avsvovlingsanlegg, og ved raffineriet i Kalundborg i utstyr for fremstilling av diesel med lavt svovelinnhold.

Reduserte utslipp med bio-drivstoff

Bruk av bio-drivstoff gir reduserte

utslipp av klimagasser. I Sverige selger Statoil bensin med bioetanol, og diesel med rapsolje som bio-drivstoff. I Skandinavia har Statoil lansert en mer miljøvennlig fyringsolje med lavt svovelinnhold og tilsetningsstoffer som holder fyringsanlegg rene gjennom året. Resultatet er lavere forbruk og reduserte utslipp.

Statoil leverer stadig større mengder fornybar energi gjennom produksjon og salg av trepellets som lages av avfallsprodukter fra skogbruksindustrien. Trepellets utgjør et alternativ til fyringsolje, naturgass og elektrisitet.

Investeringer og kostnader

Per 31. desember 2003 er det avsatt 16,5 milliarder kroner for kostnader til framtidig nedstengning og fjerning av olje- og gassproduserende installasjoner og anlegg. Resultatregnskapet er belastet med 1,2 milliarder kroner.

Gjenbruk av installasjoner og utstyr fra sokkelvirksomheten gir økonomiske og miljømessige gevinster. I 2003 omsatte Statoil overskuddsmateriell for 30 millioner kroner.

CO₂-avgift innbetalt i 2003 for våre utslipp på norsk kontinentalsokkel, utgjør 768 millioner kroner.



På Kvitebjørn-feltet skal oljeholdig vann og borekaks injiseres i undergrunnen. Sikkerhetsleder Ellinor Nesse viser hvor injeksjonsbrønnen skal bores.

HMS-regnskap for 2003

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. Statoils styringssystem relatert til overordnet ledelse og styring er sertifisert i henhold til ISO 9001-standarden. I tillegg er flere enheter sertifisert i henhold til denne standarden, samt miljø-standarden ISO 14001 (oversikt over sertifiserte enheter finnes på www.statoil.com/hms).

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 resultatenhetene og rapporteres til konsernledelsen som vurderer utvikling og trender, samt tar stilling til nødvendige forbedringstiltak. Konsernsjefen legger frem HMS-resultater med vurderinger for styret samtidig med at de regnskapsmessige kvartalsresultatene fremlegges. Resultatene publiseres på konsernets intranett- og internettsider. I 2003 lanserte Statoil en «HMS-web» (www.statoil.com/hms) der kvartalsvis HMS-statistikk er samlet og gjort lettere tilgjengelig.

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 CO₂ og NO_x, 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.

Data fra alle konsernets vesentligste aktiviteter er inkludert i HMS-regnskapet. For service-stasjonene 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 frem til avhendelsesdato.

Resultatene

Statoil ble rammet av to dødsulykker i 2003:

24. mars omkom en leverandøransatt etter en arbeidsulykke på kranfartøyet *Saipem 7000* i Nordsjøen.

25. september omkom en leverandøransatt etter en ulykke på det iranske verftet som bygger understellene til gassplattformene for South Pars 6-8.

Begge ulykkene er gransket, årsaksforhold kartlagt og forbedringstiltak iverksatt.

HMS-regnskapet viser utviklingen av HMS-måleindikatorene over siste femårsperiode.

Ressursbruk, utslipp og avfallsmengde for de største Statoil-opererte landanlegg, samt for Statoil-operert virksomhet på norsk sokkel, er vist i egne miljødata-plansjer. Det vises også til informasjon om helse, miljø og sikkerhet gitt i virksomhetsberetningen (side 38-43) og styrets beretning.

Til sammen er det utført 92 millioner arbeidstimer (leverandører inkludert) som danner grunnlaget for HMS-regnskapet for 2003. Det er en økning på 13 millioner arbeidstimer i forhold til 2002. Økningen skyldes i hovedsak nye operatørskap (for feltene Snorre, Tordis, Vigdis og Visund) på norsk sokkel og flere utbyggingsprosjekter. Leverandører utfører en betydelig del av de oppgaver Statoil står ansvarlig for som operatør eller hovedbedrift.

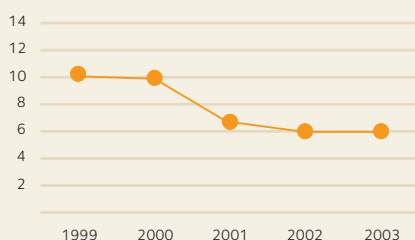
For Statoil samlet sett er personskadefrekvens (som omfatter Statoil-ansatte og leverandører) uendret i forhold til 2002, men det er en forbedring både av fraværsskadefrekvens (omfatter personskader som fører til fravær) og alvorlige hendelsesfrekvens for 2003 sammenliknet med 2002.

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

Statoil er i 2003 ilagt bøter på til sammen 1,2 millioner kroner for HMS-relaterte forhold, hvorav 1,0 million kroner er en bot på grunn av en dødsulykke på en borerigg i Nordsjøen i april 2002 der en leverandøransatt mistet livet.

Statoils måleindikatorer innen HMS

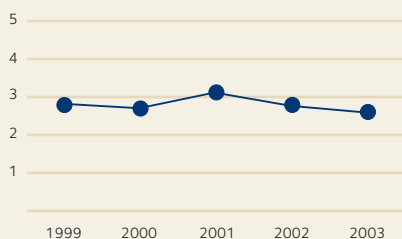
PERSONSKADEFREKVENNS



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 2003, og det er uendret i forhold til 2002. For Statoil-ansatte er det en forbedring (fra 4,2 i 2002 til 3,7 i 2003), mens det for våre leverandører er en negativ utvikling (fra 7,6 i 2002 til 7,9 i 2003).

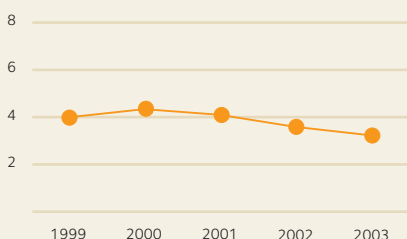
FRAVÆRSSKADEFREKVENNS



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

Utvikling: Fraværsskadefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) er forbedret til 2,6 i 2003 mot 2,8 i 2002. Denne frekvens er målt siden 1987, men aldri tidligere har frekvensen vært så lav som for 2003. For Statoil-ansatte er det en forbedring (fra 2,4 i 2002 til 1,8 i 2003), mens våre leverandører har en negativ utvikling (fra 3,1 i 2002 til 3,3 i 2003).

ALVORLIG HENDELSESFREKVENNS

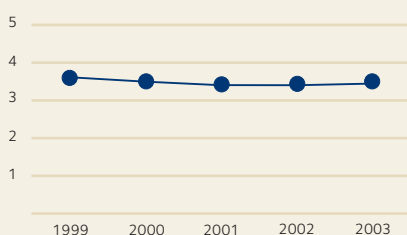


Definisjon: Summen av antall uønskede hendelser med stor alvorlighetsgrad per million arbeidstimer (1)

Utvikling: Alvorlig hendelsesfrekvens (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) er betydelig forbedret, og frekvensen har aldri tidligere vært så lav. Alvorlig hendelsesfrekvens er 3,2 i 2003 mot 3,8 i 2002. Antall alvorlige hendelser er på samme nivå som i 2002 (299 i 2003 mot 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 risikomatriser der alle uønskede hendelser kategoriseres etter alvorlighetsgrad, og det danner grunnlaget for oppfølging i form av varsling, gransking, rapportering, analyse, erfaringsoverføring og forbedring.

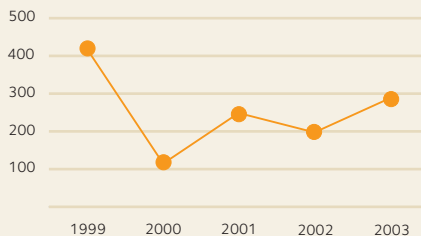
SYKEFRAVÆR



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

Utvikling: Sykefraværet er 3,5 prosent i 2003 mot 3,4 prosent i 2002. Sykefraværet har vært stabilt lavt over hele femårsperioden. Resultatet ligger godt under gjennomsnittet i Norge (6,9 prosent; NHO 2002). Den delen av Statoil-konsernet som omfattes av IA-avtalen med den norske trygdeetaten (ca 11 000 ansatte) kan vise til en nedgang i sykefravær (fra 4,1 prosent i 2002 til 3,5 prosent i 2003). Det er i hovedsak langtidsfraværet som er redusert.

OLJESØL

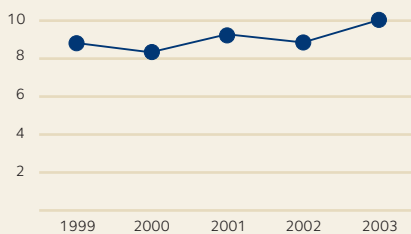


Definisjon: Utviklede oljeutslipp til ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet (m³) (2)

Utvikling: Antall utviklede oljeutslipp er økt (542 søl i 2003 mot 432 søl i 2002). Mengde av utviklede oljeutslipp er også økt (fra 200 m³ i 2002 til 288 m³ i 2003). Økning i mengde skyldes hovedsakelig et større søl ved Kalundborg-raffineriet (Danmark) på 170 m³ (utslippet forårsaket ingen skade utenfor Statoils område). Figuren viser mengde oljesøl i m³.

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

UTSLIPP AV CO₂

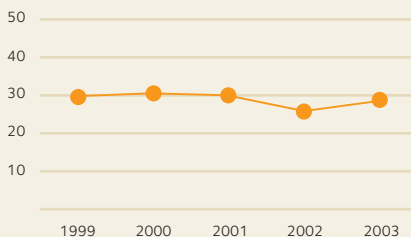


Definisjon: Totalt utslipp av CO₂ i million tonn fra Statoil-operert virksomhet (3)

Utvikling: Totalt utslipp av CO₂ var 10,0 millioner tonn i 2003 mot 8,9 millioner tonn i 2002. Økningen skyldes i hovedsak overtakelse av operatørskap for feltene Snorre, Tordis, Vigdis og Visund på norsk sokkel (fra 1. januar 2003), samt høy produksjon ved våre landanlegg (Kalundborg, Mongstad og Tjeldbergodden) i forretningsområdet Foredling og markedsføring.

(3) CO₂-utslipp omfatter alle utslippkilder som turbiner, kjeler, motorer, fakler, boring av lete- og produksjonsbrønner, brønntesting/brønnprensning, samt restutslipp fra renselanlegg for CO₂ 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 standbyskip og skytteltankere inngår ikke.

UTSLIPP AV NO_x

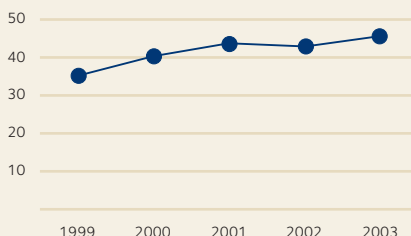


Definisjon: Totalt utslipp av NO_x i tonn fra Statoil-operert virksomhet (4)

Utvikling: Totalt utslipp av NO_x var 29,9 tusen tonn i 2003 mot 26,4 tusen tonn i 2002. En viktig årsak er flere operatørskap på norsk sokkel.

(4) NO_x-utslipp omfatter alle utslippkilder som turbiner, kjeler, motorer, fakler, boring av lete- og produksjonsbrønner og brønntesting/brønnprensning. Støttetjenester som helikoptertrafikk, forsynings- og standbyskip, skytteltankere, samt distribusjon av produkter inngår ikke.

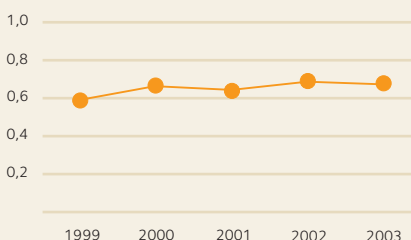
ENERGIFORBRUK



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 faking. Energiforbruket ved bruk av fossile brenslere regnes som innfyrt energi.

Utvikling: Energiforbruket er økt fra 42,1 TWh i 2002 til 47,0 TWh i 2003. Økningen skyldes i hovedsak overtakelse av operatørskap for feltene Snorre, Tordis, Vigdis og Visund på norsk sokkel (fra 1. januar 2003), samt høy produksjon ved våre landanlegg (Kalundborg, Mongstad og Tjeldbergodden) i forretningsområdet Foredling og markedsføring.

GJENVINNINGSGRAD FOR AVFALL



Definisjon: Gjenvinningsgraden omfatter næringsavfall for Statoil-operert virksomhet, og angir mengde avfall til gjenvinning delt på total avfallsmengde (5). Farlig avfall inngår ikke.

Utvikling: Gjenvinningsgraden for 2003 er 0,67 mot 0,68 i 2002. Trenden over de siste årene er relativt stabil. Forretningsområdene Foredling og markedsføring, Naturgass og Teknologi har økt gjenvinningsgrad sammenliknet med 2002, men de øvrige forretningsområdene har lavere gjenvinningsgrad i 2003 sammenliknet med 2002.

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

Miljødata for 2003

NORSK KONTINENTALSOKKEL¹⁾

ENERGI

| | |
|----------------------|------------|
| Diesel ²⁾ | 1 100 GWh |
| Elektrisk kraft | 16 GWh |
| Brenngass | 24 300 GWh |
| Fakkelgass | 3 300 GWh |

RÅSTOFFER³⁾

| | |
|--------------------|----------------------------|
| Olje/kondensat | 91,7 mill. Sm ³ |
| Gass ⁴⁾ | 86,0 mrd. Sm ³ |
| Vann | 97,8 mill. Sm ³ |

HJELPESTOFFER

| | |
|--------------------------------|--------------|
| Kjemikalier prosess/produksjon | 42 600 tonn |
| Kjemikalier boring/brønn | 135 000 tonn |

ANNET

| | |
|--------------------------------|---------------------------|
| Injeksjonsvann til trykkstøtte | 169 mill. Sm ³ |
|--------------------------------|---------------------------|



PRODUKTER

| | |
|----------------|----------------------------|
| Olje/kondensat | 91,7 mill. Sm ³ |
| Gass for salg | 59,4 mrd. Sm ³ |

UTSLIPP TIL LUFT

| | |
|---------------------|----------------|
| CO ₂ | 6 210 000 tonn |
| nmVOC ⁵⁾ | 133 000 tonn |
| Metan ⁵⁾ | 22 400 tonn |
| NO _x | 25 400 tonn |
| SO ₂ | 215 tonn |

UTSLIPP TIL VANN⁷⁾

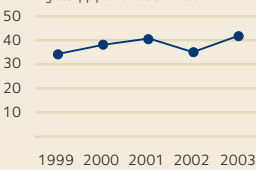
| | |
|---------------------------------|----------------------------|
| Produsert vann | 91,5 mill. Sm ³ |
| Olje i oljeholdig vann | 1 770 tonn |
| Utsiktede oljeutslipp (oljesøl) | 25,0 m ³ |
| Kjemikalier ⁶⁾ | |
| Prosess/produksjon | 20 600 tonn |
| Boring og brønn | 38 900 tonn |
| Utsiktede kjemikalieutslipp | 577 m ³ |

AVFALL

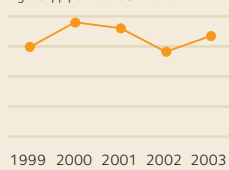
| | |
|------------------------------|-------------|
| Avfall til deponi | 3 150 tonn |
| Avfall til gjenvinning | 7 500 tonn |
| Gjenvinningsgrad | 0,70 |
| Farlig avfall: | |
| Oljeholdig borekaks/boreslam | 44 300 tonn |
| Annet | 10 600 tonn |

- 1) Inklusiv britisk del av Statfjord. Eksklusiv Troll gassanlegg Kollsnes og Snøhvit-prosjektet
- 2) Utgjør 94 900 tonn
- 3) Inklusiv 2,5 mill Sm³ o.e. forsyning fra tredjepart (Sigyn)
- 4) Inklusiv brenngass (2,06 mrd. Sm³), fakklegass (0,28 mrd. Sm³) og injisert gass til bl.a. trykkstøtte (24,2 mrd. Sm³)
- 5) Inklusiv bøylasting
- 6) Inklusiv 51 500 tonn vann og grønne kjemikalier
- 7) Myndighetenes krav er oppfylt for alle parametre på årsbasis. Utsiktede utslipp kommer i tillegg (målet er null slike utslipp)

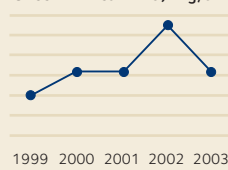
CO₂
kg utslipp per levert Sm³ o.e.



NO_x
kg utslipp per levert Sm³ o.e.



ANTALL GASSLEKKASJER > 0,1 kg/s



OLJESØL
m³



TROLL GASSANLEGG KOLLSNES

ENERGI

| | |
|-----------------|----------|
| Elektrisk kraft | 855 GWh |
| Brenngass | 51,3 GWh |
| Fakkelgass | 72,7 GWh |

RÅSTOFFER

| | |
|----------------|---------------------------|
| Våtgas Troll A | 22,2 mrd. Sm ³ |
| Våtgas Troll B | 2,03 mrd. Sm ³ |
| Våtgas Troll C | 1,97 mrd. Sm ³ |

HJELPESTOFFER

| | |
|--------------------|-------------------|
| Monetylenglykol | 45 m ³ |
| Lut | 24 m ³ |
| Øvrige kjemikalier | 60 m ³ |



PRODUKTER

| | |
|-----------|----------------------------|
| Gass | 26,2 mrd. Sm ³ |
| Kondensat | 0,63 mill. Sm ³ |

UTSLIPP TIL LUFT¹⁾

| | |
|-----------------|-------------|
| CO ₂ | 24 300 tonn |
| NO _x | 9,3 tonn |
| CO | 10,1 tonn |
| nmVOC | 475 tonn |
| Metan | 872 tonn |

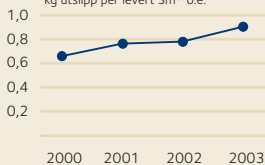
UTSLIPP TIL VANN^{1) 3)}

| | |
|----------------------------|------------------------|
| Vann fra renseanlegg/avløp | 134 000 m ³ |
| TOC | 2,83 tonn |
| Monetylenglykol | 5,44 tonn |
| Metanol | 0,28 tonn |
| Hydrokarboner | 0,06 tonn |
| Ammonium | 0,01 tonn |
| Fenol | 0,01 tonn |

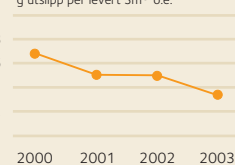
AVFALL²⁾

| | |
|------------------------|----------|
| Avfall til deponi | 257 tonn |
| Avfall til gjenvinning | 503 tonn |
| Gjenvinningsgrad | 0,66 |
| Farlig avfall: | |
| Slam fra renseanlegg | 122 tonn |
| Annet | 41 tonn |

CO₂
kg utslipp per levert Sm³ o.e.



NO_x
g utslipp per levert Sm³ o.e.



nmVOC
kg utslipp per levert Sm³ o.e.



- 1) Myndighetenes krav er overholdt for alle parametre for året 2003 med unntak av nmVOC og metan
- 2) Inklusiv avfall fra prosjektvirksomhet på Kollsnes
- 3) Ingen utsiktede utslipp av olje til sjø eller grunn

MONGSTAD¹⁾

ENERGI

| | |
|-----------------|-----------|
| Elektrisk kraft | 426 GWh |
| Fyrgass og damp | 5 970 GWh |
| Fakklegass | 345 GWh |

RÅSTOFFER

| | |
|----------------------|----------------|
| Råolje | 8 083 000 tonn |
| Andre prosessråstoff | 1 809 000 tonn |
| Blandekomponenter | 145 000 tonn |

HJELPESTOFFER

| | |
|--------------------|------------|
| Syre | 630 tonn |
| Lut | 1 370 tonn |
| Tilsetningsstoffer | 1 800 tonn |
| Prosesskjemikalier | 4 000 tonn |



PRODUKTER

| | |
|--------------|----------------|
| Propan | 9 634 000 tonn |
| Nafta | Butan |
| Bensin | Gassolje |
| Flydrivstoff | Koks/svovel |

UTSLIPP TIL LUFT³⁾

| | |
|-----------------|----------------|
| CO ₂ | 1 587 000 tonn |
| SO ₂ | 988 tonn |
| NO _x | 1 730 tonn |
| nmVOC raffineri | 9 510 tonn |
| nmVOC terminal | 6 070 tonn |
| Metan | 2 190 tonn |

UTSLIPP TIL VANN³⁾

| | |
|------------------------|--------------------|
| Olje i oljeholdig vann | 3,5 tonn |
| Utiliserte oljeutslipp | 0,1 m ³ |
| Fenol | 1,5 tonn |
| Ammonium | 44,5 tonn |

AVFALL

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Avfall til deponi | 818 tonn |
| Avfall til gjenvinning | 911 tonn |
| Gjenvinningsgrad | 0,53 |
| Farlig avfall ⁴⁾ | 58 400 tonn |

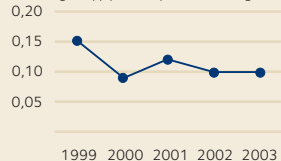
CO₂
kg utslipp per tonn prosessert mengde²⁾



NO_x
kg utslipp per tonn prosessert mengde²⁾



SO₂
kg utslipp per tonn prosessert mengde²⁾



- 1) Inkluderer data for raffineri, råoljeterminal og Vestprosess-anlegg
- 2) Prosessert mengde er råolje og andre prosessråstoff
- 3) Myndighetenes krav er overholdt for alle parametre unntatt støy mot nabo
- 4) 94% er levert til gjenvinning, inklusiv 50 000 tonn vann for rensing

KALUNDBORG

ENERGI

| | |
|-----------------|-----------|
| Elektrisk kraft | 168 GWh |
| Damp | 71 GWh |
| Fyrgass og olje | 2 440 GWh |
| Fakklegass | 89 GWh |

RÅSTOFFER

| | |
|----------------------|----------------|
| Råolje | 4 697 000 tonn |
| Andre prosessråstoff | 40 000 tonn |
| Blandekomponenter | 257 000 tonn |

HJELPESTOFFER

| | |
|----------------------|------------|
| Syre | 566 tonn |
| Lut | 964 tonn |
| Tilsetningsstoffer | 0 tonn |
| Prosesskjemikalier | 326 tonn |
| Ammoniakk (flytende) | 2 770 tonn |



PRODUKTER

| | |
|--------------|----------------|
| Propan | 4 810 000 tonn |
| Nafta | Butan |
| Bensin | Gassolje |
| Flydrivstoff | Fyringsolje |
| | ATS (gjødsel) |

UTSLIPP TIL LUFT²⁾

| | |
|-----------------|--------------|
| CO ₂ | 523 000 tonn |
| SO ₂ | 297 tonn |
| NO _x | 514 tonn |
| nmVOC | 2 400 tonn |
| Metan | 600 tonn |

UTSLIPP TIL VANN²⁾

| | |
|--------------------------------------|------------------|
| Olje i oljeholdig vann | 0,95 tonn |
| Utiliserte oljeutslipp ³⁾ | 0 m ³ |
| Fenol | 0,02 tonn |
| Suspendert stoff | 20,8 tonn |
| Sulfid | 0,17 tonn |
| Nitrogen | 12,8 tonn |

AVFALL

| | |
|------------------------|----------|
| Avfall til deponi | 72 tonn |
| Avfall til gjenvinning | 641 tonn |
| Gjenvinningsgrad | 0,90 |
| Farlig avfall | 729 tonn |

CO₂
kg utslipp per tonn prosessert mengde¹⁾



NO_x
kg utslipp per tonn prosessert mengde¹⁾



SO₂
kg utslipp per tonn prosessert mengde¹⁾



- 1) Prosessert mengde er råolje og andre prosessråstoff
- 2) Myndighetenes krav er overholdt for alle parametre unntatt nitrogen (døgngkonsentrasjon)
- 3) Et utslipp av tungolje inne på anleggsområdet (ca 170 m³) ble samlet opp

TJELDBERGODDEN

ENERGI

| | |
|-------------|-----------|
| Diesel | 1 GWh |
| Elkraft | 54 GWh |
| Brenngass | 1 740 GWh |
| Fakkellgass | 145 GWh |

RÅSTOFFER

| | |
|-----------|--------------|
| Riggass | 480 000 tonn |
| Kondensat | 0 tonn |

HJELPESTOFFER

| | |
|-------------------|----------|
| Lut | 236 tonn |
| Syre | 57 tonn |
| Andre kjemikalier | 22 tonn |



PRODUKTER

| | |
|----------|--------------|
| Metanol | 916 000 tonn |
| Oksygen | 9 940 tonn |
| Nitrogen | 45 000 tonn |
| Argon | 11 100 tonn |
| LNG | 12 500 tonn |

UTSLIPP TIL LUFT¹⁾

| | |
|-----------------|--------------|
| CO ₂ | 329 000 tonn |
| nmVOC | 180 tonn |
| Metan | 90 tonn |
| NO _x | 435 tonn |
| SO ₂ | 0,18 tonn |

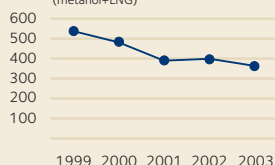
UTSLIPP TIL VANN¹⁾

| | |
|------------------------------|----------------------------|
| Kjølevann | 165 000 000 m ³ |
| Totalt organisk karbon (TOC) | 1,1 tonn |
| Suspendert stoff (SS) | 1,1 tonn |
| Nitrogen | 1,2 tonn |

AVFALL

| | |
|------------------------|----------|
| Avfall til deponi | 17 tonn |
| Avfall til gjenvinning | 73 tonn |
| Gjenvinningsgrad | 0,81 |
| Farlig avfall: | |
| Slam fra renseslegg | 117 tonn |
| Annet | 5 tonn |

CO₂
kg utslipp per tonn produkt
(metanol+LNG)



NO_x
kg utslipp per tonn produkt
(metanol+LNG)



nmVOC
kg utslipp per tonn produkt²⁾
(metanol+LNG)



- 1) Myndighetenes krav er overholdt for alle parametre unntatt TOC, SS og pH (døgnkonsentrasjon)
- 2) Ny metode for måling av metan og nmVOC ble tatt i bruk i 2002

KÅRSTØ GASSPROSESSERINGSANLEGG OG TRANSPORTNETT*

ENERGI¹⁾

| | |
|-----------------------|-----------|
| Fyrgass | 5 280 GWh |
| Elektrisk kraft kjøpt | 139 GWh |
| Diesel | 3 GWh |
| Fakkellgass | 173 GWh |

RÅSTOFFER²⁾

| | |
|-----------|-----------------|
| Riggass | 17,7 mill. tonn |
| Kondensat | 5,10 mill. tonn |

HELPESTOFFER

| | |
|-------------------|----------|
| Saltsyre | 175 tonn |
| Natriumhydroksyd | 100 tonn |
| Ammoniakk | 37 tonn |
| Metanol | 297 tonn |
| Andre kjemikalier | 5,2 tonn |



PRODUKTER⁶⁾

| | |
|-----------------------|-----------------|
| Tørrgass | 14,1 mill. tonn |
| Propan | 2,76 mill. tonn |
| I-butan | 0,59 mill. tonn |
| N-butan | 1,04 mill. tonn |
| Nafta | 0,56 mill. tonn |
| Kondensat | 3,15 mill. tonn |
| Etan | 0,52 mill. tonn |
| Elektrisk kraft solgt | 36 GWh |

UTSLIPP TIL LUFT^{3) 5)}

| | |
|-----------------|----------------|
| SO ₂ | 2,24 tonn |
| NO _x | 990 tonn |
| nmVOC | 2 750 tonn |
| Metan | 1 220 tonn |
| CO ₂ | 1 217 000 tonn |

UTSLIPP TIL VANN⁵⁾

| | |
|--------------------------------------|---------------------------|
| Kjølevann | 12,4 mill. m ³ |
| Vann fra renseslegg | 0,42 mill. m ³ |
| Olje i oljeholdig vann ⁷⁾ | 257 kg |
| TOC | 1,9 tonn |

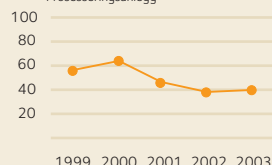
AVFALL⁴⁾

| | |
|------------------------|------------|
| Avfall til deponi | 170 tonn |
| Avfall til gjenvinning | 1 090 tonn |
| Gjenvinningsgrad | 0,86 |
| Farlig avfall | 459 tonn |

CO₂
kg utslipp per tonn produkt
Prosesseringsanlegg



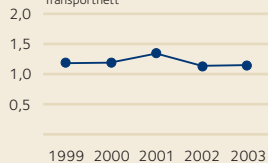
NO_x
g utslipp per tonn produkt
Prosesseringsanlegg



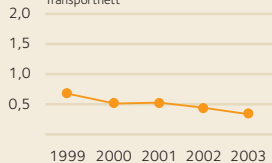
nmVOC
g utslipp per tonn produkt
Prosesseringsanlegg



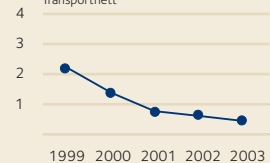
CO₂
kg utslipp per tonn produkt
Transportnett



NO_x
g utslipp per tonn produkt
Transportnett



nmVOC
g utslipp per tonn produkt
Transportnett



* Gassco er operatør for anleggene, men Statoil er ansvarlig for teknisk drift av dem

- 1) Inklusiv energiforbruk Transportnett: 267 GWh fyrgass, 8 GWh elektrisk kraft, 2,4 GWh diesel og 2,5 GWh fakkellgass
- 2) Eksklusiv gasstransport utført av Transportnett: 64 mill. tonn, og 0,39 mill. tonn gass fra Sleipner som går via Kårstø til Europipe II
- 3) Inklusiv utslipp Transportnett: 74 650 tonn CO₂, 33 tonn NO_x, 19 tonn nmVOC og 180 tonn metan
- 4) Inklusiv avfall Transportnett: 17 tonn til deponi, 44 tonn til gjenvinning og 20 tonn farlig avfall
- 5) Alle utslippskrav fra myndighetene er overholdt for året 2003
- 6) Produkter fra prosesseringsanlegget
- 7) I tillegg fire utilsiktede oljeutslipp på totalt 0,8 m³ olje (samlet opp)

Rapport fra Ernst & Young AS

Til ledelsen i Statoil ASA

Vi har utført utvalgte kontrollhandlinger knyttet til HMS-regnskapet til Statoil for 2003 som inntatt i Årsrapport 2003, side 44- 50. 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 gjennomgang av siste års endringer i styringssystemet innenfor helse, miljø og sikkerhet.
- Intervjuer med personell med ansvar innenfor HMS, samt personell som bidrar til innsamling av HMS-regnskapets tallmateriale. Våre fokusområder har blant annet vært sporbarhet av data, konsistens i rapporteringsrutiner og beregningsfaktorer for utslipp til luft. Vi har i forbindelse med dette gjort en gjennomgang av Statoils mest sentrale HMS-regnskaps- og -rapporteringsverktøy, samt valgt ut 8 rapporteringsenheter for besøk.
- 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 definerte og konsistente 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 44-50 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 definerte og konsistente måle-, analyse- og kvantifiseringsmetoder.
- HMS-måleindikatorerne 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, 3. mars 2004
ERNST & YOUNG AS



Gustav Eriksen
statsautorisert revisor



Jostein Johannessen
statsautorisert revisor

Virksomhetsstyring

Statoils mål er å skape verdier for eierne gjennom lønnsom drift og bærekraftig forretningsutvikling. God styring og ledelse skal sikre effektiv bruk av selskapets ressurser og størst mulig verdiskaping. Verdiene som skapes i Statoil skal komme aksjonærer, ansatte og samfunnet til gode.

Statoil arbeider for å holde en ledende posisjon blant verdens olje- og gasselskaper gjennom å kombinere gode økonomiske resultater med ansvar for sikkerhet, miljø og samfunn. Denne gjennomgangen av Statoils virksomhetsstyring viser hvordan selskapet styres og hvordan det føres kontroll med virksomheten.

Styrende organer

Statoils styrende organer består av selskapets generalforsamling, bedriftsforsamling og styre. Styret arbeider for å ivareta eierens interesser, men har også et ansvar overfor ansatte, myndigheter, partnere, leverandører, kunder og samfunnet generelt. De styringsprinsippene som er etablert, skal sikre god ledelse og kontroll av virksomheten. Styringsprinsippene i Statoil

gjennomgår en løpende tilpasning for å sikre at selskapet opererer i overensstemmelse med de lover og forskrifter det er underlagt, men også for å sikre at det drives i henhold til beste praksis.

Statoil legger stor vekt på å utøve god virksomhetsstyring og å likebehandle aksjonærene. Statoil har kun én aksjeklasse og dermed like rettigheter for alle aksjonærer.

Generalforsamling

Generalforsamlingen er selskapets høyeste organ. Alle aksjonærer som er registrert i verdipapirsystemet (VPS) mottar innkalling til generalforsamlingen, har rett til å fremme forslag og kan avgi sin stemme direkte, eller gjennom fullmektig, på ordinær generalforsamling som avholdes innen utgangen av juni hvert år.

Generalforsamlingen godkjenner regnskapet, disponering av overskuddet og andre sentrale saker angitt i vedtektene til Statoil ASA.

Bedriftsforsamling

Generalforsamlingen velger medlemmer til bedriftsforsamlingen for en periode på to år. Bedriftsforsamlingen har åtte aksjonærvalgte og fire medarbeidervalgte medlemmer. Bedriftsforsamlingen overvåker styrets og konsernsjefens forvaltning av selskapet, gir uttalelse til generalforsamlingen om styrets forslag til regnskaper, fatter vedtak i investeringsaker av betydelig omfang, samt ved rasjonalisering eller omlegging av driften som vil medføre større endring eller omdisponering av arbeidsstyrken. I 2003 møttes bedriftsforsamlingen seks ganger.

Valgkomité

Valgkomitéens oppgaver er å avgi innstilling til generalforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer og varamedlemmer til bedriftsforsamlingen, og å avgi innstilling til bedriftsforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer og varamedlemmer til styret. Komitéens medlemmer velges for to år og består av bedriftsforsamlingens leder, en representant valgt av bedriftsforsamlingens aksjonærvalgte medlemmer og to representanter valgt av generalforsamlingen.

Styrets arbeid

Forvaltningen av selskapet hører under styret. Styret skal sørge for forsvarlig organisering av virksomheten og har ansvar for å etablere kontrollsystemer og sikre at virksomheten drives i samsvar med selskapets verdigrunnlag og etiske retningslinjer. Styret setter mål for finansiell struktur og vedtar selskapets planer og budsjetter. Saker av stor strategisk eller økonomisk betydning for virksomheten vil bli behandlet i styret, som også har ansvaret for de kvartalsvise regnskaper. Styret fastlegger selskapets utbyttepolitikk, legger fram forslag til disponering av resultatet for generalforsamlingen og innkaller til denne.

Styret ansetter konsernsjef,

etablerer vedkommendes arbeidsinstruks og fullmakter og foretar lønnsfastsettelse.

Statoils ledelse er ikke representert i styret som består av ni medlemmer. Styrets medlemmer har ingen forretningsmessige relasjoner til Statoil, og de aksjonærvalgte medlemmene har heller ingen andre bindinger til selskapet. Bedriftsforsamlingen velger styrets medlemmer, hvorav tre medlemmer skal velges blant Statoils ansatte. Styrets medlemmer velges normalt for to år om gangen. Styrets leder mottar en årlig godtgjørelse på 300 000 kroner og styremedlemmene en godtgjørelse på 165 000 kroner hver. I 2003 møttes styret 16 ganger.

Styrets revisjonskomite

Styret opprettet sommeren 2003 en revisjonskomite bestående av tre styremedlemmer. Revisjonskomiteen er et underutvalg av styret og har til formål å foreta mer grundige vurderinger på utvalgte saksområder.

Komiteen skal være et saksforberedende organ for styret og støtte styret i utøvelsen av sitt ansvar for forvaltning og tilsyn, og se til at krav som stilles i forbindelse med konsernets notering på børser blir ivarettatt. Komiteen gjennomgår selskapets eksterne regnskapsrapporter med fokus på

gyldighet og fullstendighet av informasjon og ser til at konsernet har en uavhengig og effektiv intern og ekstern revisjon.

Statoils ledelse

Konsernsjefen har ansvaret for den daglige drift og legger fram forslag til budsjett og regnskaper samt viktige investeringer. Konsernsjefen redegjør også for styret oversikt over kontantstrøm, finansiell posisjon, prosjektframdrift og risikomessige forhold. Konsernets ledergruppe består av konsernsjef og syv konserndirektører, hver med ansvar for egne forretnings- eller stabsområder.

Godtgjørelse til ledende ansatte

Konsernsjefens grunnlønn i 2003 var 3 500 000 eksklusiv andre godtgjørelser. Styret har utformet en insentivordning for konsernsjefen, med et prestasjonselement begrenset oppad til 30 prosent av lønnen. Størrelsen på utbetalingen er knyttet opp mot selskapets måloppnåelse i forhold til de forretningsmessige målene som er avtalt mellom styret og konsernsjefen.

