



Suksess gjennom samarbeid

Årsrapport 2004



Statoil 2004

Bildet, som vi har valgt til årsrapportens forside, er fra helikopterdekket på Statfjord A-plattformen, der driftsoperatør Kollfinn Buvik ønsker materialforvalter Agate Langeland velkommen om bord til et nytt skift.

Sammen med 630 Statoilkolleger og like mange leverandøransatte, bemanner de et olje- og gassfelt som har hatt enorm betydning for Statoils økonomi og kompetanseutvikling. Uten Statfjord ville Statoil ha vært et helt annet selskap.

Den 24. november 2004 var det 25 år siden produksjonen startet på Statfjord. Feltet har produsert olje tilsvarende 50 ganger Norges årlige behov, og har eksportert betydelige gassmengder til kunder i Europa.

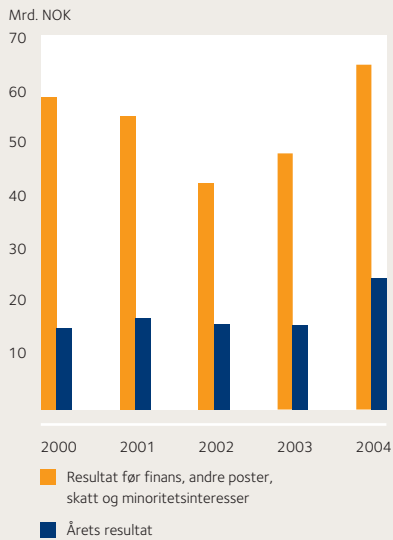
Selv om produksjonen i dag er en sjettedel av hva den var på det meste, er planen å drive lønnsom produksjon og prosessering fram til 2020. Plan for Statfjord senfase er sendt myndighetene. Veteranen Statfjord skal fortsatt levere og bidra til målet om å opprettholde dagens produksjonsnivå på norsk sokkel ut over 2010.

Å opprettholde produksjonen på norsk sokkel er en av to viktige ambisjoner. Den andre er å forsterke innsatsen for å sikre langsiktig internasjonal produksjonsvekst.

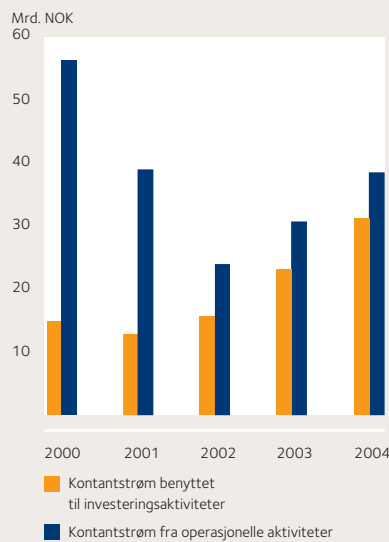
Denne årsrapporten forteller om våre strategier og mål, den gir et tverrsnitt av virksomheten, og den formidler de resultatene som har gjort 2004 til et rekordår for Statoil. Høye olje- og gasspriser har lagt grunnlaget. Det samme har dyktige og motiverte medarbeidere, som gjennom innsats og godt samarbeid har oppnådd suksess og gode resultater.

Hovedtall

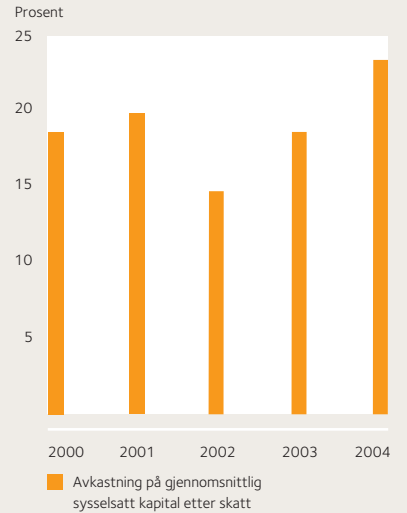
RESULTAT



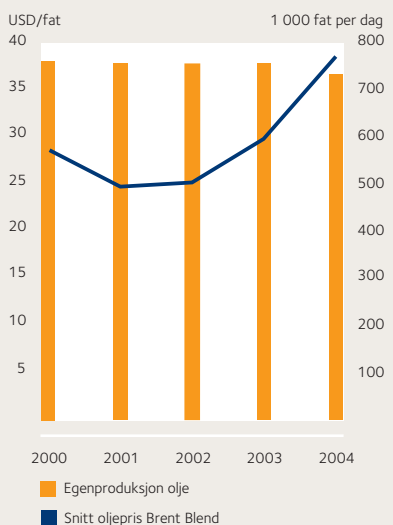
KONTANTSTRØM



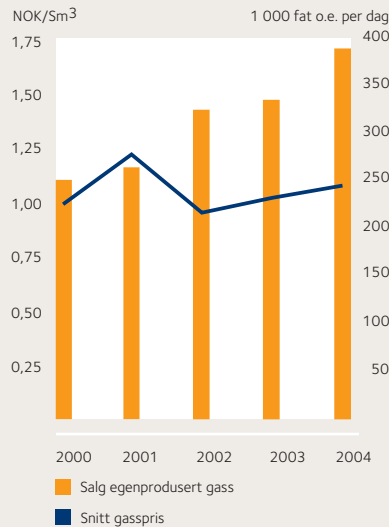
AVKASTNING



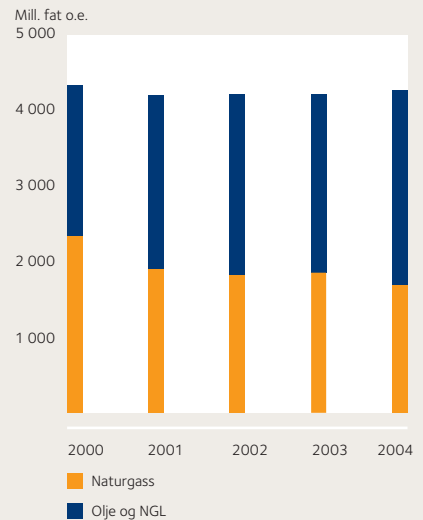
OLJEPRODUKSJON/PRIS



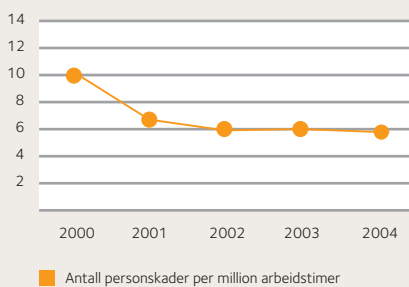
GASSPRODUKSJON/PRIS



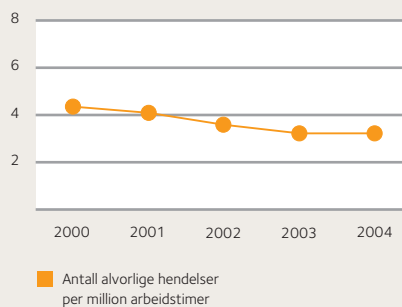
SIKRE RESERVER OLJE/GASS



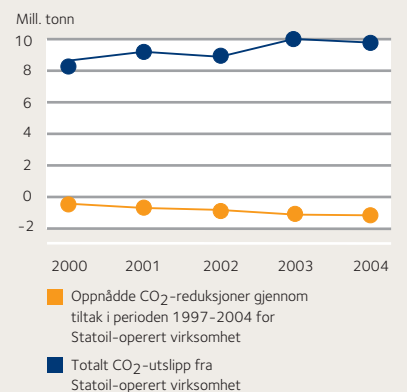
PERSONSKADEFREKVENS



ALVORLIG HENDELSFREKVENS



KARBONDIOKSID (CO₂)



USGAAP – Hovedtall

	2004	2003	2002	2001	2000
Finansielle data (i millioner kroner)					
Driftsinntekter	306 218	249 375	243 814	236 961	230 425
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	65 107	48 916	43 102	56 154	59 991
Årets resultat	24 916	16 554	16 846	17 245	16 153
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	38 807	30 797	24 023	39 173	56 752
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	31 959	23 198	16 756	12 838	16 014
Rentebærende gjeld	36 189	37 278	37 128	41 795	36 982
Netto rentebærende gjeld	20 326	20 906	23 592	34 077	23 379
Gjeldsgrad	19,0%	22,6%	28,7%	39,0%	25,0%
Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital etter skatt	23,5%	18,7%	14,9%	19,9%	18,7%
Operasjonelle data					
Olje- og naturgassproduksjon (tusen fat o.e./dag)	1 106	1 080	1 074	1 007	1 003
Sikre olje- og naturgassreserver (millioner fat o.e.)	4 289	4 264	4 267	4 277	4 317
Produksjonskostnader (USD/fat)	3,5	3,2	3,0	2,8	3,0
Funn- og utviklingskostnader (USD/fat) (3-års gjennomsnitt)	8,5	5,9	6,2	9,1	8,2
Reserverstatningsrate (3-års gjennomsnitt)	1,01	0,95	0,78	0,68	0,86
Akseinformasjon (i kroner, unntatt antall aksjer)					
Resultat per aksje	11,50	7,64	7,78	8,31	8,18
Aksjekurs Oslo Børs 31. desember	95,00	74,75	58,50	61,50	-
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer	2 166 142 636	2 166 143 693	2 165 422 239	2 076 180 942	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 =

Årets resultat pluss minoritetsinteresser og netto finanskostnader etter skatt i prosent av gjennomsnittlig sysselsatt kapital.

Produksjonskostnader per fat o.e. =

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.

Reserverstatningsrate =

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, ovner, motorer, fakler, boring av lete- og produksjonsbrønner og brønntesting/brønnprensning. Oppnådde reduksjoner i utslippene er akkumulert for perioden 1997-2004.

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
Selskapsfakta og høydepunkter	4
Konsernsjefen: store muligheter	6
Tema: Global gassaktør	8
Effektiv boring – økt produksjon	10
Temmer sterke krefter	12
Trivsel gir resultater	14

Forretningen

Undersøkelse og produksjon Norge	16
Internasjonal undersøkelse og produksjon	20
Naturgass	24
Foredling og markedsføring	27
Teknologi og prosjekter	30

Mennesker og miljø

Mennesker og samfunn	34
Miljø	38
HMS-regnskap for 2004	42

Virksomhetsstyring

Virksomhetsstyring	50
Erklæring om virksomhetsstyring	54
Aksjer og aksjonærforhold	56
Konsernledelse	58

Årsberetning

Årsberetning 2004	59
-------------------	----

Ledelsens finansielle analyse

Ledelsens finansielle analyse	70
-------------------------------	----

Årsregnskap

Statoilkonsernet – USGAAP	101
Noter	106
Revisjonsberetning	140

Rapport om reserver

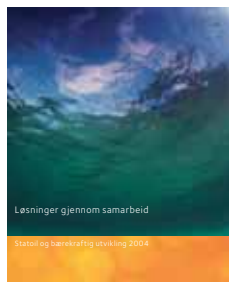
Rapport om sikre reserver	141
---------------------------	-----

Annet

Generell informasjon	142
Statoils vedtekter	143



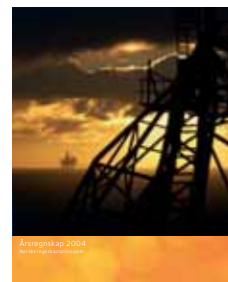
Årsrapporten inneholder årsberetning, finansiell analyse, Konsernregnskap (USGAAP) og HMS-regnskap. I tillegg artikler som gir et dekkende bilde av Statoils virksomhet og styringssystemer samt planer og strategier.



Bærekraftrapporten informerer om selskapets forpliktelser, resultater og ambisjoner som samfunnsaktør. Sentrale temaer i rapporten er verdier, etikk, personalpolitikk, økonomi og ringvirkninger, miljø og sosialt ansvar.



Rapporten 20-F er en detaljert og omfattende gjennomgang av selskapets virksomhet. 20-F er i henhold til kravene fra kredittilsynet i USA og utgis kun på engelsk.



Årsregnskap 2004, Norske regnskapsprinsipper, inneholder Konsernregnskap for Statoil og selskapsregnskap for Statoil ASA i henhold til norske regnskapsprinsipper (NGAAP).