Prestasjonslønn

360 av de øverste lederne er omfattet av et belønningssystem med et individuelt prestasjonselement som er begrenset oppad til

Verdier og holdninger

Respekt for samfunnet og miljøet ligger til grunn for virksomheten og for selskapets verdier og holdninger. Statoils ledelsesfilosofi er basert på åpenhet, ærlighet, integritet og etterrettelighet. Verdiforankringen kommer til

uttrykk i de styrende dokumenter, og i de grunnleggende retningslinjene som er uttrykt i verdidokumentet *Vi i Statoil*. Her beskrives retning og ambisjonsnivå for Statoils utvikling, og angir de prinsipper og verdier som ligg-

er til grunn for ledelse, utvikling av bedriftskultur og arbeidsform. Dokumentet *Etikk i Statoil* fastsetter spesifikke krav og gir retningslinjer for virksomhetsutøvelsen.

20 prosent av grunnlønn. Systemet er ikke knyttet opp til aksjer eller aksjeopsjoner. Prestasjonskontraktene inneholder de viktigste konsernmålsettingene, med særlig vekt på de delmål den enkelte leder har ansvar for å levere. Det legges vekt på å sikre sammenheng mellom målene i hele organisasjonen. Basert på prestasjonskontrakten mellom konsernsjef og styret, etablerer konsernsjefen sine kontrakter med lederne for forretningsområdene. Videre nedover i organisasjonen inngås kontraktene slik at målene for medlemmene i en ledergruppe bygger opp under lederens mål.

Statoil har også etablert et bonussystem som omfatter alle øvrige ansatte. Avhengig av om selskapet innfrir de økonomiske målene, kan det gis en bonus på inntil 5 prosent av grunnlønn årlig. Det er etablert egne prestasjonslønnsordninger for personell i salgs- og handelsvirksomheten.

Statoil vil innføre en aksjespareordning for ansatte. Forslaget som gir ansatte mulighet til å kjøpe aksjer for inntil 5 prosent av inntekten, blir forelagt generalforsamlingen for beslutning.

Samfunnsansvar

Statoils viktigste mål er å skape verdier for eierne gjennom lønn-

som drift og bærekraftig utvikling. Statoil blir i økende grad bedt om å redegjøre for hvordan selskapet bidrar til en positiv, bærekraftig utvikling og hvilke verdier som skapes lokalt hvor selskapet er tilstede. Statoil utgir i år, for tredje gang, en egen rapport om bærekraftig utvikling, der spørsmål knyttet til blant annet samfunnsansvar, helse, miljø og sikkerhet belyses ytterligere.

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 virkning på helse, miljø og sikkerhet er integrert i forretningsstrategi, risikostyring og prosjektledelse.

Risikostyring og internkontroll

Statoil opererer i hovedsak i det globale råoljemarkedet, og i markeder for raffinerte produkter og naturgass. Selskapet er eksponert for endringer i råvarepriser, produktpriser, valutakurser og rentesvingninger. Statoil har laget et omfattende system som identifiserer, måler og håndterer ulike kategorier risiko. Systemet for risikostyring gjennomgås av styrets revisjonskomité.

En gruppe ledet av konserndirektør for økonomi og finans,

har ansvaret for å overvåke finansiell risikostyring i Statoil. Gruppen arbeider på tvers av alle virksomhetsområder og anbefaler tiltak for eksponering og risikostyring i konsernet.

Operasjonell risikostyring er et linjeansvar i de forskjellige forretningsområdene.

Revisor

Ernst & Young har vært Statoils eksterne revisor siden 1988. Revisor er oppnevnt av generalforsamlingen som også fastsetter revisors honorar. Revisor utfører ikke oppdrag for selskapet som kan føre til integritetskonflikter, og styret har som ansvar å påse at revisors uavhengige rolle ivaretas. Styret har i 2004 foretatt en vurdering av flere andre revisjonsselskaper til oppdraget som ekstern revisor for Statoil ASA, og vil legge sin anbefaling fram for bedriftsforsamlingen i 2004.

Internrevisor

Statoils internrevisjon er konsernets uavhengige kontrollorgan og overvåker at virksomheten er underlagt betryggende styring og kontroll. Internrevisjonen rapporterer til konsernsjefen og til styret.

Konsernrevisjonssjef er sekretær for styrets revisjonskomite.

Konsernledelse



Erling Øverland (51)
Konstituert konsernsjef*



Henrik Carlsen (57)
Konserndirektør
Undersøkelse og produksjon Norge



Ottar Inge Rekdal (54)
Konserndirektør
Internasjonal undersøkelse og produksjon



Peter Mellbye (54)
Konserndirektør
Naturgass



Einar Strømsvåg (48)
Fungerende konserndirektør
Foredling og markedsføring



Terje Overvik (52)
Konserndirektør
Teknologi



Eldar Sætre (48)
Konserndirektør
Økonomi, Finans og Konserntjenester



Elisabeth Berge (49)
Konserndirektør
Kommunikasjon

Stabsenheter og Konserntjenester

Helse, miljø og sikkerhet: direktør Stig Bergseth

Økonomi: direktør Kåre Thomsen

Finans: direktør Jon A. Jacobsen

Personal og organisasjon: direktør Kjølvs 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 Thjømmø

Profilering og medier: direktør Hans-Aasmund Frisak

Landanalyse og samfunnsansvar: direktør Rolf Magne Larsen

*Helge Lund ble den 7. mars 2004 ansatt som ny konsernsjef. Erling Øverland er konstituert i stillingen til Helge Lund tiltrer den 15. august 2004.

Styrets beretning 2003

Statoils finansielle stilling er sterk ved inngangen til 2004. Produksjonen er høyere og enhetskostnadene er lavere enn noen gang tidligere i selskapets historie. Ambisiøse forbedringsmål, planmessig utvikling av en robust prosjektportefølje og viktige strategiske framskritt legger et godt grunnlag for lønnsom vekst også i årene som kommer.

Resultater 2003

Årsresultatet for Statoil-konsernet var 16,6 milliarder kroner, som er 0,3 milliarder kroner lavere enn i 2002.

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var 48,9 milliarder kroner, mot 43,1 milliarder kroner i 2002.

Avkastning på sysselsatt kapital etter skatt var 18,7 prosent i 2003, sammenlignet med 14,9 prosent i 2002. Ved normaliserte markedsforhold var avkastningen på sysselsatt kapital 12,4 prosent i 2003, som er 1,6 prosentpoeng høyere enn i 2002.

Høy olje- og gassproduksjon bidro til det gode resultatet. Samlet olje- og gassproduksjon i 2003 var 1 080 000 fat oljeekvivalenter per dag, opp fra 1 074 000 fat oljeekvivalenter i 2002. Redusert produksjon fra


felt som har passert platåproduksjon bidro til å dempe produksjonen på norsk sokkel gjennom 2003. Samtidig ga nye felt viktige bidrag til konsernets samlede produksjon.

Styret er tilfreds med at produksjonen gjennom 2003 støtter opp om målsetningen om å opprettholde produksjonsnivået fra norsk sokkel fram mot 2007. Samlet sett er Statoils ambisjon å øke olje- og gassproduksjonen med gjennomsnittlig 6 prosent i perioden 2004-2007, til 1 350 000 fat oljeekvivalenter per dag.

Ved utgangen av 2003 er gjenværende sikre olje- og gassreserver 4,3 milliarder fat oljeekvivalenter. 99 prosent av produksjonen ble erstattet med nye olje- og gassreserver, mot 98 prosent i 2002. Gjennomsnittlig reserveerstatning for de siste tre årene er 95 prosent.

For å nå selskapets målsetning om 12 prosent normalisert avkastning på sysselsatt kapital i 2004 er det iverksatt et omfattende forbedringsprogram. For konsernet er målet å realisere kostnadsreduksjoner og inntektsforbedringer som tilsvarer en bedring av det årlige resultatet før finans på 3,5 milliarder kroner fra 2001 til 2004. Ved utgangen av 2003 er effekten av de gjennomførte tiltakene estimert til å bidra med årlige forbedringer fra 2004 på 2,8 milliarder kroner i forhold til målet på 3,5 milliarder kroner. Det er styrets oppfatning at selskapet fortsatt er på god vei til å levere i henhold til målsetningene.

Styret foreslår for generalforsamlingen et utbytte på 2,95 kroner per aksje for 2003, mot 2,90 kroner per aksje for 2002.


Jannik Lindbæk
Styreleder



Gode resultater innen helse, miljø og sikkerhet er viktige for konsernet. Dessverre har to dødsulykker rammet Statoils virksomhet i 2003. Resultatene viser imidlertid framgang for personskader og fraværsskader. Styret legger vekt på stadig forbedring av helse-, miljø- og sikkerhetsresultatene, og vil følge nøye med i selskapets arbeid på HMS-området.

Statoils styreleder, konsernsjef og konserndirektør for internasjonal U&P-virksomhet fra trådte sine stillinger i september 2003, da det ble kjent at en konsulentavtale for forretningsutvikling i Iran (Horton-saken) ikke var forenlig med Statoils etiske retningslinjer. Den sentrale enhet for etterforskning og påtale av økonomisk kriminalitet og miljøkriminalitet, Økokrim, har utstedt foreløpig siktelse for overtredelse av bestemmelsene om ulovlig påvirkning av utenlandske offentlige tjenestemenn, og gjennomfører en undersøkelse for å få klarlagt om kriminelle handlinger har funnet sted i forbindelse med Horton-avtalen. Statoil har også blitt informert av det amerikanske kredittilsynet om at tilsynet gjennomfører en undersøkelse av konsulentavtalen for å klargjøre om det har forekommet overtredelser av verdipapirlovene i USA. På eget

initiativ har styret engasjert en ekstern juridisk rådgiver til å foreta en omfattende juridisk gjennomgang av alle sider ved Horton-avtalen. Styret legger vekt på at ambisjonene for Statoils internasjonalisering skal opprettholdes og gjennomføres med høy etisk standard. Det er styrets overbevisning at selskapet kan lykkes internasjonalt uten å engasjere seg i virksomhet som bryter med anerkjente etiske normer og regler.

Statoils viktigste markeder

Etter et tilbakeslag i verdensøkonomien gjennom 2001 og 2002, fikk vi en bedring i det globale konjunkturbildet gjennom 2003. Omslaget i de globale konjunktorene hadde betydelig innvirkning på Statoils markeder med høyere oljepriser i 2003 enn mange forventet. Årsgjennomsnittet for Statoils realiserte oljepris var USD 29,1 per fat, sammenlignet med USD 24,7 per fat i 2002. Som følge av en USD-svekkelse mot norske kroner gjennom 2003, steg oljeprisen målt i norske kroner med beskjedne 5 prosent, til 206 kroner per fat i 2003.

Etterspørselen etter gass fortsatte å øke i Vest-Europa i 2003. Gjennomsnittlig realisert gasspris var 102 øre per standard kubikkmeter (SM³) i 2003, mot

95 øre per SM³ i 2002. Med utflating i gassproduksjonen i Europa og fortsatt vekst i etterspørselen framstår markedsut-siktene for naturgass som gode. Spesielt gjelder dette Storbritannia, hvor egenproduksjonen av naturgass vil dekke en stadig mindre del av etterspørselen.

Raffineringsmarginene (FCC) steg fra USD 2,2 per fat i 2002 til USD 4,4 per fat i 2003, og raffineringmarkedet må ved inngangen til 2004 karakteriseres som godt. Gjennomsnittlig kontraktspris for metanol steg fra 172 EUR per tonn i 2002 til 226 EUR per tonn i 2003.

Høye råstoffpriser og svak vekst i sluttmarkedene gjorde at markedsforholdene for petrokjemiselskapet Borealis i 2003 var preget av fortsatt svake marginer. Markedet bedret seg imidlertid noe gjennom året og samlet sett økte marginene i 2003 med 11 prosent sammenlignet med året før.

Statoil ASA forpliktet seg i 2003 til anskaffelser av varer og tjenester for 52,7 milliarder kroner. Gjennom de siste ti årene har norske leverandører stått for vel to tredjedeler av Statoils anskaffelser. I 2003 var den norske andelen rundt 75 prosent.

En markant svekkelse av norsk industris konkurransevne har medført at flere store anbud har



Kaci Kullmann Five
Kaci Kullmann Five
Nestleder

Bjørn Erik Egeland
Bjørn Erik Egeland

gått til utenlandske leverandører de siste årene. Dette gjaldt blant annet kontrakten for prosessanlegget for LNG-fabrikken på Melkøya i februar 2003. Svakere kronekurs og mer moderat lønnsvekst i norsk industri gav en bedring i konkurranseevnen gjennom fjoråret. Resultatet er at stadig flere norske leverandører i løpet av 2003 har vunnet kontrakter i internasjonal konkurranse.

Undersøkelse og produksjon Norge

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var 37,6 milliarder kroner i 2003, mot 34,0 milliarder kroner i 2002. Bedringen skyldes en økning i oljeprisen målt i norske kroner, økt gassalg, samt en reduksjon i driftskostnader på anlegg og plattformer.

Statoils produksjon fra norsk sokkel var i gjennomsnitt 991 000 fat oljeekvivalenter per dag gjennom 2003. Produksjonen har økt med 2 000 fat oljeekvivalenter per dag fra 2002. Redusert produksjon av væske ble kompensert av høyere gassavtak fra Statoils kunder i Europa.

Statoils ambisjon er å innta posisjonen som beste driftsoperatør på norsk sokkel. I 2003 er kostnadseffektiviteten ytterlig-

ere forbedret, og forbedringsmålene for 2004 er innen rekkevidde.

Overfor partnerskapet i Tampen-området anbefalte Statoil i 2003 å effektivisere og utbedre eksisterende installasjoner i Tampen-området. Organisasjonen er justert for å realisere samordningsgevinster og stordriftsfordeler når Statoil nå er eneoperatør for alle felt i området.

I løpet av 2003 er to Statoil-opererte felt og ett felt med Statoil-deltakelse satt i produksjon. Det er gassfeltet Mikkell, Vigdis Utvidelse og Fram Vest, som er en Hydro-operert undervannsutbygging.

Styret legger vekt på at feltprosjektene kan utvikles på en lønnsom og tillitvekkende måte, og vil følge prosjektene nøye. Utbyggingen av Kvitebjørn-feltet går i henhold til plan, men tidsplanen er stram. Leveranser av gass fra Kvitebjørn starter 1. oktober 2004. Høyt trykk og høy temperatur i reservoaret gjør Kristin til det mest krevende feltet på norsk sokkel. Det kompliserte reservoaret har medført diskusjon om dreneringsløsningen for deler av reservoaret. Dette har eksponert Kristin-prosjektet for en investeringsøkning, som også gir muligheter for økte inntekter. Gjennom sin økonomiske,

teknologiske og strategiske tyngde er også Snøhvit-prosjektet et viktig prosjekt for Statoil. Framdriften følger reviderte kostnadsestimater, men tidsplanen er stram også for Snøhvit-prosjektet.

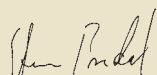
Statoil deltok i 2003 i ni lete- og avgrensingsbrønner på norsk sokkel, hvorav seks resulterte i funn. Funnstørrelsene er beskjedne, men oljefunnet i Ellida-prospektet utenfor Midt-Norge gir grunnlag for en viss optimisme når det gjelder prospektiviteten i nye områder. Styret legger vekt på at leteaktiviteten må opprettholdes for å legge grunnlag for langsiktig produksjon og aktivitet på norsk sokkel. Dette forutsetter en jevn tilgang til nye kvalitetsarealer for leting.

Internasjonal undersøkelse og produksjon

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var i 2003 1,7 milliarder kroner, mot 1,1 milliarder kroner i 2002. Bedringen i resultatet skyldes hovedsakelig en økning i oljeprisen målt i norske kroner.

Produksjonen av olje og gass fra Statoils internasjonale virksomhet steg fra et daglig gjennomsnitt på 86 000 fat i 2002 til 89 000 fat i 2003.

Produksjonskostnaden per pro-


Stein Bredal


Marit Bakke



dusert enhet lå uendret på 3,9 USD per fat oljeekvivalenter i forhold til 2002.

Internasjonal U&P-virksomhet legger et viktig grunnlag for Statoils vekstambisjoner i årene som kommer. I Angola ble de partneropererte feltene Xikomba og Jasmim satt i produksjon. I Aserbajdsjan ble første fase av Shah Deniz-utbyggingen godkjent av partnerskapet, og i Iran er utbyggingen av det Statoil-opererte South Pars 6-8 kommet godt i gang.

Statoil og BP har undertegnet en avtale om kjøp av 49 prosent av BPs andeler i gassprosjektet In Salah og 50 prosent av BPs andeler i gassprosjektet In Amenas, begge i Algerie. De to selskapene skal arbeide sammen med Sonatrach, Algeries statlige olje- og gasselskap, for i fellesskap å operere de to prosjektene. Avtalen støtter godt opp om Statoils internasjonale strategi, og gir interessante perspektiver for naturgass-virksomheten.

Statoil kan vise til gode internasjonale leteresultater i 2003, spesielt knyttet til aktiviteten utenfor Vest-Afrika. Statoil deltok i 14 lete- og avgrensingsbrønner i internasjonale farvann. Av disse har 11 resultert i funn. Leteaktiviteten i tiden som kommer vil i tillegg omfatte Venezuela, Mexicogulven, Midt-

Østen og Kaspiregionen.

Horton-saken skapte uro rundt Statoils forretningsutvikling i Iran mot slutten av 2003, og reiste tvil om selskapets evne til å etterleve egne etiske retningslinjer i den internasjonale virksomheten. Statoil har gjort viktige framskritt i den internasjonale oppstrømsvirksomheten de siste årene, og styret legger til grunn at selskapets internasjonale strategi skal videreføres med høy etisk standard.

Naturgass

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var 6,4 milliarder kroner, ned 0,1 milliarder kroner fra 2002.

Statoil hadde fortsatt vekst i salget av naturgass fra norsk sokkel gjennom 2003. Det ble solgt 20,8 milliarder kubikkmeter gass mot 19,6 milliarder kubikkmeter i 2002. Det er en økning på 6 prosent. Samtidig økte driftskostnadene gjennom fjoråret, hovedsakelig som følge av høyere varekostnader. Forretningsområdet ligger godt an i forhold til forbedringsmålene for 2004.

Gassbehandlingsanlegget på Kårstø er utvidet for å ta imot Mikkell-gass innenfor tidsplan og med kostnader 30 prosent lavere enn planlagt.

I desember 2003 besluttet

Ormen Lange-lisensen utbyggingen av Langeled-røret fra Nyhamna i Romsdal til Easington i Storbritannia. Den sørlige delen fra Sleipner til Easington vil etter planen være i drift i 2006. Ormen Lange-feltet og den nordlige delen av gassledningen kommer i drift i 2007.

Nøkkelen til fremtidig verdiskaping ligger i Statoils evne til å maksimere verdien av de langsiktige gassalgskontraktene, sikre nye gassalg og legge til rette for mest mulig effektiv drift av prosesseringsanlegg og transportinfrastruktur.

Foredling og markedsføring

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var 3,6 milliarder kroner i 2003, mot 1,6 milliarder kroner i 2002. Økningen skyldes i hovedsak bedre markedsforhold for foredlingsområdet, samt effekten av kostnadsreducerende tiltak.

Statoil er verdens tredje største nettoeksportør av råolje, med solide internasjonale markedsposisjoner. Også innen NGL har selskapet bygget opp en sterk stilling på verdensbasis. Salg av råolje, NGL og raffinerte produkter ga et godt resultat i 2003. Etter et svakt år i 2002 viste foredlingsvirksomheten en sterk resultatforbedring gjennom fjoråret. Statoils raffineringmargin



Eli Sætersmoen
Eli Sætersmoen

Finn A. Hvistendahl
Finn A. Hvistendahl

viste en kraftig økning i 2003, samtidig som kapasitetsutnyttelsen ved raffineriene også utviklet seg positivt.

Detaljmarkedsføringsvirksomheten viste stabile resultater fra 2002 til 2003, med positiv utvikling i alle land bortsett fra Danmark.

Etter initiativ fra ICA har Statoil undertegnet en intensjonsavtale om å kjøpe ICAs 50 prosent eierandel i Statoil Detaljhandel AS.

Resultatet i Borealis var 0,1 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med et tilsvarende underskudd i 2002. Bedringen skyldes i hovedsak en økning i petrokjemimarginene, men dette markedet er fortsatt svakt.

I april 2003 ble Statoils heleide datterselskap Navion solgt til Norsk Teekay AS, et heleid datterselskap av Teekay Shipping Corporation. Salget av Navion hadde økonomisk effekt fra 1. januar 2003, og Statoil frigjorde i overkant av 6 milliarder kroner i forbindelse med salget.

Helse, miljø og sikkerhet

Styret legger spesiell vekt på Statoils aktive og målrettede arbeid for å unngå skader på mennesker og miljø. Dessverre har to dødsulykker rammet virksomheten i 2003. I 2002 var det seks dødsulykker.

En leverandøransatt omkom 24. mars 2003 etter en arbeidsulykke på kranfartøyet *Saipem 7000* i Nordsjøen. 25. september 2003 omkom en leverandøransatt etter en arbeidsulykke på det iranske verftet som bygger understellene til gassplattformene for South Pars 6-8. Begge ulykkene er gransket og forbedringstiltak er iverksatt.

Personskedefrekvensen, som angir antall personskader (Statoilansatte og leverandøransatte inkludert) per million arbeidstimer, er uendret fra 2002, og ligger fortsatt på 6,0. Personskedefrekvensen for Statoils egne ansatte var 3,7, og har aldri vært lavere. Fraværsskedefrekvensen, som angir antall personskader som har medført fravær per million arbeidstimer, er forbedret fra 2,8 til 2,6. Resultatene for 2003 viser også en forbedring når det gjelder antall alvorlige hendelser, hvor tilsvarende frekvens viser en nedgang fra 3,8 i 2002 til 3,2 i 2003.

Statoil ble i tredje kvartal ilagt et forelegg på 1 million kroner etter ulykken på boreriggen *Byford Dolphin* den 17. april i 2002, der en person mistet livet.


Sikkerhetsarbeidet prioriteres høyt. Det arbeides med en rekke tiltak for bedring av atferd og holdninger i hele organisasjonen.

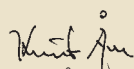
Blant de viktigste er *Kollega-programmet for bedre sikkerhet*, som omfatter hele 18 000 egne ansatte og leverandører i Statoils virksomhet på norsk sokkel.

Sykefraværet holder seg lavt, selv om fraværsprosenten steg fra 3,4 prosent i 2002 til 3,5 prosent i 2003. Statoil arbeider aktivt for å legge forholdene til rette for et godt arbeidsmiljø og forebygge sykefravær. I Norge har Statoil inngått avtale med myndighetene om et inkluderende arbeidsliv (IA), og dette gir positive virkninger for sykefraværet i de områder hvor det er innarbeidet. Styret ser positivt på at Statoil har lyktes med IA-arbeidet og legger vekt på at det skal videreføres.

Statoil arbeider kontinuerlig for å redusere veksten i utslipp av klimagasser. Samlet utslipp av CO₂ fra Statoil-opererte anlegg er økt fra 8,9 millioner tonn i 2002 til 10,0 millioner tonn i 2003. Dette skyldes i hovedsak overtakelse av operatørskap på norsk sokkel (Snorre, Tordis, Vigdis og Visund) og høy produksjon ved våre landanlegg.

Statoil arbeider i henhold til plan for å sørge for null skadelige utslipp til sjø innen 2005 i tråd med myndighetenes krav. Arbeidet for å sikre et godt ytre miljø knyttet til Snøhvit-utbyggingen i Barentshavet følges særlig


Grace Skaugen


Knut Åm



nøye, og styret vurderer tiltakene som er iverksatt som tilfredstillende for å unngå skader på miljøet.

Bærekraftig utvikling

For styret er bærekraftig utvikling å skape gode økonomiske, miljømessige og samfunnmessige resultater. Statoil skal drives lønnsomt, sikkert og etisk forsvarlig. Samtidig skal selskapet demonstrere miljøbevissthet og samfunnsansvar. Statoils tredje rapport om selskapets innsats for en bærekraftig utvikling publiseres samtidig med Statoils årsrapport.

Statoil har arbeidet systematisk med miljøutfordringene. Kunnskap og kompetanse har stått sentralt, og dette har gitt gode resultater. Statoils lave CO₂-utslipp per produsert enhet er i dag helt i verdensklasse, og selskapet høster stadig anerkjennelse for utvikling og anvendelse av ny miljøteknologi.

Mangfold med hensyn til kjønn, alder og kulturell bakgrunn er en viktig del av Statoils verdigrunnlag. Statoil tilstreber en balansert aldersfordeling blant de ansatte og vil utvikle en organisasjon som gjenspeiler samfunnet i de land vi har vår virksomhet.

Ved utgangen av 2003 utgjorde kvinnene 32 prosent av konsernets ansatte.

Målsetningen har vært at 20 prosent av konsernets lederstillinger innen 2005 skal være besatt av kvinner. Ved utgangen av 2003 utgjorde kvinnelige ledere 23 prosent av lederkorpset.

Ansatte belønnes i forhold til sin stilling og kompetanse. Ved individuelle lønnstillegg legges det vekt på oppnådde resultater. Gjennom den årlige individuelle lønnsjusteringen ivaretar vi også prinsippene om lik lønn for likt arbeid.

Som hovedregel er alle fast ansatte tilsatt i full stilling. Statoil viser fleksibilitet i forhold til ansatte som søker om midlertidig redusert arbeidstid på grunnlag av helsemessige, sosiale eller andre vektige velferdsgrunner. Kvinner er i klart flertall blant de som søker slike ordninger.

Konsernets økonomiske utvikling

Samlede brutto driftsinntekter var i 2003 på 249,4 milliarder kroner, en økning på 5,6 milliarder kroner fra året før.

Statoil hadde et resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser på 48,9 milliarder kroner mot 43,1 milliarder kroner i 2002. Årsoverskuddet ble 16,6 milliarder kroner, mot 16,8 milliarder kroner i 2002.

Det ble oppnådd et resultat

per aksje på 7,64 kroner, mot 7,78 kroner i 2002.

Stortinget besluttet i juni 2003 å erstatte loven om refusjon av utgifter til fjerning av installasjoner på norsk sokkel med adgang til ordinært skattefradrag for faktiske fjerningsutgifter. Konsekvensen av lovendringen er at Statoils beregnede krav på refusjon fra Staten på 6,0 milliarder kroner i 2003 ble kostnadsført under «Andre poster». Tilsvarende ble det inntektsført en utsatt skattefordel på 6,7 milliarder kroner under posten Skattekostnad. Netto inntektsføring i 2003 ble 0,7 milliarder kroner.

Kontantstrøm fra driften var 30,8 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 24,0 milliarder kroner i 2002. Forklaringen bak endringen er høyere priser og marginer. Kontantstrøm til investeringer i 2003 utgjorde 23,2 milliarder kroner mot 16,8 milliarder kroner i 2002.

Statoil-konsernets rentebærende gjeld var ved utgangen av 2003 på 37,3 milliarder kroner mot 37,1 milliarder kroner i 2002. Konsernets gjeldsgrad, definert som netto rentebærende gjeld i forhold til sysselsatt kapital, var på 23 prosent per 31. desember 2003, mot 29 prosent i 2002. Endringen i gjeldsgrad skyldes hovedsakelig økning i

samlede likvider og økt egenkapital.

Konsernets samlede bankinnskudd og andre likvide verdipapirer utgjorde 16,6 milliarder kroner ved utgangen av 2003, opp 4,7 milliarder kroner fra 2002.

Statoil forvaltet ved siste årsskifte 21,5 milliarder kroner i obligasjoner, sertifikater og aksjer. Kapitalforvaltningen omfatter plasseringer fra Statoil Forsikring AS, konsernets likviditetsreserve, samt Statoils pensjonskasser – som ikke konsolideres inn i Statoils regnskap.

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

Styret bekrefter at grunnlaget for videre drift er til stede, jfr. regnskapslovens paragraf 3-3. Årsregnskapet for 2003 er utarbeidet i samsvar med dette.

I henhold til norske regnskapsprinsipper ble årsresultatet for morselskapet Statoil ASA på 17,1 milliarder kroner i 2003.

Styret vil foreslå et utbytte på 2,95 kroner per aksje for generalforsamlingen. Utbyttet utgjør 40 prosent av USGAAP-resultat justert for engangseffekter. 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 | 6 390 |
| Avsatt til Annen egenkapital | 7 037 |
| Avsatt til Fond for vurderingsforskjeller | <u>3 637</u> |
| Sum disponert | <u>17 064</u> |

Selskapets frie egenkapital etter disponeringer utgjør 43,1 milliarder kroner.

Statoils styrende organer

Eiernes representanter til Statoils bedriftsforsamling ble valgt på ordinær generalforsamling i 2002. Det skjedde ingen endringer i sammensetningen i 2003, og bedriftsforsamlingen består fortsatt av følgende representanter valgt av eierne: Anne Kathrine Slungård (leder), Wenche Meldahl (nestleder), Kjell Bjørndalen, Kirsti Høegh Bjørneset, Erlend Grimstad, Gunnar Mathisen, Anita Roarsen og Asbjørn Rolstadås. I tillegg kommer Arvid Færaas, Einar Arne Iversen, Hans M. Saltveit og Åse Karin Staube, som er valgt av de ansatte.

Etter at Leif Terje Løddesøl fratrådte sitt verv som styreleder i Statoil i september 2003, ble Kaci Kullmann Five valgt som

fungerende styreleder.

Bedriftsforsamlingen valgte deretter Jannik Lindbæk som ny styreleder for Statoil, og han tiltrådte vervet 1. november 2003. Statoils styre består etter dette av følgende representanter valgt av eierne: Jannik Lindbæk (leder), Kaci Kullmann Five (nestleder), Finn A. Hvistendahl, Grace Reksten Skaugen, Eli Sætersmoen og Knut Åm. I tillegg kommer Marit Bakke, Stein Bredal og Bjørn Erik Egeland, som er valgt av de ansatte. Statoil legger stor vekt på utøvelse av god virksomhetsstyring. På eiersiden utøves denne gjennom selskapets styre, bedriftsforsamling og generalforsamling.

En egen revisjonskomite ble etablert i 2003 som forberedende organ for styret i regnskaps- og revisjonssaker. Komiteens medlemmer er Finn A. Hvistendahl (leder), Marit Bakke og Eli Sætersmoen. Lovgivning i USA krever at Statoil rapporterer om ett eller flere medlemmer i revisjonskomiteen er regnskaps-ekspert etter definisjoner gitt av U.S. Securities and Exchange Commission.

Konsernets videreutvikling

Etter gode resultater gjennom flere år, har Statoil ved inngangen til 2004 en sterk stilling både finansielt, operasjonelt og stra-

tegisk. Styret finner det derfor naturlig at ambisjonene er hevet, noe som reflekteres i de nye finansielle og operasjonelle målsetningene for 2007.

Produksjonsmålsetningen for 2007 er satt til 1 350 000 fat oljeekvivalenter per dag. Lønnsomheten skal i samme tidsrom økes til 13 prosent, målt ved avkastning på sysselsatt kapital ved normaliserte priser, valutakurser og raffineringmarginer.

Planmessig kompetanse- og lederutvikling er et prioritert område. I 2003 er Statoilskolen etablert som et viktig virkemiddel for opplæring og kompetanseutvikling. Statoil har videre satsset betydelige ressurser på et topplederprogram som skal gi en systematisk lederutvikling og sikre at konsernet arbeider utfra et enhetlig sett av verdier og forretningsmessige mål.

Utvikling og anvendelse av ny teknologi er viktig for Statoils suksess. Undersøkelser gjennom 2003 viser at Statoil har befestet sin konkurranseposisjon på teknologiområdet. En mer målrettet teknologistrategi er utviklet og iverksatt i løpet av 2003. Styret legger vekt på at Statoils arbeid med teknologiutvikling til enhver tid er forretningsorientert.

Statoils sterke posisjon på norsk sokkel vil danne et grunnlag

for selskapets virksomhet i mange år framover. Ambisjonen for U&P Norge er å holde produksjonen stabil rundt 1 million fat oljeekvivalenter per dag så lenge som mulig. Dette forutsetter kontinuerlig innsats for mer kostnadseffektiv drift, vellykket utvikling av nye feltprosjekter, samt letesuksess både i modne og umodne områder.

Internasjonalisering av Statoil er nødvendig for å sikre selskapet muligheter til vekst. Den internasjonale strategien bygger på erfaringer fra over 30 års virksomhet som nasjonalt oljeselskap på norsk sokkel. Førsteklasses reservoarkompetanse, havbunnsteknologi og kunnskap om gassverdikjeder legger nå grunnlag for internasjonal forretningsutvikling og partnerskap i ressursrike områder.

Maksimal utnyttelse av markedsutsiktene for naturgass står sentralt for Statoils strategiske tilpasning i årene som kommer. Styret er tilfreds med at Statoil gjennom 2003 har arbeidet systematisk for å utvikle markedsposisjonen i Storbritannia, og viktige milepæler er nådd.

Foredlings- og markedsføringsvirksomheten er utviklet for å maksimere verdien av Statoils olje- og gassressurser. Det er derfor en viktig oppgave å opprettholde Statoils ledende posi-

sjon i det internasjonale råoljemarkedet. Landanleggene skal også videreutvikles og forbedres for best mulig å understøtte denne strategien. Innen detaljmarkedsføring vil hovedvekten bli lagt på å styrke lønnsomme markedsposisjoner der Statoil har konkurransefortrinn i Norden/Østersjøområdet.

Det er styrets målsetning at Statoils eiere skal sikres best mulig avkastning på sine eierinteresser i selskapet. Derfor vil arbeidet med fortsatt forbedring og effektivisering stå høyt på styrets agenda. Samtidig vil styret bidra til opprettholdelsen av en streng kapitaldisiplin.

Utgangspunktet for Statoils kommuniserte vekstambisjoner er organisk vekst. Etter flere år med gode resultater har Statoil opparbeidet en finansiell styrke som muliggjør alternative tiltak for å utvikle selskapet. Styret vil kontinuerlig vurdere også ikkeorganiske tiltak som en del av Statoils videre utvikling. Forutsetningen for slike tiltak er imidlertid at de støtter opp om selskapets strategiske hovedretning og at de bidrar til langsiktig verdiskaping for selskapets aksjonærer.

Stavanger 3. mars 2004

Styret for Statoil ASA

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 2003 var 249,4 milliarder kroner, mens periodens resultat etter skatt var 16,6 milliarder kroner. I 2003 produserte Statoil 273 millioner fat olje og 19,3 milliarder Sm³ naturgass, tilsvarende produksjon på totalt 395 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.). Konsernets sikre reserver per 31. desember 2003 utgjorde cirka 1,8 milliarder fat olje og NGL og 393 milliarder Sm³ naturgass, totalt cirka 4,3 milliarder fat o.e.

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 omfatter all lete-, utbygging- og produksjonsvirksomhet knyttet til olje og naturgass utenfor Norge.
- Naturgass, som har ansvar for prosessering, transport og salg av naturgass til Europa fra oppstrømsvirksomheten på norsk sokkel og fra 1. januar 2004 ansvarlig for å selge gass fra vår internasjonale oppstrømsvirksomhet til internasjonale markeder.
- Foredling og Markedsføring, som omfatter nedstrømsaktiviteten, herunder handel med og salg av råolje, NGL og raffinerte produkter, raffinering og produksjon og salg av metanol, detaljmarkedsføring, industrirettet markedsføring, og petrokjemivirksomhet gjennom 50% eierandel i Borealis.

Restrukturering av porteføljen.

Statoil har de siste årene foretatt en samlet gjennomgang av konsernets strategi og eiendelsportefølje. Dette har medført restruktureringer i eiendelsporteføljen og omfattet enkelte avsetninger og nedskrivninger av noen av oppstrøms- og nedstrøms-eiendelene. Se — Resultat av virksomheten for konsernet — Regnskapsårene 2003, 2002 og 2001 — Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser.

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

I 2003 solgte Statoil 7,9% av vår eierandel i Tyrihans-feltet og 13% av vår eierandel i letelisensen 261B. Vi kjøpte også 0,21% andel i Huldra som bringer vår totale eierandel i Huldra til 19,87% per 31. desember 2003. Det har også blitt foretatt mindre endringer i porteføljen av letelisenser. I tillegg ble en 1,24% andel i Snøhvit-feltet kjøpt fra Svenska Petroleum og effektivt fra 1. januar 2004 ble 10% av Snøhvit-feltet kjøpt fra Hydro. Disse transaksjonene økte vår eierandel i Snøhvit til 33,53%. Videre ble 2% av Kristin-feltet solgt til Hydro effektivt fra 1. januar 2004.

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 1,2% eierandel i Snøhvit-feltet i Norge.