Statoilkonsernets strategi

Statoils strategiske hovedretninger kan oppsummeres i følgende punkter:

- Opprettholde produksjonen fra norsk sokkel på 1 million fat per dag ut over 2010
- Sikre 2–4 prosent vekst i perioden 2007–2010 gjennom økt internasjonal produksjon
- Etablere posisjoner i voksende gassmarkeder og sikre nye reserver
- Øke avkastningen i nedstrømsvirksomheten til konsernets gjennomsnittsnivå
- Videreutvikle målrettet teknologi som et konkurransefortrinn

På bakgrunn av allerede vedtatte prosjekter, regner Statoil med en årlig produksjonsvekst på om lag 8 prosent de nærmeste to-tre årene. Denne betydelige veksten skjer samtidig som selskapet regner med en konkurranse-dyktig inntjening uttrykt i avkastning på sysselsatt kapital. Veksten i produksjonen vil være særlig sterk i den internasjonale virksomheten. Samtidig vil aktiviteten på norsk sokkel i lang tid framover være bærebjelken i selskapets virksomhet.

Store investeringer

For å sikre den langsiktige

utviklingen av Statoil, vil det bli gjennomført et omfattende investeringsprogram på til sammen 100–105 milliarder kroner de neste tre årene. Hovedtyngden av disse midlene vil gå til allerede kjente prosjekter, men det satses også betydelige midler på leting og forretningsutvikling. Denne sterke satsingen finner sted uten at selskapets krav til lønnsomhet endres. De enkelte prosjektene skal være tilstrekkelig robuste. Samlet skal denne satsingen bidra til en årlig produksjonsvekst på 2 til 4 prosent i perioden 2007–2010.

Viktige virkemidler

Selskapets forbedringsarbeid er rettet både mot resultater på kort sikt og mot langsiktig verdiskaping. For å skape resultater på kort sikt, legger vi vekt på økt boreeffektivitet, økt utvinning fra felt som er i produksjon, god prosjektgjennomføring, bruk av beste praksis og integrerte operasjoner hvor fagmiljøer kan samarbeide om oppgaver med samtidig tilgang til felles informasjon.

Forbedringsarbeid innen helse, miljø og sikkerhet har høy prioritet. Det er også viktig å få tilgang til gode letearealer som i

neste omgang kan gi oss økt produksjon. I tillegg har Statoil som mål å sikre gass til et voksende marked, samt å styrke posisjonen i nordområdene.

For å nå målet om å utvikle Statoil til et ledende internasjonalt olje- og gasselskap, må vi videreutvikle en bedriftskultur basert på felles verdier. Selskapet har utarbeidet en fornyet utgave av Vi i Statoil, som uttrykker bedriftens verdigrunnlag. Dokumentet vil være et viktig verktøy i arbeidet for å skape felles identitet.

Statoils mål

Statoil har ved utgangen av 2004 offentliggjort nye mål for 2007. Målene omfatter produksjon, operasjonell drift og lønnsomhet.

Økt lønnsomhet og økt effektivitet

Som et mål på økt lønnsomhet i den underliggende driften, skal avkastningen på sysselsatt kapital økes til 13 prosent i 2007. Dette målet erstatter et mål om 12 prosent avkastning innen utgangen av 2004. Ved utgangen av 2004 var avkastningen 12,3 prosent.

Sterk produksjonsvekst

Statoils olje- og gassproduks-

jon i 2004 var 1 106 000 fat oljeekvivalenter (o.e.) per dag. Målet er å øke til 1 400 000 fat o.e. i 2007. Dette er en skjerpelse, ettersom målet tidligere var 1 350 000 fat per dag i 2007. En produksjon på 1 400 000 fat innebærer en gjennomsnittlig årlig vekst på 8 prosent i perioden 2004–2007. Produksjonsveksten vil i hovedsak skje internasjonalt, men innebærer også en økning av produksjonen på norsk sokkel med 100 000 fat til 1,1 million fat o.e. per dag i 2007.

Forbedringsprogram

Konsernet har i perioden 2001–2004 gjennomført et

program der forbedringer ble tatt ut gjennom økt effektivitet og reduserte kostnader i oppstrømsvirksomheten, økt gassalg, samt forbedret lønnsomhet i nedstrømsaktivitetene, med totalt 3,2 milliarder kroner fra 2004.

Tabellen nedenfor viser

Økonomiske og operasjonelle resultater og mål	Oppnådd 2004	Mål 2004	Mål 2007
Produksjon (fat o.e. per dag)	1 106 000	1 120 000	1 400 000
Avkastning på sysselsatt kapital*	12,3%***	12%	13%
Produksjonskostnad*	2,96***	<2,7 (USD/fat o.e.)	<22 (NOK/fat o.e.)
Reserveerstatningsrate**	1,01	>1,0	-

* Normalisert
** 3-års gjennomsnitt
*** Eksklusiv In Salah

Forretningsstrategier

Undersøkelse og produksjon Norge



Opprettholde produksjonen

Statoils langsiktige mål for norsk sokkel er å opprettholde produksjonen på 1 million fat oljeekvivalenter per dag ut over 2010. Det vil kreve stor innsats, fordi flere felt er modne og produksjonen avtar. Først og fremst er det nødvendig å få et volum på produksjonen på nye felt som kompenserer for bortfallet fra felt i tilbakegang.

Dernest må arbeidet med kostnadsforbedringer og økt utvinningsgrad styrkes ytterligere. I Statoil har vi stor tro på norsk sokkel, og vi ser betydelige muligheter spesielt i Norskehavet og i nordområdene.

Internasjonal undersøkelse og produksjon



Kraftig internasjonal vekst

Av samlede investeringer de nærmeste årene vil 40 prosent gå til forretningsområdet Internasjonal undersøkelse og produksjon. Det er nødvendig for å posisjonere oss for nye muligheter og fortsatt vekst. Basert på vedtatte prosjekter internasjonalt, venter vi en årlig produksjonsøkning internasjonalt på 40 prosent de nærmeste tre årene. Strategier for internasjonal vekst er først og fremst å få mer verdier ut av eksisterende prosjekter gjennom å sikre raskere modning av felt. Dernest må vi utvide letevirksomheten og skaffe oss nye reserver.

Naturgass



Fotfeste i voksende gassmarkeder

Innen Naturgass er målsettingen først og fremst å få mest mulig ut av verdiene fra norsk sokkel, etablere posisjoner i voksende gassmarkeder og få fram nye gassreserver. Statoil vil også delta i det kortsiktige markedet som etter hvert vokser fram innen våre kjerneområder. Gjennom Snøhvit og deltakelse i Cove Point-terminalen på den amerikanske østkysten, vår posisjon i Europa, interesser i Nord-Afrika og Kaspiahavet, er Statoil godt posisjonert.

Foredling og markedsføring



Få mest mulig ut av verdiene

Foredling og markedsføring har som mål å få størst mulige verdier ut av selskapets og statens samlede tilgang på råoljer, våtgass og raffinerte produkter. Selskapet søker aktivt å skape merverdier gjennom integrasjon, varemerkebygging og aktiv utnyttelse av lønnsomme synergi- og vekstmuligheter. Mongstad og Tjeldbergodden vil bli videreutviklet som industrielle sentra i verdikjeden. Vi vil styrke vår posisjon innen detaljmarkedsføring og salg av petroleumsprodukter og fornybare energiformer i våre kjerneområder.

Teknologi og prosjekter



Bidra til forretningsmål

Innenfor Statoils teknologistrategi er de viktigste forretningsutfordringene å øke selskapets produksjon av olje og gass fra eksisterende felt, bidra til å finne nye reserver og styrke prosjektgjennomføring. De viktigste områdene, som innsatsen skal konsentreres om, er letevirksomhet og reservoarstyring, brønnkonstruksjon, undervannsfeltutvikling, økt utvinning fra felt i produksjon, kostnadseffektiv og sikker drift, miljø og utvikling av gassverdikjeden.

Konsernet

Statoil er et integrert olje- og gasselskap med 23 899 ansatte og virksomhet i 29 land. Statoils driftsinntekter i 2004 var 306,2 milliarder kroner. Selskapet er operatør for 60 prosent av den norske olje- og gassproduksjonen, og den internasjonale produksjonen øker kraftig.

Statoil er en av verdens største oljeselgere, en betydelig selger av naturgass i det europeiske markedet og har betydelig industriell virksomhet. Statoil har bensinstasjoner i de skandinaviske landene, Irland, Polen, de baltiske stater og Russland.

Statoil er blant verdens mest miljøeffektive produsenter og transportører av olje og gass. Selskapets mål er å skape verdier for eierne gjennom lønnsom og sikker drift og bærekraftig forretningsutvikling. Statoil er børsnotert i Oslo og New York.

Høydepunkter i 2004

- Resultat etter skatt på 24,9 milliarder kroner. Det beste i Statoils historie og 51 prosent høyere enn i 2003
- 29 prosent økning i internasjonal olje- og gassproduksjon
- Årets produksjon er erstattet gjennom tilførsel av nye reserver
- 8 av 12 lete- og avgrensingsbrønner har gitt funn
- Økt avkastning til eierne. Resultat per aksje var 11,50 kroner sammenlignet med 7,64 kroner i 2003

Undersøkelse og produksjon Norge



Internasjonal undersøkelse og produksjon



Naturgass



Foredling og markedsføring



Teknologi og prosjekter



Forretningsområdene

Fakta

Undersøkelse og produksjon har ansvaret for Statoils virksomhet på norsk sokkel. Selskapets egenopererte felt står for om lag 60 prosent av den norske olje- og gassproduksjonen. Statoil er operatør for 22 olje- og gassfelt i drift, som omfatter 19 bemannede plattformer og produksjonsskip, 4 ubemannede installasjoner og 21 havbunnsanlegg. 5743 ansatte hvorav 3250 arbeider offshore.

Internasjonal undersøkelse og produksjon er ansvarlig for Statoils letevirksomhet og utbygging og produksjon av olje og gass utenfor norsk sokkel. Statoil har produksjon i Angola, Algerie, Aserbajdsjan, Storbritannia og Venezuela. Forretningsområdet sto for 10 prosent av Statoils olje- og gassproduksjon i 2004, og produksjonen er i sterk vekst. 583 ansatte hvorav 225 utenfor Norge.

Naturgass har ansvar for transport, prosessering og markedsføring av egen gass fra norsk sokkel til Europa. Markedsfører også den norske stats gass, og står for to tredjedeler av norsk gasseksport. Forretningsområdet har ansvar for internasjonal gassmarkedsføring og for Statoils satsing i markedet for flytende, nedkjølt naturgass (LNG). Statoil har store eierandeler i og driftsansvar for eksportørledninger, landanlegg og terminaler. 809 ansatte hvorav 145 utenfor Norge.

Foredling og markedsføring omfatter konsernets samlede virksomhet innenfor oljetransport, videreforedling, råoljesalg, produktsalg og detaljhandel. Har ansvar for salg og foredling av Statoils og den norske stats råolje, samt salg av våtgass, raffinerte produkter og naturgass i Norden. Statoil driver to raffinerier og et metanolanlegg, har over 2 000 bensinstasjoner i ni land og eier 50 prosent av petrokjemikonsernet Borealis. 12 976 ansatte hvorav 10 704 utenfor Norge.

Teknologi og prosjekter har ansvar for Statoils teknologiutvikling og forskning, og for planlegging og gjennomføring av større utbyggingsprosjekter. Forretningsområdet har et særlig ansvar for teknologisk innovasjon som bidrar til å finne mer olje og gass og til å få mer ut av felt som er i produksjon. Det er ansvarlig for kommersialisering av teknologi og industrielle rettigheter. 1697 ansatte hvorav 75 utenfor Norge.

Høydepunkter i 2004

- Produksjonen på gassfeltet Kvitebjørn igangsatt 26. september
- Statfjord har produsert i 25 år – vil fortsette til 2020
- Funn i fire av seks letebrønner
- Øker letevirksomheten og blir operatør for 13 brønner i 2005

- Produksjonen økte med 30 prosent til 1 15 000 fat olje-ekvivalenter
- Driftsresultatet nær tredoblet – fra 1,5 til 4,2 milliarder kroner
- Produksjonsstart på gassfeltet In Salah i Algerie
- Oppstart av Kizomba A ga kraftig produksjonsvekst i Angola
- Nye store leteområder i Algerie og Brasil

- Rekordhøyt gassalg
- 20 års avtale inngått om å tredoble kapasiteten ved LNG-terminal i USA
- Nye gassalgskontrakter med nederlandske Essent og British Gas Trading
- Samarbeidsselskap med ConocoPhillips om mottaksanlegg for gass i Tyskland

- Historisk høye oljepriser med Brent-notering på 52 USD per fat
- Kjøpte ICAs 50 prosentandel i Statoil Detaljhandel Skandinavia
- Overtok 27 servicestasjoner i Danmark fra Haahr Benzin
- Forbedret energieffektiviteten på Mongstad gjennom utvidelse av Vestprosess-anlegget
- Statoil har introdusert svovelfri bensin og diesel i det norske markedet

- Ny metode for arbeid i havbunnsbrønner har halvert kostnadene.
- Ny leteteknologi som påviser olje før boringen starter er tatt i bruk
- Ny teknologi som renser produsert vann før utslipp til sjø, er installert på Statfjord

Store muligheter

2004 var et godt år for Statoil. Sammen med sterke prestasjoner fra organisasjonen la høye olje- og gasspriser grunnlag for et svært godt økonomisk resultat. Statoils ansatte har vist stor konsentrasjon og utholdenhet i forbedringsarbeidet. Resultatet ser vi i form av reduserte enhetskostnader, høy driftsregularitet og gode HMS-resultater.

Siden børsintroduksjonen i 2001 har Statoil vist en svært positiv utvikling. God oppfølging av operasjonelle og finansielle målsettinger har lagt grunnlag for mer effektive operasjoner enn noensinne. Porteføljen av prosjekter og aktiviteter er rendyrket, og framstår i dag med høy internasjonal kvalitet. Statoil er i dag et av de mest lønnsomme selskapene i industrien.

Solide prestasjoner gjennom de siste årene har lagt et godt grunnlag for fremtiden. Men fortsatt er det et betydelig potensial for videreutvikling. Globalisering og skjerpet internasjonal konkurranse fører til at vi må bli enda bedre til å mestre endring.

Når vi løfter blikket, er det to hovedutfordringer som peker seg ut. Vi må opprettholde produksjonen fra norsk sokkel lengst mulig, uten at det går på bekostning av lønnsomheten. Videre må vi forsterke innsatsen for å skape vekstkraftige og lønnsomme internasjonale posisjoner.

Gjennom felles innsats angriper vi utfordringene langs to akser. Ambisiøse målsettinger er kommunisert for produksjon, lønnsomhet og enhetskostnader i 2007. Trykket for stadig bedre prestasjoner skal holdes høyt gjennom tett oppfølging i hele organisasjonen. Konkrete initiativer er etablert for å sikre fokus



på de viktigste forbedringsområdene, og vi har iverksatt tiltak for å forbedre kvaliteten i utviklingen av nye feltprosjekter. Dette skal sikre at selskapet leverer gode resultater på kort og mellomlang sikt.

Vår innsats har imidlertid et perspektiv langt ut over 2007. Statoil har etablert en offensiv plan for å sørge for lønnsom vekst også på lang sikt. Aktiviteter innenfor leting og forretningsutvikling vil skyte fart, både i Norge og internasjonalt. Snøhvit LNG er vårt brohode i Barentshavet, og gir et godt utgangspunkt for videreutvikling i nordlige havområder. Med viktige oppstrømsposisjoner rundt Europa og tilgang til ny terminalkapasitet i USA, tar Statoil et nytt steg mot det globale gassmarkedet.

Statoil er et sterkt selskap

med gode industrielle muligheter og kompetente og engasjerte medarbeidere. Sammen skal vi utvikle Statoil til et internasjonalt konkurransedyktig selskap og en unik arbeidsplass.

Et revitalisert verdisett og ny styringsmodell gir et trygt fundament som vil hjelpe oss til å nå langt. Gjennom en sunn driftsfilosofi, med høye ambisjoner for helse, miljø og sikkerhet, fortsetter arbeidet for å få størst mulige verdier ut av olje- og gassressursene – til beste for selskap og samfunn.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Helge Lund'.

Helge Lund
konsernsjef



To arbeidere monterer isolasjonsplater på In Salah gassbehandlingsanlegg i Krechba i Algerie. Anlegget ble satt i drift i 2004. In Salah er et stort gassfelt der Statoil eier 32 prosent. Engasjementet i Algerie markerer en viktig utvidelse av selskapets rolle som internasjonal gassaktør.

På de neste oppslagssidene bringer vi fire artikler fra forskjellige deler av vår virksomhet. En av artiklene handler nettopp om Statoil som internasjonalt gasselskap.

Vi skriver om ambisiøse planer for bore- og brønnvirksomheten og om feltene Kvitebjørn og Kristin som byr på utfordringer i form av ekstreme trykk- og temperaturforhold. Vi har besøkt Statoils metanolfabrikk på Tjeldbergodden, der trivselen er høy og resultatene er gode. Det har sammenheng med at stort ansvar delegeres mener de ansatte.

Faglig spenner historiene vidt. De forteller om krevende oppgaver som er løst. Men de har alle en fellesnevner. Veien til suksess går gjennom samarbeid.

 www.statoil.com/statoils_verden

Global gassaktør

Statoil som i hovedsak har vært et oljeselskap gjennom sine første 30 år, er i ferd med å få en markert gassprofil. De kommende 10-15 årene vil gassproduksjonen øke sterkt og få større betydning for selskapet både når det gjelder volum og verdi. Samtidig vil rundt 40 prosent komme fra områder utenfor norsk sokkel.

 www.statoil.com/statoils_verden

Statoil utvikler seg sterkt som gasselskap, og perspektivet er globalt. I årene framover vil Statoil få økende mengder gass fra flere land utenfor Norge, og gasstransporten vi gå med skip i tillegg til rør. «Utvikling av verdikjeder for gass kommer til å bli et av Statoils viktigste strategiske satsingsområder i årene framover,» sier konsernsjef Helge Lund.

Bygger seg opp i flere land

Statoil er det ledende gasselskapet på norsk sokkel med operatøransvar for over 80 prosent av den samlede produksjonen. Selskapet sitter med store norske gassreserver, og er samtidig i ferd med å virkeliggjøre ambisjoner om å bygge opp reserver og produksjon i flere andre land.

I Aserbajdsjan har Statoil store gassreserver, først og fremst i

feltet Shah Deniz, som forventes å begynne å produsere ved utgangen av 2006.

Statoil deltar i byggingen av en gassrørledning som skal bringe gassen fra Kaspiahavet via Georgia til Tyrkia. Ledningen, som har fått navnet South Caucasus Pipeline, vil være ferdig ved årsskiftet 2005-2006.

I Algerie er Statoil partner og operatør i gassfeltet In Salah, der gassproduksjonen startet sommeren 2004. Statoil deltar også i gass- og kondensatfeltet In Amenas, som kommer i produksjon i løpet av 2005. In Salah er det tredje største og In Amenas det fjerde største gassprosjektet i landet.

Viktig leverandør til Europa

Statoil er i dag en av de største aktørene i det europeiske gassmarkedet. Med leveranser til 13

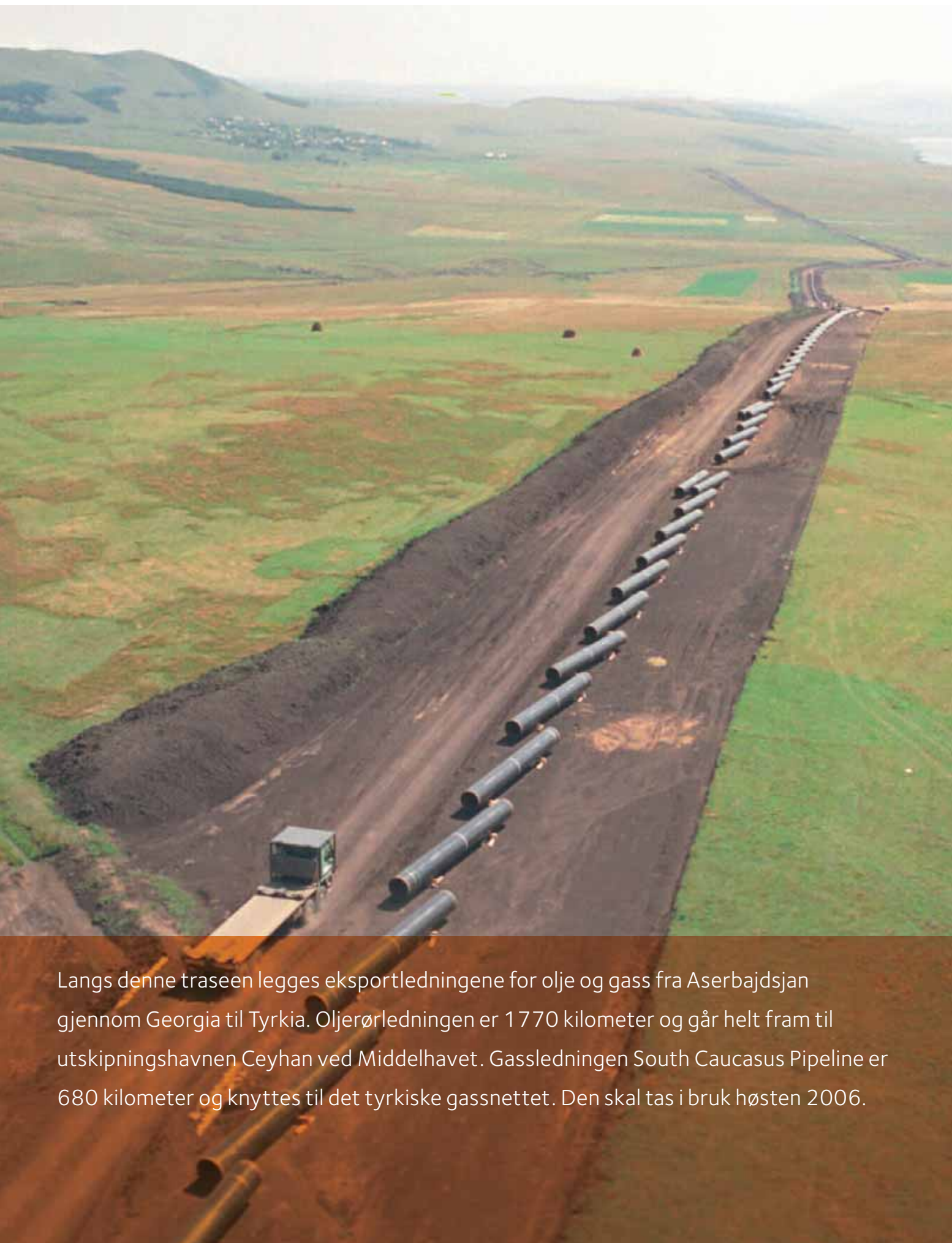
europiske land dekker Statoil, inkludert statens andel som Statoil har markedsføringsansvaret for, om lag 10 prosent av forbruket i Europa.

All norsk gasseksport går nå i rørledninger, men fra 2006 vil Statoil sende nedkjølt, flytende naturgass (LNG) fra Norge med tankskip. Da er Europas første og verdens nordligste eksportanlegg for LNG på Melkøya ved Hammerfest ferdig utbygget, og Norge får en rolle i LNG-markedet som er verdens raskest voksende energimarked.

Statoil har sikret seg adgang til det amerikanske gassmarkedet gjennom en mottaksterminal for LNG ved Cove Point i delstaten Maryland. Inntil utskipningsanlegget på Melkøya er klart til å tas i bruk, forsyner Statoil gassmarkedet i USA med LNG kjøpt fra andre produsenter.

Med Snøhvit i produksjon blir Statoil aktør i markedet for flytende naturgass (LNG) som er verdens raskest voksende energimarked.





Langs denne traseen legges eksportledningene for olje og gass fra Aserbajdsjan gjennom Georgia til Tyrkia. Oljerørledningen er 1770 kilometer og går helt fram til utskipningshavnen Ceyhan ved Middelhavet. Gassledningen South Caucasus Pipeline er 680 kilometer og knyttes til det tyrkiske gassnett. Den skal tas i bruk høsten 2006.

Effektiv boring – økt produksjon

Sammen med sine 700 medarbeidere har Mads Grinnrød, som leder Statoils bore- og brønnvirksomhet, fått en kraftig utfordring. Olje- og gassproduksjon skal øke med 8 prosent årlig til 1,4 millioner fat oljeekvivalenter i 2007. Mer effektive boreoperasjoner vil gi økt utvinning og reduserte kostnader. Dette er et viktig bidrag til å nå vekstmålet.

Veksten er nemlig ikke planlagt å komme i form av oppkjøp av andre selskaper, men gjennom å hente mer olje og gass opp fra undergrunnen. Det skal skje gjennom ny produksjon og ved å ta ut mer fra eksisterende felt. Gode produksjonsresultater er helt avhengig av at lete- og produksjonsboringer og brønnoperasjoner foregår hurtig, sikkert og til lavest mulig kostnad.