Statoil har restrukturert Internasjonal U&P virksomheten som følger;

I juni 2003 inngikk Statoil en avtale om å kjøpe andeler i to algeriske eiendeler, In Salah (med en eierandel på 31,85%) og In Amenas (med en eierandel på 50%) fra BP. I 2003 betalte Statoil USD 740 millioner for disse eierandelene, og har i tillegg dekket andelsmessig de utgiftene som har oppstått etter 1. januar 2003. Avtalen avventer godkjenning av algeriske myndigheter.

Statoil solgte i 2002 oppstrømsvirksomheten i Danmark (feltene Siri og Lulita) med effektiv dato 1. juli 2002 til det danske selskapet DONG Efterforskning og Produksion med en realisert gevinst før skatt på 1,0 milliarder kroner (0,7 milliarder kroner etter skatt). Driftsinntektene fra disse eiendelene utgjorde 1,0 milliarder kroner i 2001 og belastet de totale avskrivningene med 0,5 milliarder kroner. 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 utenfor Kasakhstan i 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 resultatet av vann- og gassinjeksjonen er lavere enn forventet. Nedskrivningen utgjorde 0,8 milliarder kroner (0,6 milliarder kroner etter skatt).

I Naturgass er det foretatt følgende restruktureringer;

Vi signerte avtalen om salg av vår eierandel på 5,26% i VNG Verbundnetz Gas AG til et tysk gassalgsselskap, til EWE AG, i desember 2003. Salget ble gjennomført i januar 2004 med en gevinst på cirka 0,6 milliarder kroner før skatt (cirka 0,4 milliarder kroner etter skatt).

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 dessuten vår eierandel i Statpipe redusert fra 58,25% til 25% fra 1. juni 2001.

I Foredling og Markedsføring er det foretatt 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 var 1. januar 2003. Avtalen ble 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 gjennom et partrederi fremdeles 50% av boreskipet *West Navigator* og 100% av multi-funksjonsskipet *Odin*, selv om vi har avtalt å selge *Odin* til Marathon Petroleum og Alvhheim prosjektpartnere, ligger ikke *Odin* lenger i forretningsområdet Foredling og Markedsføring og vil følgelig ikke påvirke Foredling og Markedsføring sine resultater.

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

Hendelser etter regnskapsårets slutt

I januar 2004 signerte Statoil en intensjonsavtale med Dominion, angående økt tilgang til kapasitet ved LNG terminalen Cove Point i Maryland, USA.

I 2003, har Statoil ASA og ICA AB, initiert av ICA, signert en intensjonsavtale angående kjøpet av ICAs 50% eierandel i Statoil Detaljhandel Skandinavia (SDS) til Statoil. Endelig avtale må godkjennes av styrene i Statoil og ICA, og i avvente av godkjenning forventes transaksjonen avsluttet i løpet av første halvår 2004.

Forhold som påvirker resultatene

Resultatene påvirkes i betydelig grad av:

- prisene på råolje i USD, som i gjennomsnitt sank i 2001, økte svakt i 2002, og økte videre i 2003
- kontraktsprisene for naturgass i norske kroner, som i gjennomsnitt styrket seg betydelig i 2001, svekket seg i 2002, og steg igjen i 2003, men ikke opp på nivå med 2001-prisene
- utviklingen i valutakursen mellom USD, som råoljeprisene vanligvis er notert i og som inntekter fra langsiktige gasssalgsavtaler også er knyttet til, og NOK, som våre regnskaper regnskapsføres i, og som i tillegg 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 og samarbeid når det gjelder å utvinne olje og naturgass fra disse reservene.

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

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

Tabellen nedenfor viser årlig gjennomsnitt for prisene på råolje, kontraktsprisene på naturgass og valutakursen NOK/USD for årene 2001, 2002 og 2003.

| | 2001 | 2002 | 2003 |
|---|------|------|------|
| Råolje (USD per fat Brent-blend) | 24,4 | 25,0 | 28,8 |
| Naturgass (kroner per Sm ³) (1) | 1,22 | 0,95 | 1,02 |
| Gjennomsnittlig valutakurs NOK/USD | 8,99 | 7,97 | 7,08 |

(1) Fra norsk sokkel

Tabellen nedenfor viser hvordan visse endringer i prisen på råolje, kontraktsprisene på naturgass, raffineringmarginer og valutakursen mellom NOK og USD kan påvirke henholdsvis resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser og årsresultat basert på et aktivitetsnivå som i 2003.

Sensitiviteter basert på resultatene for 2003

| (i milliarder kroner) | Endring i resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | Endring i årsresultat |
|--|--|-----------------------|
| Oljepris (+/- USD 1/fat) | 1,9 | 0,5 |
| Gasspris (+/- 10 øre/Sm ³) | 1,9 | 0,4 |
| Raffineringsmarginer (+/- USD 1/fat) | 0,8 | 0,6 |
| Virkningen av kursen på USD på driftsinntekter og kostnader (+/- NOK 0,50) | 3,7 | 1,0 |
| Virkningen av kursen på USD på gjeld (+/- NOK 0,50) | - | 1,3 |

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 av olje og gasspriser 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 USD 18 per fat i 2002 og under USD 16 per fat i 2003 har blitt redusert. Statoil har ikke inngått en lignende sikring for 2004, men vi har inngått nedsidebeskyttelse for priser under USD 18 per fat for noe av produksjonen for de siste tre kvartalene i 2005. Gass blir typisk solgt til prisformler som har tidsforsinkelser for endringer i gassprisene. For 2004 ble cirka 25% av raffineringsmarginen sikret basert på Statoils vurdering av markedet.

Endringer i valutakursene kan ha betydelig innvirkning på våre resultater. Våre driftsinntekter og kontantstrømmer er hovedsakelig i eller drevet av 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. Dette er en del av vårt totale risikostyringsprogram. Vi foretar også styring av valutarisiko for å dekke behov for annen valuta enn USD, hovedsakelig norske kroner. 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 salgaktiviteten 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 i forhold til tidligere.

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

Statoils samlede kjøp av olje og NGL fra den norske stat var på henholdsvis 68 479 millioner kroner (336 millioner fat), 72 298 millioner kroner (374 millioner fat) og 53 291 millioner kroner (265 millioner fat) i henholdsvis 2003, 2002 og 2001.

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 til og med 2002 var Statfjord, Gullfaks og Oseberg. Royalty fra Statfjord ble avskaffet fra 1. januar 2003. Disse feltene representerte samlet henholdsvis 27%, 24% og 16% av vår petroleumsproduksjon på norsk sokkel i henholdsvis 2001, 2002 og 2003. Endringen fra 2002 til 2003 skyldes i hovedsak resultatet av at royalty fra Statfjord ble avskaffet fra 1. januar 2003. Produksjonsavgiften betales i form av avgiftsolje og varierer fra 8% til 16% av oljevolumene som produseres fra det aktuelle feltet. Statoil kjøper all olje 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. 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 inntekter 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 fradragene norsk offshorevirksomhet gir i perioder med underskudd. En betydelig del av skattene Statoil betaler, betales til Den norske stat.

Resultat for virksomheten

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

| | 2001 | 2002 | 2003 |
|--|-------|-------|-------|
| RESULTATREGNSKAP | | | |
| Driftsinntekter: | | | |
| Salgsinntekter | 97,8% | 99,3% | 99,7% |
| Resultatandel fra tilknyttede selskaper | 0,2% | 0,2% | 0,2% |
| Andre inntekter | 2,0% | 0,5% | 0,1% |
| Sum driftsinntekter | 100% | 100% | 100% |
| Kostnader: | | | |
| Varekostnader | 53,4% | 60,7% | 60,0% |
| Driftskostnader | 12,5% | 11,6% | 10,7% |
| Salgs- og administrasjonskostnader | 1,5% | 2,2% | 2,2% |
| Av- og nedskrivinger | 7,6% | 6,9% | 6,5% |
| Undersøkelseskostnader | 1,2% | 0,9% | 1,0% |
| Sum kostnader før finans | 76,2% | 82,3% | 80,4% |
| Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | 23,8% | 17,7% | 19,6% |

Regnskapsårene 2003, 2002 og 2001

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 nettoførte resultatet fra trading aktiviteten 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 248,5 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 242,2 milliarder kroner i 2002, og 231,7 milliarder kroner i 2001. Økningen på 3% i salgsinntekter fra 2002 til 2003 skyldtes hovedsakelig en 5% økning i oljepris (som bidro med 8,0 milliarder kroner), og en 7% økning i realisert pris på naturgass (bidro med 1,5 milliarder kroner) målt i norske kroner, samt økt salg av tredjeparts-volum og en 5% økning i salg av egengass (bidro med 1,0 milliarder kroner). En betydelig økning i raffineringsmarginen (FCC-marginen) fra USD 2,2 per fat i 2002 til USD 4,4 per fat i 2003, samt andre forbedringer i nedstrømsvirksomheten bidro også til økte salgsinntekter i 2003, sammenlignet med 2002. Dette motvirkes delvis av en reduksjon i volum solgt av olje som reduserte inntekter med 9,0 milliarder kroner, hovedsakelig relatert til volumer solgt på vegne av den norske staten (SDØE). Salget av shipping virksomheten i datterselskapet Navion, reduserte salgsinntektene med 2,0 milliarder kroner sammenlignet med 2002. Salget av aktiviteten på Dansk sokkel ble solgt i 2002, reduserte salgsinntektene med 1,0 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 2002.

Statoils daglige oljeproduksjon (løfting) ble redusert fra 748 200 fat i 2002 til 737 500 fat i 2003. Reduksjonen på 1% skyldes hovedsakelig redusert produksjon fra modne felt som Statfjord, Sleipner Øst, Norne og Lufeng. Enkelte driftsproblemer på Snorre, Gullfaks, Visund og Åsgard reduserte produksjonsregulariteten noe i 2003 sammenlignet med 2002. Denne reduksjonen ble delvis motvirket av produksjon fra nye felt som startet produksjon i fjerde kvartal 2003, Xikomba, Jasmim, Fram Vest, samt økt produksjon fra feltene Sincor i Venezuela og Girassol i Angola, samt Sigyn som startet produksjon i fjerde kvartal 2002. Ved utgangen av 2003, var vi i en underløftposisjon med 9 000 fat o.e. per dag, sammenlignet med et mindre underløft i 2002.

Statoils daglige oljeproduksjon (løfting) ble redusert fra 754 900 fat i 2001 til 748 200 fat i 2002. Reduksjonen på 1% fra 2001 til 2002 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 i 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.

Reduksjonen i gjennomsnittlig daglig oljeproduksjon ble delvis motvirket av oppstart av feltene Girassol i Angola, økt produksjon fra Sincor-feltet grunnet oppstart av Sincor oppgraderingsanlegg i første kvartal 2002, økt produksjon fra Åsgard grunnet driftsproblemer i 2001 og det faktum at Glitne og Huldra begge startet produksjon sent i 2001. I tillegg, som et resultat av en overløftposisjon på norsk sokkel i 2001, sammenlignet med en underløftposisjon i 2002, løftet vi et lavere volum av olje på norsk sokkel enn det som representerer vår eierandel i 2002, sammenlignet med 2001, hvor vi løftet et høyere volum olje enn vår tilsvarende eierandel. Se under for beskrivelse av forskjellen mellom produserte og løftede volum.

Salg av egenprodusert gass i var 19,3 milliarder Sm³ i 2003, sammenlignet med 18,8 mrd. Sm³ i 2002 og 14,9 mrd. Sm³ i 2001. Gassvolumene økte hovedsakelig på grunn av en økning i langsiktige gassalgskontrakter til det europeiske kontinentet, samt økt kortsiktig salg, hovedsakelig til Storbritannia.

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 våre 50% eierandeler i Borealis og Statoil Detaljhandel Skandinavia, vår 50% eierandel i boreskipet *West Navigator* og Statoils tidligere 15% eierandel i Melaka raffineriet som ble solgt i 2001, samt diverse andre selskaper. Vår andel i resultat i tilknyttede selskaper var 616 millioner kroner i 2003, 366 millioner kroner i 2002 og 439 millioner kroner i 2001. Økningen fra 2002 til 2003 skyldes i hovedsak økt bidrag fra Borealis, grunnet økte marginer og volumer, samt økt bidrag fra eierandeler i virksomhet knyttet til naturgassvirksomheten. Denne økningen ble delvis motvirket av redusert resultatandel fra SDS i 2003, sammenlignet med 2002. Nedgangen fra 2001 til 2002 skyldtes i hovedsak reduserte inntekter fra *West Navigator* og diverse andre selskaper.

Andre inntekter. Andre inntekter var på 0,2 milliarder kroner i 2003, 1,3 milliarder kroner i 2002 og 4,8 milliarder kroner i 2001. Inntekten på 0,2 milliarder kroner i 2003 er hovedsakelig knyttet til salget av Navion. 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 149,6 milliarder kroner i 2003 fra 147,9 milliarder kroner i 2002 og 126,2 milliarder kroner i 2001. Økningen på 1% fra 2002 til 2003 skyldes i hovedsak økte oljepriser målt i norske kroner. Dette motvirkes delvis av 11% svekkelse av NOK/USD valutakursen, samt reduksjon i innkjøpte volumer fra SDØE.

Økningen på 17% i 2002 skyldtes hovedsakelig en økning i kjøp av SDØE-olje og tredjeparts volum. Dette ble delvis motvirket av en reduksjon i oljepriser målt i norske kroner.

Driftskostnader. Våre driftskostnader inkluderer produksjonskostnad i felt og i transportsystem knyttet til vår andel av olje- og gassproduksjon. Driftskostnadene ble redusert til 26,7 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 28,3 milliarder kroner i 2002 og 29,4 milliarder kroner i 2001.

Reduksjonen på 6% fra 2002 til 2003 er hovedsakelig knyttet til salget av shipping virksomheten Navion som ble solgt i 2003, samt reduserte prosesseringskostnader. Reduksjonen på 4% fra 2001 til 2002 relateres hovedsakelig til reduserte plattformkostnader og lavere fremtidige fjerningsforpliktelser basert på oppdaterte fjerningsestimater. Dette ble delvis motvirkes av økte forsikringskostnader og variable kostnader på grunn av høyere produksjonsvolum i 2002 sammenlignet med 2001.

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 2003 fra 5,3 milliarder kroner i 2002 og 4,3 milliarder kroner i 2001.

Økningen fra 2002 til 2003 skyldtes i hovedsak høyere kostnader knyttet til Foredling og Markedsføring hovedsakelig grunnet utvidelsen av detaljmarkedsføringsvirksomheten i de baltiske landene og Polen, som delvis motvirkes av reduksjon i forretningsutviklingskostnader i Internasjonal U&P. Økningen i riggvæsetninger i løpet av 2003 var 0,4 milliarder kroner, som i hovedsak ble belastet salgs- og administrasjonskostnadene. Dette er 0,2 milliarder kroner høyere enn i 2002.

Økningen fra 2001 til 2002 skyldtes i hovedsak høyere kostnader knyttet til forretningsutvikling i Internasjonal U&P og økte riggvæsetninger i U&P Norge. Dette motvirkes delvis av reduksjon i salgs- og administrasjonskostnader i forretningsområdet Foredling og Markedsføring.

I perioden 1998-2002 avsatte Statoil cirka 2,1 milliarder kroner for et forventet tap på langsiktige borekontrakter. Per 31. desember 2003 utgjorde gjenværende avsetning cirka 1,4 milliarder kroner. Avsetninger er basert på antakelser vedrørende egen bruk av riggene, samt ratene og varigheten vi kan leie disse riggene til tredjepart, samt valutakurseutviklingen for NOK sammenlignet med USD. Disse antakelsene er basert på ledelsens beste vurdering, og ble vurdert ved utgangen av 2003. Det har blitt inngått kontrakter for store deler av 2004 for begge riggene.

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 undersøkelsesutgifter og nedskrivning av forringede langsiktige driftsmidler. Av- og nedskrivningskostnaden var 16,3 milliarder kroner i 2003, 16,8 milliarder kroner i 2002 og 18,1 milliarder kroner i 2001.

Reduksjonen er hovedsakelig knyttet til nedskrivning av LL652-feltet i Venezuela på 0,8 milliarder kroner i 2002, mens 2003 inkluderer en nedskrivning av Dunlin-feltet i Storbritannia på 0,2 milliarder kroner. Denne reduksjonen ble delvis motvirket av økte avskrivninger knyttet til endringen i Fjerningstilskudsloven, som medfører at avskrivninger knyttet til fjerning øker med 0,6 milliarder kroner fra 2002 til 2003. Nye felt som startet produksjon i 2003 økte også avskrivningene. Nedskrivningen av LL652-feltet på 2,0 milliarder kroner i 2001 forklarer mesteparten av reduksjonen fra 2001 til 2002. Denne ble delvis motvirket av høyere avskrivninger fra nye felt.

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 2,4 milliarder kroner i 2003, 2,4 milliarder kroner i 2002 og 2,9 milliarder kroner i 2001.

| Leting (i millioner kroner) | 2001 | 2002 | 2003 |
|---|--------------|--------------|--------------|
| Undersøkelsesutgifter (aktivitet) | 2 703 | 2 507 | 2 445 |
| Kostnadsføring av tidligere balanseførte utgifter | 935 | 554 | 256 |
| Balanseført andel av årets leteaktivitet | -765 | -651 | -331 |
| Undersøkelseskostnader | 2 877 | 2 410 | 2 370 |

Nedgangen på 2% fra 2002 til 2003 skyldtes hovedsakelig et lavere letenivå i U&P Norge, delvis motvirket av høyere letenivå i Internasjonal U&P. Kostnadsføring av tidligere balanseførte utgifter var 0,3 milliarder kroner lavere i 2003 enn i 2002. Totalt i 2003 ble det boret 23 lete- og avgrensingsbrønner, hvorav 17 resulterte i funn.

Nedgangen på 16% 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. Inkludert sidesteg fra undersøkelsesbrønner og leteforlengelser fra produksjonsbrønner, ble 28 brønner ferdigstilt i 2002. Av disse resulterte 21 i funn.

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser. Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var 48,9 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 43,1 milliarder kroner i 2002 og 56,2 milliarder kroner i 2001.

Økningen på 13% fra 2002 til 2003 skyldes hovedsakelig økte olje- og gasspriser målt i NOK, samt høyere marginer i nedstrømssegmentet. Oljeprisen målt i USD økte med 18% sammenlignet med 2002. Målt i norske kroner økte oljeprisen med 5% og naturgassprisen med 7% sammenlignet med 2002. Raffinerings- og petrokjemimarginer var også høyere i 2003 enn i 2002 og bidro til økt bidrag fra nedstrømsaktivitetene med 1,9 milliarder kroner.

Nedgangen på 23% fra 2001 til 2002 skyldes hovedsakelig lavere olje- og gasspriser målt i norske kroner, samt lavere marginer i nedstrømsvirksomheten. Oljeprisen i 2002 målt i USD økte med 2%, sammenlignet med 2001, men målt i norske kroner 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, andre poster, skatt og minoritetsinteresser i 2002 inkluderte en gevinst på 1,0 milliarder 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.

I 2003, 2002 og 2001 var driftsmarginen, målt som den prosentandelen resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser utgjorde av driftsinntektene, på henholdsvis 20%, 18% og 24% av grunner diskutert ovenfor.

Netto finansposter. For 2003 rapporterer Statoil en netto finansinntekt på 1,4 milliarder kroner, sammenlignet med en netto finansinntekt på 8,2 milliarder kroner i 2002 og en netto finansinntekt på 0,1 milliarder kroner i 2001. Endringene fra år til år skyldes i all hovedsak urealiserte valutagevinster på Statoils utestående USD-gjeld. I løpet av 2002 styrket den norske kronen seg med 205 øre mot USD, mens den styrket seg med 29 øre i løpet av 2003. Reduksjonen i netto finansposter fra 2002 til 2003 skyldes i hovedsak endringer i NOK/USD valutakursen. Valutasammensetningen på gjeldsporteføljen endret seg i løpet av 2001, fra å bestå av rundt 80% i USD til nå å bestå av nær 100% i USD, inkludert effekten av valutabytteavtaler. Gjeldsporteføljen, inkludert effekten av valutabytteavtaler var ved utgangen av 2003 nær 100% i USD.

Renteinntekter og andre finansinntekter for 2003 utgjorde 1,2 milliarder kroner mot 1,8 milliarder kroner i 2002. Reduksjonen skyldes hovedsakelig lavere renteinntekter som følge av generelt rentefall i 2003 sammenlignet med 2002. Renteinntekter og andre finansinntekter for 2001 var 2,1 milliarder kroner i 2001.

Rentekostnader og andre finanskostnader for 2003 var 0,9 milliarder kroner i 2003 mot 2,0 milliarder kroner i 2002. Reduksjonen skyldes hovedsakelig fall i korte USD renter som har gitt lavere rentekostnader på konsernets langsiktige gjeld, kortere rentebindingsperioder samt lavere NOK/USD snittkurs i 2003 enn 2002. I 2001 var rentekostnader og andre finanskostnader 2,7 milliarder kroner.

Resultatet fra verdipapirforvaltningen, hovedsakelig aksjeinvesteringer eiet av Statoil Forsikring AS, ga et resultat på 0,9 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med et tap på 0,6 milliarder kroner i 2002, og et tap på 0,3 milliarder kroner i 2001.

Norges Banks sluttkurs for NOK/USD var 9,01 den 31. desember 2001, 6,97 den 31. desember 2002 og 6,68 den 31. desember 2003. Disse sluttkursene legges til grunn ved omregning av balanseposter i utenlandsk valuta i Statoils regnskaper.

Andre poster. Stortinget besluttet i juni 2003 å erstatte loven om refusjon av utgifter til fjerning av installasjoner på norsk sokkel med adgang til ordinært skattefradrag for faktiske fjerningsutgifter. Refusjon ble tidligere gitt i prosent basert på betalt skatt i installasjonens produksjonsperiode. Konsekvensen av lovendringen er at Statoils beregnede krav på refusjon fra Staten på 6,0 milliarder kroner i andre kvartal 2003 ble kostnadsført under Andre poster. Tilsvarende ble det inntektsført en utsatt skattefordel på 6,7 milliarder kroner under posten Skattekostnad. Netto inntektsføring i 2003 ble 0,7 milliarder kroner.

Skattekostnad. Statoils effektive skattesats var på 62,0%, 66,9% og 68,5% i henholdsvis 2003, 2002 og 2001. Reduksjonen i skattesats fra 2002 til 2003 er hovedsakelig relatert til opphevelsen av fjerningstilskuddsloven, som førte til at 6,7 milliarder kroner ble inntektsført som en reduksjon i utsatt skatt, og 6,0 milliarder kroner ble kostnadsført under Andre poster. Dersom en ekskluderer effekten av opphevelsen av fjerningstilskuddsloven i 2003, var den effektive skattesatsen 67,9% for 2003. Effektiv skattesats er 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 fra annen norsk inntekt skattlagt til 28% og andelen som stammer fra andre land skattlagt til respektive skattesatser.

Minoritetsinteresser. Minoritetsinteressene i resultatet for 2003 var på 289 millioner kroner, sammenlignet med 153 millioner kroner og 488 millioner kroner i 2001. Minoritetsinteressene består hovedsakelig av Shell sin eierandel i Mongstad råoljeraffineri på 21% 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 2003 var på 16,6 milliarder kroner, sammenlignet med 16,8 milliarder kroner og 17,2 milliarder kroner i 2001. De bakenforliggende forholdene for disse resultatene er forklart ovenfor.

Forbedringsprogrammet. Statoil har konkretisert flere forbedringstiltak som anses nødvendige for å nå målet om en normalisert 12% avkastning på sysselsatt kapital i 2004. Ett av virkemidlene for å nå dette målet er å redusere kostnader og øke inntekter innenfor spesifiserte områder med 3,5 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 2001. Ved utgangen av 2003 er effekten av de gjennomførte tiltakene estimert til å bidra med årlige forbedringer fra 2004 på 2,8 milliarder kroner i forhold til målet på 3,5 milliarder kroner. For videre diskusjon av forbedringsprogrammet, se Bruk av Non-GAAP finansielle måltall.

Forretningsområdene

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon for våre fire forretningsområder. Når resultatene fra forretningsområdene summeres, foretar konsernet eliminerings 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. Derfor har Statoil innført en intern markedsbasert overføringspris, hvor Statoil fastsetter en intern pris for salg av olje og naturgass fra U&P Norge til forretningsområdene Foredling og Markedsføring og Naturgass.

For salg av olje fra U&P Norge til Foredling og Markedsføring utgjorde historisk internpris gjeldende markedspris minus en margin på 2,15 kroner per fat, for oljetyper som det fantes noterte priser for. Fra 17. juni 2001 har internprisen for alle typer olje vært gjeldende markedsreflektert pris minus en margin på 70 øre per fat. Med virkning fra første kvartal 2003 justerte Statoil beregningsmetoden for internpris ved levering av gass fra U&P Norge til Naturgass. Den nye prisen utgjør 32 øre per standard kubikkmeter, justert kvartalsvis for forholdet mellom gjennomsnittlig oljepris i USD de siste seks måneder og en oljepris på USD 15. Tidligere perioders regnskapstall er endret i samsvar med den nye beregningsmetoden.

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon for forretningsområdene, inkludert interne eliminerings for årene 2001, 2002 og 2003.

Resultat av virksomheten

| (i millioner kroner) | 2001 | 2002 | 2003 |
|--|---------|---------|---------|
| U&P Norge | | | |
| Driftsinntekter | 67 245 | 58 780 | 62 494 |
| Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | 42 287 | 33 953 | 37 589 |
| Langsiktige eiendeler | 77 550 | 77 001 | 80 681 |
| Internasjonal U&P | | | |
| Driftsinntekter | 7 693 | 6 769 | 6 980 |
| Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | 1 291 | 1 086 | 1 702 |
| Langsiktige eiendeler | 21 530 | 20 655 | 33 102 |
| Naturgass | | | |
| Driftsinntekter | 23 468 | 24 536 | 25 087 |
| Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | 8 039 | 6 428 | 6 350 |
| Langsiktige eiendeler | 10 500 | 10 312 | 10 555 |
| Foredling og Markedsføring | | | |
| Driftsinntekter | 203 387 | 211 152 | 218 642 |
| Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | 4 480 | 1 637 | 3 555 |
| Langsiktige eiendeler | 30 432 | 27 958 | 23 351 |
| Øvrig virksomhet og eliminerings | | | |
| Driftsinntekter | -64 832 | -57 423 | -63 828 |
| Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | 57 | -2 | -280 |
| Langsiktige eiendeler | 11 026 | 11 307 | 14 742 |
| Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | 56 154 | 43 102 | 48 916 |

U&P Norge

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, operasjonelle nøkkeltall og prosentvise endringer for forretningsområdet U&P Norge for 2001, 2002 og 2003.

| Resultatregnskap (i millioner kroner) | 2001 | 2002 | endring | 2003 | endring |
|--|--------|--------|---------|--------|---------|
| Driftsinntekter | 67 245 | 58 780 | -13% | 62 494 | 6% |
| Drifts, salgs og administrasjonskostnader | 11 145 | 11 546 | 4% | 11 438 | -1% |
| Av- og nedskrivninger | 11 805 | 11 861 | 0% | 12 102 | 2% |
| Undersøkelseskostnader | 2 008 | 1 420 | -29% | 1 365 | 4% |
| Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | 42 287 | 33 953 | -20% | 37 589 | 11% |
| Operasjonelle data: | | | | | |
| Olje (1000 fat o.e./dag) | 697,1 | 666,7 | -4% | 651,8 | -2% |
| Naturgass (millioner Sm ³ /dag) | 1 380 | 1 784 | 29% | 1 857 | 4% |
| Samlet produksjon (1000 fat o.e./dag) | 942,7 | 985,5 | 5% | 982,4 | 0% |
| Reserveerstatningsrate(1)(2) | 0,77 | 0,63 | -18% | 0,79 | 25% |
| Funnkostnad (USD per fat o.e.)(1) | 1,53 | 0,81 | -47% | 0,63 | -17% |
| Funn- og utbyggingskostnad (USD per fat o.e.)(1) | 9,35 | 5,89 | -37% | 5,24 | -11% |
| Produksjonskostnad (USD per fat o.e.)(3) | 2,66 | 2,87 | 8% | 3,15 | 10% |
| Produksjonskostnad (NOK per fat o.e.)(3) | 23,91 | 22,85 | -4% | 22,30 | -2% |

(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. Tall for 2001 og 2002 har blitt endret.

Regnskapsårene 2003, 2002 og 2001

U&P Norge hadde driftsinntekter på 62,5 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 58,8 milliarder kroner i 2002 og 67,2 milliarder kroner i 2001. Økningen på 6% i inntekter fra 2002 til 2003 skyldes i hovedsak en 18% økning i gjennomsnittlig realisert oljepris i USD, en 19% økning i internprisen målt i norske kroner på naturgass solgt fra U&P Norge til Naturgass, samt en økning i solgt gassvolum. Dette ble delvis motvirket av en 13% reduksjon i NOK/USD valutakursen og en reduksjon i løftet volum av olje. Reduksjonen på 13% i inntekter fra 2001 til 2002 skyldtes hovedsakelig en gjennomsnittlig 11% lavere NOK/USD valutakurs og en reduksjon i internprisen på naturgass solgt fra U&P Norge til Naturgass på 16%. Dette ble delvis motvirket av en 2% økning i gjennomsnittlig realisert oljepris.

Gjennomsnittlig oljeproduksjon (løfting) per dag i U&P Norge ble redusert til 651 900 fat i 2003 fra 666 700 fat i 2002 og fra 697 100 fat i 2001. Reduksjonen på 2% fra 2002 til 2003 skyldes i hovedsak reduksjon fra store felt som Statfjord, Sleipner Øst og Norne som har passert platåproduksjon. Nye felt som Mikkel, Fram Vest og Vigdis Extension startet produksjon i fjerde kvartal, men kunne ikke erstatte reduksjonen fullstendig fra de gamle feltene.

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.

Gjennomsnittlig gassproduksjon per dag var på 52,6 millioner Sm³ i 2003, sammenlignet med 50,7 millioner Sm³ i 2002 og 39,1 millioner Sm³ i 2001. Gassproduksjonen økte med 4% fra 2002 til 2003 og med 29% fra 2001 til 2002. Dette skyldtes hovedsakelig en økning i langsiktige kontraktsfestede gassvolumer til det europeiske kontinentet, og en økning i kortsiktig salg, hovedsakelig til Storbritannia.

Produksjonskostnaden var USD 2,66 per fat i 2001, USD 2,87 per fat i 2002 og USD 3,15 per fat i 2003. Økningen fra 2002 til 2003 skyldes i hovedsak effekten av svakere USD mot NOK siden kostnadene hovedsakelig oppstår i norske kroner. Produksjonskostnaden målt i norske kroner har derimot blitt redusert fra 23,91 kroner per fat i 2001 til 22,85 kroner per fat i 2002 og til 22,30 kroner per fat i 2003.

Av- og nedskrivninger var på 12,1 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 11,9 milliarder kroner i 2002, og 11,8 milliarder kroner i 2001. Økningen fra 2002 til 2003 skyldes i hovedsak avskrivninger på fjerning som et resultat av endringen i fjerningstilskuddsloven, som økte avskrivningsbasen, samt produksjonsstart fra nye felt mot slutten av 2002 og 2003 som Sigyn, Mikkel, Fram Vest og Vigdis Extension. Dette ble delvis motvirket av økte reserver og lavere løftet oljevolum. Den mindre økningen fra 2001 til 2002 skyldtes hovedsakelig høyere produksjon.

Undersøkelsesutgiftene (aktiviteten) ble redusert fra 2002 til 2003, og fra 2001 til 2002. Undersøkelsesutgiftene var på 1,2 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 1,4 milliarder kroner i 2002 og 2,0 milliarder kroner i 2001. Reduksjonen på 14% fra 2002 til 2003 skyldes i hovedsak færre identifiserte letemuligheter vi trodde ville være suksessfulle i noen av de områdene hvor vi har andeler i letearealer, samt manglende støtte til boring av brønner som har blitt foreslått av Statoil i lisensene. Dette førte til færre antall brønner boret i 2003, sammenlignet med 2002. Reduksjonen på 30% fra 2001 til 2002 skyldes i hovedsak utsettelse av tre brønner til 2003, som førte til færre letebrønner boret fra flytende borerigger i 2002 sammenlignet med 2001. Denne reduksjonen ble til en viss grad relatert til færre identifiserte boremuligheter. Vi har fremdeles tro på norsk sokkel og forventer, gitt tilgang til arealer at leteaktiviteten vil øke til over nivået for 2002 og 2003 i årene som kommer.

Undersøkelseskostnadene var på 1,4 milliarder kroner både i 2003 og i 2002, sammenlignet med 2,0 milliarder kroner i 2001. Forskjellen i aktiviteten i 2003, sammenlignet med 2002 ble motvirket av lavere balanseføring av aktivitet ved utgangen av 2003, sammenlignet med 2002, samt lavere kostnadsføring av tidligere balanseført aktivitet i 2003 enn i 2002. I 2003 ble det ferdigstilt ni lete- og avgrensingsbrønner, hvorav seks resulterte i funn. Til sammenligning, ble 15 lete- og avgrensingsbrønner ferdigstilt i 2002, hvorav ti resulterte i funn. I tillegg ble fem leteforlengelser fra produksjonsbrønner ferdigstilt, hvorav fire resulterte i funn. Reduksjonen på 30% i undersøkelseskostnader fra 2001 til 2002 forklares i hovedsak av endringer i aktivitetsnivået. Til sammenligning ble 18 lete- og avgrensingsbrønner ferdigstilt i 2001, samt to leteforlengelser fra produksjonsbrønner, hvorav 15 resulterte i funn. Undersøkelseskostnaden i 2003 inkluderte 0,3 milliarder kroner av kostnadsføring av tidligere perioders balanseførte utgifter, sammenlignet med 0,5 milliarder kroner kostnadsført i 2002 og 0,7 milliarder kroner i 2001.

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser for U&P-Norge i 2003 var 37,6 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 34,0 milliarder kroner i 2002 og 42,3 milliarder kroner i 2001. Økningen på 11% fra 2002 til 2003, skyldes i hovedsak en økning i inntekter på grunn av 5% økning i oljepris målt i norske kroner, samt en 19% økning i internprisen på slag av naturgass solgt fra U&P Norge til Naturgass. Driftskostnadene er redusert med 2%, men reduksjonen er motvirket av 2% økning i avskrivninger.

Nedgangen på 23% i resultat før finans, andre poster, 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, andre poster, 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 riggforpliktelser. Reduksjonene i resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser har delvis blitt motvirket av økt salg av naturgass, lavere undersøkelseskostnader og reduserte driftskostnader.

Internasjonal U&P

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, operasjonelle nøkkeltall og tilhørende prosentvise endringer for forretningsområdet Internasjonal U&P for 2001, 2002 og 2003.

| Resultatregnskap (i millioner kroner) | 2001 | 2002 | endring | 2003 | endring |
|--|-------|-------|---------|-------|---------|
| Driftsinntekter | 7 693 | 6 769 | -12% | 6 980 | 3% |
| Av- og nedskrivninger | 3 371 | 2 355 | -30% | 1 784 | -24% |
| Drifts, salgs – og administrasjonskostnader | 2 165 | 2 338 | 8% | 2 489 | 6% |
| Undersøkelseskostnader (1) | 866 | 990 | 14% | 1 005 | 2% |
| Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | 1 291 | 1 086 | -16% | 1 702 | 57% |
| Operasjonelle data: | | | | | |
| Olje (1000 fat o.e./dag) | 57,8 | 81,5 | 41% | 85,6 | 5% |
| Naturgass (millioner Sm ³ /dag) | 41 | 33 | -20% | 14 | -58% |
| Samlet produksjon (løfting) (1000 fat o.e./dag) | 65,2 | 87,4 | 34% | 88,2 | 1% |
| Reserveerstatningsrate(2)(3) | 2,14 | 2,79 | 30% | 2,96 | 6% |
| Funnkostnad (USD per fat o.e.)(2) | 2,15 | 1,72 | -20% | 1,58 | -8% |
| Funn- og utbyggingskostnad (USD per fat o.e.)(2) | 8,60 | 7,15 | -17% | 7,88 | 10% |
| Produksjonskostnad (løfting) (USD per fat o.e.)(4) | 4,78 | 3,85 | -19% | 3,93 | 2% |

(1) Kostnader knyttet til geologi og geofysikk på 0,2 milliarder kroner i 2002 har blitt reklassifisert fra forretningsutvikling til letekostnader.

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

(3) Reserveerstatningsraten er definert som tilgang av nye sikre reserver, inkludert kjøp og salg dividert med produserte volumer. Reserveerstatningsraten ble 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. Tall for 2001 og 2002 har blitt endret.

Regnskapsårene 2003, 2002 og 2001

Internasjonal U&P genererte driftsinntekter på 7,0 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 6,8 milliarder kroner i 2002 og 7,7 milliarder kroner i 2001.