Nest størst

Forutsetningene for å lykkes burde være til stede. Statoil har betydelig kompetanse innenfor boring og brønn. I gjennomsnitt pågår det til enhver tid om lag 25 bore- og brønnoperasjoner i Statoil som Grinnrøds fagmiljø har ansvar for. Statoil er verdens nest største maritime boreoperatør med 12 innleide flyterigger. Bare det nasjonale selskapet i Brasil, Petrobras, er større.

Selv om aktiviteten allerede er betydelig, skal den økes. I 2004 deltok Statoil i 16 letebrønner. I 2005 øker antallet til mellom 33 og 40. På norsk sokkel skal Statoil delta i 18-20 letebrønner, og selskapet blir operatør for 12-13 av dem. Årlig produksjon på norsk sokkel skal økes med 10 prosent fram til 2007. Det blir krevende, tatt i betraktning at flere av de modne feltene er i tilbakegang.

Økt effektivitet

Mads Grinnrød understreker at det er økt effektivitet, og ikke flere ansatte, som er svaret. Det er lansert et eget program for økt boreeffektivitet i Statoil.

«Vi må organisere arbeidet vårt bedre gjennom å samle ekspertise og kunnskap bedre enn i dag. Det vil styrke både planlegging og gjennomføring av operasjonene våre. Effektiv boretid

skal opp fra 77 til 90 prosent. Det betyr at bare 10 prosent av den tiden boringen foregår, kan gå med til problemløsning av ulikt slag.»

Med en slik effektivisering oppnås en årlig innsparing på 600 millioner kroner. Vi kan beregne lavere kostnader for brønner vi planlegger å bore. Det er viktig, fordi lavere borekostnader ofte vil være det som skal til for at vi lykkes med å få til økt utvinning. Det dreier seg mange ganger om å ta ut små oljemengder der verdien av oljen ikke er så mye større enn kostnadene ved å ta den ut. I tillegg har lavere borekostnader betydning dersom Statoil skal levere anbud på en feltutvikling med et større boreprogram. Da kan det avgjøre anbudet i vår favør om vi kan kalkulere kostnaden per brønn lavere enn konkurrentene.

Boring og brønnoperasjoner i Statoil 2004

- Kjøpte varer og tjenester for over 4,5 milliarder kroner fra 44 selskaper
- Leide borerigger for 2,6 milliarder kroner fra seks selskaper
- Ga arbeid til 7 000 i leverandørbedriftene
- Gjennomførte boringer med en samlet lengde på 260 000 meter
- Kjøpte varer for 400 millioner kroner av norske firmaer

Samarbeid er viktig

Statoils bore- og brønnvirksomhet skjer i samarbeid med en rekke leverandørbedrifter.

«Vår arbeidsmetode er å integrere disse selskaperne godt slik at vi oppnår best mulige resultater. Det betyr at de får tilgang til våre prosedyrer og gjennomføringsplaner, og generelt full åpenhet om alle forhold som kan hjelpe dem til å gjøre en best mulig jobb sammen med oss og for oss,» sier Mads Grinnrød, leder for Statoils bore- og brønnvirksomhet.



Svein Lien i arbeid på boredekket på Scarabeo 5. Han er en av i alt 7 000 ansatte i til sammen 44 firmaer som leverer tjenester og varer til Statoils bore- og brønnoperasjoner.

Temmer sterke krefter

Statoil åpner nå produksjon fra en ny generasjon olje- og gassfelt på norsk sokkel, der utfordringene er ekstreme i form av høyt trykk og høy temperatur. På Kvitebjørn-feltet i Nordsjøen startet produksjonen i 2004. Kristin-feltet i Norskehavet følger etter i 2005. Utbyggingen av de to feltene har, litt spissformulert, karakter av teknologisk ekstremsport fordi naturen har satt enorme krefter i sving.

4 000 meter under havbunnen på Kvitebjørn er trykket 780 bar og temperaturen 150 grader. I reservoaret på Kristin er trykket 911 bar og temperaturen 170 grader. Mer vanlige reservoarer har trykk på 200 til 300 bar og temperaturer på under 100 grader.

Pionerprosjekt

Kvitebjørn er bygget ut med en produksjonsplattform med stålunderstell. Kristin får en flytende produksjonsplattform, og er det første feltet i verden med havbunnsanlegg som er bygget for så ekstreme trykk- og temperaturforhold. Gassmengden, som er under trykk nede i en produksjonsbrønn på feltet, vil ekspandere 1 000 ganger dersom den skulle komme

ukontrollert ut til luft. Utstyret som skal forhindre dette, må spesialbygges.

God totalutnyttelse

Kvitebjørn er satt inn i Statoils verdikjede i samspill med Troll oljerør II til Mongstad, et eget gassrør til mottaksterminalen på Kollsnes i Øygarden og transportforbindelse til Vestprosess mellom Kollsnes og Mongstad.

Kvitebjørn er et godt eksempel på utnyttelse av den infrastruktur som er etablert på den norske kontinentalsokkelen. Gassrørledningen til Kollsnes i Øygarden skal også transportere gassen fra Visund-feltet i den nordlige delen av Nordsjøen. Rørledningen er konstruert for flerfase; gass, kondensat og vann i samme brønnstrøm.

Blandes med gass fra Troll

Gassen i Kvitebjørn er en rikgass. På Kollsnes blir NGL-komponentene (naturgass i væskeform som propan, butan og nafta) skilt fra tørrgassen. Disse sendes videre til Mongstad gjennom Vestprosess' transportrør. I denne separasjonsprosessen reduseres energiverdien i gassen fra Kvitebjørn, men energitapet erstattes med tørrgass fra Troll, slik at gassen fra Kvitebjørn likevel møter kundenes krav når den sendes i rør fra Kollsnes til de europeiske kontinentet. Denne byttehandelen på Kollsnes er mulig fordi Statoil har de nødvendige prosessanleggene og fordi Troll, gjennom sine enorme gassmengder, kan opptre som volumgarantist og svingprodusent for andre felt. Dette gir store synergier og økt verdiskaping.

Kvitebjørn

Gass- og kondensatfelt påvist i 1994 sørøst for Gullfaks. Bygget ut med bunnfast plattform med boremodul, prosessanlegg og boligkvarter. Produserer rikgass og kondensat (lettolje).

Eiere er Statoil (50), Petoro (30), Norsk Hydro (15) og Total (5 prosent).

Kristin

Gass- og kondensatfelt påvist i 1997, om lag 20 kilometer sydvest for Åsgard. Bygges ut med flytende produksjonsplattform og havbunnsinstallasjoner.


Eiere er Statoil (41,6), Petoro (18,9), Norsk Hydro (14), ExxonMobil (10,5), Eni (9) og Total (6 prosent).



Bildet er en illustrasjon på hvilke enorme naturkrefter som temmes på felter som Kvitebjørn og Kristin. Trykket i reservoarene tilsvarer trykket nede på de største havdypene i verden.

Trivsel gir resultater

Det ser ut som om de 120 ansatte ved Statoils metanolfabrikk på Tjeldbergodden har funnet oppskriften på – om ikke det gode liv – så i hvert fall det gode arbeidsliv: De produserer stadig mer metanol til lavere kostnader, sykefraværet er lavt, 2,7 prosent, og de har ikke hatt egne fraværsskader på fem år. De jobber mye og bevisst med forebyggende helsearbeid, og i følge Statoils årlige arbeidsmiljøundersøkelse trives de godt på jobben.

 www.statoil.com/tjeldbergodden

Det er ingen høytflyvende forklaring vi får når vi besøker fabrikken på Tjeldbergodden, for å finne ut hvorfor alle piler peker i riktig retning.

«Det har å gjøre med måten vi organiserer arbeidet på. Jeg jobbet tidligere i smelteverksindustrien, og var ikke i nærheten av å ha det ansvaret og de oppgavene som jeg har her,» sier prosessstekniker Frank Sinnes.

«Vi har en veldig sterkt forankret HMS-kultur, og det sammen med måten vi har organisert arbeidet på, skaper motivasjon og engasjement. I tillegg tror jeg det er en sterk identifikasjon med en bedrift som er den eneste store arbeidsplassen i dette området,» sier personalleder Arne Sandnes.

Skiftlaget har ansvaret

Nøkkelen til suksessen er organisasjonsmodellen som er valgt på

Tjeldbergodden. Klassiske avdelinger finnes ikke. Den viktigste enheten er skiftlagene som går helkontinuerlig på prosessanlegget. Det enkelte laget har det fulle beslutningsansvaret for å drive fabrikken. Det gir motivasjon. Driftstoperatørene som bemanner skiftet, må i tillegg beherske flere roller. Det har også vist seg å gi motivasjon i arbeidet.

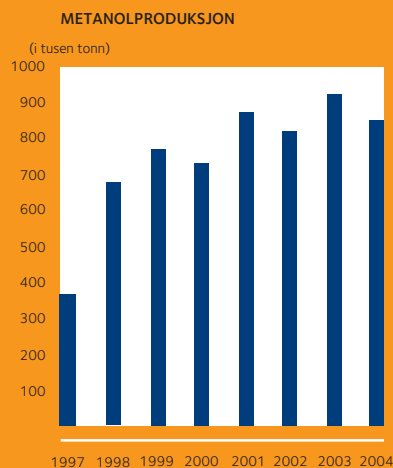
Et par ganger i uken er det fabrikkmøte, som er et møte for operative beslutninger. Her deltar lederen for det skiftlaget som er på jobb akkurat da. I tillegg deltar tre nettverkskoordinatører. De representerer tre funksjonsnettverk som dekker alle sider ved driften av fabrikken: vedlikehold, drift, personal og organisasjon. Alle ansatte er med i ett av disse nettverkene.

Hvert nettverk har ansvar for sine planer og budsjetter.

Nettverkskoordinatørene velges for to år om gangen. Frank Sinnes har hatt koordinatorjobben for personal og organisasjon, og skal om et par måneder tilbake til sin faste jobb som driftsoperatør.

Krevende driftsmodell

«Dette er ingen enkel driftsmodell. Den er krevende, fordi myndighet delegeres og den enkelte medarbeider har flere roller. Det skaper ansvarsholdning, motivasjon og trivsel blant alle ansatte. Derfor må du som leder aldri fristes til å kutte hjørner og ta beslutninger utenfor den strukturen vi har. Det ville ikke fungere dersom du kom til Tjeldbergodden med tradisjonelle holdninger til utøvelse av lederskap,» sier direktør Arve Rennemo, som legger til: «Jeg ser på min jobb mer som en tilrettelegger og medspiller enn som en tradisjonell leder».



Her vises produksjonsveksten siden fabrikken kom i drift i 1997. At produksjonen er litt lavere i årene 2000, 2002 og 2004 enn årene før, skyldes revisjonsstans.

Fakta:

- Industrianlegget på Tjeldbergodden består av metanolfabrikk, gassmottaksanlegg, luftgassfabrikk og fabrikk for produksjon av flytende naturgass (LNG).
- Metanolfabrikken er blant verdens største. Kapasiteten er på 900 000 tonn per år og utgjør 25 prosent av Europas produksjonskapasitet.
- Fabrikken begynte å produsere i 1997. Statoil eier 81,7 prosent og Du Pont 18,3 prosent.
- Gassmottaksanlegget, luftgassfabrikken og LNG-fabrikken har andre eiersammensetninger.




Driftsoperatørene Jannicke Olsen Schei og Frank Sinnes trives med organisasjonsmodellen som gir skiftlagene det fulle driftsansvaret for metanolfabrikken på Tjeldbergodden.

Undersøkelse og produksjon Norge

Statoils egenproduksjon av olje og gass på norsk sokkel i 2004 utgjorde 991 000 fat oljeekvivalenter per dag. Statoil har ambisjon om å holde produksjonen på 1 million fat oljeekvivalenter per dag ut over 2010. På kort sikt har vi økt vårt mål med 10 prosent i 2007 til et totalt nivå på 1,1 millioner fat o.e. per dag.

Nøkkeltall (i millioner kroner)	2004	2003	2002
Driftsinntekter	74 050	62 494	58 780
Res. før finans, andre poster, skatt og min. int.	51 029	37 855	34 204
Brutto investeringer	16 776	13 136	10 926

 www.statoil.com/norske_felt

I november 2004 ble 25 års produksjon på Statfjord-feltet markert. Gigantfeltet hadde da produsert olje og gass til en samlet verdi av 1 045 milliarder kroner. Gjennom prosjektet Statfjord Senfase arbeides det nå med planer for en videre utvikling av feltet. Planene omfatter å øke utvinningsgraden fra dagens nivå på 63 prosent til nærmere 70 prosent for olje- og gassmengdene som ennå ikke er produsert. Det er svært høyt, også i verdenssammenheng, og illustrerer hvor langt Statoil er kommet innenfor økt utvinning fra modne felt. Da feltet åpnet, var oppfat-

ningen at det var mulig å produsere 48 prosent av reservene.