Økningen på 3% fra 2002 til 2003 var hovedsakelig relatert til økte oljepriser som bidro med en økning på 1,3 milliarder kroner og salgsinntekter fra LNG terminalen ved Cove Point på 0,3 milliarder kroner. Denne økningen ble delvis motvirket av salget av eiendelene i Danmark i 2002 på 1,0 milliarder kroner.

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 milliarder kroner i 2002. Gevinstene fra salg er inkludert som Andre inntekter i totale salgsinntekter. I tillegg ble reduksjonen påvirket av lavere olje- og gasspriser målt i norske kroner. I tillegg ble reduksjonen forsterket av lavere oljepriser og gasspriser målt i norske kroner. Nedgangen i driftsinntekt ble delvis motvirket av en økning på totalt 34% i olje- og gassløfting

Gjennomsnittlig daglig oljeproduksjon var på 85 600 fat per dag i 2003, sammenlignet med 81 500 fat per dag i 2002 og 57 800 fat per dag i 2001. Økningen på 5% i gjennomsnittlig daglig oljeproduksjon fra 2002 til 2003 skyldes hovedsakelig økt produksjon på 6 500 fat o.e. per dag fra Sincor-feltet i Venezuela, 3 600 fat o.e. per dag fra Girassol-feltet i Angola og 3 000 fat o.e. per dag fra Alba-feltet i Storbritannia. Nye felt startet produksjon i 2003 både i Storbritannia, Caledonia-feltet, og i Angola, Jasmim-feltet og Xikomba-feltet. Økningene ble delvis motvirket av redusert produksjon på 1 400 fat o.e. per dag fra Lufeng-feltet i Kina og salget av Siri-feltet og Lulita-feltet i Danmark, som i 2002 bidro med en produksjon på 6 600 fat o.e. per dag. Økningen på 41% i gjennomsnittlig oljeproduksjon per dag fra 2001 til 2002 skyldtes i hovedsak produksjonsoppbygging fra Girassol-feltet i Angola med 23 200 fat o.e. per dag og oppstart av oppgraderingsanlegget ved Sincor-feltet i Venezuela med 9 700 fat o.e. per dag. Girassol-feltet startet produksjon i desember 2001. Denne økningen ble delvis motvirket av redusert produksjon på 4 000 fat o.e. per dag fra Siri-feltet i Danmark, som ble solgt 1. juli 2002, samt 1 400 fat o.e. per dag fra Lufeng-feltet i Kina og 2 100 fat o.e. per dag fra Alba-feltet i Storbritannia.

Gjennomsnittlig daglig gassproduksjon var 0,4 millioner Sm³ i 2003, sammenlignet med 0,9 millioner Sm³ i 2002 og 1,2 millioner Sm³ i 2001. Reduksjonen på 58% fra 2002 til 2003 skyldes en forventet reduksjon fra det modne gassfeltet Jupiter i Storbritannia. Reduksjonen på 20% fra 2001 til 2002 skyldtes også i stor grad lavere produksjon fra gassfeltet Jupiter i Storbritannia.

Produksjonshetskostnad på 12 måneders gjennomsnitt økte med 2% fra 2002 til 2003, hovedsakelig på grunn av kostnadsøkning på feltene i Storbritannia målt i USD knyttet til endringene i GBP/USD valutakursen. Produksjonshetskostnaden ble redusert med 19% fra 2001 til 2002 da mer kostnadseffektive felt startet produksjon, hovedsakelig Girassol.

Av- og nedskrivninger beløp seg i 2003 til 1,8 milliarder kroner, sammenlignet med 2,4 milliarder kroner i 2002 og 3,4 milliarder kroner i 2001. Reduksjonen på 24% fra 2002 til 2003 skyldes i hovedsak 0,8 milliarder kroner i 2002, delvis motvirket av nedskrivningen på 0,2 milliarder kroner på Dunlin-feltet i Storbritannia. Reduksjonen på 30% fra 2001 til 2002 skyldes i hovedsak nedskrivningen på 2,0 milliarder kroner av LL652-feltet i Venezuela i 2001, delvis motvirket av en nedskrivning av samme felt i 2002 på 0,8 milliarder kroner. Nedskrivningene skyldtes i hovedsak reduksjon i anslåtte volum av olje over den gjenværende kontraktperioden for drift.

Undersøkelsesutgifter (aktiviteten) var på 1,2 milliarder kroner i 2003, 1,2 milliarder kroner i 2002 og 0,7 milliarder kroner i 2001. Økningen i undersøkelsesutgifter på 71% fra 2001 til 2002 skyldes i stor grad økt leteaktivitet i 2002, og at en inkluderte geologi og geofysikk kostnader knyttet til å undersøke muligheter i potensielle nye områder.

Undersøkelseskostnadene var 1,0 milliarder kroner i 2003 og 1,0 milliarder kroner i 2002, sammenlignet med 0,9 milliarder kroner i 2001. Totalt ble 14 lete- og avgrensingsbrønner avsluttet i 2003, hvorav 11 resulterte i funn og forble balanseført. Økningen på 14% i undersøkelseskostnader fra 2001 til 2002 skyldes at en inkluderte geologi og geofysikk kostnader knyttet til potensielle nye områder, samt kostnadsføringen i Nnwa-2 brønnen i lisens 218 i 2002. Dette ble delvis motvirket av større suksess i leteaktiviteten i Angola. Totalt ble åtte lete- og avgrensingsbrønner ferdigstilt, hvorav sju resulterte i funn og seks av disse er balanseført. I 2001 ble totalt lete- og avgrensingsbrønner avsluttet, hvorav tre resulterte i funn.

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser for Internasjonal U&P var 1,7 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 1,1 milliarder kroner i 2002 og 1,3 milliarder kroner i 2001. Utviklingen i olje- og gassprisen målt i USD bidro med 1,3 milliarder kroner, og reduksjonen i forretningsutviklingskostnader med 0,1 milliarder kroner, sammenlignet med 2002. I tillegg inkluderte 2002 en nedskrivning av LL652-feltet i Venezuela på 0,8 milliarder kroner. Disse positive effektene blir delvis motvirket av svekkelsen av USD mot NOK, netto effekten av salg av eiendeler i 2002 på 1,0 milliarder kroner, sammenlignet med 2003, og nedskrivningen av Dunlin-feltet i Storbritannia på 0,2 milliarder kroner. 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 1,9 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 0,9 milliarder kroner i 2002.

Naturgass

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, voluminformasjon og prosentvise endringer for forretningsområdet Naturgass for 2001, 2002 og 2003.

| Resultatregnskap (i millioner kroner) | 2001 | 2002 | endring | 2003 | endring |
|--|--------|--------|---------|--------|---------|
| Driftsinntekter | 23 468 | 24 536 | 5% | 25 087 | 2% |
| Salg av naturgass | 18 984 | 20 844 | 10% | 20 728 | -1% |
| Prosessering og transport | 4 484 | 3 692 | -18% | 4 359 | 18% |
| Varekostnader | 9 898 | 11 859 | 20% | 12 629 | 6% |
| Drifts, salgs- og administrasjonskostnader | 4 867 | 5 657 | -16% | 5 622 | -1% |
| Av- og nedskrivninger | 664 | 592 | -11% | 486 | 18% |
| Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | 8 039 | 6 428 | -20% | 6 350 | 1% |
| Priser: | | | | | |
| Naturgasspris (NOK/Sm3) | 1,22 | 0,95 | -22% | 1,02 | 7% |
| Internpris naturgass (NOK/Sm3) | 0,59 | 0,50 | -15% | 0,59 | 18% |
| Volumer solgt: | | | | | |
| For vår egen regning (milliarder Sm3 per år) | 14,7 | 19,6 | 34% | 20,8 | 6% |
| For SDØEs regning (milliarder Sm3 per år) | 18,9 | 23,5 | 24% | 25,6 | 9% |

Regnskapsårene 2003, 2002 og 2001

Inntekter i Naturgass-virksomheten består hovedsakelig av gassalg under våre langsiktige gassalgs-kontrakter, tariffinntekter fra rørledninger, transport og inntekt fra vår andel av prosesserings-anlegg. Naturgass genererte driftsinntekter på 25,1 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 24,5 milliarder kroner i 2002 og 23,5 milliarder kroner i 2001. Økningen på 2% fra 2002 til 2003 var hovedsakelig relatert til en 18% økning i prosesserings- og transportinntekter. Fra 1. januar 2004, vil driftsinntektene inkludere inntekter fra Cove Point og andre internasjonale midt- og nedstrøms gassaktiviteter, som ble overført fra Internasjonal U&P til Naturgass fra 1. januar 2004.

Statoil solgte 20,8 milliarder Sm³ naturgass i 2003, sammenlignet med 19,6 milliarder Sm³ i 2002 og 14,7 milliarder Sm³ i 2001. Økningen i gassalg på 6% fra 2002 til 2003 skyldtes i hovedsak økt levering under våre eksisterende langsiktige forsyningskontrakter, delvis grunnet oppstart av levering under Centrica kontrakten. Av totalt gassalg i 2003 var 19,1 milliarder Sm³ egenprodusert. Gjennomsnittlige gasspriser var 1,02 kroner per Sm³ i 2003, sammenlignet med 95 øre per Sm³ i 2002, en økning på 7%. Den økte prisen skyldes hovedsakelig økningen i NOK/EUR valutakursen. Varekostnaden økte med 6%, hovedsakelig på grunn av økning i internprisen til U&P Norge for gass, samt økning i volum av både egenproduserte og tredjeparts volumer.

Deler av UK volumet, ble i 2002 regnskapsført brutto. Dette medførte at kostnadene knyttet til disse volumene ble inkludert i varekostnader og inntektene som oppsto ved salg av disse volumene ble inkludert i gassalg som om volumene hadde blitt tatt inn på lager. I 2003 er volumene regnskapsført netto, det vil si at salget av disse volumene er hensyntatt ved å henføre marginen eller spread til driftsinntekten. Denne endringen har ingen effekt på resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser, men påvirker sammenligninger av inntekter og kostnader mellom årene.

Våre langsiktige gassalgskontrakter spesifiserer et minstenivå både på daglig og årlig nominering som i hvert tilfelle skal skje innenfor gitte rammer. Ved slutten av gassåret 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. En kunde står dermed fritt til å variere volumet som nomineres hver dag innenfor avtalt intervall. Som et resultat av dette kan kunden også variere avtaket innen hvert kvartal så lenge han har kjøpt det spesifiserte minstevolumet ved årsslutt. Nye langsiktige gasskontrakter har også blitt inngått i 2003. 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 dette for et gitt gassår vil påvirke totalt volum en kunde er forpliktet til å nominere innen utgangen av året.

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser for forretningsområdet Naturgass i 2003 var 6,35 milliarder kroner, sammenlignet med 6,43 milliarder kroner i 2002 og 8,04 milliarder kroner i 2001. Reduksjonen på 1% fra 2002 til 2003, skyldes at økningen i volum og 7% økning i pris ble motvirket av økte varekostnader knyttet til økningen i internpris.

I 2003 ble totalt 62 millioner kroner kostnadsført relatert til estimerte endringer i verdien av visse gassalgskontrakter som anses som derivater og følgelig blir vurdert til markedspris, sammenlignet med et tap på disse kontraktene på 115 millioner kroner i 2002.

Foredling og Markedsføring

| Resultatregnskap (i millioner kroner) | 2001 | 2002 | endring | 2003 | endring |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|
| Driftsinntekter | 203 387 | 211 152 | 4% | 218 642 | 4% |
| Varekostnader | 180 732 | 193 353 | 7% | 200 453 | 4% |
| Drifts, salgs- og administrasjonskostnader | 16 320 | 14 476 | 11% | 13 215 | -9% |
| Av- og nedskrivninger | 1 855 | 1 686 | -9% | 1 419 | -16% |
| Totale kostnader | 198 907 | 209 515 | 5% | 215 087 | 3% |
| Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | 4 480 | 1 637 | -63% | 3 555 | 117% |
| Operasjonelle data: | | | | | |
| FCC margin (USD/fat) | 3,6 | 2,2 | -39% | 4,4 | 100% |
| Kontraktspris metanol (EUR/ton) | 220 | 172 | -22% | 226 | 31% |
| Petrokjemimargin (EUR/ton) | 132 | 107 | -19% | 119 | 11% |

Regnskapsårene 2003, 2002 og 2001

Foredling og Markedsføring hadde driftsinntekter på 218,6 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 211,2 milliarder kroner i 2002 og 203,4 milliarder kroner i 2001. Økningen på 4% fra 2002 til 2003 skyldes i hovedsak økte priser i USD for råolje, men ble delvis motvirket av styrkingen av NOK mot USD, samt en reduksjon i totale solgte volumer av råolje på 6%. Økningen i driftsinntekter på 4% fra 2001 til 2002 skyldtes hovedsakelig større solgt volum av råolje, delvis motvirket av styrkingen av den norske kronen mot amerikanske dollar.

Varekostnaden økte fra 180,7 milliarder kroner i 2001, til 193,4 milliarder kroner i 2002 og til 200,5 milliarder kroner i 2003. Økningen fra 2002 til 2003 skyldes hovedsakelig høyere priser i USD på råolje.

Av- og nedskrivninger utgjorde i alt 1,4 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 1,7 milliarder kroner i 2002 og 1,9 milliarder kroner i 2001. Reduksjonen på 0,3 milliarder kroner fra 2002 til 2003 skyldes i hovedsak effekten av salget av Navion, effektivt fra 7. april 2003.

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser for Foredling og Markedsføring var 3,6 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 1,6 milliarder kroner i 2002 og 4,5 milliarder kroner i 2001. Høyere raffineringmarginer fra foredlingsvirksomheten er hovedårsaken til økningen i resultat på 1,3 milliarder kroner fra 2002 til 2003. Gjennomsnittlig raffineringmargin (FCC-margin) var 100% høyere, tilsvarende USD 2,2 per fat fra 2002 til 2003, men grunnet styrkingen av den norske kronen mot USD er effekten av økning i FCC-marginen 78% i norske kroner. Gjennomsnittlig kontraktspris på metanol var i norske kroner cirka 40% høyere i 2003 enn i 2002. I oljehandel økte resultatet med 0,3 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 2002, hovedsakelig på grunn av bedre resultat innen leieraffinering. Resultatet i detaljhandel økte med 0,1 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 2002. Økningen var relatert til økte volum, økte marginer og kostnadsreduksjoner.

Lavere raffineringmarginer er hovedårsaken til reduksjonen på 1,6 milliarder kroner i resultat fra foredlingsaktiviteten 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. Gjennomsnittlig kontraktspris på metanol var i norske kroner omtrent 30% lavere i 2002 enn i 2001. Resultatet ble også negativt påvirket av planlagte vedlikeholdsstanser på raffineriene 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.

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 partrederiet som eier boreskipet *West Navigator* (1) som ikke omfattes av salget, utgjorde cirka USD 800 millioner. Økonomisk dato for transaksjonen var 1. januar 2003, og salget ble regnskapsført ved gjennomføringstidspunktet 7. april 2003. Resultateffekten av salget var uvesentlig, men Navion bidro med 0,5 milliarder kroner til Foredling og Markedsførings resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser, sammenlignet med 0,4 milliarder kroner for hele 2002 og 1,5 milliarder kroner i 2001. Resultatet for 2002 ble negativt påvirket av lavere shipping rater og lavere kapasitetsutnyttelse på offshore lasteflåten i 2002, sammenlignet med 2001.

Bidraget fra vårt tilknyttede selskap Statoil Detaljhandel Skandinavia til Foredling og Markedsførings resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var 152 millioner kroner i 2003, sammenlignet med 221 millioner kroner i 2002 og 222 millioner kroner i 2001. Reduksjonen på 69 millioner kroner fra 2002 til 2003 skyldtes hovedsakelig dårlige resultater i detaljmarkedsføringsvirksomheten i Danmark relatert til reduserte marginer, hovedsakelig som en følge av sterk konkurranse i det danske markedet. Statoil ASA og ICA AB har, etter initiativ fra ICA, signert en intensjonsavtale vedrørende salget av ICAs 50% eierandel i SDS til Statoil. Endelig avtale må godkjennes av styrene i Statoil og ICA, og transaksjonen ventes å bli avsluttet i løpet av første halvår av 2004 i avvente av forhandlinger om enkelte kontraktspunkter.

Bidraget fra vårt tilknyttede selskap Borealis til Foredling og Markedsførings resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var en inntekt på 106 millioner kroner i 2003, sammenlignet med 53 millioner kroner i 2002 og et tap på 146 millioner kroner i 2001. Bidraget fra Borealis økte fra 2002 til 2003 hovedsakelig som følge av en økning i marginer på 12 euro som tilsvarer 148 kroner per tonn grunnet en svekkelse av den norske kronen mot euro, samt en 2% økning i produksjon. Bidraget fra Borealis økte fra 2001 til 2002 hovedsakelig på grunn av en 4% økning i solgte volum. Marginene ble imidlertid redusert cirka 25 euro per tonn fra 2001 til 2002, eller omtrent 19%.

Annen virksomhet

Regnskapsårene 2003, 2002 og 2001

Annen virksomhet består av virksomheten til Konserntjenester, Konsernsenteret, Finanstjenester og Teknologi, som viste et underskudd før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser på 280 millioner kroner i 2003, sammenlignet med 2 millioner kroner i 2002, og et overskudd før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser på 57 millioner kroner i 2001.

Likviditet og kapitalressurser

Kontantstrøm fra driften

Vår viktigste kontantstrømkilde er midler generert fra drift. Kontantstrøm fra driften utgjorde 30,8 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 24,0 milliarder kroner i 2002 og 39,2 milliarder kroner i 2001.

Økningen på 6,8 milliarder kroner fra 2002 til 2003 skyldes hovedsakelig 8,9 milliarder kroner økt kontantstrøm før skatt, hovedsakelig på grunn av høyere priser og marginer. I tillegg økte arbeidskapitalposter med 0,2 milliarder kroner (eksklusiv betalbar skatt, kortsiktig rentebærende gjeld og kontanter). Endringen i arbeidskapitalposter knyttet til salget av datterselskapet Navion er ekskludert fra kontantstrøm fra driften, og er klassifisert som salg av eiendeler. Denne økningen motvirkes delvis av 2,3 milliarder kroner i økte betalte skatter. Det ble i 2003 inntektsført 6,2 milliarder kroner i utsatte skattefordeler, hvorav opphevelse av

(1) I forbindelse med salget av shipping aktiviteten i datterselskapet Navion ble boreskipet *West Navion* omdøpt til *West Navigator*. Statoil eier fremdeles 50% av boreskipet gjennom P/R West Navigator DA.

fjerningstilskuddsloven utgjør 6,7 milliarder kroner. Kostnadsføringen av utsatt skatt for samme periode i 2002 utgjorde 0,6 milliarder kroner. Som følge av opphevelsen av Fjerningstilskuddsloven ble Statoils krav på refusjon av fjerningsutgifter fra staten kostnadsført med 6,0 milliarder kroner som en engangseffekt i andre kvartal 2003. Netto inntektsføring som følge av opphevelsen av Fjerningstilskuddsloven i andre kvartal 2003 utgjorde 0,7 milliarder kroner. Denne inntektsføringen hadde ikke kontanteffekt.

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.

Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter

Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter utgjorde 23,2 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 16,8 milliarder kroner i 2002 og 12,8 milliarder kroner i 2001. Bruttoinvesteringer, definert som investeringer i varige driftsmidler og balanseførte undersøkelsesutgifter, økte fra 17,4 milliarder kroner i 2001 til 20,1 milliarder kroner i 2002, og til 24,1 milliarder kroner i 2003. Bruttoinvesteringer inkluderer også investeringer i immaterielle eiendeler og langsiktige aksjeinvesteringer. Økningen fra 2002 til 2003 i bruttoinvesteringer skyldes hovedsakelig høyere investeringer innenfor U&P Norge og Internasjonal U&P som et resultat av økt omfang av prosjekter under utbygging. Hovedårsakene til differansen mellom kontantstrøm til investeringsaktivitetene og bruttoinvesteringene er salget av Navion i andre kvartal 2003. Videre er forskuddsbetalingen av eiendelene i Algerie, In Salah og In Amenas på USD 1,0 milliarder i 2003 inkludert i kontantstrøm til investering, men rapporteres ikke som investeringer i 2003, da Algeriske myndigheters nødvendige samtykke av transaksjonen avvantes.

Økningen på 31% 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.

Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter

Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter utgjorde 7,9 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 4,6 milliarder kroner i 2002 og 31,5 milliarder kroner i 2001. Nye langsiktige låneopptak ble redusert med 2,2 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 2002, mens tilbakebetaling av langsiktig gjeld ble redusert med 2,1 milliarder kroner. Økningen på 3,3 milliarder kroner i kontantstrøm til finansieringsaktiviteter er hovedsakelig relatert til endringer i kontantstrøm knyttet til netto kortsiktig gjeld og kassakreditt. Beløpet i 2003 inkluderer en dividendeutbetaling på 6,3 milliarder kroner, mens utbetalt dividende i 2002 var 6,2 milliarder kroner. I 2001 ble konsernet tilført 12,9 milliarder kroner fra aksjeemisjonen. Den økte likviditeten fra aksjeemisjonen ble i hovedsak anvendt til å tilbakebetale Den norske stat det ansvarlige lånet som ble tatt opp i forbindelse med restruktureringen av de overførte SDØE-eiendelene. Endringen i kontantstrømmen fra finansieringsaktiviteter fra 2000 til 2001 skyldtes hovedsakelig restruktureringen av de overførte SDØE-eiendelene og proveny fra aksjeemisjon i 2001.

I 2003 betalte Statoil utbytte på 6,3 milliarder kroner. Utbytte betalt i 2002 beløp seg til 6,2 milliarder kroner, mens betalt utbytte for 2001 utgjorde 55,4 milliarder kroner. Utbyttet for 2001 inkluderer betaling av de overførte SDØE-eierandelene på cirka 40,8 milliarder kroner. Utbytter betalt tidligere år reflekterer vår status som heleid statlig selskap, og kan ikke ses på som en indikasjon på vår fremtidige utbytenivå.

Arbeidskapital

Arbeidskapitalen (omløpsmidler minus kortsiktig gjeld) økte med 3,0 milliarder kroner fra 2002 til 2003, fra å være negativ med 1,3 milliarder kroner per 31. desember 2002 til å være positiv med 1,7 milliarder kroner per 31. desember 2003. Arbeidskapital per 31. desember 2001 var negativ med 9,5 milliarder kroner. 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, som er utenfor vår kontroll, vil forårsake endringer i vår kontantstrøm. Statoil vil anvende tilgjengelig likviditet til å finansiere skattebetalingene til den norske stat (1. april og 1. oktober hvert år), samt eventuelle utbyttebetalinger. Vårt investeringsprogram er spredt over året. Nivået på olje- og gasspriser, samt nivå på produksjon, vil følgelig påvirke finansieringen av investeringer. Investeringsnivået er forventet å øke fra eksisterende nivå i årene som kommer, kombinert med forventet planlagt vekst også i kontantstrøm fra driften grunnet en forventet økning i produksjon, gitt at en reduksjon i olje- og gasspriser ikke overstiger økningen i produksjon. Det vil derimot mest sannsynlig være et gap mellom kapital tilgjengelig fra driften og kapital nødvendig for å dekke kapitalbehovet. I 2004 forbereder selskapet derfor innhenting av kapital fra eksterne kilder, men det er vår intensjon å holde nivået på netto gjeldsgrad under 40%-45%. Det absolutte nivået på gjeld som tas opp vil i stor grad være avhengig av olje- og gasspriser gjennom året, som vil påvirke tilgjengelig kapital fra driften.

Per 31. desember 2003 hadde Statoil likvide midler på 16,6 milliarder kroner, inkludert cirka 9,3 milliarder kroner plasseringer i det nasjonale og internasjonale kapitalmarkedet, hovedsakelig i statsobligasjoner. Per 31. desember 2003 var cirka 70% av vår beholdning av betalingsmidler i norske kroner, 10% i amerikanske dollar, 15% i euro og 5% i andre valutaer, alle valutabeholdninger er før effekten av valuta-bytteavtaler og forward-kontrakter. Euro og amerikanske dollar er solgt for å møte Statoils forpliktelser i norske kroner. Plasseringene i kapitalmarkedet økte med 4,0 milliarder kroner i løpet av 2003 sammenlignet med ved utgangen av 2002. Kontanter økte med 0,6 milliarder kroner i løpet av 2003, sammenlignet med utgangen av 2002. Dette skyldes hovedsakelig likviditetsstyring.

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 omtrent 75% av våre betalingsmidler i norske kroner, 15% i amerikanske dollar, 5% i euro og 5% i andre valuta, før effekten av valutabytteavtaler og forward-kontrakter.

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 valuta-bytteavtaler og forward-kontrakter. Den høye andelen av euro ved utgangen av 2001 var hovedsakelig knyttet til effekter av forsinkelser i planlagte og vanlige vekslinger til norske kroner i forkant av skattebetalingen i april 2002.

Statoils generelle prinsipper er å **oppretholde et minstepålegg 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 og forutsatt at vi vurderer markedsforholdene som gunstige.

Per 31. desember 2003 hadde Statoil tilgjengelig en kommittert kredittfasilitet på USD 1,6 milliarder som inneholder en "swingline"-opsjon på USD 0,5 milliarder, tilsvarende cirka 3,3 milliarder norske kroner. Denne fasiliteten ble etablert i 2000 (USD 1,0 milliarder) og 2003 (USD 0,6 milliarder) og er tilgjengelig for utnyttelse frem til november 2005 og januar 2008. Ved årsskiftet 2003 var det ikke foretatt trekk. Vår kort- og langsiktige vurdering av Moody's og Standard & Poor's er henholdsvis P-1/A1 and A-1/A. I juni 2003 reviderte Standard & Poor's sin "outlook" på Statoil fra stabilt til negativt.

Rentebærende gjeld. Total rentebærende gjeld var 37,3 milliarder kroner ved utgangen av 2003, sammenlignet med 37,1 milliarder kroner ved utgangen av 2002. På tross av nye investeringer ble gjelden holdt på et forholdsvis stabilt nivå, grunnet god tilgang til likvider grunnet økning i kontantstrøm fra driften. Per 31. desember 2001, var total rentebærende gjeld 41,8 milliarder kroner.

Netto rentebærende gjeld er definert som rentebærende kortsiktig og langsiktig gjeld fratrukket betalingsmidler og kortsiktige investeringer. Netto rentebærende gjeld per 31. desember 2003 var 20,9 milliarder kroner, sammenlignet med 23,6 milliarder kroner ved utgangen av 2002. Til tross for at total rentebærende gjeld har økt marginalt, er netto rentebærende gjeld redusert, noe som hovedsakelig skyldes at likvider har økt med 2,9 milliarder kroner i løpet av perioden. Netto rentebærende gjeld per 31. desember 2001 var 34,1 milliarder kroner. I beregningen av netto rentebærende gjeld foretar Statoil visse justeringer og nøkkeltall anses følgelig som et Non-GAAP finansielt måltall. For beregning se Bruk av Non-GAAP finansielle måltall.

Gjeldsgraden, definert som netto rentebærende gjeld i forhold til sysselsatt kapital, var 22,6% ved utgangen av 2003, sammenlignet med 28,7% ved utgangen av 2002 og 39,0% ved utgangen av 2001. Reduksjonen skyldes hovedsakelig økning i sum likvider og økt egenkapital. Gjeldsgraden for 2003 reflekterer også forskuddsbetalingen av kostnader knyttet til kjøpet av og investeringer i In Salah og In Amenas i Algerie, som reduserte likvidbeholdningen med 6,8 milliarder kroner. Vår beregning av gjeldsgraden inkluderer visse justeringer og anses følgelig som et Non-GAAP finansielt måltall. For beregning og forklaring av nøkkeltallet se Bruk av Non-GAAP finansielle måltall.

Statoils lånebehov oppfylles hovedsakelig ved kort- og langsiktig kapitalmarkedsgjeld, inkludert utnyttelse av et USD sertifikatprogram og et "Euro Medium Term Note" (EMTN)-program, og gjennom utnyttelse av kommitterte kredittfasiliteter og -linjer. I 2003 ble det under vårt EMTN-program utstedt fastrente obligasjonslån, med totalt pålydende 10 milliarder japanske yen og 30 millioner amerikanske dollar, samt ett med flytende rente, pålydende 200 millioner euro, tilsvarende totalt 2,8 milliarder kroner. Løpetiden varierer mellom to og sju år. 500 millioner kroner i fem-års obligasjoner ble utstedt i det norske markedet i 2003. Hensyntatt effekten av valutabytteavtaler er nær 100% av Statoils gjeld i USD. Per 31. desember 2003 var vår totale langsiktige låneportefølje 33,0 milliarder kroner, med en gjennomsnittlig løpetid på 11 år og en gjennomsnittlig vektet rentesats på cirka 4,8% per år. 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.

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 gjeldsforpliktelse, enten direkte ved låneopptak eller gjennom valutabytteavtaler, med sikte på å styre vår valutaeksponering slik at gjeldsprofilen optimaliseres i forhold til underliggende kontantstrøm. Statoils langsiktige gjeld, justert for virkningen av valutabytteavtaler, er hovedsakelig i USD. Dette skyldes at netto kontantstrøm før skatt hovedsakelig er i USD. I tillegg styrer Statoil renteeksponeringer ved å benytte rentederivater, hovedsakelig rentebytteavtaler, basert på en fastsatt ramme for rentebindingsprofil for den samlede låneporteføljen.

Ny langsiktig gjeld utgjorde totalt 3,2 milliarder kroner i 2003, sammenlignet med 5,4 milliarder kroner i 2002 og 9,6 milliarder kroner i 2001. Statoil betalte tilbake cirka 2,8 milliarder kroner i 2003, cirka 4,8 milliarder kroner i 2002 og cirka 4,5 milliarder kroner i 2001. Per 31. desember 2003 skulle 3,2 milliarder kroner av gjelden betales tilbake i løpet av ett år. 9,3 milliarder kroner av gjelden hadde en løpetid på to til fem år og 23,7 milliarder kroner mer enn fem år. Til sammenligning var tallene per 31. desember 2002 henholdsvis 2,0 milliarder kroner, 8,5 milliarder kroner og 24,3 milliarder kroner og per 31. desember 2001 henholdsvis 5,4 milliarder kroner, 8,6 milliarder kroner og 26,6 milliarder kroner.

Finanstjenester utfører sentraliserte tjenester vedrørende den totale innlånsaktivitet og valuta- og rentestyling. Virksomheten gjennomføres innenfor rammen av de retningslinjer som Statoils styre godkjenner. Gjeldsporteføljen forvaltes i samarbeid med konsernets risikostyringsavdeling, og vi benytter forskjellige derivater. Internkontrollen gjennomgås med jevne mellomrom av interne revisorer for vurdering av risiko. Nærmere opplysninger om vår risikostyring er inntatt i avsnittet Risikostyring nedenfor.

Tabell med de viktigste kontraktsforpliktelser og andre kommersielle forpliktelser

Tabellen nedenfor oppsummer våre kontraktsforpliktelser og andre kommersielle forpliktelser per 31. desember 2003. Tabellen nedenfor viser kontraktuelle forpliktelser eksklusiv derivater og andre sikringsinstrument (se Risikostyring).

| Kontraktsmessige forpliktelser (i millioner kroner) | Total | Under 1 år | Gjenværende løpetid | | |
|---|---------------|--------------|---------------------|---------------|---------------|
| | | | 1-3 år | 4-5 år | Etter 5 år |
| Langsiktig gjeld | 36 159 | 3 168 | 4 819 | 4 479 | 23 693 |
| Finansielle leieavtaler | 75 | 19 | 36 | 19 | 1 |
| Operasjonelle leieavtaler | 9 170 | 2 999 | 3 373 | 845 | 1 953 |
| Transportkapasitet og lignende forpliktelser | 47 155 | 3 002 | 6 859 | 6 106 | 31 188 |
| Totale forpliktelser | 92 559 | 9 188 | 15 087 | 11 449 | 56 835 |

| Andre kommersielle forpliktelser (i millioner kroner) | Total | Under 1 år | Gjenværende løpetid | | |
|---|-------|------------|---------------------|--------|------------|
| | | | 1-3 år | 4-5 år | Etter 5 år |
| Standby Letters of Credit | 1 777 | 457 | 418 | 0 | 902 |

Kontraktsmessige investeringsforpliktelser beløper seg til 20,9 milliarder kroner. Av disse forfaller 13,1 milliarder kroner innen ett år fra 31. desember 2003. Pensjonsforpliktelser beløper seg til 17,6 milliarder kroner, hvorav Statoil har eksisterende fond på 15,1 milliarder kroner per 31. desember 2003. Totalt forhåndsbetalte pensjoner beløper seg til 2,1 milliarder kroner.

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. Utgifter til forskning og utvikling var 1 004 millioner kroner i 2003, sammenlignet med 736 millioner kroner i 2002 og 633 millioner kroner i 2001.

Konsernets mål

Kapitlet inneholder en diskusjon av konsernets mål. Statoil benytter målene for å følge økning i produksjon, effektiv utnyttelse av kapital og for å bedre effektiviteten i driften. Statoil har kommunisert mål for 2004 for normalisert avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (normalisert ROACE), produksjon, funn- og utviklingskostnad, normalisert produksjonskostnad og reserveerstatningsrate. Vi har kommunisert et konsistent sett med mål for 2007. Dette avsnittet inneholder en diskusjon av disse målene og rapporterer resultatene av målene for perioden. For en diskusjon av historiske og forventede investeringer, se trendinformasjon nedenfor.

Diskusjonen av konsernets mål benytter flere måltall som er Non-GAAP finansielle måltall, slik de er definert av U.S. Securities and Exchange Commission, er definert som tall som enten ekskluderer eller inkluderer beløp som ikke er ekskludert eller inkludert i sammenlignbare måltall beregnet og framstilt i henhold til god regnskapsskikk (GAAP). Målene er avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE), normalisert avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (normalisert ROACE), normalisert produksjonskostnad per fat og netto gjeldsgrad. Se Bruk av Non-GAAP finansielle måltall for mer informasjon vedrørende måltallene, og for beregninger.

Oppsummering av mål - 2004

Statoil vil søke å oppfylle følgende mål:

- ROACE på 12% på normalisert basis for 2004. For å kunne måle resultatene våre mot 2004 ROACE- målet, forutsetter vi en gjennomsnittlig oppnådd oljepris på USD 16 per fat, gasspris på 70 øre per Sm³, raffineringmargin på USD 3,0 per fat, Borealismargin på EUR 150 per tonn og en NOK/USD valutakurs på NOK 8,20. Alle priser og marginer er inflasjonsjusterte fra 2000.
- Total olje- og gassproduksjon på 1 120 000 fat per dag i 2004.

Videre arbeider vi mot følgende mål for å øke driftseffektiviteten fra 2004:

- Redusere produksjonsenhetskostnadene; fra USD 2,8 per fat oljeekvivalenter i 2003 til lavere enn 2,7 USD per fat oljeekvivalenter i 2004, normalisert til en NOK/USD valutakurs på 8,20,
- Holde funn- og utbyggingskostnadene; (3 års gjennomsnitt) lavere enn USD 6,0 per fat oljeekvivalenter i 2004.

2004 -målene (foruten målet om reserveerstatningsrate) baseres på en organisk utvikling av Statoil og ekskluderer eventuelle effekter av oppkjøp. Eventuelle oppkjøp kan påvirke våre mål materielt og bidra til at en som følge av konsekvenser av slike oppkjøp må vurdere å revidere målene.

Oppsummering av mål-2007

Statoil vil søke å oppfylle følgende mål:

- ROACE på 12,5% på normalisert basis for 2007. For å kunne måle resultatene mot 2007 ROACE- målet, forutsettes en gjennomsnittlig oppnådd oljepris på USD 18 per fat, gasspris på 80 øre per Sm3, raffineringmargin på USD 3,3 per fat, Borealismargin på EUR 165 per tonn og en NOK/USD valutakurs på NOK 7,50. Alle priser og marginer er inflasjonsjusterte fra 2004.
- Total olje- og gassproduksjon på 1 350 000 fat per dag i 2007.

Videre, arbeider vi mot følgende mål for å øke driftseffektiviteten fra 2007:

- Redusere produksjonsenhetskostnadene til lavere enn USD 3,1 per fat oljeekvivalenter i 2007, normalisert til en NOK/USD valutakurs på 7,50 (tilsvarer USD 2,7 per fat o.e. normalisert til en valutakurs på 8,20).
- Holde funn- og utbyggingskostnadene; (3 års gjennomsnitt) lavere enn USD 6,0 per fat oljeekvivalenter i 2007.

Målene for 2007 inkluderer effekten av Algerie transaksjonen (knyttet til kjøp av andeler i feltene In Salah og In Amenas) da denne transaksjonen var kjent på det tidspunktet da målene ble satt, samt når vi starter å rapportere prestasjon i forhold til målene som er satt for 2007. Framover i tid er disse målene, med unntak av reserveerstatningsmålet, basert på en fortsatt organisk utvikling av Statoil og ekskluderer følgende effekter relatert til flere eventuelle, men per i dag ikke kjente, oppkjøp.

For å muliggjøre en sammenligning av målene, er målene for 2007 vist i tredje kolonne i tabellen nedenfor, med tilsvarende mål, basert på 2004 normaliseringen i fjerde kolonne.

| Konsernets mål | 2004 | 2007 (ny normalisering) | 2007 (basert på 2004 normalisering) |
|---|-------|-------------------------|-------------------------------------|
| ROACE* | 12,0% | 12,5% | 13% |
| Produksjon(1000 fat o.e. per dag) | 1 120 | 1 350 | 1 350 |
| Reserveerstatningsrate** | >1,0 | >1,3 | >1,3 |
| Funn og utviklingskostnad(USD/fat o.e.)** | <6,0 | <6,0 | <5,25 |
| Produksjonskostnad (USD/fat o.e.) | <2,7 | <3,1 | <2,7 |

* Normalisert

** 3-årssnitt

Produksjonsveksten mot 2007 er basert på eksisterende karakteristikk av våre reservoar, våre planlagte investeringer og vårt utbyggingsbudsjett. Det er flere faktorer som kan føre til at reelle resultater og utvikling kan skille seg fra målene som er inkludert i denne tabellen, disse inkluderer tilbudet av industriprodukter, etterspørsel og prising, valutakurs, politisk og økonomiske rammebetingelser i Norge og andre oljeproduiserende land, generelle økonomiske forhold, politisk stabilitet og vekst i relevante områder i verden, globale politiske hendelser, inkludert krig, terrorisme og sanksjoner, tidspunkt for oppstart av nye felt, store forskjeller i reserveestimer, mangel på evne til å finne og utvikle reserver, negative endringer i skattesystemer, utvikling og bruk av ny teknologi, geologiske og tekniske problemer, konkurrentenes handlinger, handlinger til våre lisenspartnere, naturkatastrofer og andre endringer i forretningsbetingelser. En av de faktorene som vil kunne føre til at resultatene kan skille seg fra våre forventninger vil være mulige forsinkelser i besluttede utbyggingsprosjekter.

Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital

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

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

Gjennomsnittlig sysselsatt kapital gjenspeiler et enkelt gjennomsnitt av kapitalen som er sysselsatt ved begynnelsen og slutten av regnskapsperioden. I beregningen av sysselsatt kapital foretar Statoil visse justeringer i netto rentebærende gjeld som medfører at netto rentebærende gjeld defineres som et Non-

GAAP finansielt måltall, for beregning av dette se Bruk av Non-GAAP finansielle måltall. Dersom en benytter en ujustert netto rentebærende gjeld i beregningen av gjennomsnittlig sysselsatt kapital var vår ROACE for 2003 på 18,6%. Statoils historiske ROACE basert på en sysselsatt kapital med disse justeringene var for 2001, 2002 og 2003 på henholdsvis 19,9%, 14,9% og 18,7%.

ROACE og normalisert ROACE er Non-GAAP finansielle måltall. For nærmere beskrivelse se Bruk av Non-GAAP finansielle måltall under.

For å kunne måle resultatene våre mot 2004 ROACE- målet, forutsetter vi en gjennomsnittlig oppnådd oljepris på USD 16 per fat, gasspris på 70 øre per Sm³, 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 inflasjonsjusterte fra 2000. I beregningen av normalisert avkastning, foretar en enkelte justeringer for å ekskludere poster som ikke anses å opptre ofte. Disse postene er ansett som aktiviteter eller hendelser som ledelsen anser ikke å vise indikasjoner på den underliggende prestasjonen. 2004-målet er basert på en organisk utvikling av selskapet, og følgelig er effektene av oppkjøpet av de algeriske eiendelene, In Salah og In Amenas ekskludert fra beregningen i 2003. Normalisering blir foretatt for å ekskludere faktorer som Statoil ikke kan påvirke fra selskapets prestasjonsmål. For beregningen av ROACE og normaliserte tall beregnet i henhold til US GAAP, se tabellen ROACE beregning i kapitlet Bruk av Non-GAAP finansielle måltall under. Statoil har et mål om å nå en 12% normalisert ROACE i 2004.

Normalisert ROACE var 9,4% i 2001, 10,8% i 2002 og 12,4% i 2003. Da vi startet å måle ROACE i 2000 var vår ROACE 7,5% med disse forutsetningene justert på proforma basis for vår overføring av eiendeler til staten. 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 krav om en positiv nåverdi 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.

Samtidig som vi vil fortsette å fokusere på vår overordnede målsetning om streng kapitaldisiplin, tror vi at forbedringsprogrammet fra 2001 til 2004 med en målsetning om å bidra med forbedringer i kostnader og inntekter på 3,5 milliarder kroner fra 2004 sammenlignet med 2001, vår organiske produksjonsvekst og driftsforbedringer vil bidra til å nå målet om 12% ROACE i 2004.

Statoils 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 er gjenstand for en rekke risikoer og usikkerhetsfaktorer som beskrevet ovenfor.

Som beskrevet overfor, kommuniserte Statoil i 2003 nye mål for 2007, inkludert en normalisert ROACE på 12,5%. I beregningen av normalisert ROACE mot 2007, har vi endret våre normaliseringsforutsetninger. Vi antar nå i normaliseringen en oljepris på USD 18 per fat, en gasspris på 80 øre per Sm³, raffineringmargin på USD 3,3 per fat, Borealis-margin på EUR 165 per tonn og en NOK/USD valutakurs på 7,50. Disse endringene i forutsetninger for 2007 målet reflekterer endringer i de underliggende priser og marginer i forhold til da målene ble satt for 2004. Disse forutsetningene reflekterer ikke reelle priser og marginer på det tidspunktet da forutsetningene ble satt eller til noe spesifikt tidspunkt og avspeiler ikke nødvendigvis våre forventninger til framtidige svingninger i disse prisene og marginene, men er basert på bevegelser i et bredere tidsperspektiv og fungerer som et middel for å kunne sammenligne på tvers av perioder.

Produksjonskostnad per fat o.e. for de siste 12 månedene var USD 3,2 per fat o.e. for året 2003, sammenlignet med USD 3,0 per fat o.e. for året 2002 og USD 2,8 per fat o.e. for året 2001. Økningen sammenlignet med 2002 og 2001 er relatert til en lavere NOK/USD valutakurs, da kostnadene hovedsakelig oppstår i kroner. Tilsvarende var produksjonskostnaden i kroner 22,8 kroner per fat o.e. for året 2003, sammenlignet med 23,5 kroner per fat o.e. i 2002 og 25,2 kroner per fat o.e. for året 2001. Produksjonskostnad er beregnet som driftskostnader knyttet til produksjon av olje og gass, dividert på akkumulert olje- og gassproduksjon. Normalisert til en NOK/USD valutakurs på 8,20, for å ekskludere valutaeffekter, var produksjonskostnaden USD 2,8 per fat o.e. for 2003, sammenlignet med to USD 2,9 per fat o.e. for 2002 og USD 3,0 per fat o.e. for 2001. Normalisert produksjonskostnad er et Non-GAAP finansielt måltall grunnet normaliseringen ved hjelp av en fastsatt NOK/USD valutakurs. For beregning og forklaring se Bruk av Non-GAAP finansielle måltall

Funn-og utviklingskostnad

Statoils funn-og utviklingskostnad i 2003 var USD 7,7 per fat o.e., sammenlignet med USD 5,3 per fat o.e. i 2002 og USD 4,6 per fat o.e. i 2001. Gjennomsnittlig funn-og utviklingskostnad de siste tre år var USD 5,9 per fat o.e., sammenlignet med USD 6,2 per fat o.e. i 2002 og USD 9,1 per fat o.e. i 2001. 2001 var et veldig godt år, hovedsakelig på grunn av økt bokføring av sikre reserver sammenlignet med tidligere år. Målet for 2004 er under USD 6,0 per fat o.e. Funn-og utviklingskostnad beregnes ved å dele kostnader knyttet til leting og utvikling delt på nye sikre reserver, som definert av SEC, eksklusiv kjøp og salg av reserver.

| Funn-og utviklingskostnad (USD/fat o.e.)* | 2001 | 2002 | 2003 |
|---|------|------|------|
| Konsern | 9,12 | 6,20 | 5,87 |
| U&P Norge | 9,35 | 5,89 | 5,24 |
| Internasjonal U&P | 8,60 | 7,15 | 7,88 |

* 3-årsnitt

Reserveerstatningsrate

Sikre olje og gassreserver utgjorde 4 264 millioner fat o.e. ved utgangen av 2003, sammenlignet med 4 267 millioner fat o.e. ved utgangen av 2002 og 4 277 millioner fat o.e. ved utgangen av 2001. Reserveerstatningsraten var 99% i 2003, sammenlignet med 98% i 2002 og 89% i 2001. Gjennomsnittlig reserveerstatningsrate de siste tre år var 95%. Reserveerstatningsraten inkluderer effekten av transaksjoner og var lavere i 2001 enn i 2002 og 2003, til tross for at produksjonen har økt i løpet av treårs-perioden, hovedsakelig knyttet til transaksjoner foretatt på norsk kontinentalsokkel i 2001. Målet for reserveerstatning er et gjennomsnitt på 100% for de tre årene fra 2002-2004.

| Reserveerstatningsrate (3-årsnitt) | 2001 | 2002 | 2003 |
|------------------------------------|------|------|------|
| Konsern | 0,68 | 0,78 | 0,95 |
| U&P Norge | 0,77 | 0,63 | 0,79 |
| Internasjonal U&P* | 2,14 | 2,79 | 2,96 |

* Reserveerstatningsraten for Internasjonal U&P er justert for salget Statoil Energy Inc. som ble solgt i 2000.

Produksjon

Total olje og gassproduksjon i 2003 var 1 080 000 fat o.e. per dag, sammenlignet med 1 074 000 fat o.e. per dag i 2002, og 1 007 000 o.e. per dag i 2001. Produksjonsmålet for 2004 er 1 120 000 fat o.e. per dag.

Vår forventede produksjonsvekst mot 2007 er basert på eksisterende karakteristikk av våre reservoar, planlagte investeringer og utbyggingsbudsjett. Inkludert kjøpet av eierandeler i de to feltene In Salah og In Amenas, er produksjonsmålet for 2007 satt til 1 350 000 fat o.e. per dag.

Trendinformasjon

Veksten i årene fremover vil kreve en økning i investeringer fra dagens nivå og vil følgelig legge press på ROACE i 2005 og 2006, men basert på eksisterende framskrivninger forventer vi ikke at normalisert ROACE skal gå lavere enn 10%. Basert på eksisterende framskrivninger forventes også normalisert ROACE å øke i 2007. Av de prosjektene som forventes å bidra til å nå produksjonsmålet for 2007 er nær 95% vedtatte prosjekter.

Investeringer

Tabellen nedenfor viser investeringer for hvert forretningsområde og tilhørende andel av totale investeringer i perioden 2001 til 2003.

| Investeringer (1) per forretningsområde (i millioner kroner) | 2001 | | 2002 | | 2003 | |
|---|-----------|------|--------|------|--------|------|
| | NOK | % | NOK | % | NOK | % |
| U&P Norge | 10 759 | 60,0 | 11 023 | 55,0 | 13 412 | 55,7 |
| Internasjonal U&P | 5 027 | 28,0 | 5 995 | 29,9 | 8 147 | 33,8 |
| Naturgass | 671 | 3,7 | 465 | 2,3 | 456 | 1,9 |
| Foredling og Markedsføring | 811 | 4,5 | 1 771 | 8,8 | 1 546 | 6,4 |
| Annet | 685 | 3,8 | 799 | 4,0 | 530 | 2,2 |
| Total | 17 953(1) | 100 | 20 053 | 100 | 24 091 | 100 |

(1) Bruttoinvestering som er kontantstrøm brukt i investeringer i varige driftsmidler og balanseførte leteutgifter beløper seg til 17 414 millioner kroner i 2001.

For 2001 er denne bruttoinvesteringen inkludert i målet på 95 milliarder kroner i investeringer i perioden 2001 til 2004 som ble kommunisert i forbindelse med børsnoteringen. Forskjellen mellom investeringer og bruttoinvesteringer i 2001 skyldes hovedsakelig Endring i utlån og andre langsiktige poster på 0,5 milliarder kroner som var inkludert i investerings-tallene for 2001, men som ikke inngår i bruttoinvesteringsbegrepet.

Året 2004

Avsnittet beskriver forventede investeringer innenfor våre fire forretningsområder i 2004. Alle tall er basert på en organisk utvikling av Statoil og er eksklusiv mulige investeringer knyttet til oppkjøp. Følgelig vil forventede investeringer og beskrivelser av investeringer i forretningsområdene kunne avvike fra faktiske investeringer.

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, blant annet som følge av de muligheter for restrukturering og omsetning av eiendeler som ervervet av SDØE-andelene fra staten gir oss. Tallene for 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.

Totale investeringer for 2004 er forventet å nå cirka 30 milliarder kroner i 2004, eksklusiv investeringene knyttet til de to feltene i Algerie, In Salah og In Amenas,

samt mulig tilbakekjøp av 50% eierandel i Statoil Detaljhandel fra ICA AB. Dette vil bringe et totalt forventet investeringsnivå for 2001–2004 til omtrent 92 milliarder kroner. Av investeringene knyttet til de to feltene i Algerie, ble det foretatt en forhåndsbetaling på USD 1 milliarder i 2003, som vil bli inkludert i investeringer for 2004, i avvente av nødvendig godkjenning fra algeriske myndigheter. Inkludert disse investeringene, forventes investeringsnivået i 2004 å beløpe seg til cirka 40 milliarder kroner. Vi forventer at fordelingen av investeringer mellom segmentene vil være på nivå med tidligere år.

U&P Norge. For øyeblikket anslår vi at den vesentligste delen av investeringene i 2004 vil bli fordelt på utbyggingsprosjektene Kvitebjørn, Kristin og Snøhvit.

Internasjonal U&P. For øyeblikket anslår vi at den vesentligste delen av investeringene i 2004 vil bli fordelt på følgende igangsatte og planlagte utbyggingsprosjekter: In Salah, In Amenas, Azeri-Chirag-Gunashli oljefeltet inkludert Baku-Tbilisi-Ceyhan rørledningen, Shah Deniz gassfelt, samt Dalia, Kizomba A og B.

Naturgass. Vi forventer å konsentrere investeringene 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 gasslager –prosjektet på østkysten av Storbritannia samt South Caucasus rørledningen knyttet til Shah Deniz-feltet.

Foredling og Markedsføring. Vi konsentrerer investeringene om å utvide vårt nett av bensinstasjoner i Polen og de baltiske statene, oppgradering av bensinstasjonene i Irland og en mulig oppgradering av raffinerier for å gjøre de mer fleksible og for å oppfylle forventede miljøkrav fra EU og USA for raffinerte produkter, samt mulig oppkjøp av 50% eierandel i SDS.

Vi kan som følge av ulike forhold 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,
- oppfyllelse av nødvendige forhold for igangsettelse av oppkjøp som In Salah, In Amenas og SDS,
- 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 risikoer,
- ulykker og naturlige farer som brann eller eksplosjoner på plattformer,
- 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.

Bruk av Non-GAAP finansielle måltall

U.S. Securities and Exchange Commission, SEC, innførte nye bestemmelser angående bruken av Non-GAAP finansielle måltall i offentlige utgivelser, effektiv fra 28. mars, 2003. Non-GAAP finansielle måltall er definert som tall som enten ekskluderer eller inkluderer beløp som ikke er ekskludert eller inkludert i sammenlignbare måltall beregnet og framstilt i henhold til god regnskapsskikk (GAAP).

Disse Non-GAAP finansielle måltall er:

- Avkastning på sysselsatt kapital (ROACE).
- Normalisert avkastning på sysselsatt kapital (normalisert ROACE).
- Normalisert produksjonskostnad per fat.
- Gjeldsgrad.

Statoil benytter ROACE for å måle avkastningen på sysselsatt kapital uavhengig av hvordan finansieringen fordeler seg på egenkapital og gjeld. Dette målet anser ledelsen som å gi nyttig informasjon, både for ledelsen selv og investorer, med hensyn til selskapets prestasjon i den aktuelle perioden. Statoils ledelse benytter dette måltallet jevnlig for å vurdere driften. Statoils bruk av ROACE som mål, bør derimot ikke ses på som et alternativ til resultat før finans, skatt, andre poster og minoritetsinteresser, eller til periodens resultat, som er tall som er brukt og godkjent i henhold til anerkjente regnskapsprinsipper.

Statoil benytter normalisert ROACE for å måle avkastning på sysselsatt kapital eksklusiv effektene av markedsutviklingen, som selskapet selv ikke kontrollerer. Derfor er effektene av oljepris, naturgasspriser, raffineringmargin, Borealis-margin (petrokjemi) og NOK/USD valutakursen ekskludert fra det normaliserte tallet.

Dette måltallet er av ledelsen ansett som å gi bedre forståelse av Statoils underliggende prestasjoner over tid og på tvers av regnskapsperioder, ved å ekskludere faktorer som Statoil ikke kan påvirke. Statoils ledelse benytter ofte dette måltallet for å vurdere driften.

Normaliseringen som benyttes for beregning av normalisert ROACE mot 2004 målet er (justert for inflasjon fra 2000);

- Oljepris på 16 USD per fat.
- Naturgasspris på 70 øre per Sm³.
- FCC-raffineringsmargin på USD 3,0 per fat.
- Petrokjemimargin på EUR 150 per tonn.
- NOK/USD valutakurs på 8,20.

Ved å holde visse priser og marginer, som er de viktigste verdidriverne, samt den viktige NOK/USD valutakursen konstant, øker Statoil fokus på driftskostnader og effektivitetsforbedringer, og benyttes for å måle prestasjon konsistent over tid. Å holde fokus på disse forbedringene vil være spesielt vanskelig i de perioder hvor prisene er høye og valutakursen gunstig for selskapet. I perioden fra 2001 til 2003, hvor Statoil har benyttet denne normaliseringen som et verktøy for å måle prestasjon, har normaliseringen i gjennomsnitt resultert i et lavere normalisert resultat, sammenlignet med resultatet basert på virkelige priser. Normaliserte resultater bør derimot ikke ses på som et alternativ til å måle virkelig finansiell prestasjon. Ledelsen vurderer begge målene, både virkelige og normaliserte resultater ved prestasjonsvurderinger. Normaliserte resultater vil typisk få mer oppmerksomhet i perioder hvor virkelige priser, marginer og valutakurser er høyere enn settet av normaliserte priser, marginer og valutakurs. Normalisert ROACE er basert på en organisk utvikling av selskapet og tallene for 2003 og målet for 2004 ekskluderer følgelig effektene relatert til kjøpet av de to eiendelene i Algerie fra BP, In Salah og In Amenas. Fram mot 2007 er transaksjonen inkludert, da den var kjent idet målene ble satt og når en starter å rapportere fremgang mot oppnåelse av disse målene. Dette var ikke tilfelle for 2004-målene.

Statoil har også definert visse poster som av ledelsen anses er av en slik karakter at de ved å inkluderes i bergningene ikke vil bidra til å gi gode indikasjoner på selskapets underliggende prestasjon. Disse postene er derfor ekskludert fra beregningene av justert og normalisert ROACE.

Tabellen under viser Statoils ROACE basert på rapporterte ROACE, justerte tall som i 2003 besto av effektene av opphevelsen av Fjerningstilskuddsloven, og normaliserte tall:

| Beregning av teller og nevner (i millioner kroner) | 2003 | 2002 | 2001 |
|--|--------|--------|--------|
| Resultat siste 12 måneder | 16 554 | 16 846 | 17 245 |
| Minoritetsinteresser siste 12 måneder | 289 | 153 | 488 |
| Netto finansposter etter skatt siste 12 måneder | -496 | -4 352 | 262 |
| Resultat justert for minoritetsinteresser og netto finansposter etter skatt (A1) | 16 347 | 12 647 | 17 995 |
| Justering av teller av effekt av endringer i Fjerningstilskuddsloven | -687 | 0 | 0 |
| Justeringer 2002 og 2001* | 0 | -144 | -2 100 |
| Resultat justert for poster ovenfor (A2) | 15 660 | 12 503 | 15 895 |
| Justeringer av teller for kostnader In Salah, In Amenas | 35 | 0 | 0 |
| Effekt av normaliserte priser og marginer | -6 998 | -3 832 | -6 237 |
| Effekt av normalisert NOK/USD valutakurs | 1 712 | 446 | -1 112 |
| Normalisert resultat (A3) | 10 410 | 9 117 | 8 546 |
| Beregnet gjennomsnittlig sysselsatt kapital: | | | |
| Gjennomsnittlig sysselsatt kapital (B1)** | 88 016 | 86 167 | 91 147 |
| Gjennomsnittlig justert sysselsatt kapital (B2)** | 87 361 | 84 755 | 90 518 |
| Nevnerjustering på gjennomsnittlig sysselsatt kapital In Salah, In Amenas *** | -3 422 | 0 | 0 |
| Gjennomsnittlig sysselsatt kapital justert for In Salah, In Amenas (B3) | 83 939 | 84 755 | 90 518 |

* Justeringer i 2001 besto av en gevinst relatert til salget av virksomhet i Vietnam på 1,3 milliarder kroner før skatt og 0,9 milliarder kroner etter skatt, samt nedskrivningen av LL652-feltet i Venezuela på 2,0 milliarder kroner før skatt og 1,4 milliarder kroner etter skatt, og inkluderte også en ikke skattbar gevinst på 1,4 milliarder kroner relatert til salget av Grane, Njord og Jotun feltene samt en 12% andel i Snøhvit-feltet i Norge og en gevinst relatert til salget av 4,76% andel i Kashagan funnet i det Kaspiske hav (1,6 milliarder kroner før skatt, 1,2 milliarder kroner etter skatt). Justeringer i 2002 tallene besto av salget av oppstrømsvirksomheten på dansk kontinentalsokkel i 2002 (gevinst på 1,0 milliarder kroner før skatt og 0,7 milliarder kroner etter skatt), samt en nedskrivning av LL652-feltet i Venezuela (0,8 milliarder kroner før skatt og 0,6 milliarder kroner etter skatt).

** For beregning av gjennomsnittlig sysselsatt kapital se Bruk av Non-GAAP finansielle måltall i tabellen Beregning sysselsatt kapital. Gjennomsnittlig sysselsatt kapital er gjennomsnittet av utgående og inngående balanse for det relevante året.

*** Tilsvarer 50% av forhåndsbetalingen. Forhåndsbetalingen ble gjort i 2003 og er følgelig ekskludert fra utgående balanse på sysselsatt kapital for 2003, som medfører en effekt på gjennomsnittlig sysselsatt kapital på 50% av forhåndsbetalingen.

| ROACE beregning | 2003 | 2002 | 2001 |
|---|-------|-------|-------|
| Beregnet ROACE basert på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (A1/B1) | 18,6% | 14,7% | 19,7% |
| Beregnet ROACE basert på gjennomsnittlig justert sysselsatt kapital (A1/B2) | 18,7% | 14,9% | 19,9% |
| Beregnet justert ROACE (A2/B2) | 17,9% | 14,8% | 17,6% |
| Normalisert ROACE (A3/B3) | 12,4% | 10,8% | 9,4% |

Forbedringsprogrammet

Informasjonene vedrørende forbedringsprogrammet kan inneholde fremtidsutsikter som ikke kan direkte henføres direkte til GAAP informasjon og som per i dag ikke kan kvantitativt henføres til sammenlignbar GAAP finansiell informasjon.

Normalisert produksjonskostnad per fat i USD benyttes for å vurdere den underliggende utviklingen i produksjonskostnaden. Statoils produksjonskostnad oppstår hovedsakelig i norske kroner. For å ekskludere valutaeffekter og for å reflektere endringer i den underliggende produksjonskostnaden, holdes følgelig NOK/USD valutakursen konstant til 8,20.

Tabellen under viser beregningen av normalisert produksjonskostnad per fat o.e. sammenlignet med det mest sammenlignbare tallet beregnet i henhold til GAAP, produksjonskostnad per fat o.e.

| Produksjonskostnad per fat o.e. | 2001 | 2002 | 2003 |
|---|------------|------------|------------|
| Total produksjonskostnad siste 12 måneder (i millioner kroner) | 9 257 | 9 196 | 8 892 |
| Totalt løftet volum siste 12 måneder (millioner fat o.e.) | 368 | 392 | 391 |
| Gjennomsnittlig NOK/USD valutakurs siste 12 måneder | 8,99 | 7,97 | 7,08 |
| Beregnet produksjonskostnad USD/per fat o.e. | 2,8 | 3,0 | 3,2 |
| Normalisering av produksjonskostnad | | | |
| Totale produksjonskostnader siste 12 måneder (i millioner kroner) | 9 257 | 9 196 | 8 892 |
| Produksjonskostnader siste 12 måneder U&P Norge (i millioner kroner) | 8 233 | 8 217 | 7 998 |
| Normalisert valutakurs (NOK/USD) | 8,20 | 8,20 | 8,20 |
| Produksjonskostnader siste 12 måneder U&P Norge, normalisert til NOK/USD 8,20 | 1 004 | 1 002 | 975 |
| Produksjonskostnader siste 12 måneder Internasjonal U&P (i millioner USD) | 114 | 123 | 127 |
| Totale produksjonskostnader siste 12 måneder i USD (normalisert) | 1 118 | 1 125 | 1 102 |
| Løftet volum siste 12 måneder (i millioner fat o.e.) | 368 | 392 | 391 |
| Produksjonskostnad per fat o.e. normalisert til NOK/USD 8,20 | 3,0 | 2,9 | 2,8 |

Gjeldsgrad

Beregnet netto gjeldsgrad anses av ledelsen som å gi et bedre bilde av selskapets reelle gjeldssituasjon. Beregningen benytter balanseposter relatert til total gjeld, justert for eksisterende likviditet. To andre justeringer foretas av to ulike grunner:

- Prosjektfinansiering via ekstern bank eller lignende vil, da juridiske enheter innen selskapet låner til og fra investeringsbanker overrapportere gjelden i balansen, sammenlignet med underliggende eksponering.
- Noen rentebærende elementer er klassifisert sammen med ikke-rentebærende elementer, og er følgelig inkludert i beregningen av netto rentebærende gjeld.

Netto rentebærende gjeld justert for disse to postene inngår også i beregningen av gjennomsnittlig justert sysselsatt kapital, som igjen inngår i beregningen ROACE. Tabellen under viser beregningen av netto rentebærende gjeld, sysselsatt kapital og netto gjeldsgrad.

| Beregning av sysselsatt kapital (i millioner kroner) | 2001 | 2002 | 2003 |
|--|--------|---------|---------|
| Egenkapital | 51 774 | 57 017 | 70 174 |
| Minoritetsinteresser | 1 496 | 1 550 | 1 483 |
| Total egenkapital og minoritetsinteresser (A) | 53 270 | 58 567 | 71 657 |
| Netto rentebærende gjeld | | | |
| Kortsiktig rentebærende gjeld | 6 613 | 4 323 | 4 287 |
| Langsiktig rentebærende gjeld | 35 182 | 32 805 | 32 991 |
| Brutto rentebærende gjeld | 41 795 | 37 128 | 37 278 |
| Betalingsmidler | -4 395 | -6 702 | -7 316 |
| Kortsiktige investeringer | -2 063 | -5 267 | -9 314 |
| Sum likvider | -6 458 | -11 969 | -16 630 |
| Netto rentebærende gjeld (B) | 35 337 | 25 159 | 20 648 |
| Sysselsatt kapital (A+B) | 88 607 | 83 726 | 92 305 |
| Gjennomsnittlig sysselsatt kapital | 91 147 | 86 167 | 88 016 |
| Netto gjeldsgrad (B/(A+B)) | 39,9% | 30,2% | 22,3% |
| Beregning av justert netto rentebærende gjeld | | | |
| Justering av netto rentebærende gjeld for prosjektlån * | -1 257 | -1 567 | -1 500 |
| Justering av netto rentebærende gjeld for andre poster** | 0 | 0 | 1 758 |
| Netto rentebærende gjeld etter justeringer (C) | 34 080 | 23 592 | 20 906 |
| Beregning justert sysselsatt kapital | | | |
| Justert sysselsatt kapital (A+C) | 87 350 | 82 159 | 92 563 |
| Gjennomsnittlig justert sysselsatt kapital | 90 518 | 84 755 | 87 361 |
| Netto gjeldsgrad A/(A+C) | 39,0% | 28,7% | 22,6% |

* Justering for intern prosjektfinansiering gjennom ekstern bank.

** Justering for mottatt depositum for finansielle derivater. Selv om dette er klassifisert som likvide midler er den fremdeles rentebærende og ekskluderes følgelig ikke fra brutto rentebærende gjeld i vår beregning av netto rentebærende gjeld

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 2003, 2002, og 2001 på henholdsvis 1,5%, 1,3% og 3,0%.

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 USGAAP konsernregnskapet. Av de beskrevne prinsipp 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 vurdert av uavhengig tredjepart og resultatet av vurderingen skiller seg ikke vesentlig fra Statoils estimater. Sikre olje- og gassreserver representerer beregnede mengder råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som, basert på analyser av geologiske og tekniske data, med rimelig grad av sikkerhet kan utvinnes fra kjente reservoarer under gjeldende økonomiske og driftstekniske forhold, det vil si priser og kostnader på det tidspunkt reserveestimatet blir satt opp. I prisene som benyttes er det kun tatt hensyn til kontraktsfestede endringer i eksisterende priser, og ikke til generelle endringer i antatte priser og marginer.

Sikre reserver benyttes ved beregning av avskrivninger. Reserveestimer benyttes også ved vurdering av mulig nedskrivningsbehov for oppstrømsseideler. 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, som kan ha en vesentlig negativ effekt på resultatet på grunn av økte av- eller nedskrivninger.

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. Letebrønner kan følgelig være midlertidig balanseført i flere år mens selskapet borer avgrensingsbrønner og utfører seismisk arbeid på det potensielle feltet. Ledelsen vurderer løpende utviklingen, og kostnadsfører midlertidig balanseførte leteutgifter hvis det ikke er besluttet videre aktivitet for å kommersialisere funnet. Kjøpt leteareal vurderes jevnlig for å avgjøre om nedskrivning er påkrevd. Denne skjønnsmessige vurderingen er basert på resultatet av leteaktivitetene i det kjøpte letearealet og i nærliggende leteområder. Ved utgangen av 2003 har Statoil 3,8 milliarder kroner i balanseførte leteutgifter knyttet til eiendeler i letefasen.

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse

Statoil har betydelige forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning av installasjoner ved utgangen av produksjonsperioden. I juni 2001 utstedte "Financial Accounting Standards Board" (FASB) FAS 143, regnskapsføring for fjerningsforpliktelser, som ble effektiv for årene med start fra 15. juni 2002. Etter de nye reglene skal myndighetspålegg knyttet til nedstengning og fjerning av anleggsmidler regnskapsføres til virkelig verdi når kravet oppstår. Innføringen av standarden medførte en økning i varige driftsmidler på 2,8 milliarder kroner, en økning i fjerningseiendeler og fjerningsforpliktelser på 7,1 milliarder kroner, en reduksjon i utsatt skatt på 1,5 milliarder kroner og en langsiktig fordring på 5,8 milliarder kroner. Fordringen representerer den forventede erstatningen fra den norske staten på et beløp som tilsvarer virkelig fjerningskostnad multiplisert med den effektive skattesatsen over feltets levetid. Inntil lovendringen i juni 2003 ble fjerningskostnader på norsk sokkel, i motsetning til nedstengningskostnader ikke fratradragsberettiget mot skatt. Implementeringseffekten på 33 millioner kroner etter skatt er ført som Driftskostnader i segmentet Annet og eliminerings.

Det er vanskelig å estimere fremtidige utgifter knyttet til fjerning og nedstengning, 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. Som et resultat av dette medfører vurderingene knyttet til forpliktelser, balanseførte kostnader knyttet til fjerningsforpliktelser og andre justeringer av disse balansepostene bruk av betydelig skjønn. Per 31. desember 2003 økte anleggsmidler med 2,8 milliarder kroner og fordringer relatert til nedstengning på 16,5 milliarder kroner.

Finansielle derivater og sikringsaktiviteter

I juni 1998 utstedte 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. Bruken av disse reglene krever utstrakt skjønn og valg av utforming av de ulike kontraktene som kvalifiserte beskyttelser kan påvirke tidspunktet når en foretar inntekts- eller kostnadsføringer relatert til derivatkontraktene, som kan tilsvare endringer i virkelig verdi av fysiske posisjoner, kontrakter og forventede transaksjoner, som ikke forventes å føres til markedsverdi i henhold til FAS 133. Etablering av ikke-funksjonelle bytteavtaler i gjeldsporteføljen for å møte forventede underliggende kontantstrømmer og som kan medføre gevinst eller tap i resultatregnskapet som regnskapsføring av hedge er ikke tillatt, selv om den relaterte økonomiske transaksjonsrisikoen er hensyntatt. Når det ikke finnes direkte observerbare markedspriser via meglerestimat, må virkelig verdi av derivat kontraktene 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 verdi på internt kalkulerte langsiktige kontrakter, med virkning på inntekter eller kostnader i resultatregnskapet.

Andre forpliktelser

I forbindelse med tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass kan deltakerne måtte forplikte seg til å bore et visst antall brønner. Ved årets slutt er konsernet forpliktet til å delta i 6 brønner på norsk sokkel og 9 brønner i utlandet, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 35 prosent. Statoils andel av antatte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omkring 1,9 milliarder kroner. Statoil har inngått avtaler om rørledningstransport 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 rørledningstransporten basert på bestilt kapasitet. I tillegg har konsernet inngått forpliktelser knyttet til inngangskapasitet og terminalkapasitet. Tabellen under gir en oversikt over nominelle minimumsforpliktelser fordelt på fremtidige år. Tilsvarende kostnad for året 2003 var 2 712 millioner kroner. Der konsernet reflekterer både eierinteresser og transportforpliktelser knyttet til samme rørledningssystem i konsernregnskapet, viser beløpene i tabellen de transportforpliktelser som overstiger Statoils eierinteresse. For spesifisering av Transportkapasitets- og øvrige forpliktelser per 31. desember 2003 se tabell Kontraktsmessige forpliktelser under Likviditet og kapitalressurser.

Risikostyring

Oversikt. Statoil 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 Statoil en tilnærming til risikostyring som starter med å belyse våre viktigste markeds- og driftsrisikoer. Deretter benytter vi en modell for optimalisering av risikostyring.

Statoil har utviklet en omfattende modell som inkluderer våre mest betydelige 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. Se detaljer vedrørende vår finansieringsstrategi ovenfor som omhandler vårt mål om å benytte gjeldsporteføljen i valutarisikosammenheng. Vår konsernriskokomite ledet av vår finansdirektør 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 handelsstrategier 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 styres av linjeledelsen, samt strategiske risikoer som er langsiktige grunnleggende risikoer, og som overvåkes av vår konsernriskokomite som rådgir og anbefaler spesifikke handlinger til konsernledelsen. For å håndtere våre taktiske og strategiske markedsrisikoer benytter vi avledede finans- og råvareinstrumenter. Derivater er kontrakter, hvis verdier har basis i en eller flere underliggende finansinstrumenter, -indekser, eller -priser, som er definert i kontrakten.

Strategiske markedsrisikoer

Statoil 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 konsernriskokomite 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, under et gitt nivå.

Taktiske markedsrisikoer

Alle aktiviteter i forbindelse med styring av taktiske risikoer skjer innen rammen av etablerte interne mandater, og følges løpende opp mot disse.

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. Statoil utsettes også for renterisiko og valutarisiko. Renterisiko og valutarisiko vurderes mot mandater basert på et predefinert 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 driftsresultater. Vår kontantstrøm er for en stor del i andre valutaer enn norske kroner. Kontantinnetbetalinger i forbindelse med salg av olje og naturgass er hovedsakelig i utenlandske valutaer, mens kontantutbetalinger for en større del er i norske kroner. Vår valutaeksponering er hovedsakelig mellom norske kroner, amerikanske 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 kortsiktige fordringer og gjeld, inkludert likvidsaldi i utenlandske valutaer.

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.