Tampen-produksjon i 2030

For Tampen-området er målet at det fortsatt skal være produserende installasjoner i 2030. De utvinnbare, gjenværende oljereservene i området utgjør 2,5 milliarder fat o.e. Det er mer enn de opprinnelige oljereservene i Gullfaks, medregnet satellittfelt.

For Statfjord er ambisjonen å drive lønnsom produksjon og prosessering av olje og gass helt fram til 2020. Forutsetningen for å få til det, er å gjennomføre omfattende kostnadsreduksjon-

er. Statfjord produserte på det meste over 850 000 fat olje per dag. Nå prosesseres 250 000 fat olje over feltet, og halvparten kommer fra felt som er knyttet opp til Statfjord-installasjonene. På det meste hadde 1 000 menn og kvinner sine arbeidsplasser på feltet. Bemanningen er nå under 600, og skal reduseres med ytterligere 110 innen utgangen av 2005.

Nye felt satt i produksjon

I løpet av 2004 er to Statoil-opererte felt satt i produksjon - Sleipner Vest Alfa Nord og Kvitebjørn. Produksjonen startet i oktober fra Sleipner Vest Alfa Nord, som er bygget ut med en undervannsinstallasjon knyttet opp mot Sleipner T-plattformen. Utbyggingen ble gjennomført til en pris på 2,3 milliarder kroner,





Anne Margrethe Rosland er prosesstekniker på Sleipner. Hun pendler mellom yrkeslivet ute i Nordsjøen og hjemmelivet med fire barn på Bryne i Rogaland.

Tre år gamle Lina Marie (i bakgrunnen) og tvillingene Amalie og Liliane på to år følger med når mor pakker bagen for en ny tur ut i Nordsjøen.

og det er 25 prosent lavere enn opprinnelig anslått.

Produksjonen på Kvitebjørn, øst for Gullfaks, ble igangsatt som planlagt i september.

Utbyggingsutgiftene på 10,2 milliarder kroner er i tråd med

budsjettet. Gass og kondensat fra Kvitebjørn blir transportert gjennom rør til Kollsnes. Der er det bygget et nytt anlegg for utskilling av gass i væskeform som butan, etan og nafta og for klargjøring av tørrgassen for videre transport til kunder i Europa.

Kvitebjørn er Statoils første utbygging av et felt med ekstremt høy temperatur og trykk.

Kristin-feltet

Gass- og kondensatfeltet Kristin på Haltenbanken, som er under utbygging, har enda mer ekstreme trykk- og temperaturforhold.

Dette har krevd omfattende utvikling og implementering av ny teknologi.

I september ble understellet og dekket til den halvt nedsenkbare produksjonsplattformen sammenkoplet. Den skal slepes ut og installeres på feltet i mars, og produksjonsstart er planlagt i oktober 2005.

Snøhvit kan levere i 2006

Til tross for forsinkelser i prosjektet regner vi med at eksporten av flytende naturgass (LNG) kan komme i gang høsten 2006. Prosjektet tar imidlertid sikte på at regulære leveranser kommer i gang i første kvartal 2007, noe som er seks måneder senere enn planlagt.

LNG-anlegget på Melkøya

utenfor Hammerfest begynner nå å ta form. Fram til utgangen av 2004 har 7 200 personer arbeidet på Melkøya. Av disse er 2 500 fra de tre nordligste fylkene i Norge. Hele 600 firmaer og personer fra 46 nasjoner har vært engasjert i anleggsarbeidene.

Store regionale leveranser

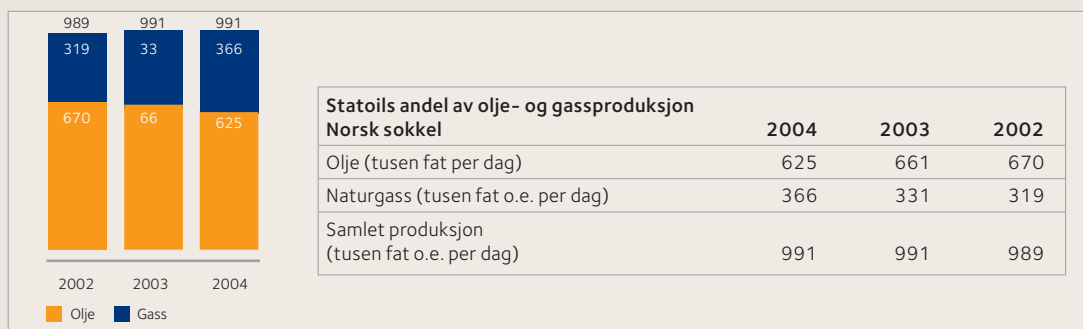
Da Snøhvitutbyggingen ble godkjent av myndighetene, forventet vi leveranser fra de tre nordligste fylkene på 0,6 milliarder kroner. Så langt er leveransene kommet opp i 1,9 milliarder kroner, noe som er mer enn det tredobbelte av hva som var forventet. Et viktig bidrag til å få dette til, har vært samarbeidet mellom Snøhvit Næringsforening og Statoil. Ved utgangen av 2004 har norske leveranser til prosjektet utgjort i overkant av 50 prosent, mot forventet 36. I juni 2004 ble prisanslaget for utbyggingen økt fra 45,3 milliarder kroner til 51,3 milliarder kroner. Opprinnelig var utbyggingen beregnet til 39,5 milliarder kroner.

Øker letevirksomheten

Statoil står foran en kraftig økning i letevirksomheten på norsk sokkel. I 2005 regner vi med å delta i 18-20 leteboringer, og vi vil være operatør for 12-13 av dem. I 2004 har Statoil deltatt i syv lete-

Statoils gjennomsnittlige olje- og gassproduksjon på norsk sokkel		
1 000 fat oljeekvivalenter per dag		
Felt	2004	Eierandel
Statfjord	82,4	51,88%
Statfjord Øst	7,3	25,05%
Statfjord Nord	9,2	21,88%
Sygna	4,8	24,73%
Gullfaks	189,4	61,00%
Snorre	29,5	14,40%
Vigdis	19,4	28,22%
Visund	10,5	32,90%
Tordis	20,2	28,22%
Troll Gass Fase 1	99,8	20,80%
Kvitebjørn	7,4	50,00%
Sleipner Vest	106,3	49,50%
Sleipner Øst	23,2	49,60%
Gungne	16,5	52,60%
Veslefrikk	5,4	18,00%
Huldra	13,4	19,88%
Glitne	9,8	58,90%
Norne	34,9	25,00%
Heidrun	21,4	12,41%
Åsgard	97,4	25,00%
Mikkel	21,8	33,97%
Sum Statoil-opererte	830,0	
Sum partner-opererte	160,6	
Total produksjon	990,6	
Underløfting	12,3	
Total løftet produksjon	978,3	

 www.statoil.com



og avgrensingsbrønner. Det ble gjort funn i fem av brønnene.

Statoil har i de tre siste konsesjonstildelingene i 2004 og 2003 fått 16 operatørskap og i tillegg andeler i fem lisenser. Vi har fått nye arealer både i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet.

Miljøvennlige løsninger

Det er gjennomført en rekke tiltak som reduserer utslipp til luft og sjø. På Statfjord skal produsert vann renses. Vi skal nå målet om null skadelige utslipp til sjø fra eksisterende installasjoner i slutten av 2005.

Statoil har gjennom året forbedret leteboring i Barentshavet i 2005. Disse boringene forventes å bli de mest miljøvennlige som er foretatt på norsk sokkel.

Miljøkapittelet på sidene 38–41 går nærmere inn på de konkrete tiltakene.

Ledelsesverktøyet Åpen sikkerhetssamtale er nå iverksatt i hele forretningsområdet, og bruken følges systematisk opp på månedsbasis. Åpen sikkerhetssamtale er en samtale mellom ansatt og nærmeste leder om risiko ved arbeidet og om mulige skadeforebyggende tiltak. I tillegg fortsetter Kollegaprogrammet for bedre sikkerhet (Se bærekraftrapporten side 19) som omfatter 25 000 egne ansatte og leverandøransatte. Vi regner med at den positive effekten av disse tiltakene, som nå også er besluttet som konserntiltak, gradvis kommer.

Gasslekkasje på Snorre

Om kvelden 28. november 2004 oppsto det en alvorlig gasslekkasje i en brønn ved Snorre A-plattformen. Det var under forberedelsene til boring av et sidesteg fra en injeksjonsbrønn, det ble oppdaget at det lekket gass fra havbunnen under plattformen. Lekkasjonen ble stanset ved at det ble pumpet tungt boreslam ned i brønnen, deretter ble brønnen sementert og det gassførende reservoaret isolert.

180 personer ble evakuert fra plattformen, mens 36 av mannskapet ble igjen for å stabilisere brønnen. Ingen kom til skade under hendelsen, og plattformen ble satt under produksjon igjen i februar 2005.

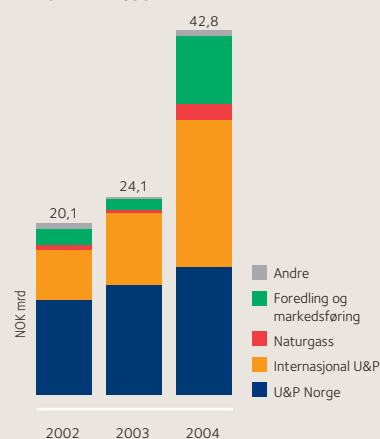
Prosjekter under utbygging					
Felt	Statoils andel	Statoils investering ¹	Produksjonsstart	Platåproduksjon Statoils andel ²	Levetid antall år
Ormen Lange ³	10,84%	6,1	2007	46 000	30
Snøhvit	33,53%	16,1	2006	46 000	30
Kristin	41,60%	8,7	2005	91 000	20
Visund gass	32,90%	0,6	2005	28 000	24
Urd (Norne satellitter)	40,45%	1,4	2005	22 000	12
Skinfaks/Rimfaks IOR	61,00%	2,2	2006	22 000	11
Volve	49,60%	1,0	2007	30 000	6
Statfjord Senfase	44,34%	6,4	2007	22 000 ⁴	12

1) Estimert i milliarder kroner. 2) Fat o.e./dag. 3) Partner-operert prosjekt. 4) Ny tilleggsproduksjon.



Produksjonsdirektør Arne Sigve Nylund (t.h.) overleverte i februar 2005 plan for utbygging og drift av Statfjord Senfase til ekspedisjonssjef Gunnar Gjerde i Olje- og energidepartementet. Hele planen ligger på et CD-rom.

INVESTINGER FORDELT PÅ FORRETNINGSOMRÅDER



Internasjonal undersøkelse og produksjon

Den internasjonale olje- og gassproduksjon økte med nærmere 30 prosent i 2004 til 115 000 fat oljeekvivalenter per dag. Den kraftige veksten vil fortsette i årene som kommer og nå et nivå i størrelsesorden 300 000 fat oljeekvivalenter per dag i 2007.

Nøkkeltall (i millioner kroner)	2004	2003	2002
Driftsinntekter	9 765	6 615	6 769
Res. før finans, andre poster, skatt og min. int.	4 188	1 781	1 129
Brutto investeringer	18 987	8 019	5 032

Statoils vekstambisjoner kommer klart til uttrykk i den internasjonale letevirksomheten. I 2004 deltok Statoil i åtte letebrønner, og i fem av seks brønner som er ferdigstilte, er det gjort funn. Leteprogrammet i 2005 omfatter 15-20 brønner. Fire til fem av brønnene skal opereres av Statoil.

I 2004 er det investert for nærmere 20 milliarder kroner i Statoils internasjonale lete- og produksjonsvirksomhet. Tre nye felt ble satt i produksjon i 2004. De nærmeste tre-fire årene vil Statoil konsentrere investeringene om Angola, Aserbajdsjan og Algerie.

Produksjonsøkning i Angola

Angola blir det første landet utenfor Norge hvor Statoil når en produksjon på over 100 000 fat oljeekvivalenter per dag. Det skjer i 2006 eller 2007. Ved utgangen av 2004 var Statoils andel av produksjonen i Angola rundt 60 000 fat per dag. Det er om lag 70 prosent høyere enn ved utgangen av 2003.


Statoil er deltaker med 13,3 prosent eierandel i tre dypvannsblokker, hvor det er gjort en rekke funn. Hver av blokkene dekker et areal tilsvarende ti blokker i Nordsjøen.

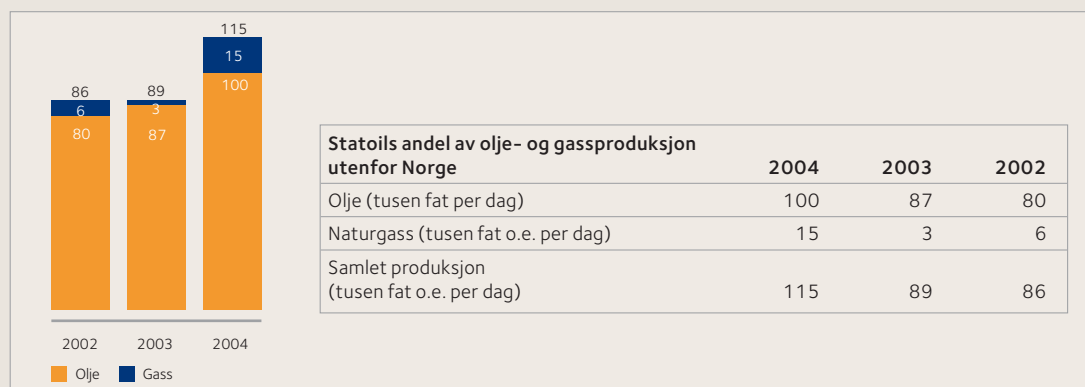
Det ble i 2004 boret tre letebrønner, og det ble funnet olje i

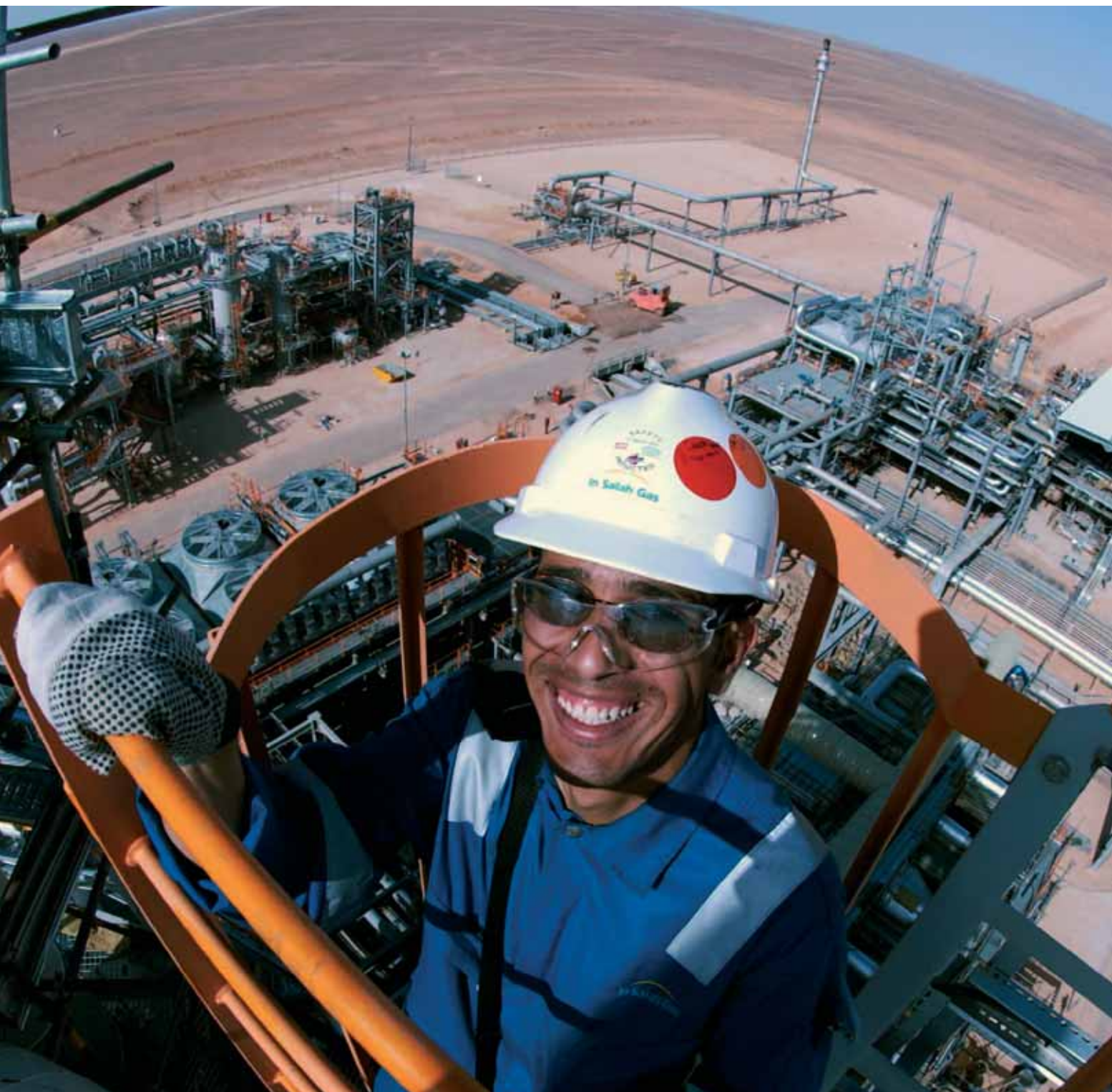
samtlig. Kizomba A-feltet i blokk 15 ble satt i produksjon i august. Feltet er bygget ut med produksjonsskip, og platåproduksjonen er på 250 000 fat per dag.

Algerie

Avtalen om kjøpet av 31,85 prosent i gassfeltet In Salah og 50 prosent i In Amenas ble godkjent av myndighetene, og transaksjonen ble gjennomført i 2004. In Salah og In Amenas er henholdsvis Algeries tredje og fjerde største gassprosjekt. Første fase av In Salah-prosjektet ble satt i produksjon i juli 2004. In Amenas-prosjektet, som består av fire felt, er under utbygging. Første del av utbyggingen er forventet å komme i drift ved årsskiftet 2005-2006. Et tiår senere forventer vi at disse to feltene vil stå for 20 prosent av Algeries gassseksport til Europa.

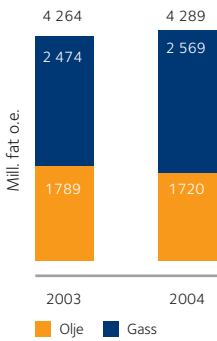
 www.statoil.com/statoils_verden



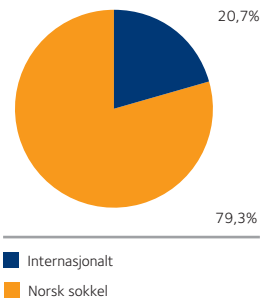


Her har terminaloperatør Rahmouni Bachir klatret til topps i In Salah gassbehandlingsanlegg i Sahara. Statoil er deloperatør ved anlegget som kom i produksjon i 2004.

STATOILS OLJE- OG GASSRESERVER



FORDELINGEN AV RESERVENE I 2004



Statoil ble tildelt leteområdet Hassi Mouina i 2004. Statoils eierandel er 75 prosent, og det nasjonale gasselskapet Sonatrach har de resterende 25 prosent. Letearealet er på hele 23 000 kvadratkilometer. Sonatrach har allerede gjort et funn i blokken.

Aserbajdsjan

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

Statoil hadde i 2004 en produksjon på om lag 10 000 fat olje per dag fra ACG-feltets tidligproduksjon. Første fase av hovedfelt-

et, Central-Azeri, ble satt i produksjon i februar 2005.

Gassprosjektet Shah Deniz i Kaspiahavet er under utbygging. Ved platåproduksjon fra Shah Deniz-feltet vil Statoils andel utgjøre om lag 2 milliarder kubikkmeter per år. Gassen er solgt til Aserbajdsjan, Georgia og Tyrkia. Når ACG og Shah Deniz når platåproduksjon, vil Statoils andel av den samlede produksjonen fra de to feltene komme opp i 95 000 fat oljeekvivalenter per dag.

Olje fra ACG og gass fra Shah Deniz vil bli prosessert i landterminalen Sangachal hvor utvidelse pågår. Både den 1 770 kilometer lange oljerørledningen Baku-Tblisi-Ceyhan (BTC) og den 650

kilometer lange gassrørledningen gjennom Aserbajdsjan og Georgia til Tyrkia vil bli ferdigstilt i løpet av 2005.

Iran

Statoil er operatør for offshore-utbyggingen av fasene 6, 7 og 8 i det som regnes som verdens største gassfelt, South Pars. Utbyggingen består av tre produksjonsplattformer og tre rørledninger til land. Stålundestellene til plattformene er på plass. I tillegg er to av tre transportledninger til land installert i løpet av 2004.

To operatørskap i Brasil

Statoil har i 2004 fått operatørskap for to leteområder i Brasil. Statoil har hatt leteaktivitet i Brasil siden 2001 og har i dag et godt samarbeid med det nasjonale selskapet Petrobras. Samlet har Statoil interesser i fem leteområder i Brasil og operatørskap i tre av dem.

Russland og Barentsregionen

Russland er et av de land i verden med størst andel av ikke utnyttede olje- og gassreserver. Statoil satser på Russland som et nytt kjerneområde, og innsatsen innen forretningsutvikling er derfor blitt forsterket i 2004. Russland og Barentsregionen er etablert som nye resultatenheter og er blitt til-

Statoils olje- og gassproduksjon internasjonalt		
(1 000 fat oljeekvivalenter/dag)		
Felt	2004	Eierandel
Girassol, Angola	25,3	13,33%
Jasmim, Angola	3,7	13,33%
Xikomba, Angola	9,3	13,33%
Kizomba A, Angola	7,9	13,33%
In Salah (gass), Algerie	12,7	31,85%
Azeri-Chirag-Gunashli, Aserbajdsjan	9,8	8,56%
Sincor, Venezuela	22,1	15,00%
LL652, Venezuela	1,0	27,00%
Lufeng, Kina	1,6	75,00%
Alba, Storbritannia	11,4	17,00%
Dunlin, Storbritannia	1,3	28,76%
Merlin, Storbritannia	0,04	2,35%
Schiehallion, Storbritannia	5,6	5,88%
Caledonia, Storbritannia	1,0	21,32%
Jupiter (gass), Storbritannia	2,2	30,00%
Total produksjon	114,9	

Statoils styre godkjente i september planene for deltakelse i oljefeltet Agbami utenfor Nigeria. Feltet skal bygges ut med havbunnsanlegg knyttet til et produksjons- og lager-skip nesten identisk med skipet på Girassol-feltet i Angola (bildet). Agbami vil produsere 250 000 fat olje per dag og skal etter planene komme i produksjon i 2008.



ført ytterligere kompetanse og ressurser. I september 2004 signerte Statoil en intensjonsavtale med Gazprom og Rosneft. Avtalen omhandler mulig partnerskap for Statoil i Shtokman-gassfeltet i Barentshavet, mulig partnerskap for Gazprom/Rosneft i Snøhvitfeltet, og mulighet for Statoil til å utnytte kapasiteten på mottaksanlegget i Cove Point til å sende russisk gass til USA.

Funn vest for Shetland

I januar 2004 kjøpte Statoil seg inn med 30 prosent i Rosebank/Lochnagar-lisensen vest for Shetland. Operatøren ChevronTexaco gjorde et betydelig olje- og gassfunn sommeren 2004. Før boringen startet, søkte lisensgruppen- og ble tildelt- de fem blokkene som ligger rundt prospektet.

Dette funnet vil anspore til

videre aktivitet langs Atlanterhavsmarginen. Mot slutten av 2004 søkte Statoil på fire lisenser i Færøyenes andre lisensrunde. I januar 2005 ble vi tildelt alle fire.

Utviklingen av gassprosjektet Corrib utenfor kysten av Irland, er nå positiv etter en lengre periode med lav aktivitet på grunn av forsinkelser i godkjeningsprosessen. Arbeidet fortsetter med sikte på produksjonsstart i 2007.

Lufeng fortsetter

Produksjonen på Lufeng-feltet i Kina ble midlertidig stoppet i juli 2004, for å utføre ny produksjonsboring. Det forventes at dette vil forlenge produksjonen med flere år.

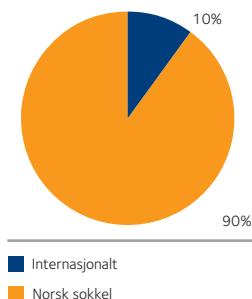
Feltet har allerede produsert om lag 30 prosent mer enn det som var forutsatt ved produksjonsstart i 1997.