Markedsverdi på finansielle og råvarebaserte derivater. Markedsverdiene på futureskontrakter og børsomsatte 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 per 31. desember 2003 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 | Netto markedsverdi | | | | |
|--|---------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------|--------------------------|
| | Kontraktsutløp innen 1 år | Kontraktsutløp om 1 – 3 år | Kontraktsutløp om 4 – 5 år | Kontraktsutløp etter 5 år | Total netto markedsverdi |
| Per 31. desember 2003 (i millioner kroner) | | | | | |
| Råvarebaserte derivater: | | | | | |
| Noterte markedspriser | 23 | 0 | 0 | 0 | 23 |
| Priser fra andre eksterne kilder | 62 | 8 | 0 | 0 | 70 |
| Pris basert på modeller eller andre verdsettelsesteknikker | 3 | 6 | 5 | 2 | 16 |
| Totalt råvarebaserte derivater | 88 | 14 | 5 | 2 | 109 |
| Finansielle derivater: | | | | | |
| Noterte markedspriser | 788 | 254 | 857 | 2 652 | 4 551 |
| Priser fra andre eksterne kilder | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Pris basert på modeller eller andre verdsettelsesteknikker | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total finansielle derivater | 788 | 254 | 857 | 2 652 | 4 551 |

I tabellen er andre eksterne kilder for råvarederivater hovedsakelig megleranslag. Markedsverdi for rente- og valutabytteavtaler og andre finansielle derivater blir beregnet internt ved hjelp av standard finanssystemer og er konsistent 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 som bokført enten per 31. desember 2002 eller 31. desember 2003, hensyntatt betalte depositum. Derivatkontrakter som ble inngått og senere oppgjort i løpet av 2003 er ikke inkludert i tabellen:

| Beløp i millioner kroner | Råvarederivater | Finansielle derivater |
|--|-----------------|-----------------------|
| Netto markedsverdi på derivatkontrakter per 31. desember 2002 | 37 | 2 142 |
| Kontrakter realisert eller oppgjort i løpet av året | 158 | -221 |
| Markedsverdi på nye kontrakter inngått i året | 16 | 830 |
| Endring i markedsverdi grunnet endring i forutsetninger eller verdsettelsesteknikker | 0 | 0 |
| Andre endringer i markedsverdi | -85 | 1 799 |
| Netto markedsverdi på derivatkontrakter per 31. desember 2003 | 126 | 4 551 |

Kredittrisiko for derivater

Futureskontrakter har liten kredittrisiko fordi motpartene er organiserte børser. 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 kreditverdigheten 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 kreditverdighet. Ved utgangen av 2003, hadde Statoil totalt 1 758 millioner kroner i kontanter som sikkerhet for urealiserte gevinster på OTC derivater.

Kredittrisiko knyttet til ikke børsnoterte rentebytteavtaler og valutabytteavtaler er knyttet til motparten i disse transaksjonene. Motpartene er finansinstitusjoner med høy kreditverdighet. Kreditverdigheten vurderes minst en gang pr. år og kredittrisikoen vurderes overvåkes for å sikre at vår eksponering ikke går ut over fastsatte kredittgrenser og at den er i henhold til interne regler. Ikke gjeldsrelaterede valutabytteavtaler har vanligvis en løpetid på ett år eller mindre, mens gjeldsrelaterede rentebytteavtaler og valutabytteavtaler har en løpetid på opp til 25 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 derivat-eiendeler, netto av å nette-avtaler og sikkerhet, per 31. desember 2003, fordelt i henhold til motpartens kreditverdighet slik Statoil vurderer den:

| Ikke børsnoterte derivat-eiendeler, fordelt i forhold til motpartens kreditverdighet (i millioner kroner) | Markedsverdi på derivat-eiendeler |
|--|-----------------------------------|
| Intern Statoil kreditt-rating for motpart: | |
| "Investment grade", med rating A eller høyere | 3 354 |
| Annen "Investment grade" | 89 |
| Lavere enn "Investment grade" | 80 |

Kategoriene for kreditverdighet i tabellen over er basert på Statoil-konsernets interne kreditvurderinger, og samsvarer ikke nødvendigvis direkte med ratinger etablert av de store kreditvurderingsbyråene. 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 interne retningslinjer får motparter for råvarederivater kreditvurdering i samsvar med sitt respektive morselskaps rating, selv om det ikke nødvendigvis foreligger en morselskapsgaranti fra slike morselskaper med høy kreditverdighet.

Driftsrisikoer

Vi eksponeres også for driftsrisikoer, inkludert reservoarriksko, risiko for tap i olje- og gassproduksjonen og risiko for katastrofer på feltet. Alle våre installasjoner er forsikret, det vil si at gjenanskaffelsesverdien vil dekkes av vårt eget forsikringsselskap, som også har et reassuransprogram. Som en del av dette reassuransprogrammet var nesten 67% av det samlede forsikrede beløpet på cirka 122 milliarder kroner reassurert i de internasjonale markedene per 31. desember 2003. Vårt forsikringsselskap 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. Alle uttalelser, bortsett fra de som gjelder historiske fakta, angår fremtidige forhold, 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 finne sted i fremtiden. Av mange årsaker kan våre faktiske resultater avvike i stor grad fra de forventningene som kommer til uttrykk i utsagn om fremtidige forhold. Disse inkluderer blant annet nivå på tilbud og etterspørsel i markedet, prising, valutakurser, politisk stabilitet og økonomisk vekst i enkelte deler av verden, utvikling og bruk av ny teknologi, geologiske eller tekniske vanskeligheter, konkurrenters handlinger, handlinger til lisenspartnere, naturkatastrofer og andre endringer i rammevilkår. Tilleggsinformasjon, inkludert informasjon om faktorer som kan påvirke vår virksomhet, er omtalt i Statoil sin «Registration Statement on Form F-1» sendt inn til US Securities and Exchange Commission (SEC) i forbindelse med børsnoteringen. Oppdateringen av opplysningene i registreringsdokumentet hos SEC vil skje i forbindelse med innsendingen av årsrapporten forventet i mars 2004.

Statoilkonsernet – USGAAP

KONSERNRESULTATREGNSKAP – USGAAP

| (i millioner kroner) | 2003 | 2002 | 2001 |
|--|-----------------|-----------------|-----------------|
| DRIFTSINNEKTER | | | |
| Salgsinntekter | 248 527 | 242 178 | 231 712 |
| Resultatandel fra tilknyttede selskap | 616 | 366 | 439 |
| Andre inntekter | 232 | 1 270 | 4 810 |
| Sum driftsinntekter | 249 375 | 243 814 | 236 961 |
| KOSTNADER | | | |
| Varekostnader | -149 645 | -147 899 | -126 153 |
| Driftskostnader | -26 651 | -28 308 | -29 422 |
| Salgs- og administrasjonskostnader | -5 517 | -5 251 | -4 297 |
| Av- og nedskrivninger | -16 276 | -16 844 | -18 058 |
| Undersøkelseskostnader | -2 370 | -2 410 | -2 877 |
| Sum kostnader før finansposter | -200 459 | -200 712 | -180 807 |
| Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | 48 916 | 43 102 | 56 154 |
| Netto finansposter | 1 399 | 8 233 | 65 |
| Andre poster | -6 025 | 0 | 0 |
| Resultat før skatt og minoritetsinteresser | 44 290 | 51 335 | 56 219 |
| Skattekostnad | -27 447 | -34 336 | -38 486 |
| Minoritetsinteresser | -289 | -153 | -488 |
| Årets resultat | 16 554 | 16 846 | 17 245 |
| Resultat per aksje | 7,64 | 7,78 | 8,31 |
| Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer | 2 166 143 693 | 2 165 422 239 | 2 076 180 942 |

Driftsinntekter er eksklusiv bensinavgifter på 20 753, 18 745 og 18 571 millioner kroner i henholdsvis 2003, 2002 og 2001.

Se noter til konsernregnskapet.

KONSERNBALANSE – USGAAP

| (i millioner kroner) | 31. desember | |
|--|----------------|----------------|
| | 2003 | 2002 |
| EIENDELER | | |
| Betalingsmidler | 7 316 | 6 702 |
| Kortsiktige investeringer | 9 314 | 5 267 |
| Sum likvider | 16 630 | 11 969 |
| Fordringer | 28 048 | 32 057 |
| Fordringer - nærstående parter | 2 144 | 1 893 |
| Varelager | 4 993 | 5 422 |
| Forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler | 7 354 | 6 856 |
| Sum omløpsmidler | 59 169 | 58 197 |
| Investering i tilknyttede selskap | 11 022 | 9 629 |
| Langsiktige fordringer | 14 261 | 7 138 |
| Varige driftsmidler | 126 528 | 122 379 |
| Andre anleggsmidler | 10 620 | 8 087 |
| SUM EIENDELER | 221 600 | 205 430 |
| GJELD OG EGENKAPITAL | | |
| Kortsiktig rentebærende gjeld | 4 287 | 4 323 |
| Leverandørgjeld | 17 977 | 19 603 |
| Leverandørgjeld - nærstående parter | 6 114 | 5 649 |
| Påløpte kostnader | 11 454 | 11 590 |
| Betalbar skatt | 17 676 | 18 358 |
| Sum kortsiktig gjeld | 57 508 | 59 523 |
| Langsiktig rentebærende gjeld | 32 991 | 32 805 |
| Utsatt skatt | 37 849 | 43 153 |
| Annen gjeld | 21 595 | 11 382 |
| Sum gjeld | 149 943 | 146 863 |
| Minoritetsinteresser | 1 483 | 1 550 |
| Aksjekapital (pålydende 2,50 kroner), 2 189 585 600 registrerte og utstedte aksjer | 5 474 | 5 474 |
| - herav 23 441 885 egne aksjer | -59 | -59 |
| Annen innskutt egenkapital | 37 728 | 37 728 |
| Opptjent egenkapital | 27 627 | 17 355 |
| Akkumulerte andre endringer i egenkapital | -596 | -3 481 |
| Sum egenkapital | 70 174 | 57 017 |
| SUM GJELD OG EGENKAPITAL | 221 600 | 205 430 |

Se noter til konsernregnskapet.

KONSOLIDERTE EGENKAPITALOPPSTILLINGER - USGAAP

| (i millioner kroner, unntatt aksjedata) | Antall utstedte aksjer | Aksje-kapital | Egne aksjer | Annen innskutt egenkapital | Opptjent egenkapital | Akk. andre endringer i egenkapital | Total |
|---|------------------------|---------------|-------------|----------------------------|----------------------|------------------------------------|---------|
| 1. januar 2001 | 1 975 885 600 | 4 940 | 0 | 45 628 | 14 768 | 2 490 | 67 826 |
| Årsresultat | | | | | 17 245 | | 17 245 |
| Omregningsdifferanser og andre endringer i egenkapital «Comprehensive income» | | | | | | -537 | -537 |
| 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 |
| 31. desember 2001 | 2 189 585 600 | 5 474 | -63 | 37 728 | 6 682 | 1 953 | 51 774 |
| Årsresultat | | | | | 16 846 | | 16 846 |
| Omregningsdifferanser og andre endringer i egenkapital «Comprehensive income» | | | | | | -5 434 | -5 434 |
| Bonusaksjer utdelt | | | 4 | | -4 | | 0 |
| Ordinært utbytte | | | | | -6 169 | | -6 169 |
| 31. desember 2002 | 2 189 585 600 | 5 474 | -59 | 37 728 | 17 355 | -3 481 | 57 017 |
| Årsresultat | | | | | 16 554 | | 16 554 |
| Omregningsdifferanser og andre endringer i egenkapital «Comprehensive income» | | | | | | 2 885 | 2 885 |
| Ordinært utbytte | | | | | -6 282 | | -6 282 |
| 31. desember 2003 | 2 189 585 600 | 5 474 | -59 | 37 728 | 27 627 | -596 | 70 174 |

I andre endringer i egenkapital er det hensyntatt skattefordel på 81, 78 og 4 millioner kroner i henholdsvis 2003, 2002 og 2001.

Utbytte utbetalt per aksje var 2,90, 2,85 og 26,69 kroner i henholdsvis 2003, 2002 og 2001. Utbytte utbetalt før aksjeemisjonen i 2001 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) | 2003 | 2002 | 2001 |
|--|----------------|----------------|----------------|
| OPERASJONELLE AKTIVITETER | | | |
| Årets resultat | 16 554 | 16 846 | 17 245 |
| <u>Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter:</u> | | | |
| Minoritetsinteresser | 289 | 153 | 488 |
| Av- og nedskrivninger | 16 276 | 16 844 | 18 058 |
| Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter | 256 | 554 | 935 |
| Tap/gevinst på valutatransaksjoner | 781 | -8 771 | 180 |
| Utsatt skatt | -6 177 | 628 | 848 |
| Beregnet skatt på overskudd knyttet til overførte SDØE-andeler | 0 | 0 | 5 952 |
| Tap/gevinst ved salg av anleggsmidler og andre poster | 5 719 | -1 589 | -4 990 |
| <u>Endringer i arbeidskapital (unntatt betalingsmidler):</u> | | | |
| • Endring i varelager | 349 | -146 | -1 050 |
| • Endring i fordringer | 2 054 | -6 211 | 4 522 |
| • Endring i forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler | -1 511 | 3 107 | -1 543 |
| • Endring i kortsiktige investeringer | -4 047 | -3 204 | 1 794 |
| • Endring i leverandørgjeld | -949 | 4 118 | -3 852 |
| • Endring i påløpte kostnader | 2 436 | -645 | -3 370 |
| • Endring i betalbar skatt | -682 | 1 740 | 1 741 |
| Endring i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter | -551 | 599 | 2 215 |
| Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter | 30 797 | 24 023 | 39 173 |
| INVESTERINGS AKTIVITETER | | | |
| Investeringer i varige driftsmidler | -22 075 | -17 907 | -16 649 |
| Balanseførte undersøkelsesutgifter | -331 | -652 | -765 |
| Endring i utlån og andre langsiktige poster | -7 682 | -1 495 | -539 |
| Salg av eiendeler | 6 890 | 3 298 | 5 115 |
| Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter | -23 198 | -16 756 | -12 838 |

Se noter til konsernregnskapet.

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING – USGAAP

| (i millioner kroner) | 2003 | 2002 | 2001 |
|--|---------------|---------------|----------------|
| FINANSIERINGSAKTIVITETER | | | |
| Ny langsiktig rentebærende gjeld | 3 206 | 5 396 | 9 609 |
| Nedbetaling langsiktig gjeld | -2 774 | -4 831 | -4 548 |
| Beløp betalt til minoritetsaksjonærer | -356 | -173 | -1 878 |
| Betalt utbytte | -6 282 | -6 169 | -5 668 |
| Beløp betalt til aksjonær, relatert til overførte SDØE-andeler | 0 | 0 | -49 747 |
| Kapitalinnskudd relatert til overførte SDØE-andeler | 0 | 0 | 8 460 |
| Netto egenkapitaltilførsel ved utstedelse av nye aksjer | 0 | 0 | 12 890 |
| Netto endring kortsiktige lån, kassekreditt og annet | -1 656 | 1 146 | -588 |
| Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter | -7 862 | -4 631 | -31 470 |
| Netto endring i betalingsmidler | -263 | 2 636 | -5 135 |
| Effekt av valutaendringer på betalingsmidlene | 877 | -329 | -215 |
| Betalingsmidler 1. januar | 6 702 | 4 395 | 9 745 |
| Betalingsmidler 31. desember | 7 316 | 6 702 | 4 395 |
| Betalte renter | 1 336 | 1 782 | 3 793 |
| Betalte skatter | 34 230 | 31 634 | 33 320 |

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. Endringer i arbeidskapitalposter som følge av salget av datterselskapet Navion i 2003 er ikke medtatt i Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter, men inkludert i Salg av eiendeler.

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 restrukturerte staten sine eierinteresser innen olje og gass på den norske kontinentalsokkelen. I forbindelse med restruktureringen overførte staten SDØE-eiendeler med en balanseført 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 oppgjørsdato. I tillegg ble enkelte rørledninger og andre eiendeler med en netto balanseført 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 regnskapsførte 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 balanseførte renter, og beregning av produksjonsavgift i form av avgiftsolje i overensstemmelse med de regnskapsprinsippene som er benyttet ved utarbeidelse av Statoils konsernregnskap. Skattekostnaden har blitt beregnet til den aktuelle skattesats. Renter er balanseført på anlegg under utførelse basert på Statoils gjennomsnittlige lånerente, og produksjonsavgift er beregnet i henhold til den sats som er aktuell for det enkelte felt. Eiendeler overført fra Statoil til staten har ikke blitt korrigert med tilbakevirkende effekt på grunn av at eiendelene historisk ikke ble forvaltet og finansiert som om de var selvstendige aktiviteter. Økning i egenkapital som følge av overtagelsen av andeler fra SDØE er medtatt som innskutt kapital 1. januar 1996. Forskjellen mellom kontantvederlaget og netto balanseført verdi av eiendeler som er overført til staten sammenlignet med netto balanseført 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 regnskapsført mot egenkapitalen i løpet av 2004.

2. Viktige regnskapsprinsipper

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

Konsolidering

Konsernregnskapet omfatter regnskapene for Statoil ASA og datterselskaper som eies direkte eller indirekte med en eierandel på over 50 prosent. Konserninterne transaksjoner og mellomværende mellom selskapene i konsernet er eliminert. Investeringer i selskaper der Statoil ikke har bestemmende innflytelse, men har mulighet til å utøve betydelig innflytelse (generelt en eierandel på mellom 20 og 50 prosent), regnskapsføres etter egenkapitalmetoden. Ideelle andeler i felleskontrollert olje- og gassvirksomhet som ikke er organisert som et selskap, 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 Statoils utenlandske datterselskaper er den lokale valutaen identisk med den funksjonelle valutaen, med unntak av de datterselskaper innen oppstrømsvirksomheten som har amerikanske dollar som funksjonell valuta.

Ved omregning av balansen fra utenlandsk valuta til norske kroner benyttes valutakurser per 31. desember, mens resultatregnskapet omregnes til gjennomsnittlige kurser. Omregningsdifferansene inngår i Akkumulerte andre endringer i egenkapital og påvirker ikke resultatet.

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

Regnskapsføring av driftsinntekter

Driftsinntekter knyttet til salg og transport av råolje, naturgass, petroleum og kjemiske produkter samt andre varer regnskapsføres 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 regnskapsføres på salgstidspunktet.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Betalingsmidler

Betalingsmidler omfatter kontanter, bankinnskudd og andre likvidplasseringer med kortere gjenværende løpetid enn tre måneder fra anskaffelsestidspunktet.

Kortsiktige investeringer

Kortsiktige investeringer omfatter bankinnskudd og andre pengeinstrumenter og omsettelige aksjer og verdipapirer med en gjenværende løpetid på mellom tre og tolv måneder ved anskaffelse. Verdipapirporteføljene anses som omsetningspapirer og vurderes til markedsverdi. Urealiserte gevinster og tap som følger av dette, er inkludert i Netto finansposter. Avkastning fra investeringene regnskapsføres løpende.

Varelager

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og markedsverdi. Kostpris for raffinerilagrene av råolje og størsteparten av raffinerte produkter beregnes med utgangspunkt i først innkjøpte mengder (LIFO-prinsippet). Noen lager av råolje, raffinerte produkter og ikke-oljerelaterte produkter verdsettes 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 regnskapsføres til historisk kost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Utgifter til større endringer og forbedringer balanseføres. Vanlig vedlikehold og reparasjoner kostnadsføres løpende. Det foretas avsetninger for kostnader knyttet til periodiske vedlikeholdsprogrammer.

Installasjoner for produksjon og feltdedikerte transportsystemer for olje og naturgass avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på sikre reserver som ventes utvunnet i konsesjonsperioden. Ordinær avskrivning av andre eiendeler og av transportsystemer som brukes av flere felt, beregnes lineært på grunnlag av forventet økonomisk levetid. Økonomisk levetid for ikke-feltdedikerte 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. Utgifter 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. Utgifter for å bore undersøkelsesbrønner som ikke avdekker drivverdige reserver, og geologiske og geofysiske utgifter samt andre undersøkelsesutgifter, kostnadsføres. Utgifter til driftsforberedelser kostnadsføres løpende.

Balanseførte undersøkelsesutgifter vurderes periodisk, og tap kostnadsføres i den grad virkelig verdi er lavere enn balanseført verdi. Balanseførte utgifter relatert til produksjon av olje- og gassreserver avskrives etter produksjonsenhetsmetoden.

Nedskrivning av varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

Langsiktige eiendeler, immaterielle eiendeler og goodwill nedskrives hvis forhold inntrådte i løpet av året tilsier at den balanseførte 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 balanseførte 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 normalt fastsettes på grunnlag av neddiskontert kontantstrøm.

Eiendeler som holdes for salg (assets held for sale)

Eiendeler som holdes for salg klassifiseres som kortsiktig dersom kriteriene i henhold til god regnskapsskikk (USGAAP) er oppfylt. Hovedkriteriene er at ledelsen har forpliktet seg til en plan for å selge og at det kan forventes at salget vil bli regnskapsført innen ett år. Eiendeler som holdes for salg verdsettes til det laveste av bokført verdi og forventet salgspris med fradrag for salgskostnader.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Nedstengning- og fjerningskostnader

Financial Accounting Standard (FAS) 143 ble innført 1. januar 2003. Etter de nye reglene skal myndighetspålegg knyttet til nedstengning og fjerning av anleggsmidler regnskapsføres til virkelig verdi når kravet oppstår. Beregning av virkelig verdi gjøres med utgangspunkt i eksisterende teknologi og regelverk. Når kravet oppstår regnskapsføres forpliktelsen og samme beløp balanseføres som en del av kostprisen til den relaterte eiendelen. Eiendelen avskrives i henhold til produksjonsenhetsmetoden basert på sikre reserver som ventes utvunnet i konsesjonsperioden. Endring i estimatet for fjerning balanseføres som en del av kostprisen til eiendelen og resultatføres over gjenværende økonomiske levetid.

Diskonteringsrenten som benyttes ved beregning av virkelig verdi av fjerningsforpliktelsen er risikofri rente tillagt selskapets lånemargin med samme forfall som fjerningsforpliktelsen.

Før innføring av nytt prinsipp ble beregnede kostnader for framtidig nedstengning og fjerning av større produksjonsanlegg avsatt i henhold til produksjonsenhetsmetoden. Beregningene ble gjort med utgangspunkt i estimerte fremtidige udiskonterte kostnader for nedstengning 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.

Pensjonskostnader

Pensjonskostnaden blir beregnet i overnsstemmelse med FAS 87. Pensjonsplanendringer, hvor verdien av tidligere opptjening endres, resultatføres over gjenværende opptjeningstid for de aktive deltakerne i pensjonsplanen. Estimatavvik utover 10 prosent av det høyeste av pensjonsmidler eller -forpliktelser resultatføres over gjenværende opptjeningstid.

Forskning og utvikling

Forsknings- og utviklingsutgifter kostnadsføres løpende.

Transaksjoner med Den norske stat

Statoil selger statens andel av produksjonen fra den norske kontinentalsokkelen. 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 balanseført 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

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 risikoer, 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, gjelds- post, 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.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Selskapet regnskapsfører alle derivater som ikke kvalifiserer til «normalt kjøp, normalt salg unntaket» (normal purchase, normal sale exemption) 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.

Reklassifiseringer

Statoil har justert beregningsmetoden for internpris ved levering av gass fra Undersøkelse og produksjon Norge til Naturgass, se note 3.

Det er gjort enkelte reklassifiseringer for å gjøre tidligere års sammenligningstall konsistente med presentasjonen av årsregnskapet for 2003.

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 skal ikke goodwill eller immaterielle eiendeler med ubegrenset levetid avskrives, 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 regnskapsstandarden «Accounting for Asset Retirement Obligations» (FAS 143), med ikrafttredelse for regnskapsår som begynte etter 15. juni 2002. Etter de nye reglene blir myndighetspålagte krav knyttet til nedstengning og fjerning av anleggsmidler avsatt til virkelig verdi når kravet oppstår. Ved implementering av reglene 1. januar 2003 ble forpliktelsen, redusert med beregnede avskrivninger frem til 31. desember 2002, balanseført som en del av anleggsmiddelet. De nye reglene resulterte i en økning i balanseverdien av anleggsmidlene med 2,8 milliarder kroner, økt avsetning til fjerning med 7,1 milliarder kroner, redusert utsatt skattefordel med 1,5 milliarder kroner og en langsiktig fordring på 5,8 milliarder kroner. Fordringen tilsvarte forventet refusjon fra Den norske stat av faktiske fjerningsutgifter multiplisert med effektiv skattesats over anleggsmiddelets produksjonsperiode. Fjerningsutgifter på norsk kontinentalsokkel var inntil lovendringen i juni 2003, i motsetning til nedstengningsutgifter, ikke skattemessig fradragsberettiget. Effekten på Statoils resultat og egenkapital av implementeringen av den nye standarden utgjorde 33 millioner kroner etter skatt, og er medtatt under Driftskostnader i Øvrig virksomhet. Dersom den nye standarden hadde blitt implementert per 1. januar 2001 ville effekten på Statoils resultat og egenkapital for årene 2001 og 2002 vært uvesenlige.

Stortinget besluttet i juni 2003 å erstatte reglene for refusjon av utgifter til fjerning av installasjoner på norsk sokkel med adgang til ordinært skattefradrag for fjerningsutgifter. Refusjon ble tidligere gitt i prosent basert på betalt skatt i installasjonens produksjonsperiode. Konsekvensen av lovendringene er at Statoils krav på refusjon fra Staten på 6,0 milliarder kroner ble kostnadsført i andre kvartal 2003 under posten Andre poster. Samtidig ble det inntektsført en utsatt skattefordel på 6,7 milliarder kroner under posten Skattekostnad.

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

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

3. Informasjon om forretningsområdene

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, geografisk beliggenhet og ledelsesrapportering. Sammensetningen av forretningsområder og vurderingen av områdenes resultater samsvarer med ledelsens grunnlag for å treffe strategiske beslutninger.

Statoil har med virkning fra første kvartal 2003 justert beregningsmetoden for internpris ved levering av gass fra Undersøkelse og produksjon Norge til Naturgass. Den nye prisen utgjør 32 øre per standard kubikkmeter, justert kvartalsvis for forholdet mellom gjennomsnittlig oljepris i USD de siste seks måneder og en oljepris på USD 15. Prisen er nå den samme for alle volumer, mens den før ble beregnet for det enkelte felt, og med forskjellig formel for gassfelt og felt med gass som assosiert produkt. Det nye prinsippet er delvis en konsekvens av at Gassforhandlingsutvalget er nedlagt, og erstattet av selskapsbaserte salg. Tidligere perioders sammenligningstall er endret i samsvar med den nye beregningsmetoden.

Informasjon om forretningsområdene for årene 2003, 2002 og 2001 vises nedenfor:

| (i millioner kroner) | Undersøkelse og produksjon Norge | Internasjonal undersøkelse og produksjon | Naturgass | Foredling og markedsføring | Øvrig virksomhet og eliminerings | Sum |
|--|----------------------------------|--|---------------|----------------------------|----------------------------------|----------------|
| Året 2003 | | | | | | |
| Eksternt salg | 2 250 | 2 522 | 24 420 | 218 169 | 1 398 | 248 759 |
| Mellom forretningsområder | 60 170 | 4 458 | 445 | 120 | -65 193 | 0 |
| Resultatandel fra tilknyttede selskap | 74 | 0 | 222 | 353 | -33 | 616 |
| Sum driftsinntekter | 62 494 | 6 980 | 25 087 | 218 642 | -63 828 | 249 375 |
| Av- og nedskrivninger | 12 102 | 1 784 | 486 | 1 419 | 485 | 16 276 |
| Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | 37 589 | 1 702 | 6 350 | 3 555 | -280 | 48 916 |
| Skattekostnad for forretningsområdet | -27 869 | -653 | -4 416 | -755 | -15 | -33 708 |
| Resultat for forretningsområdet | 9 720 | 1 049 | 1 934 | 2 800 | -295 | 15 208 |
| Året 2002 | | | | | | |
| Eksternt salg | 1 706 | 5 749 | 24 236 | 210 653 | 1 104 | 243 448 |
| Mellom forretningsområder | 57 075 | 1 020 | 168 | 194 | -58 457 | 0 |
| Resultatandel fra tilknyttede selskap | -1 | 0 | 132 | 305 | -70 | 366 |
| Sum driftsinntekter | 58 780 | 6 769 | 24 536 | 211 152 | -57 423 | 243 814 |
| Av- og nedskrivninger | 11 861 | 2 355 | 592 | 1 686 | 350 | 16 844 |
| Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | 33 953 | 1 086 | 6 428 | 1 637 | -2 | 43 102 |
| Skattekostnad for forretningsområdet | -25 297 | -381 | -4 687 | -401 | -20 | -30 786 |
| Resultat for forretningsområdet | 8 656 | 705 | 1 741 | 1 236 | -22 | 12 316 |

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

| (i millioner kroner) | Undersøkelse og produksjon Norge | Internasjonal undersøkelse og produksjon | Naturgass | Foredling og markedsføring | Øvrig virksomhet og eliminerings | Sum |
|--|----------------------------------|--|-----------|----------------------------|----------------------------------|---------|
| Året 2001 | | | | | | |
| Eksternt salg | 3 622 | 5 926 | 23 297 | 202 264 | 1 413 | 236 522 |
| Mellom forretningsområder | 63 503 | 1 767 | 36 | 936 | -66 242 | 0 |
| Resultatandel fra tilknyttede selskap | 120 | 0 | 135 | 187 | -3 | 439 |
| Sum driftsinntekter | 67 245 | 7 693 | 23 468 | 203 387 | -64 832 | 236 961 |
| Av- og nedskrivninger | 11 806 | 3 371 | 664 | 1 855 | 362 | 18 058 |
| Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser | 42 287 | 1 291 | 8 039 | 4 480 | 57 | 56 154 |
| Skattekostnad for forretningsområdet | -30 829 | -387 | -5 679 | -1 305 | -18 | -38 218 |
| Resultat for forretningsområdet | 11 458 | 904 | 2 360 | 3 175 | 39 | 17 936 |

Lån forvaltes på konsernnivå og rentekostnader tilordnes ikke forretningsområdene. Skattekostnad beregnes av resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser. Videre henføres ikke utsatt skattefordel til forretningsområder med nettotop. Skattekostnad og resultat for forretningsområdene kan avstemmes mot konsernresultatregnskapet som følger:

| (i millioner kroner) | 2003 | 2002 | 2001 |
|--|--------|--------|--------|
| Resultat for forretningsområdene | 15 208 | 12 316 | 17 936 |
| Netto finansposter | 1 399 | 8 233 | 65 |
| Andre poster (se note 2) | -6 025 | 0 | 0 |
| Endring i utsatt skatt vedrørende lovendring (se note 2) | 6 712 | 0 | 0 |
| Skatt på finansposter og andre skattemessige justeringer | -451 | -3 550 | -268 |
| Minoritetsinteresser | -289 | -153 | -488 |
| Årets resultat | 16 554 | 16 846 | 17 245 |
| Skattekostnad for forretningsområdene | 33 708 | 30 786 | 38 218 |
| Endring i utsatt skatt vedrørende lovendring (se note 2) | -6 712 | 0 | 0 |
| Skatt på finansposter og andre skattemessige justeringer | 451 | 3 550 | 268 |
| Skattekostnad | 27 447 | 34 336 | 38 486 |

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, andre poster, skatt og minoritetsinteresser.

| (i millioner kroner) | Tilgang langsiktede eiendeler | Investeringer i tilknyttede selskaper | Andre langsiktede eiendeler |
|--|-------------------------------------|---|-----------------------------------|
| 31. desember 2003 | | | |
| Undersøkelse og produksjon Norge | 13 412 | 1 324 | 79 357 |
| Internasjonal undersøkelse og produksjon | 8 147 | 370 | 32 732 |
| Naturgass | 456 | 1 636 | 8 919 |
| Foredling og markedsføring | 1 546 | 7 655 | 15 696 |
| Øvrig virksomhet | 530 | 37 | 14 705 |
| Sum | 24 091 | 11 022 | 151 409 |
| 31. desember 2002 | | | |
| 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 |
| 31. desember 2001 | | | |
| Undersøkelse og produksjon Norge | 10 759 | 212 | 77 338 |
| Internasjonal undersøkelse og produksjon | 5 027 | 0 | 21 530 |
| Naturgass | 671 | 1 506 | 8 994 |
| Foredling og markedsføring | 811 | 8 222 | 22 210 |
| Øvrig virksomhet | 685 | 11 | 11 015 |
| Sum | 17 953 | 9 951 | 141 087 |

Driftsinntekter etter geografisk område

| (i millioner kroner) | 2003 | 2002 | 2001 |
|---|---------|---------|---------|
| Norge | 223 139 | 215 231 | 204 791 |
| Europa (unntatt Norge) | 30 152 | 31 449 | 36 002 |
| USA | 26 524 | 27 655 | 27 164 |
| Andre områder | 8 014 | 9 253 | 6 206 |
| Elimineringer | -39 070 | -40 140 | -37 641 |
| Sum driftsinntekter (unntatt resultatandel fra tilknyttede selskaper) | 248 759 | 243 448 | 236 522 |

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Langsiktige eiendeler etter geografisk område

| (i millioner kroner) | 2003 | 31. desember 2002 | 2001 |
|--|---------|----------------------|---------|
| Norge | 112 672 | 113 629 | 114 355 |
| Europa (unntatt Norge) | 39 845 | 28 550 | 32 010 |
| USA | 638 | 25 | 70 |
| Andre områder | 21 563 | 11 586 | 13 755 |
| Elimineringer | -12 913 | -7 043 | -9 746 |
| Sum langsiktige eiendeler (unntatt langsiktig utsatt skattefordel) | 161 805 | 146 747 | 150 444 |

4. Kjøp og salg av virksomheter

I 2001 solgte Statoil enkelte lisensandeler på norsk sokkel, sin 4,76 prosent andel i Kashagan-feltet i Kasakhstan og sin aktivitet i Vietnam. Salgene resulterte i gevinster på 4,3 milliarder kroner før skatt og 3,5 milliarder kroner etter skatt.

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.

Med økonomisk virkning fra 1. januar 2003 solgte Statoil 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 prosent andel i boreskipet *West Navigator* som ikke omfattes av salget, utgjorde cirka USD 800 millioner. Salget ble regnskapsført i andre kvartal 2003, og resultateffekten av salget var uvesentlig.

Statoil og BP undertegnet i juni 2003 en avtale der Statoil kjøper 49 prosent av BPs andeler i gassprosjektet In Salah og 50 prosent av BPs andeler i gasskondensatprosjektet In Amenas, begge i Algerie. Statoil har betalt kjøpesummen, som utgjør USD 740 millioner, med tillegg av påløpte kostnader knyttet til de overførte andeler fra 1. januar 2003. Som en del av avtalen skal de to selskapene arbeide sammen med Sonatrach, Algeries statlige olje- og gasselskap, for i fellesskap å operere de to prosjektene som er under utbygging. Kjøpet av andeler innebærer at Statoil vil delta med 31,85 prosent i kontrakten for inntektsdeling (Revenue Sharing Contract) i In Salah og 50 prosent i kontrakten for produksjonsdeling (Production Sharing Agreement) i In Amenas. I september 2003 bekreftet Sonatrach at selskapet ikke vil utøve forkjøpsrettene knyttet til andelene. Statoils inntreden i In Salah gassprosjekt ble notifisert til Europakommisjonen for godkjenning under EUs fusjonskontrollregler, og slik godkjenning ble mottatt i desember 2003. Dessuten vil fremforhandlede tillegg til de to feltenes eksisterende samarbeidsavtaler som følge av at Statoil nå blir deltaker i feltene bli sendt til det algeriske energi- og gruvedepartementet, Algeries tilsynsmyndighet for oljeindustrien, for å få ministerrådets nødvendige samtykke og en endelig kunngjøring som autoriserer handelen. Statoils utbetalinger er ved årsslutt 2003 regnskapsført som langsiktige forskuddsbetalinger i påvente av slik endelig samtykke.

I januar 2004 solgte Statoil sin 5,26 prosent eierandel i det tyske selskapet Verbundnetz Gas, noe som vil medføre en regnskapsmessig gevinst på cirka 0,6 milliarder kroner før skatt (cirka 0,4 milliarder kroner etter skatt). Aksjene er klassifisert som kortsiktige eiendeler for salg under Forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler i balansen ved årsslutt 2003.

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 prosent 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.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

6. Avsetning for riggforpliktelser

Statoil avsetter for estimerte tap knyttet til langsiktige leiekontrakter for borerigger til fast pris. Tapene estimeres til forskjellen mellom antatt markedsleie og den faktiske leieavtalen.

| (i millioner kroner) | 2003 | 2002 | 2001 |
|-------------------------------|-------|------|------|
| Avsetning 1. januar | 960 | 734 | 960 |
| Estimatendringer for året | 454 | 231 | -150 |
| Realiserte kostnader for året | -54 | -5 | -76 |
| Avsetning 31. desember | 1 360 | 960 | 734 |

7. Varelager

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og markedsverdi. Kostpris for raffinerilagrene av råolje og hoveddelen av raffinerte produkter beregnes med utgangspunkt i først innkjøpte mengder (LIFO-prinsippet). Deler av lagerbeholdningen av råolje, raffinerte produkter og ikke-oljerelaterte produkter vurderes til først-inn, først-ut (FIFO) prinsippet. Det har ikke vært noen nedbygging av LIFO-lag med vesentlig innvirkning på resultatet i de rapporterte årene.

| (i millioner kroner) | 31. desember | |
|--|--------------|-------|
| | 2003 | 2002 |
| Råolje | 2 192 | 2 766 |
| Petroleumsprodukter | 2 470 | 2 647 |
| Annet | 1 065 | 844 |
| Sum - varelager verdsatt etter FIFO-prinsippet | 5 727 | 6 257 |
| Justering til LIFO-verdi | -734 | -835 |
| Sum | 4 993 | 5 422 |

8. Sammendrag av finansiell informasjon for tilknyttede selskaper regnskapsført etter egenkapitalmetoden

Selskapets investeringer i tilknyttede selskaper inkluderer en andel på 50 prosent i Borealis A/S, et petrokjemisk produksjonsselskap, og en andel på 50 prosent 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. I tillegg har Statoil i 2003 gitt et ansvarlig lån på EUR 30 millioner til Borealis A/S.