Utvikling av medarbeiderne

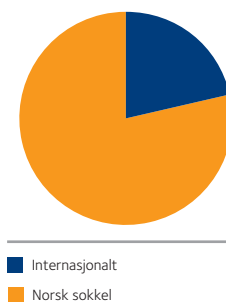
Alle ansatte i forretningsområdet har ved utgangen av 2004 gjennomgått en felles innledende del av Kollegaprogrammet for bedre sikkerhet, som er rettet inn mot økt sikkerhetsforståelse blant leverandører og ansatte. Programmet blir fulgt opp med lokale tiltak i 2005.

En økende del av Statoils ansatte rekrutteres i andre land enn Norge. Det er en prioritert oppgave å gi gode utviklingsmuligheter for ansatte i de landene hvor Statoil har et langsiktig perspektiv for sin virksomhet. Dette åpner for at nøkkelpersonell får stillinger ved hovedkontoret for en periode, for deretter å få tyngre posisjoner internasjonalt. For Statoil er det viktig å bygge en organisasjon som har forståelse og respekt for ulike lands historie, religion og kultur. Dette er viktig for å lykkes internasjonalt.

PRODUKSJONSFORDELING I 2004



FORVENTET PRODUKSJONSFORDELING I 2007



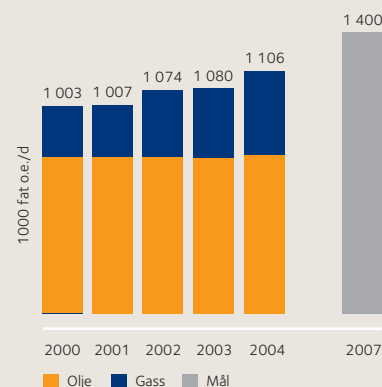
Prosjekter under utbygging					
Felt	Statoils andel	Statoils investering ¹	Produksjonsstart	Platåproduksjon Statoils andel ²	Levetid antall år
ACG Azeri	8,56%	4,1	2005	57 000	20
ACG Phase 3	8,56%	2,7	2008	20 000	20
Kizomba B	13,33%	3,2	2005	30 000	21
Dalia	13,33%	3,3	2006	27 000	21
Rosa	13,33%	1,7	2007	18 000	20
Corrib	36,50%	2,8	2007	20 000	19
South Pars 6, 7 og 8	Inntil 40%	2,5	2006	15 000	4 ³
In Amenas	50,00%	5,0	2005/2006	28 000	18
Shah Deniz	25,50%	4,4	2006	37 000	26
Agbami	18,85%	6,3	2008	47 000	16

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



Statoil er operatør i Iran for utbyggingen av fase 6-8 i gassprosjektet South Pars. Seksjoner til gassrørledninger klar-gjøres her for transport ut til leggefartøyet.

SAMLET OLJE- OG GASSPRODUKSJON



Naturgass

Statoil har fortsatt vekst i salget av naturgass fra norsk sokkel. Det ble solgt 25,0 milliarder kubikkmeter gass i 2004. Det er en økning på 3,2 milliarder kubikkmeter fra 2003. I tillegg solgte Statoil 29,0 milliarder kubikkmeter på vegne av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Tilsvarende salgstall i 2003 var 25,6 milliarder kubikkmeter.

Nøkkeltall (i millioner kroner)	2004	2003	2002
Driftsinntekter	33 326	25 452	24 536
Res. før finans, andre poster, skatt og min. int.	6 784	6 005	6 134
Brutto investeringer	2 368	860	1 525

Forbruket av naturgass fortsetter å stige i Europa og nådde 510 milliarder kubikkmeter i 2003. Tall fra det internasjonale energi-byrået IEA viser en vekst på 3,4 prosent i de første åtte månedene av 2004. IEA forventer et forbruk på 705 milliarder kubikkmeter i Europa i 2020, og en økning i importbehovet i EU-området fra 50 prosent i 2002 til 80 prosent i 2030.

Nye EU-direktiv for gass og elektrisitet trådte i kraft fra 1. juli 2004. Nå kan alle kunder utenom husholdningssektoren fritt velge leverandør. Dette

medfører økt konkurranse innen industri- og tjenesteytende sektor. Innen juli 2007 skal dette prinsippet være gjennomført for alle typer kunder. Det er også innført regulert tredjepartsadgang til transportnettet, og hvert medlemsland må opprette tilsynsmyndigheter som skal påse at direktivene følges.

I USA forventes det vekst i gassetterspørselen fra dagens nivå på 620 milliarder kubikkmeter til 860 milliarder kubikkmeter i 2020. Utflating av innenlandsk produksjon vil åpne for betydelig import av LNG.

Statoils posisjon

I tillegg til egen gass, markedsfører Statoil statens gass, og står dermed for en samlet andel på 2/3 av norsk gasseksport. Økt eksport på 13,2 prosent fra 2003 til 2004 gjør at Statoil opprettholder en sterke posisjon i det europeiske gassmarkedet. Med leveranser til 13 europeiske land dekker Statoil om lag 10 prosent av forbruket i Europa.

Tyskland og Storbritannia er de største enkeltmarkedene, med til sammen nesten 40 prosent av totalforbruket i Europa. Statoil har en solid posisjon i Tyskland, med en markedsandel i 2003 på om lag 15 prosent. I det britiske markedet er Statoil i ferd med å styrke sin posisjon gjennom flere kontrakter med blant annet British Gas Trading som er et datterselskap

 www.statoil.com/snohvit

Det første av fire tankskip som skal transportere flytende naturgass (LNG) fra Snøhvit-anlegget ble sjøsatt i november 2004. Skipet har fått navnet Arctic Discoverer, bygges ved Mitsui Engineering & Shipbuilding i Japan og skal leveres ved årsskiftet 2005/2006.





Statoil har en andel på 22 prosent i det franske gassmarkedet som er et av de største delmarkedene i Europa. Her har Jørgen Faye (t.v.) fra Statoils gasskontor i Paris og David Gazel fra Gaz de France satt hverandre i stevne under den nye triumfbuen, La Grande Arche.

av Centrica. Statoil har også en sterk posisjon i Frankrike, med en markedsandel på 22 prosent. Av den totale kundemassen er E.ON Ruhrgas, Gaz de France og British Gas Trading avtakere av de største volumene fra Statoil.

I 2004 ble det inngått en fem-årskontrakt med det nederlandske energiselskapet Essent, om årlige leveranser av inntil 1,4 milliarder kubikkmeter. Det ble også inngått en ettårskontrakt med British Gas Trading på 1 milliard kubikkmeter for leveranse i 2004/2005 samt en korttidskontrakt med E.ON Ruhrgas.

Hovedelementene i Statoils gasstrategi er å maksimere verdiskapingen fra norsk sokkel og utvikle internasjonal gassvirksomhet. Langsiktige kontrakter vil fortsatt være Statoils viktigste kilde for verdiskaping, men høy oppmerksomhet mot kortsiktige forretningsaktiviteter er også viktig for å maksimere verdien av Statoils ressurser.

Tar grep i Storbritannia

Det pågår et arbeid med å legge en ny 1 200 km lang rørledning fra norsk sokkel til Storbritannia. Ledningen vil bli lagt via Sleipnerinstallasjonene til Easington, på østkysten av England. Statoil er ansvarlig for planlegging og gjennomføring av rørleggingen i

samarbeid med operatøren Hydro. Fra høsten 2007 vil Statoil eksportere gass fra Ormen Langefeltet via denne rørledningen. Oppknytningen på Sleipner gjør at Statoil kan sende annen gass til det britiske markedet fra høsten 2006.

Prosessering og transport

Fra 1. januar 2003 ble eierinteressene i prosesseringsanlegg, rørledninger og mottaksterminaler for norsk gass samordnet i interessentskapet Gassled. Statoil har en eierandel på 21 prosent. Statoil er teknisk driftsoperatør og utbygger for størsteparten av gassinfrastrukturen på vegne av Gassco, som er operatør for Gassled. Denne ordningen fungerer godt, og basert på erfaring og kompetanse leverer Statoil gode resultater innenfor regularitet og kostnader.

HMS har stort ledelsesfokus, og viktige tiltak for å bedre sikkerheten er igangsatt. Det arbeides planmessig med å øke kapasitet og regularitet ved en rekke tiltak innenfor drift og mindre investeringer. Det er etablert et kostnadsreduksjonsprogram som skal gi varige besparelser på 20 prosent av normale driftskostnader i løpet av fire til fem år. Andre tiltak er gjennomføring av vedtatte planer for driftseffektivisering og reduksjon

av bemanning på gassprosesseringsanlegget på Kårstø.

I perioden 2004 - 2006 gjennomfører Statoil to store utvidelser av kapasiteten for gassprosessering på Kollsnes og Kårstø. Disse utvidelsene vil gjøre Statoil i stand til å prosessere økte gassleveranser fra de Statoil-opererte feltene Kristin og Kvitebjørn.

LNG til USA

Statoil har tidligere sikret seg adgang til det amerikanske gassmarkedet for Snøhvit, gjennom mottaksterminalen for flytende naturgass (LNG) ved Cove Point i delstaten Maryland. Statoil har i 2004 inngått en 20-års avtale knyttet til en planlagt utvidelse av terminalen. Det vil sette selskapet i stand til å forsyne markedet med 10,1 milliarder kubikkmeter gass årlig, sammenlignet med dagens nivå på 2,4 milliarder kubikkmeter. Statoil vil i tiden framover arbeide med å etablere den bakenforliggende forsyningskjeden for den økte tilgangen og sikre godkjenning fra amerikanske myndigheter. Fram til LNG-leveranser fra Snøhvit kommer i gang, utnyttes eksisterende markedstilgang gjennom forsyninger fra det algeriske selskapet Sonatrach og det belgiske selskapet Tractebel.

Statoil og ConocoPhillips har etablert et samarbeidsselskap for felles drift av mottaksanleggene for norsk gass i Tyskland. Selskapet kom i drift 1. januar 2005. Anleggene tar i mot gassen som transporteres gjennom ledningene Norpipe og Europepe I og II.



Foredling og markedsføring

Statoil er en av verdens største nettoselgere av råolje. I 2004 ble det solgt om lag 2,2 millioner fat olje per dag. Det tilsvarer mer enn ti ganger Norges behov. Det internasjonale råoljemarkedet har i 2004 vært preget av svært høy etterspørselsvekst, spesielt i Kina. Det har gitt rekordhøye oljepriser. I slutten av oktober kom prisen på referanseoljen Brent Blend opp i hele 52,0 USD per fat.

Nøkkeltall (i millioner kroner)	2004	2003	2002
Driftsinntekter	267 177	218 642	211 152
Res. før finans, andre poster, skatt og min. int.	3 921	3 555	1 637
Brutto investeringer	4 162	1 546	1 771

Veksten i etterspørselen har lagt press på den globale produksjonskapasiteten for råolje, raffineringsskapasiteten og skipningskapasiteten. Produksjonen i medlemslandene i OPEC (Organisasjonen av oljeeksporterende land) var i en periode nær full kapasitet. Frykt for produksjonsbortfall førte til stigende priser fram til rekordnivået i oktober. Prisen svekket seg mot slutten av året. Utenom OPEC økte råoljeproduksjonen i Russland og Vest-Afrika, men var fallende i Nordsjøen.

Raffineringsmarginene i Nordvest-Europa var vesentlig sterkere i 2004 enn i 2003. Et

høyt etterspørselsnivå la et generelt press på verdens raffineringsskapasitet. I 2004 raffinerte Statoil 13 prosent av sin egenolje, og produserte 13 millioner tonn raffinerte produkter. Statoil omsatte i tillegg en noe større mengde av tredjepartsprodukter. Hovedmarkedene var de nordiske land, det øvrige nordvestlige Europa samt Nord-Amerika. Det var også noe salg til Middelhavsområdet og mot Asia. Omtrent to tredjedeler av de raffinerte produktene ble avsatt gjennom Statoils eget markedsføringsapparat.

På Mongstad har Vestprosess (se ramme) utvidet kapasiteten

med 90 prosent, for å ta imot våtgass fra et nytt anlegg på Kollsnes. Dette anlegget tar imot rikgass som kommer fra Kvitebjørn-feltet. Fra Kollsnes sendes den rene naturgassen i eksportledninger til kontinentet, mens våtgasskomponentene sendes til Mongstad for å bli prosessert til propan, butan og nafta.

På Mongstad er en ny omlastingskai for råolje tatt i bruk. Kaien, som er den største i sitt slag i Norge, kan betjene tankskip på inntil 440 000 tonn dødvekt. Utbyggingen styrker kapasiteten ved råoljeterminalen, og gir Statoil en enda bedre logistikk for eksport til ulike markeder.