Spesifikasjon av de viktigste tilknyttede selskap - bruttobeløp

| (i millioner kroner) | Borealis A/S | | | SDS | | |
|-------------------------------------|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2003 | 2002 | 2001 | 2003 | 2002 | 2001 |
| 31. desember | | | | | | |
| Omløpsmidler | 7 286 | 5 909 | 7 694 | 2 799 | 2 798 | 3 189 |
| Anleggsmidler | 19 085 | 17 432 | 19 710 | 6 787 | 6 029 | 6 105 |
| Kortsiktig gjeld | 7 058 | 6 063 | 6 108 | 3 717 | 3 288 | 2 894 |
| Langsiktig gjeld | 6 140 | 5 787 | 8 787 | 1 951 | 2 488 | 3 382 |
| Annen gjeld | 2 375 | 2 187 | 2 201 | 444 | 0 | 0 |
| Netto eiendeler | 10 798 | 9 304 | 10 310 | 3 474 | 3 051 | 3 018 |
| Året | | | | | | |
| Brutto driftsinntekter | 30 936 | 25 617 | 29 819 | 24 615 | 23 112 | 24 563 |
| Resultat før skatt | 126 | 215 | -193 | 210 | 423 | 411 |
| Resultat | 135 | 43 | -330 | 148 | 302 | 290 |
| Investeringer i varige driftsmidler | 1 002 | 978 | 1 182 | 779 | 721 | 552 |

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Det er ikke mottatt utbytte fra Borealis A/S for årene 2003 og 2002. For 2001 utgjorde utbyttet 16 millioner kroner. Utbytte mottatt fra SDS utgjorde 65 millioner kroner i 2003. Det er ikke mottatt utbytte fra SDS for årene 2002 og 2001.

Informasjon om tilknyttede selskaper rapportert etter egenkapitalmetoden

| (i millioner) | Valuta | Pålydende | Selskapets aksjekapital | Eierandel | Bokført verdi | Resultatandel |
|-------------------------------------|--------|-----------|-------------------------|-----------|---------------|---------------|
| Borealis A/S | EUR | 268 | 536 | 50 % | 5 405 | 106 |
| Statoil Detaljhandel Skandinavia AS | NOK | 1 300 | 2 600 | 50 % | 1 173 | 152 |
| P/R West Navigator DA | NOK | - | - | 50 % | 1 100 | -78 |
| Andre selskap | - | - | - | - | 3 344 | 436 |
| Total | | | | | 11 022 | 616 |

Stemmeberettiget andel korresponderer med eierandelen.

Forskjellen mellom balanseført 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 Navigator DAs eneste aktivitet er å eie boreskipet *West Navigator*.

9. Investeringer

Kortsiktige investeringer

| (i millioner kroner) | 31. desember | |
|--------------------------------------|--------------|--------------|
| | 2003 | 2002 |
| Kortsiktige innskudd | 1 358 | 51 |
| Sertifikater | 7 848 | 5 073 |
| Obligasjoner | 35 | 50 |
| Andre investeringer | 73 | 93 |
| Sum kortsiktige investeringer | 9 314 | 5 267 |

Kostpris for kortsiktige investeringer var henholdsvis 9 284 og 5 261 millioner kroner per 31. desember 2003 og 2002. 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) | 31. desember | |
|--------------------------------------|--------------|--------------|
| | 2003 | 2002 |
| Aksjer i andre selskaper | 1 608 | 1 166 |
| Sertifikater | 2 005 | 1 031 |
| Obligasjoner | 2 291 | 2 749 |
| Børsnoterte aksjer | 1 934 | 1 270 |
| Sum langsiktige investeringer | 7 838 | 6 216 |

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

10. Driftsmidler

| (i millioner kroner) | Maskiner, inventar, transportm. | Prod.anlegg olje/gass, inkl.rørled. | Prod.anlegg land | Bygninger og tomter | Skip | Anlegg under oppføring | Balanseførte leteutgifter i letefasen | Totalt |
|---|---------------------------------|-------------------------------------|------------------|---------------------|----------|------------------------|---------------------------------------|----------|
| Anskaffelseskost 1. januar 2003 * | 9 301 | 222 586 | 31 356 | 6 626 | 7 317 | 12 223 | 3 490 | 292 899 |
| Akkum. av- og nedskrivninger 1. januar 2003 * | -6 310 | -139 413 | -18 213 | -2 260 | -1 670 | -6 | 0 | -167 872 |
| Tilgang og overføringer | 824 | 9 928 | 1 804 | 540 | 15 | 9 605 | 651 | 23 367 |
| Avgang til balanseført verdi | -36 | -29 | -304 | -92 | -5 064 | -6 | -40 | -5 571 |
| Nedskrivning på tidligere balanseførte leteutgifter | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -256 | -256 |
| Årets av- og nedskrivninger | -718 | -14 108 | -1 174 | -220 | -2 | 0 | 0 | -16 222 |
| Omregningsdifferanse | 286 | -181 | -73 | 306 | 0 | -102 | -53 | 183 |
| Balanseført verdi 31. desember 2003 | 3 347 | 78 783 | 13 396 | 4 900 | 596 | 21 714 | 3 792 | 126 528 |
| Estimert levetid | 5-10 år | ** | 15-20 år | 20-25 år | 20-25 år | | | |

* Effekten av nytt regnskapsprinsipp vedrørende fjernings- og nedstengningskostnader er hensyntatt i anskaffelseskost og akkumulerte av- og nedskrivninger per 1. januar 2003.

** Avskrives etter produksjonsenhetsmetoden, se note 2.

Balanseførte leteutgifter i letefasen inkluderer signaturbonus og andre kjøpte leterettigheter med 940 millioner kroner 1. januar 2003 og 1 045 millioner kroner 31. desember 2003. En eventuell reklassifisering til immaterielle eiendeler i balansen, som er sendt til vurdering av FASB Emerging Issues Task Force (EITF), forventes ikke å ha noen effekt for kontantstrøm og resultatregnskap.

I 2003, 2002 og 2001 ble det balanseført henholdsvis 442, 382 og 723 millioner kroner i byggelånsrenter. I tillegg til årets avskrivninger spesifisert ovenfor er immaterielle eiendeler avskrevet med 54 millioner kroner.

11. Avsetninger

Avsetninger knyttet til eiendeler (unntatt eiendom, anlegg og utstyr samt immaterielle eiendeler) som er regnskapsført de siste tre årene, er som følger:

| (i millioner kroner) | 1. januar | Kostnad | Tilbakeføring | Avskrivning | Annet 1) | 31. desember |
|---|-----------|---------|---------------|-------------|----------|--------------|
| Året 2003 | | | | | | |
| Avsetninger knyttet til langsiktige eiendeler | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Avsetninger knyttet til tap på krav | 153 | 59 | -5 | -5 | 73 | 275 |
| Året 2002 | | | | | | |
| Avsetninger knyttet til langsiktige eiendeler | 16 | 0 | -16 | 0 | 0 | 0 |
| Avsetninger knyttet til tap på krav | 212 | 47 | -59 | -33 | -14 | 153 |
| Året 2001 | | | | | | |
| Avsetninger knyttet til langsiktige eiendeler | 90 | 0 | 0 | 0 | -74 | 16 |
| Avsetninger knyttet til tap på krav | 224 | 44 | 0 | -12 | -44 | 212 |

1) Annet i 2003 består i hovedsak av avsetning knyttet til tap på krav i oppkjøpt virksomhet.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

12. Finansposter

| (i millioner kroner) | 2003 | 2002 | 2001 |
|--|-------|--------|--------|
| Renter og andre finansinntekter | 1 057 | 1 311 | 2 107 |
| Agjoeffekter, netto | 98 | 9 009 | 912 |
| Renter og andre finanskostnader | -877 | -1 952 | -2 713 |
| Utbytte på aksjer | 179 | 457 | 18 |
| Realisert gevinst/tap ved salg av verdipapirer | 205 | -228 | -97 |
| Urealisert verdipapirgevinst/-tap | 737 | -364 | -162 |
| Netto finansposter | 1 399 | 8 233 | 65 |

13. Skatter

Resultat før skatt fremkommer som følger

| (i millioner kroner) | 2003 | 2002 | 2001 |
|--------------------------|--------|--------|--------|
| Norge | | | |
| • Sokkel | 43 516 | 42 519 | 49 651 |
| • Land | 3 121 | 5 394 | 5 843 |
| Andre land 1) | 3 678 | 3 422 | 725 |
| Andre poster (se note 2) | -6 025 | 0 | 0 |
| Sum | 44 290 | 51 335 | 56 219 |

Spesifikasjon av skattekostnaden

| (i millioner kroner) | 2003 | 2002 | 2001 |
|---|--------|--------|--------|
| Norge | | | |
| • Sokkel | 34 754 | 34 253 | 37 942 |
| • Land | 2 | 885 | 1 169 |
| Andre land 1) | 737 | 352 | 253 |
| Skatteeffekt av friinntektsfradrag | -1 869 | -1 782 | -1 726 |
| Betalbar skattekostnad | 33 624 | 33 708 | 37 638 |
| Norge | | | |
| • Sokkel | -376 | -707 | 317 |
| • Land | 859 | 250 | 383 |
| Andre land 1) | 52 | 1 085 | 148 |
| Endring i utsatt skatt etter bortfall av Fjerningsfordelingsloven (se note 2) | -6 712 | 0 | 0 |
| Endring utsatt skatt | -6 177 | 628 | 848 |
| Sum skattekostnad | 27 447 | 34 336 | 38 486 |

1) Inkluderer norsk skatt på aktiviteter i utlandet.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Spesifikasjon av utsatt skatt

| (i millioner kroner) | 31. desember | |
|---|--------------|--------|
| | 2003 | 2002 |
| Underskudd til fremføring | 1 612 | 1 157 |
| Nedskrivning | 1 071 | 1 058 |
| Avsetning for fjerning og nedstengning | 12 204 | 4 733 |
| Annet | 4 918 | 3 665 |
| Vurderingsreserve | -1 775 | -2 140 |
| Sum utsatt skattefordel | 18 030 | 8 473 |
| Varige driftsmidler | 40 532 | 35 518 |
| Balansførte undersøkelsesutgifter og renter | 8 236 | 8 914 |
| Annet | 6 491 | 6 293 |
| Sum utsatt skattegjeld | 55 259 | 50 725 |
| Netto utsatt skattegjeld | 37 229 | 42 252 |

Utsatt skatt er i regnskapet klassifisert som følger

| (i millioner kroner) | 31. desember | |
|--------------------------------|--------------|--------|
| | 2003 | 2002 |
| Kortsiktig utsatt skattefordel | 0 | -415 |
| Langsiktig utsatt skattefordel | -620 | -486 |
| Langsiktig utsatt skattegjeld | 37 849 | 43 153 |
| Netto utsatt skattegjeld | 37 229 | 42 252 |

Det er opprettet en vurderingsreserve, ettersom selskapet mener at tilgjengelig dokumentasjon viser at det er 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.

Avstemming mellom norsk nominell lovfestet skattesats på 28 prosent og effektiv skattesats

| (i millioner kroner) | 2003 | 2002 | 2001 |
|------------------------------------|--------|--------|--------|
| Beregnet skatt etter nominell sats | 14 088 | 14 374 | 15 741 |
| Særskatt petroleum | 22 579 | 20 538 | 24 342 |
| Skatteeffekt av friinntektsfradrag | -1 869 | -1 782 | -1 726 |
| Annet | -639 | 1 206 | 129 |
| Fjerningsfordelingsloven | -6 712 | 0 | 0 |
| Skattekostnad | 27 447 | 34 336 | 38 486 |

Inntekter fra olje- og gassvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen skattlegges i henhold til Petroleumskatteloven. Denne fastsetter en særskatt på 50 prosent etter fradrag av friinntekten, i tillegg til vanlig selskapsbeskatning. Friinntekten fratrekkes med 5 prosent per år i 6 år, fra investeringen foretas. Ikke benyttet friinntekt på 9,0 milliarder kroner kan fremføres uten tidsbegrensning.

Ved utgangen av 2003 hadde Statoil fremførbare skattemessige underskudd på 5,3 milliarder kroner, i hovedsak i USA og Irland. Kun mindre deler av de fremførbare underskudd utløper før 2006.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

14. Kortsiktig rentebærende gjeld

| (i millioner kroner) | 31. desember | |
|--|--------------|-------|
| | 2003 | 2002 |
| Banklån og kassekreditt | 1 071 | 2 258 |
| Kortsiktig andel av langsiktig gjeld | 3 168 | 2 018 |
| Annen kortsiktig gjeld | 48 | 47 |
| Sum | 4 287 | 4 323 |
| Vektet gjennomsnittlig rentesats (prosent) | 4,06 | 5,28 |

15. Langsiktig rentebærende gjeld

| | Vektet gjennomsnittlig rentesats i prosent | | I millioner kroner 31. desember | |
|-----------------------------------|---|------|------------------------------------|--------|
| | 2003 | 2002 | 2003 | 2002 |
| Obligasjonslån | | | | |
| Amerikanske dollar (USD) | 6,62 | 5,74 | 11 052 | 14 404 |
| Norske kroner (NOK) | 2,85 | 7,50 | 499 | 21 |
| Euro (EUR) | 4,11 | 4,66 | 8 282 | 5 616 |
| Sveitsiske franc (FRF) | 3,15 | 3,14 | 3 665 | 3 443 |
| Japanske yen (JPN) | 1,47 | 1,83 | 3 391 | 2 633 |
| Britiske pund (GBP) | 6,13 | 6,13 | 2 949 | 2 805 |
| Sum | | | 29 838 | 28 922 |
| Usikrede banklån | | | | |
| Amerikanske dollar (USD) | 2,10 | 1,77 | 3 018 | 2 194 |
| Sikrede banklån | | | | |
| Amerikanske dollar (USD) | 3,10 | 3,82 | 2 638 | 2 945 |
| Andre valutaer | 4,90 | - | 26 | - |
| Annen gjeld | | | 639 | 762 |
| Sum | | | 36 159 | 34 823 |
| Fratrukket kortsiktig andel | | | -3 168 | -2 018 |
| Sum langsiktig rentebærende gjeld | | | 32 991 | 32 805 |

Tabellen ovenfor viser markedsverdi av lån per låntype og valuta, og viser således ikke den økonomiske effekten av inngåtte valutabytteavtaler til USD.

Selskapet har et obligasjonslån på USD 500 millioner med en fast rente på 6,5 prosent og forfall i 2028. Lånet kan tilbakekjøpes til pålydende ved endring i skattelovgivning. Per 31. desember 2003 og 2002 var henholdsvis 3 293 millioner og 3 435 millioner kroner utestående. Lånerenten er omgjort til LIBOR-basert flytende rente gjennom rentebytteavtale.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Selskapet har også et obligasjonslån på EUR 500 millioner med en fast rente på 5,125 prosent med forfall i 2011. Per 31. desember 2003 og 2002 var henholdsvis 4 166 millioner og 3 601 millioner kroner utestående. Dette lånet er omgjort til USD, og LIBOR-basert flytende rente gjennom rente og valuta bytteavtaler.

Selskapet har også et obligasjonslån på USD 375 millioner med en fast rente på 5,75 prosent, og med forfall i 2009. Per 31. desember 2003 og 2002 var henholdsvis 2 486 millioner og 2 591 millioner kroner utestående. Netto etter tilbakekjøp utgjorde dette henholdsvis 2 156 og 2 244 millioner kroner til oppgjørskurs ved årsslutt.

I tillegg til USD obligasjonslån på totalt 1 1 052 millioner kroner, bruker Statoil valutabytteavtaler til å styre valutarisiko knyttet til langsiktig gjeld. Som en følge av dette er ytterligere 18 747 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 renterisikoen 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.

Statoils sikrede banklån i USD er sikret ved en garantiforpliktelse på USD 41,45 millioner i tillegg til pant i aksjer i et datterselskap og et bankinnskudd med en balanseført verdi på henholdsvis 1 769 og 1 499 millioner kroner.

Selskapet har utestående totalt 24 obligasjonslån, som, netto etter tilbakekjøp, utgjør 25 527 millioner kroner til oppgjørskurs per 31. desember 2003, som 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.

Tilbakebetaling av langsiktig gjeld forfaller som følger:

| <u>(i millioner kroner)</u> | |
|-----------------------------|---------------|
| 2004 | 3 168 |
| 2005 | 3 261 |
| 2006 | 1 558 |
| 2007 | 2 356 |
| 2008 | 2 123 |
| Deretter | 23 693 |
| Sum | <u>36 159</u> |

Statoil har inngått avtale med ett banksyndikat for bindende langsiktig løpende kreditt på i alt USD 1,6 milliarder. Ingen del av kreditten var benyttet per 31. desember 2003. Beredskapsprovisjonen er 0,108 prosent per år.

Statoil hadde ingen kommitterte kreditt-fasiliteter tilgjengelige eller benyttet per 31. desember 2003 og 2002.

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 risikoer. Selskapet anvender også derivater for å etablere posisjoner basert på markedsforventninger, men denne virksomheten er uvesentlig for konsernregnskapet.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Rente- og valutarisiko utgjør betydelig finansiell risiko for Statoil-konsernet. Den samlede eksponeringen styres på porteføljnivå 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 valutabytteavtaler for å styre rente- og valutaeksponeringen.

Statoil benytter bytteavtaler, opsjoner, futures og terminkontrakter for å sikre fremtidige kjøp og salg av råolje og raffinerte oljeprodukter. Løpetiden for olje- og raffinerte oljeprodukt-derivater er vanligvis på under ett år. Bytteavtaler, opsjoner, terminkontrakter og futures for naturgass og elektrisitet brukes til å sikre fremtidig salg av naturgass og elektrisitet. Disse derivatene har vanligvis en løpetid på 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 av endringer i framtidige kontantstrømmer fra salg av raffinerte produkter i en periode på inntil 12 måneder og kontantstrømmer til rentebetalinger i en periode på inntil 13 måneder. I 2003 var ineffektivitet knyttet til Statoils kontantstrømsikring uvesentlig. Netto endring i akkumulerte andre endringer i egenkapital knyttet til årets sikringstransaksjoner er uvesentlig, mens nettobeløpet som i 2003 er reklassifisert fra akkumulerte andre endringer i egenkapital til resultatregnskapet er NOK 97 millioner kroner etter skatt. Den 31. desember 2003 var netto utsatt sikringstap inkludert i akkumulerte andre endringer i egenkapital med 24 millioner kroner etter skatt, hvorav en uvesentlig del vil påvirke resultatet i løpet av de neste 12 måneder. Ingen kontantstrømsikringer ble avsluttet i 2003 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 2003. Netto resultatført gevinst knyttet til ineffektivitet i markedsverdisikringen var NOK 17 millioner og er inkludert i netto finansposter for året 2003.

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.

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

| (i millioner kroner) | Markedsverdi eiendeler | Markedsverdi forpliktelser | Netto regnskapsført beløp |
|-----------------------------------|---------------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| 31. desember 2003 | | | |
| Gjeldsrelaterte instrumenter | 4 235 | -36 | 4 200 |
| Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter | 367 | -15 | 351 |
| Gjeldsinstrumenter med fast rente | 0 | -29 188 | -26 281 |
| Råolje og raffinerte produkter | 282 | -246 | 36 |
| Gass og elektrisitet | 272 | -222 | 50 |
| 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 |

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Markedsverdi beregnes ut fra børskurser, estimer fra meglere, priser på sammenlignbare instrumenter samt ved hjelp av andre velegnede vurderingsmetoder. Markedsverdiestimatene 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 kredittisiko

Selskapet styrer konsentrasjonen av kredittisiko 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 motparters finansielle stilling og krav om sikkerhetsstillelse.

Kredittisiko knyttet til handel i råvarederivater er redusert tilsvarende gjennom vedlikehold, gjennomgang og ajourføring av liste over godkjente motparter ved vurdering av motpartens finansielle posisjon og eventuelt krav om sikkerhet 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 Statoils kredittisiko vurderes fortløpende for å sikre at eksponeringen 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 25 år, tilsvarende forfallstrukturen til sikret eller risikostyrt langsiktig gjeld.

Konsentrasjonen av kredittisiko 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 børssatsede opsjoner har ubetydelig kredittisiko ettersom de i hovedsak omsettes på New York Mercantile Exchange eller ved International Petroleum Exchange i London.

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

17. Pensjonsordninger for ansatte

Pensjonsytelser

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

Netto pensjonskostnader

| (i millioner kroner) | 2003 | 2002 | 2001 |
|---|------|------|------|
| Nåverdi av årets opptjening | 849 | 738 | 690 |
| Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen | 791 | 719 | 626 |
| Forventet avkastning på pensjonsmidlene | -843 | -856 | -793 |
| Amortisering av tap | 54 | 34 | 10 |
| Amortisering av planendringer | 34 | 44 | 44 |
| Amortisering av implementeringseffekt | -15 | -16 | -16 |
| Netto pensjonskostnader | 870 | 663 | 561 |
| Tilskuddsplaner | 27 | 19 | 21 |
| «Multiemployer plans» | 0 | 4 | 4 |
| Sum netto pensjonskostnader | 897 | 686 | 586 |

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Endring i påløpt forpliktelse

| (i millioner kroner) | 2003 | 2002 |
|--|--------|--------|
| Påløpt forpliktelse 1. januar (inkludert lønnsvekst) | 13 025 | 12 000 |
| Nåverdi av årets opptjening | 849 | 738 |
| Rentekostnad på pensjonsforpliktelsene | 791 | 719 |
| Estimatendringer | 3 310 | -13 |
| Utbetalte ytelser fra ordningen | -332 | -401 |
| Kjøp/salg av virksomhet | -95 | 0 |
| Omregningsdifferanse | 94 | -18 |
| Påløpt forpliktelse 31. desember | 17 642 | 13 025 |

Endring i pensjonsmidler

| (i millioner kroner) | 2003 | 2002 |
|--|--------|--------|
| Virkelig verdi av pensjonsmidlene 1. januar | 12 480 | 13 068 |
| Avkastning på pensjonsmidlene | 1 684 | -770 |
| Innbetalt av selskapet | 1 129 | 412 |
| Utbetalte ytelser | -169 | -183 |
| Kjøp/salg av virksomhet | -61 | 0 |
| Omregningsdifferanse | 80 | -47 |
| Virkelig verdi av pensjonsmidlene 31. desember | 15 143 | 12 480 |

Status for pensjonsordningene avstemt mot balansen

| (i millioner kroner) | 2003 | 2002 |
|--|--------|-------|
| Ytelsesplaner | | |
| Netto pensjonsforpliktelse 31. desember | -2 499 | -545 |
| Ikke amortiserte tap | 4 248 | 1 868 |
| Ikke amortiserte planendringer | 329 | 363 |
| Ikke amortisert implementeringseffekt | 0 | -15 |
| Sum netto forskuddsbetalt pensjon 31. desember | 2 078 | 1 671 |

Netto forskuddsbetalt pensjon er i regnskapet balanseført som:

| (i millioner kroner) | 2003 | 2002 |
|---|--------|--------|
| Forskuddsbetalt pensjon | 4 881 | 3 861 |
| Påløpte pensjonsforpliktelser | -3 372 | -2 190 |
| Immaterielle eiendeler | 331 | 0 |
| Akkumulert endring i egenkapital uten resultat effekt | 238 | 0 |
| Sum 31. desember | 2 078 | 1 671 |

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Økonomiske forutsetninger ved årets utgang (vektet gjennomsnitt)

| | 2003 | 2002 |
|---|-------|-------|
| Diskonteringsrente | 5,50% | 6,00% |
| Forventet avkastning på pensjonsmidlene | 6,00% | 6,50% |
| Forventet lønnsvekst | 3,50% | 3,00% |

Påløpt minsteforpliktelse (inkludert lønnsvekst), minsteforpliktelsen (uten lønnsvekst) og den virkelige verdien av pensjonsmidler i ordningene hvor minsteforpliktelsene overstiger pensjonsmidlene

| (i millioner kroner) | 31. desember | |
|--|--------------|-------|
| | 2003 | 2002 |
| Påløpt pensjonsforpliktelse (inkludert lønnsvekst) | 4 580 | 3 102 |
| Minsteforpliktelsen (uten lønnsvekst) | 3 189 | 2 235 |
| Pensjonsmidler til virkelig verdi | 251 | 425 |

Den totale minsteforpliktelsen (uten lønnsvekst) var 13 800 millioner kroner 31. desember 2003.

Fordeling av pensjonsmidlene på ulike investeringsklasser

| | 31. desember | |
|--------------------------|--------------|------|
| | 2003 | 2002 |
| Egenkapitalinstrumenter | 17% | 9% |
| Obligasjoner | 25% | 38% |
| Pengemarkedsplasseringer | 39% | 36% |
| Eiendom | 10% | 11% |
| Andre eiendeler | 9% | 6% |
| Sum | 100% | 100% |

Pensjonsmidlene plasseres langsiktig i forhold til pensjonsforpliktelsene de skal dekke. Målet er å oppnå høyest mulig avkastning på pensjonsmidlene begrenset av reguleringer fra det offentlige og en fornuftig risikoeksponering. For å kunne nå nevnte mål må det foretas investeringer med høyere risiko enn risikofrie plasseringer. Risiko håndteres ved å sørge for en veldiversifisert investeringsportefølje. Pensjonsmidler blir diversifisert både i forhold til sted og type investering. Derivater benyttes innenfor gitte rammer for å gjennomføre forvaltningen på en kostnadseffektiv måte.

Statoils pensjonskasser investerer i både eiendom og finansielle eiendeler. For eiendom forventes en avkastning som ligger mellom avkastningen på aksjer og obligasjoner. Tabellen under viser porteføljevekt og avkastningsforventning for finansporteføljen vedtatt av styret i Statoils pensjonskasser for 2004.

| Finansportefølje Statoils pensjonskasser | Porteføljevekt 1) | | Avkastningsforventning 2) |
|--|-------------------|--------------|---------------------------|
| Aksjer | 25% | (+/- 5%) | X + 4% |
| Obligasjoner | 37,5% | (+/- 5%) | X |
| Pengemarked | 37,5% | (+19% / -5%) | X - 0,4% |
| Totalt finansportefølje | 100,0% | | - |

1) Parantesene angir rammene for Statoil Kapitalforvaltning ASAs (forvalters) taktiske avvik.

2) Forvalter har en forventning om at den langsiktige aksjeavkastningen skal ligge 4% over risikofri rente (obligasjoner), og at pengemarkedet gir en avkastning som ligger 0,4% under avkastning på obligasjoner.

X = Langsiktig avkastning på obligasjoner

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Den langsiktige forventede avkastning på pensjonsmidlene i pensjonsordningene er fastsatt ved å ta utgangspunkt i langsiktig risikofri rente tillagt forventet langsiktig risikopremie for de respektive investeringsklassene.

Størsteparten av pensjonspremiene gjelder ansatte i Norge. Årets premie kan enten betales eller trekkes fra pensjonspremiefond. Statoil har et større beløp innestående på premiefond i Statoils pensjonskasser. Om konsernet skal betale premie eller trekke fra fond vurderes ved hvert premieforfall. Dersom det bestemmes at årets premie skal betales er antatt kontantutbetaling cirka 1 milliard kroner for hvert av de neste 5 årene. Betalingen for 2003 var cirka 0,8 milliarder kroner. Årsaken til økningen er at det har kommet endringer i rammevilkårene for beregning av pensjonspremie fra myndighetene i Norge. Denne endringen har kun effekt på pensjonspremiene.

18. Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser

Statoil implementerte 1. januar 2003 regnskapsstandard FAS 143, Regnskapsføring av fjerningsforpliktelse. Forpliktelsen omfatter fremtidige nedstengnings- og fjerningsutgifter. Rentekostnad på forpliktelsen klassifiseres som Driftskostnader i resultatregnskapet.

| (i millioner kroner) | 2003 |
|--|--------|
| Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse 1. januar | 15 049 |
| Tilgang nye fjerningsprosjekter | 655 |
| Rentekostnad på forpliktelsen | 539 |
| Endrede estimater | 307 |
| Faktisk fjerning | -56 |
| Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse 31. desember | 16 494 |
| <hr/> | |
| (i millioner kroner) | 2003 |
| Langsiktig eiendel knyttet til fjerning 1. januar | 2 451 |
| Tilgang nye prosjekter/estimatendring | 962 |
| Avskrivninger | -656 |
| Langsiktig eiendel knyttet til fjerning 31. desember | 2 757 |

19. Forskningsutgifter

Forskningsutgiftene utgjorde 1 004, 736 og 633 millioner kroner i henholdsvis 2003, 2002 og 2001.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

20. Leieavtaler

Statoil leier enkelte eiendeler, i hovedsak skip og borerigger.

Leiekostnadene utgjorde 4 893, 5 595 og 7 687 millioner kroner i henholdsvis 2003, 2002 og 2001.

Opplysningene i tabellen nedenfor viser fremtidig minimumsleie i henhold til uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2003. I tillegg er det inngått fremleieavtaler som innebærer en leieinntekt på 544 millioner kroner for 2004.

Statoil har inngått flere generelle eller felt-spesifikke langsiktige rammeavtaler hovedsakelig knyttet til lasting og transport av råolje. De vesentligste kontrakter opphører i 2007 eller senere, frem til avslutningen av respektive felts levetid. Slike kontrakter er ikke inkludert i fremtidige forpliktelser i tabellen under med mindre de inkluderer spesifiserte minimumsleier.

Beløp knyttet til finansielle leieavtaler omfatter leiebetaling for balanseførte eiendeler ved årsslutt 2003.

| (i millioner kroner) | Operasjonelle leieavtaler | Finansielle leieavtaler |
|----------------------|---------------------------|-------------------------|
| 2004 | 2 999 | 19 |
| 2005 | 2 072 | 18 |
| 2006 | 1 301 | 18 |
| 2007 | 434 | 18 |
| 2008 | 411 | 1 |
| Deretter | 1 953 | 1 |
| Sum fremtidig leie | 9 170 | 75 |
| Renteandel | | -14 |
| Netto nåverdi | | 61 |

Varige driftsmidler inkluderer følgende beløp for leieavtaler som er balanseført per 31. desember 2003 og 2002:

| (i millioner kroner) | 31. desember | |
|---------------------------|--------------|------|
| | 2003 | 2002 |
| Skip og utstyr | 119 | 107 |
| Akkumulerte avskrivninger | -86 | -80 |
| Balanseført verdi | 33 | 27 |

21. Andre forpliktelser

Kontraktsmessige forpliktelser

| (i millioner kroner) | 2004 | Deretter | Sum |
|--|--------|----------|--------|
| Kontraktsmessige forpliktelser inngått | 13 061 | 7 828 | 20 889 |

De kontraktsmessige forpliktelser består av kjøp og konstruksjon av driftsmidler.

Garantier

Konsernet har avgitt garantier for 1,1 milliarder kroner i forbindelse med driftsgarantier og kontraktsmessige forpliktelser ved årsslutt 2003.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

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 cirka 33 prosent.

Andre forpliktelser

I forbindelse med tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass kan deltakerne måtte forplikte seg til å bore et visst antall brønner. Ved årets slutt er konsernet forpliktet til å delta i 6 brønner på norsk sokkel og 9 brønner i utlandet, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 35 prosent. Statoils andel av antatte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omkring 1,9 milliarder kroner.

Statoil har inngått avtaler om rørledningstransport 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 rørledningstransporten basert på bestilt kapasitet. I tillegg har konsernet inngått forpliktelser knyttet til inngangskapasitet og terminalkapasitet. Tabellen under gir en oversikt over nominelle minimumsforpliktelser fordelt på fremtidige år. Tilsvarende kostnad for året 2003 var 2 712 millioner kroner. Der konsernet reflekterer både eierinteresser og transportforpliktelser knyttet til samme rørledningssystem i konsernregnskapet, viser beløpene i tabellen de transportforpliktelser som overstiger Statoils eierinteresse.

Transportkapasitets- og øvrige forpliktelser per 31. desember 2003:

| (i millioner kroner) | |
|----------------------|--------|
| 2004 | 3 002 |
| 2005 | 3 406 |
| 2006 | 3 453 |
| 2007 | 3 021 |
| 2008 | 3 085 |
| Deretter | 31 188 |
| Sum | 47 155 |

Selskapet er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettssaker 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 selskapets beste estimat. Det antas at verken selskapets økonomiske stilling, driftresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettssakene og tvistene.

Den 10. oktober 2003 avsa Høyesterett dom i saken, anlagt av Statoil og flere andre selskaper mot Staten ved Finansdepartementet, angående skattleggingen av inntekter fra interessentskapet Statpipe for årene 1993 og 1994. I dommen opphever Høyesterett ligningene og anviser saken til ny behandling. Dette vil få effekt også for påfølgende år. Utfallet av omligningen lar seg ikke estimere med rimelig grad av sikkerhet. Statoil har i sine regnskaper kostnadsført ilignede skatter i samsvar med ligningsmyndighetenes påstand.

Den sentrale enhet for etterforskning og påtale av økonomisk kriminalitet og miljøkriminalitet (Økokrim) har utstedt foreløpig siktelse mot selskapet for overtredelse av bestemmelsene om ulovlig påvirkning av utenlandske offentlige tjenestemenn, og gjennomfører en undersøkelse for å få klarlagt om kriminelle handlinger har funnet sted angående en konsulentavtale knyttet til forretningsutvikling i Iran som Statoil inngikk i 2002 med Horton Investment. Statoil har også blitt informert av det amerikanske kredittilsynet (U.S. Security and Exchange Commission (SEC)) om at tilsynet gjennomfører en undersøkelse av konsulentavtalen for å avgjøre om det har forekommet overtredelser av verdipapirlovene i USA (U.S. federal securities laws).

22. Nærstående parter

Samlet kjøp av olje og våtgass fra staten beløp seg til 68 479 millioner kroner (336 millioner fat oljeekvivalenter), 72 298 millioner kroner (374 millioner fat oljeekvivalenter) og 53 291 millioner kroner (265 millioner fat oljeekvivalenter) i henholdsvis 2003, 2002 og 2001. 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.

Statoil blir kompensert for statens relative andel av utgifter knyttet til enkelte lager- og terminalinvesteringer med tilhørende aktiviteter.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

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 løpet av 2002 og 2003 ble 1 558 115 av egne aksjer utstedt 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 utgjør 49 511 millioner kroner (før avsetning til utbytte for regnskapsåret 2003 på 6 390 millioner kroner) per 31. desember 2003. Opptjent egenkapital som kan utdeles som utbytte er basert på norske regnskapsstandarder og rettsregler, og er begrenset til opptjent egenkapital i morselskapet. Årsaken til at dette avviker fra konsernets opptjente egenkapital på 27 627 millioner kroner, er i hovedsak overdragelsen av SDØE-andeler til Statoil, som ikke fremgår av regnskapene i henhold til god regnskapsskikk i Norge før i andre kvartal 2001. Utdeling av utbytte er ikke tillatt i den utstrekning det bringer morselskapets egenkapital under 10 prosent av sum eiendeler.

24. Godtgjørelse til revisor

| (i millioner kroner) | 2003 | 2002 |
|------------------------------|------|------|
| Revisjonshonorar | 27,0 | 26,2 |
| Revisjonsrelaterte tjenester | 2,8 | 1,8 |
| Skatterelaterte tjenester | 14,5 | 8,5 |
| Andre honorarer | 0,9 | 0,0 |
| Sum | 45,2 | 36,5 |

25. Hendelser etter regnskapsårets utgang

I januar 2004 kjøpte Statoil i alt 11,24 prosent av Snøhvit-feltet, henholdsvis 10 prosent fra Norsk Hydro og 1,24 prosent fra Svenska Petroleum. Etter gjennomføring av disse transaksjonene vil Statoil ha en eierandel i Snøhvit-feltet på 33,53 prosent. Transaksjonene vil bli gjennomført med økonomisk virkning fra 1. januar 2004, og forutsetter godkjenning fra norske myndigheter.

Etter utgangen av regnskapsåret har Statoil som eier i BTC Co Ltd avgitt garantier for prosjektfinansieringen knyttet til utbyggingen av BTC-rørledningen. Garantiene beløper seg til USD 140 millioner (0,9 milliarder kroner).

ICA AB og Statoil har undertegnet en intensjonsavtale om at Statoil skal kjøpe ICAs eierandel i Statoil Detaljhandel Skandinavia. Selskapet eies i dag med en halvpart hver av ICA og Statoil. Endelig avtale krever godkjenning fra styrene i Statoil og ICA, og forventes gjennomført i løpet av våren 2004.

Statoil har signert en intensjonsavtale med det amerikanske energiselskapet Dominion. Intensjonsavtalen vil sikre Statoil økt kapasitetstilgang for flytende naturgass (LNG) ved Cove Point-terminalen i delstaten Maryland i USA i en periode på 20 år. Transaksjonen forutsetter ferdigforhandling av en endelig avtale samt godkjenning fra begge selskapenes styrende organer.

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, det vil si priser og kostnader på det tidspunkt reserveestimatet blir satt opp. I prisene som benyttes er det kun tatt hensyn til kontraktsfestede endringer i eksisterende priser, men ikke til endringer som skyldes fremtidige forhold.

- (i) Reservoarene anses som sikre hvis enten faktisk produksjon eller en formasjonstest viser at de er økonomisk drivverdige. Reservoarområdet som anses som sikkert, omfatter (A) den delen som er avgrenset av boring og definert ved eventuell gass/olje-kontakt og/eller olje/vann-kontakt, og (B) de umiddelbart tilstøtende delene som enda ikke er boret men som det ut fra tilgjengelige geologiske og tekniske data er rimelig å anta vil være økonomisk drivverdige. Hvis det ikke finnes opplysninger om væskekontakter, er det den dypeste, kjente strukturføremkomsten av hydrokarboner som definerer reservoarets nedre sikre grense.
- (ii) Reserver som kan gjøres økonomisk drivverdige ved at det benyttes teknikker for forbedret utvinning (som for eksempel 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.

På norsk sokkel selger Statoil 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.

I tillegg har Statoil inngått gassalgsavtaler for Shah Deniz med leveranser til Tyrkia, Georgia og Aserbajdsjan.

De totale leveranseforpliktelsene som påligger Statoil og SDØE arrangementet og Statoil sine egne forpliktelser var per 31. desember 2003 på totalt 37,0 billioner standard kubikkfot.

Leveranseforpliktelsene for kontraktsårene 2003, 2004, 2005 og 2006 er henholdsvis 1 691, 1 690, 1 973, og 1 960 milliarder standard kubikkfot. Disse forpliktelsene kan bli oppfylt gjennom produksjon av sikre reserver i felt der Statoil og / eller 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 er bokført som Utvidelser og funn, mens overføring av leveranser mellom felt er bokført som revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning.

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-, NGL- og 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 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 |
| Kjøp av petroleum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Salg av petroleum | -54 | -1 | -55 | -1 | -170 | -171 | -54 | -31 | -85 |
| Produksjon | -246 | -22 | -268 | -523 | -15 | -538 | -339 | -25 | -364 |
| Sikre reserver 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 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 |
| Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning | 110 | 41 | 151 | 311 | 1 | 312 | 165 | 41 | 206 |
| Utvidelser og funn | 27 | 15 | 43 | 503 | 303 | 806 | 117 | 69 | 186 |
| Kjøp av petroleum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Salg av petroleum | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Produksjon | -239 | -31 | -271 | -695 | -6 | -700 | -363 | -33 | -395 |
| Sikre reserver 31. desember 2003 | 1 184 | 605 | 1 789 | 13 334 | 552 | 13 886 | 3 560 | 703 | 4 264 |
| Herav: | | | | | | | | | |
| Sikre utviklede reserver | 876 | 163 | 1 039 | 9 582 | 25 | 9 606 | 2 584 | 167 | 2 751 |
| Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler | 0 | 364 | 364 | 0 | 303 | 303 | 0 | 418 | 418 |
| Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler | 0 | 13 | 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 13 | 13 |

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 oljeekvivalent. Historisk har Statoil markedsført og solgt statens olje som en del av egen produksjon.

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Den norske stat har valgt å videreføre dette arrangementet. Således endret den norske stat, som eneksjonær, 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 eneksjonær, 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.

Balansførte utgifter knyttet til produksjonsvirksomheten for olje og naturgass

| (i millioner kroner) | 31. desember | |
|---|--------------|----------|
| | 2003 | 2002 |
| Undersøkelserutgifter, leterettigheter o.l. | 3 792 | 3 490 |
| Utbyggingsutgifter, brønner, anlegg og annet utstyr, inkludert fjerningseiendeler | 244 621 | 230 510 |
| Sum utgifter til anskaffelse | 248 414 | 233 998 |
| Akkumulerte av- og nedskrivninger | -147 441 | -139 337 |
| Netto balansførte utgifter | 100 973 | 94 661 |

Kostnader påløpt ved kjøp av olje og gassressurser, undersøkelses og utbyggingsvirksomhet

Disse kostnadene omfatter både balansførte og kostnadsførte beløp. Det er foretatt en reklassifisering fra administrasjonskostnader til undersøkelseskostnader i 2002.

| (i millioner kroner) | Norge | Utenfor Norge | Totalt |
|---|--------|---------------|--------|
| Året 2003 | | | |
| Undersøkelseskostnader, inkludert signaturbonuser | 1 220 | 1 538 | 2 758 |
| Utbyggingskostnader 1) | 13 284 | 6 071 | 19 355 |
| Kjøp av leterettigheter | 0 | 54 | 54 |
| Sum | 14 504 | 7 663 | 22 167 |
| Året 2002 | | | |
| Undersøkelseskostnader, inkludert signaturbonuser | 1 350 | 1 398 | 2 748 |
| Utbyggingskostnader | 10 269 | 4 088 | 14 357 |
| Sum | 11 619 | 5 486 | 17 105 |
| Året 2001 | | | |
| Undersøkelseskostnader, inkludert signaturbonuser | 2 020 | 683 | 2 703 |
| Utbyggingskostnader | 9 707 | 4 452 | 14 159 |
| Sum | 11 727 | 5 135 | 16 862 |

1) Utbyggingskostnader inkluderer investeringer i Norge i anlegg for nedkjøling av naturgass og lagring av LNG for totalt 614 millioner kroner.

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.

Statoil har med virkning fra første kvartal 2003 justert beregningsmetoden for internpris ved levering av gass fra U&P Norge til Naturgass. Den nye prisen utgjør 32 øre per standard kubikkmeter, justert kvartalsvis for forholdet mellom gjennomsnittlig oljepris i USD de siste seks måneder og en oljepris på USD 15. Prisen er nå den samme for alle volumer, inklusiv for felt med gass som assosiert produkt, mens den før ble beregnet for det enkelte felt. Tidligere perioders regnskapstall er endret i samsvar med den nye beregningsmetoden.

Beregningen av produksjonskostnaden har per tredje kvartal 2003 blitt endret. Statoil har per tredje kvartal 2003 besluttet å endre klassifisering av administrasjonskostnader og inntekter og kostnader knyttet til salg av prosesseringskapasitet mellom felt. Grunnen til dette er at en ønsker å gi et bedre uttrykk for de reelle kostnadene i den underliggende virksomheten.

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. Interne salg/overføringer er bokført til tilnærmet markedspris.

| (i millioner kroner) | Norge | Utenfor Norge | Totalt |
|---------------------------------------|---------|---------------|---------|
| Året 2003 | | | |
| Salg | 352 | 1 944 | 2 296 |
| Internt salg | 60 143 | 4 455 | 64 598 |
| Sum driftsinntekter | 60 495 | 6 399 | 66 894 |
| Undersøkelseskostnader | -1 365 | -1 005 | -2 370 |
| Produksjonskostnader | -7 998 | -894 | -8 892 |
| Rentekostnad på fjerningsforpliktelse | -479 | -48 | -527 |
| Spesielle poster 1) | 0 | -151 | -151 |
| Av- og nedskrivninger 3) | -12 104 | -1 625 | -13 729 |
| Sum driftskostnader | -21 946 | -3 723 | -25 669 |
| Driftsresultat før skatt | 38 549 | 2 676 | 41 225 |
| Skattekostnader | -29 093 | -948 | -30 040 |
| Resultat av produksjonsvirksomheten | 9 456 | 1 729 | 11 184 |
| Året 2002 | | | |
| Salg | 351 | 4 672 | 5 024 |
| Internt salg | 57 075 | 1 018 | 58 093 |
| Sum driftsinntekter | 57 426 | 5 690 | 63 117 |
| Undersøkelseskostnader | -1 420 | -990 | -2 410 |
| Produksjonskostnader | -8 217 | -979 | -9 196 |
| Spesielle poster 2) | 0 | -766 | -766 |
| Av- og nedskrivninger 3) | -12 402 | -1 738 | -14 140 |
| Sum driftskostnader | -22 039 | -4 473 | -26 512 |
| Driftsresultat før skatt | 35 387 | 1 218 | 36 605 |
| Skattekostnader | -26 484 | -723 | -27 207 |
| Resultat av produksjonsvirksomheten | 8 903 | 495 | 9 398 |

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

| (i millioner kroner) | Norge | Utenfor Norge | Totalt |
|-------------------------------------|---------|---------------|---------|
| Året 2001 | | | |
| Salg | 339 | 2 883 | 3 222 |
| Internt salg | 63 503 | 1 767 | 65 269 |
| Sum driftsinntekter | 63 842 | 4 649 | 68 491 |
| Undersøkelseskostnader | -2 008 | -866 | -2 874 |
| Produksjonskostnader | -8 233 | -1 024 | -9 257 |
| Spesielle poster 2) | 0 | -2 000 | -2 000 |
| Av- og nedskrivninger 3) | -12 636 | -1 477 | -14 113 |
| Sum driftskostnader | -22 877 | -5 367 | -28 244 |
| Driftsresultat før skatt | 40 964 | -718 | 40 246 |
| Skattekostnader | -31 386 | 215 | -31 171 |
| Resultat av produksjonsvirksomheten | 9 579 | -503 | 9 075 |

1) Nedskrivning av Dunlin-feltet i Storbritannia.

2) Nedskrivning av oljefeltet LL652 i Venezuela.

3) Inkludert avsetninger til fremtidige nedstengnings- og fjerningskostnader i 2001 og 2002. I 2003 inkluderes amortisering av fjerningseiendelene som er balanseført etter implementering av FAS 143 fra og med 1. januar 2003.

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 FAS 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 diskonteringsatts på 10 prosent. Nåverdiberegningen er et utsagn om fremtidige hendelser.

Fremtidige prisendringer er hensyntatt i den grad det foreligger kontrakter som regulerer dette ved utgangen av hvert rapporteringsår. Fremtidige utbyggings- og produksjonskostnader inkluderer de fremtidige kostnadene som er nødvendige for å utvikle og produsere beregnede sikre reserver ved årets slutt basert på kostnadsindekser ved årets slutt, idet det forutsettes at de økonomiske forhold ved årets slutt vil vedvare. Ved beregning av fremtidig netto kontantstrøm før skatt er nedstengnings- og fjerningskostnader inkludert. Fremtidig inntektsskatt beregnes ved å anvende de gjeldende lovbestemte skattesatsene ved årets slutt. Disse satsene gjenspeiler tillatte fradrag og skattekreditter og anvendes på beregnet fremtidig netto kontantstrøm før skatt, minus skattegrunnlaget for tilknyttede eiendeler. Diskontert fremtidig netto kontantstrøm beregnes ved å benytte en diskonteringsatts på 10 prosent 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. Estimatet 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.

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

| (i millioner kroner) | Norge | Utenfor Norge | Totalt |
|--|----------|---------------|----------|
| 31. desember 2003 | | | |
| Fremtidige netto innbetalinger | 644 003 | 132 884 | 776 887 |
| Fremtidige utbyggingskostnader | -39 207 | -17 029 | -56 236 |
| Fremtidige produksjonskostnader | -179 686 | -26 509 | -206 195 |
| Fremtidig netto kontantstrøm før skatt | 425 110 | 89 346 | 514 456 |
| Fremtidig inntektsskatt | -320 763 | -19 998 | -340 761 |
| Fremtidig netto kontantstrøm | 104 347 | 69 348 | 173 695 |
| 10% årlig diskonteringsrente for beregnet tidshorison av kontantstrømmen | -47 303 | -37 810 | -85 113 |
| Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm | 57 044 | 31 538 | 88 582 |
| 31. desember 2002 | | | |
| 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 tidshorison av kontantstrømmen | -44 336 | -38 725 | -83 061 |
| Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm | 59 975 | 31 725 | 91 700 |
| 31. desember 2001 | | | |
| 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 tidshorison av kontantstrømmen | -49 566 | -28 669 | -78 235 |
| Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm | 57 880 | 21 337 | 79 217 |

Av samlede estimerte fremtidige utbyggingskostnader på 56 236 millioner kroner per 31. desember 2003 forventes et beløp på 38 387 millioner kroner brukt i løpet av de neste tre årene. Fordelingen vises i tabellen nedenfor.

Fremtidige utbyggingskostnader

| (i millioner kroner) | 2004 | 2005 | 2006 | TOTAL |
|--|--------|--------|-------|--------|
| Norge | 12 484 | 8 470 | 4 751 | 25 705 |
| Utenfor Norge | 6 608 | 3 985 | 2 089 | 12 682 |
| Totalt | 19 092 | 12 455 | 6 840 | 38 387 |
| Herav fremtidige utbyggingskostnader forventet brukt på sikre, ikke utviklede reserver | 16 208 | 10 422 | 5 431 | 32 061 |

I 2003 brukte Statoil 19 355 millioner kroner i utbyggingskostnader. Av dette beløpet knyttet 14 355 millioner kroner seg til sikre, ikke utviklede reserver. Sammenlignbare størrelser for 2002 var henholdsvis 14 357 millioner kroner og 9 964 millioner kroner, og 14 159 millioner kroner og 8 386 millioner kroner for 2001.

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Endringen i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver:

| (i millioner kroner) | 2003 | 2002 | 2001 |
|---|---------|---------|---------|
| Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm 1. januar | 91 700 | 79 217 | 98 850 |
| Netto endringer i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon | 28 007 | -297 | -70 193 |
| Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader | -6 971 | -6 115 | -10 560 |
| Salg av olje og gass produsert i perioden, fratrukket produksjonskostnader | -62 099 | -56 994 | -62 283 |
| Netto endring på grunn av utvidelser, funn og forbedret utvinning | 7 907 | 9 790 | 2 064 |
| Netto endring på grunn av kjøp og salg av reserver | -19 | -1 802 | -1 652 |
| Netto endring på grunn av revisjon av beregnede mengder | 24 675 | 9 791 | 11 604 |
| Utbyggingskostnader påløpt i perioden | 19 355 | 14 357 | 14 159 |
| Diskonteringseffekt | -3 877 | 33 342 | 57 721 |
| Netto endringer i inntektsskatt | -10 095 | 10 411 | 39 508 |
| Sum endringer i nåverdi i løpet av året | -3 117 | 12 483 | -19 632 |
| Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm 31. desember | 88 582 | 91 700 | 79 217 |

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 2003.

En «brutto» verdi viser til brønner eller areal (i acres) der selskapet har andeler (beregnet som 100 prosent). Nettoverdien tilsvarer summen av hele eller selskapets andeler i brutto brønner eller areal i acres.

| 31. desember 2003 | Norge | Utenfor Norge | Totalt |
|--|-------|---------------|--------|
| Antall produktive olje og gassbrønner | | | |
| Oljebrønner —brutto | 695 | 628 | 1 323 |
| —netto | 180 | 119 | 299 |
| Gassbrønner —brutto | 71 | 13 | 84 |
| —netto | 26 | 4 | 30 |

| 31. desember 2003 | Norge | Utenfor Norge | Totalt |
|--|-------|---------------|--------|
| Utbygd og ikke utbygd olje og gassareal i tusen acres | | | |
| Utbygd areal —brutto | 497 | 339 | 836 |
| —netto | 111 | 71 | 182 |
| Ikke utbygd areal —brutto | 9 462 | 10 060 | 19 522 |
| —netto | 3 323 | 2 695 | 6 018 |

* 1 000 acres = 4,05 km²

Gjenværende løpetid for leieavtaler og konsesjoner er på inntil 32 år.

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

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 2003.

| (antall brønner) | Norge | Utenfor Norge | Totalt |
|------------------------------------|-------|---------------|--------|
| Antall brønner under boring | | | |
| —brutto | 22 | 17 | 39 |
| —netto | 6,7 | 2,0 | 8,7 |

Netto produktive og tørre olje- og gassbrønner

Tabellene nedenfor viser netto produktive og tørre undersøkelses- og utviklingsbrønner for olje og gass som selskapet har complettert 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 berettege at den kompletteres.

| | Norge | Utenfor Norge | Totalt |
|----------------------------------|-------|---------------|--------|
| Året 2003 | | | |
| Netto undersøkelsesbrønner boret | 4,3 | 2,5 | 6,8 |
| —netto tørre | 1,7 | 1,0 | 2,7 |
| —netto produktive | 2,6 | 1,5 | 4,1 |
| Netto utviklingsbrønner boret | 25,3 | 18,1 | 43,4 |
| —netto tørre | 2,4 | 0,0 | 2,4 |
| —netto produktive | 22,9 | 18,1 | 41,0 |
| Året 2002 | | | |
| 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 |
| Året 2001 | | | |
| 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 |

TILLEGGSPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Gjennomsnittlig salgspris og produksjonskostnad per enhet

| | Norge | Utenfor Norge |
|---|-------|---------------|
| 31. desember 2003 | | |
| Gjennomsnittlig salgspris råolje i USD per fat | 29,1 | 27,6 |
| Gjennomsnittlig salgspris naturgass i NOK per Sm ³ | 1,02 | 0,83 |
| Gjennomsnittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e. | 22,3 | 27,8 |
| 31. desember 2002 | | |
| Gjennomsnittlig salgspris råolje i USD per fat | 24,7 | 23,3 |
| Gjennomsnittlig salgspris naturgass i NOK per Sm ³ | 0,95 | 0,65 |
| Gjennomsnittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e. | 22,9 | 30,7 |
| 31. desember 2001 | | |
| Gjennomsnittlig salgspris råolje i USD per fat | 24,1 | 22,3 |
| Gjennomsnittlig salgspris naturgass i NOK per Sm ³ | 1,22 | 0,97 |
| Gjennomsnittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e. | 23,9 | 43,0 |

Til styret og aksjonærer Statoil ASA

Revisjonsberetning for årsregnskapet for 2003 i henhold til USGAAP

Vi har revidert de vedlagte konsernbalanser for Statoil ASA med datterselskaper per 31. desember 2003 og 2002, og de tilhørende konsoliderte resultatregnskaper, egenkapitaloppstillinger og kontantstrømoppstillinger for hvert av de tre årene i perioden frem til 31. desember 2003. Konsernregnskapet er avgitt av selskapets ledelse. Vår oppgave er å uttale oss om konsernregnskapet basert på vår revisjon.

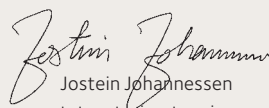
Vi har utført revisjonen i henhold til god revisjonsskikk i USA. God revisjonsskikk i USA krever at vi planlegger og utfører de revisjonshandlinger som anses nødvendige for å bekrefte at de konsoliderte årsregnskapene ikke inneholder vesentlige feil eller mangler. Dette innebærer at vi har kontrollert 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 2003 og 2002 og for resultatet og kontantstrømmene for hvert av de tre årene i perioden frem til 31. desember 2003 i overensstemmelse med god regnskapsskikk i USA.

Stavanger, 3. mars 2004
ERNST & YOUNG AS



Gustav Eriksen
statsautorisert revisor



Jostein Johannessen
statsautorisert revisor

Rapport om sikre reserver

Følgende rapport fra uavhengig ekspert er en uoffisiell oversettelse fra engelsk:

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
4925 GREENVILLE AVENUE, SUITE 400, ONE ENERGY SQUARE, DALLAS, TEXAS 75206

16. februar 2004

Statoil ASA (Statoil)
Forusbeen 50
N-4035 Stavanger
Norge

I samsvar med Deres anmodning har vi foretatt beregninger av de sikre reservene av olje, kondensat, flytende petroleumsgass (LPG) og naturgass, per 31. desember 2003, i Statoils interesser i Angola, Aserbajdsjan, Kina, Iran, Norge, Storbritannia og Venezuela. Beregningene drøftes i vår «Report as of December 31, 2003 on Proved Reserves of Certain Properties owned by Statoil ASA,» [Vurderingsrapport per 31. desember 2003 av sikre reserver i visse interesser eiet av Statoil ASA] (rapporten). Vi har også gjennomgått Statoils beregninger av reservene per 31. desember 2003, fra de samme interesser som omfattes av rapporten.

Etter vår mening har opplysningene angående sikre reserver, som er beregnet av oss og nevnt her, blitt utarbeidet i samsvar med avsnitt 10-13, 15 og 30(a)-(b) i »Statement of Financial Accounting Standards No. 69» (november 1982) fastsatt av Financial Accounting Standards Board og bestemmelse 4-10(a)(1)-(13) i forskrift S-X fastsatt av "Securities and Exchange Commission of the United States" (SEC).

Statoil fremstiller selskapets anslag av sikre reserver per 31. desember 2003, med bakgrunn i Statoils andeler i interessene som omfattes av rapporten, til å være som følger, uttrykt i millioner fat (MMbbl) eller i milliarder kubikkfot (Bcf):

| Olje, kondensat og LPG (MMbbl) | Natural Gas (Bcf) | Nettoekvivalent (MMbbl) |
|--------------------------------|-------------------|-------------------------|
| 1 789 | 13 886 | 4 264 |

Merknad: Nettoekvivalent millioner fat er basert på at 5 612 kubikkfot gass tilsvare 1 fat olje, kondensat eller LPG.

Statoil har meddelt oss at selskapets beregninger av sikre olje-, kondensat-, LPG- og naturgassreserver er i samsvar med reglene og forskriftene fastsatt av SEC. Vi mener at de retningslinjer og fremgangsmåter som Statoil har benyttet ved utarbeidelsen av sine beregninger, er i samsvar med allment akseptert praksis ved vurdering av petroleumreserver og er i samsvar med kravene fra SEC.

Våre beregninger av de sikre reservene per 31. desember 2003, basert på Statoils andeler i de interesser som omfattes av rapporten, er som følger, uttrykt i millioner fat (MMbbl) eller milliarder kubikkfot (bcf):

| Olje, kondensat og LPG (MMbbl) | Natural Gas (Bcf) | Nettoekvivalent (MMbbl) |
|--------------------------------|-------------------|-------------------------|
| 1 774 | 13 849 | 4 242 |

Merknad: Nettoekvivalent millioner fat er basert på at 5 612 kubikkfot gass tilsvare 1 fat olje, kondensat eller LPG.

Når vi har sammenlignet de detaljerte beregningene av reservene foretatt av oss, med de beregninger som er foretatt av Statoil for de aktuelle eierandelene, har vi funnet forskjeller, både positive og negative, i anslåtte reserver som kan forklares ut fra beregningen av reservene for de enkelte interessene. Disse forskjellene synes i stor grad å oppveie hverandre når man ser på Statoils reserver i de interesser som omfattes av rapporten, da dette viser at forskjellene i det store og hele ikke er vesentlige. Vi mener at de beregninger av reservene som Statoil har foretatt for eiendommene vi har vurdert og som er nevnt ovenfor, ikke er vesentlig forskjellige fra dem som vi har foretatt, når de sammenlignes på grunnlag av netto millioner fat oljeekvivalenter.

DeGOLYER AND MacNAUGHTON

Aksjer og aksjonærforhold

Statoil har som mål å gi en konkurransedyktig avkastning på selskapets kapital, slik at det blir attraktivt å eie aksjer i Statoil. Avkastningen skal komme til uttrykk gjennom kursutviklingen på Statoilaksjen og gjennom utbytte.

Statoil tar sikte på å betale utbytte til aksjonærene på 45-50 prosent av årsoverskuddet, målt som gjennomsnitt over flere år, for å ta hensyn til bransjens sykliske svingninger. I enkelte år kan hensynet til å bevare selskapets finansielle handlefrihet medføre at utbyttet utgjør en høyere eller lavere andel, avhengig av selskapets kontantstrøm, finansieringsbehov og investeringsplaner. I kommunikasjonen med markedet har man i økende grad vektlagt stabilitet i utbytte, målt i kroner per aksje.

Statoil ga et utbytte på 2,85 kroner per aksje i 2001, 2,90 kroner i 2002 og det er foreslått å betale ut 2,95 kroner per aksje for 2003. Dette innebærer en jevn økning i løpende kroner, men samlet er utbetalingene lavere

enn 45 - 50 prosent av netto resultat, noe som reflekterer de gode markedsforholdene Statoil har hatt i denne perioden.

Informasjon og likebehandling

Statoil legger vekt på å holde aksjemarkedet og omverdenen godt informert om selskapets resultatutvikling og framtidsutsikter. Informasjonen til aksjemarkedet skal være preget av åpenhet og likebehandling, og har som mål å sikre at aksjonærer får korrekt, tydelig, relevant og tidsriktig informasjon som grunnlag for verddivurderingen.

Statoilaksjen er notert ved børsene i Oslo og i New York, og selskapet distribuerer all kursrelevant informasjon til Oslo Børs, New York Stock Exchange og det amerikanske kredittilsynet,

Securities and Exchange Commission.

I 2003 økte gjennomsnittlig omsetning av Statoil-aksjen til 3,3 millioner aksjer per dag fra 2,9 millioner aksjer daglig i 2002. Denne utviklingen er positiv for investorene og fører til en mer effektiv verdifastsettelse og prising av selskapet.

I 2003 kunne mellomstore oljeselskaper generelt vise til svært bra tall for aksjekursutviklingen. Særlig dersom man sammenligner seg med de største selskapene i bransjen, var dette et godt år. På Oslo Børs steg Statoil-aksjen med totalt 34 prosent i løpet av 2003. Dette plasserte oss på topp, også blant konkurrerende selskaper vi sammenligner oss med. Investorer som har kjøpt Statoil-aksjer på Oslo Børs, med



utgangspunkt i USD, har i tillegg fått nytte godt av valutakursutviklingen og har kunnet vise til svært høye avkastningstall for 2003.

Ser en på utviklingen i aksjekursen siden Statoil gikk på børs, 18. juni 2001, har avkastningen for eiere, som har høstet fordel av bonusprogrammet, vært på 36 prosent. Eiere som ikke deltok i bonusprogrammet, har i samme periode hatt en avkastning på 19 prosent.

Statoils stab for investorrelasjoner rapporterer til konsernledelsen, og ivaretar en aktiv dialog med kapitalmarkedet fra kontorer

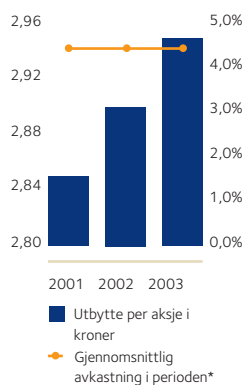
i Norge og i USA. Investor Relations har ansvaret for at informasjon distribueres og registreres i henhold til lover og regler som gjelder der Statoils verdipapirer er notert. Våre Investor Relations-sider er tilgjengelig på internett under www.statoil.com/ir og er vår kanal for å informere om resultater og nyheter. Finanspresensasjoner overføres direkte, og det legges ut rapporter og presentasjoner sammen med annen relevant informasjon. Statoil mottok i 2003 den norske Stockmanprisen for god informasjon til kapitalmarkedene.

 www.statoil.com/ir

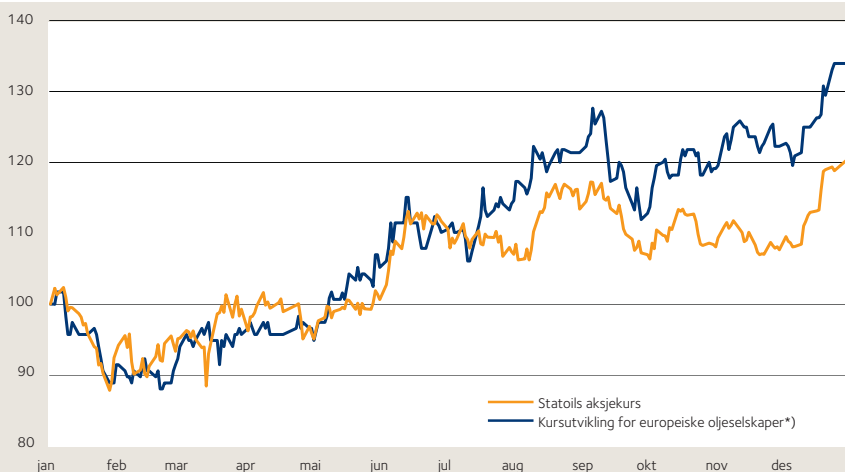
| 20 største aksjonærer i 2003 | | |
|------------------------------|--------|------------------------------------|
| 1 | 81,72% | DEN NORSKE STAT |
| 2 | 1,96% | STATE STREET BANK & TRUST CO.* |
| 3 | 1,67% | JPMORGAN CHASE BANK* |
| 4 | 0,96% | MELLON BANK AS AGENT* |
| 5 | 0,64% | BANK OF NEW YORK* |
| 6 | 0,56% | THE NORTHERN TRUST CO.* |
| 7 | 0,47% | JPMORGAN CHASE BANK* |
| 8 | 0,41% | DEUTSCHE BANK AG (GCS) LONDON |
| 9 | 0,37% | CLEARSTREAM BANKING* |
| 10 | 0,33% | FOLKETRYGDFONDET |
| 11 | 0,30% | VITAL FORSIKRING ASA |
| 12 | 0,29% | THE NORTHERN TRUST CO.* |
| 13 | 0,27% | EUROCLEAR BANK S.A./N.V. ('BA')* |
| 14 | 0,26% | MELLON BANK AS AGENT* |
| 15 | 0,25% | SKANDINAVISKA ENSKILDA BANKEN* |
| 16 | 0,22% | JPMORGAN CHASE BANK* |
| 17 | 0,21% | MORGAN STANLEY & CO.* |
| 18 | 0,17% | STATE STREET BANK & TRUST CO.* |
| 19 | 0,17% | SKANDINAVISKA ENSKILDA BANKEN |
| 20 | 0,17% | ROYAL TRUST CORPORATION OF CANADA* |

* Klientkontoer eller lignende

UTBYTTE OG
GJENNOMSNTTLIG
AVKASTNING 2001-2003



*Regnet ut ved å ta utbytte for det aktuelle året delt på sluttkursen den dagen generalforsamlingen vedtok utbyttet. For 2003 er sluttkursen 30.12.03 brukt. Linjen på figuren viser gjennomsnittet for årene 2001 til 2003



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

Utviklingen i Statoils aksjekurs i 2003 sammenlignet med et gjennomsnitt for konkurrerende selskaper

Generell informasjon

Generalforsamling

Ordinær generalforsamling i Statoil ASA vil bli holdt i Stavanger Forum, Gunnar Warebergs gate 13, Stavanger, onsdag 5. mai 2004 kl. 17.30.

Aksjonærer som ønsker å møte på generalforsamlingen bes melde dette innen 30. april 2004 kl. 12.00 til:

DnB NOR Bank ASA

Verdipapirservice

Stranden 21

N-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 25. mai 2004. Utbytte utbetales til den som står oppført som aksjonær i Verdipapirsentralens (VPS) aksjeeierregister per 5. mai 2004.

Resultatrapportering

Følgende datoer er avsatt for kvartalsvise rapporteringer i 2004:

1. kvartal: 5. mai

2. kvartal: 2. august

3. kvartal: 27. oktober

Resultatene offentliggjøres kl. 08:30.

Med forbehold om mulige endringer.

Informasjon fra Statoil

Årsrapporten er tilgjengelig i trykket og elektronisk versjon og kvartalsrapporter i elektronisk versjon på norsk og engelsk. Selskapet utarbeider på engelsk også en årlig rapport, Form 20-F 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 og samfunnskontakt.

Aksjonærer som er registrerte som eier i Statoil gjennom VPS, kan nå motta årsrapport og innkalling til generalforsamling elektronisk. Dersom du ønsker å benytte denne muligheten, finnes mer informasjon om dette på internetadressen: www.vps.no/erapport.html

Adresser

Statoils hovedkontor har adresse:

Statoil ASA, 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

Statoils vedtekter

- § 1 Selskapets navn er Statoil ASA. Selskapet er et allmennaksjeselskap og selskapets aksjer er registrert i Verdipapirsentralen. Statoil ASA har til formål selv, eller gjennom deltakelse i eller sammen med andre selskaper å drive undersøkelse etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum og avledede produkter, samt annen virksomhet.
- § 2 Selskapets forretningskontor er i Stavanger.
- § 3 Selskapets aksjekapital er kr 5 473 964 000 fordelt på 2 189 585 600 aksjer à kr 2,50.
- § 4 Selskapets styre skal ha minst 5 og inntil 11 medlemmer. Styrets medlemmer, herunder leder og nestleder, velges av bedriftsforsamlingen. For ansattrepresentantene kan velges 5 varamedlemmer som skal innkalles i den rekkefølge de er valgt. For de øvrige styremedlemmer kan velges 2 varamedlemmer, et første og et annet varamedlem. Funksjonstiden for styrets medlemmer er normalt 2 år.
- § 5 Selskapets firma tegnes av 2 styremedlemmer i fellesskap. Styret kan meddele prokura.
- § 6 Styret ansetter selskapets administrerende direktør og fastsetter dennes lønn.
- § 7 Selskapet skal ha en bedriftsforsamling på 12 medlemmer. Medlemmer og varamedlemmer velges for 2 år om gangen. 8 medlemmer og 3 varamedlemmer for disse velges av generalforsamlingen. 4 medlemmer og varamedlemmer for disse velges av og blant selskapets ansatte etter forskrifter i medhold av allmennaksjelovens bestemmelser om de ansattes rett til representasjon i aksjeselskapers styre og bedriftsforsamling.
- Bedriftsforsamlingen velger en leder og en nestleder blant sine medlemmer.
- Bedriftsforsamlingen møtes minst 2 ganger om året.
- § 8 Ordinær generalforsamling holdes hvert år innen utgangen av juni måned. Generalforsamlingen holdes i Stavanger eller Oslo.
- § 9 I den ordinære generalforsamling skal følgende spørsmål behandles og avgjøres:
- Godkjennelse av resultatregnskap og balanse.
- Anvendelse av årsoverskudd eller dekning av underskudd i henhold til den fastsatte balanse, og om utdeling av utbytte.
- Godkjennelse av konsernresultatregnskap og konsernbalanse.
- Andre saker som etter lov eller vedtekter hører under generalforsamlingen.
- § 10 Selskapet skal forestå avsetningen av statens petroleum som produseres fra statens deltagerandeler i utvinningstillatelser på norsk kontinental sokkel (SDØE), samt petroleum som erlegges som produksjonsavgift i henhold til lov om petroleumsvirksomhet av 29. november 1996 nr. 72. Selskapets generalforsamling kan med alminnelig flertall fastsette instruks for avsetningen.
- § 11 Selskapet skal ha en valgkomité. Valgkomitéens oppgaver er å avgi innstilling til generalforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer og varamedlemmer til bedriftsforsamlingen, og å avgi innstilling til bedriftsforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer og varamedlemmer til styret. Styrets leder og konsernsjef skal, uten å ha stemmerett, innkalles til minst ett møte i valgkomitéen før den avgir sin endelige innstilling.
- Valgkomitéen består av fire medlemmer som skal være aksjeeiere eller representanter for aksjeeiere.
- Bedriftsforsamlingens leder er fast medlem og leder av valgkomitéen. To medlemmer velges av generalforsamlingen og ett medlem velges av og blant bedriftsforsamlingens aksjonærvalgte medlemmer. Valgkomitéens medlemmer velges for to år av gangen.
- Etter forslag fra styrets aksjonærvalgte medlemmer kan bedriftsforsamlingens aksjonærvalgte medlemmer vedta instruks fra valgkomitéen.
- § 12 Allmennaksjelovens bestemmelser gjelder supplerende til disse vedtekter.

Vedtatt i ordinær generalforsamling 7. mai 2002.

Design:

SDG, McCann og Statoil

Montasje og grafer:

Statoil

Repro og trykk:

Prinfo Kai Hansen og Ålgård Offset

Foto:

| | |
|------------------------|---|
| Øyvind Hagen: | forside, side 5, 8, 9, 17, 18, 21, 25, 26, 30, 39, 43, 55, 64 |
| Harald Pettersen: | side 6, 31 |
| Kjetil Alsvik: | side 7, 38, 40, 56, 57, (Egeland), 58, 59, 60, |
| Bjørn Vidar Lerøen: | side 10, 11, 23, 32 |
| Guro Dahl: | side 13, 33 |
| Knud Helge Robberstad: | side 18 |
| Rune Johansen: | side 19 |
| Cameron Davidson: | side 24 |
| Nina Eirin Rangøy: | side 25 |
| Allan Klo: | side 34 |
| FMC Kongsberg subsea: | side 35 |
| Marit Hommedal: | side 37 |
| Håkon Vold: | side 41 |
| Dag Magne Søyland: | side 42 |
| Scan Pix: | side 57 (Kaci Kullman Five) |

Rapporten er trykket på miljøvennlig papir som er tilvirket uten bruk av klorholdige kjemikalier.

STATOIL ASA
4035 STAVANGER
TELEFON: 51 99 00 00
www.statoil.com