Videreutvikling av industristedene

Det arbeides med planer om et

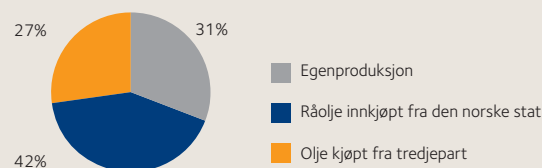
Vestprosess

Anlegg og transportsystem som tar imot og prosesserer lettolje og våtgasser om til propan, butan og nafta. Volumene ilandføres fra flere felt i Nordsjøen til gassterminalen på Kollsnes, oljeterminalen på Sture og Mongstad-raffineriet.

 www.statoil.no



SAMMENSETNINGEN AV RÅOLJEN STATOIL SELGER



Oljeprisen var rekordhøy i 2004. I oktober 2004 ble referanseoljen Brent Blend solgt for 52 USD per fat.



Skipper Jan Henning Hestnes på fiskefartøyet Myntevik har lagt til kai i Egersund der Solveig Dyrnes ved Statoil Kystservice hjelper til med å fylle drivstoff. Statoil har 46 prosent av markedet for fiskefartøyer og kysttrafikk i Norge.

mulig kraftvarmeanlegg på Mongstad med en virkningsgrad på minimum 70 prosent, som kan forbedre raffineriets energieffektivitet. Det er i 2004 sendt melding til norske myndigheter med forslag til utredningsprogram.

Selskapet arbeider også med planer om å utvide produksjonskapasiteten ved metanolfabrikken på Tjeldbergodden med om lag 35 prosent, kombinert med bygging av et gasskraftverk. Det ble sendt inn konsesjonssøknad og søknad om utslippstillatelse i juni 2004. Et større metanolanlegg og samkjøring med et kraftverk vil bedre Tjeldbergoddens konkurranseposisjon. Det vil gi bedre utnyttelse av kapasiteten i gassledningen Haltenpipe og bidra til en bedre kraftbalanse i regionen.

Beslutning om eventuell investering i de to prosjektene vil trolig bli tatt i 2006.

Økt press på drivstoffmarginer i enkelte land og stigende oljepris har preget detaljhandelsvirksomheten i 2004. Statoil overtok ICAs 50 prosent eierandel av Statoil Detaljhandel Skandinavia (SDS), fra 8. juli. Det omfatter nærmere 1 400 service stasjoner i Norge, Danmark og Sverige. Etter kjøpet iverksettes det nå tiltak for å ta ut gevinster av en mer samordnet virksomhet mellom de ulike landene der Statoil driver stasjonsnett.

Statoil har kjøpt 27 servicesta-

sjoner av selskapet Haahr Benzin, og blir nå nest størst i Danmark, med en markedsandel på 17 prosent.

I november 2004 kunne Statoil tilby svovelfritt drivstoff i det norske markedet. Både Mongstad- og Kalundborg-raffineriet produserer svovelfri bensin og diesel.

Statoil er en ledende aktør innenfor salg av energiprodukter i Skandinavia, med en markedsandel på over 25 prosent. Statoil selger fyringsoljer, smøreljer og marine oljer, flydrivstoff, LPG og naturgass.

Helse, miljø og sikkerhet

Foredling og markedsføring arbeider kontinuerlig med tiltak for å unngå skader på mennesker og miljø. Innen detaljhandelsvirksomheten er det blant annet investert i sikkerhetsutstyr på bensinstasjonene og gjennomført økt trening av personell, noe som har bidratt til at antall ran har vist en nedadgående trend. Etter lansering av et eget trafiksikkerhetsprogram innen vår energivirksomhet i Sverige, har vi klart å redusere antall skader på personell og materiell med 48 prosent.

I juli 2004 var det en større brann i raffineriet på Mongstad. Ingen personer ble alvorlig skadet. Det økonomiske tapet beløp seg til om lag 100 millioner kroner.

Statoil ble i den svenske

Marknadsdomstolen i februar 2005 dømt til å betale 50 millioner kroner i bot for å ha deltatt i prissamarbeid i 1999. Fire andre bensinselskaper er også bøtelagt for samme forhold.

De svenske konkurransemyndighetene krevde opprinnelig 222 millioner kroner i bot fra Statoil. Det påståtte prissamarbeidet skal ha skjedd i forbindelse med en rabattsanering. Dommen er endelig og kan ikke ankes.

Kompetanseoppbygging

Antall ansatte i forretningsområdet har økt fra 8 400 til over 12 000 etter oppkjøpet av SDS. Det arbeides med systematiske og langsiktige tiltak for å heve den enkelte medarbeiders kompetanse. Dette arbeidet gjennomføres i nært samarbeid med andre enheter i konsernet.

Statoil Detaljhandel Norge mottok i 2004 Kompetanseprisen, som deles ut av HR Norge. I juryens begrunnelse for tildelingen ble det blant annet lagt vekt på at Statoil har satset på kompetanseutvikling i verdikjeden til fordel for en ensidig fokusering på tradisjonell markedsføring.

Foredling og markedsføring gjennomfører planmessig trening og rotering av ledere både i og utenfor forretningsområdet. Samarbeidet med de tillitsvalgte er godt og konstruktivt.

Oljeprisen i 2004:

Laveste: 29,1 USD per fat

Høyeste: 52,0 USD per fat

Gjennomsnitt: 37,8 USD


Gjennomsnitt 2003: 28,9 USD



Petrokemikonsernet Borealis, som Statoil eier 50 prosent av, har i 2004 forbedret resultatet betydelig. Dette skyldes både en forbedret markedssituasjon som har gitt prisøkninger for Borealis' hovedprodukter og gjennomføringen av et omfattende forbedringsprogram i selskapet. Produksjonen har økt, og salgsvolumet har økt med 8 prosent sammenlignet med året før.

Teknologi og prosjekter

Forretningsområdet Teknologi og prosjekter ble etablert i 2004 for å styrke Statoils kompetanse innenfor forskning og teknologiutvikling. Prosjektansvar ble også lagt inn i det nye forretningsområdet, for å sikre økt oppmerksomhet om planlegging og gjennomføring av større utbyggingsprosjekter.

 www.statoil.com/norske_felt

Statoils muligheter til å skape økte verdier er sterkt avhengig av selskapets evne til å utvikle og ta i bruk ny teknologi. Fire prioriterte områder er særlig viktige med sikte på å styrke Statoils konkurransekraft:

- Reservoarstyring og undergrunnskompetanse
- Offshoreteknologi
- Styring av store prosjekter
- Utvikling av gassverdikjeder fra produksjon og transport til salg.

Med et økende antall prosjekter både i Norge og internasjonalt er det viktig å få til en mer effektiv gjennomføring av utbyggingsprosjekter. Dette skal gjøres ved økt ressursinnsats tidlig i prosjektfasen, gjennomføring av parallelle aktiviteter for å

spare tid, økt standardisering og gjenbruk mellom prosjekter, bruk av ny teknologi og et tettere samarbeid med leverandører.

Våre utbyggingsløsninger skal være kostnadseffektive, drifts sikre og kjennetegnes av høy standard innenfor helse, miljø og sikkerhet. Innenfor teknologistategien er de viktigste forretningsutfordringene å finne og utvikle nye olje- og gassressurser og samtidig øke utvinningen fra felt som er i produksjon.

Økt produksjon på norsk sokkel

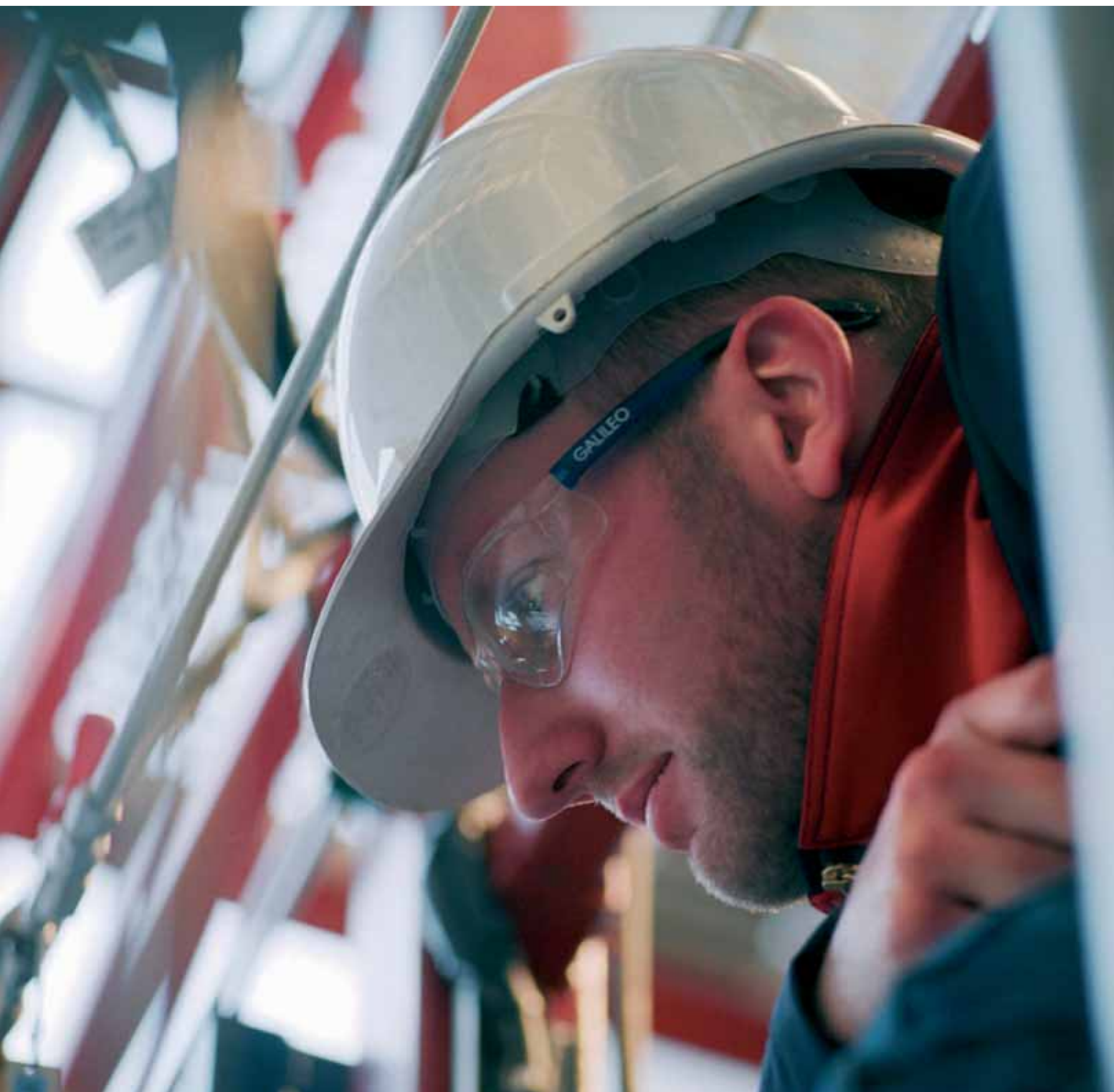
Statoil er ledende i utvikling av ny teknologi for økt oljeutvinning. På de beste feltene med plattformbaserte brønner maktet vi i dag å ta ut 56 prosent av oljen som er til stede i reservoarene.

Målet er å komme opp mot 70 prosent. På felt med undervannsbrønner har vi i dag nådd en utvinningsgrad på 43 prosent, og her er målet 55 prosent. Det er iverksatt målrettede teknologiutviklingsprosjekter for økt utvinning.

Statoil opererer om lag 250 undervannsbrønner, og er en av verdens største på dette feltet. En egen teknologi som har fått navnet Lett brønnintervensjon er blitt et viktig verktøy for å øke utvinningsgraden på felt med havbunnsbrønner. Teknologien er utviklet av Statoil sammen med selskapene Prosafe og FMC Kongsberg. I Lett brønnintervensjon utføres brønnvedlikehold gjennom en kabel som forbinder havbunnsbrønnen med et fartøy. Statoil gjennomførte fire lette

Gullfaks-lisensen med Statoil som operatør, er tildelt Oljedirektoratets pris for 2004 for økt oljeutvinning. Direktoratet framhever at utstrakt bruk av ny boreteknologi, nye brønner og innfasing av satellitter har gitt økt produksjon og forlenget levetid. Utvinnbare reserver i hovedfeltet er økt fra 1,3 milliarder fat olje i 1986 til 2,2 i dag, og ambisjonen er å øke reservene ytterligere til over 2,5 milliarder fat.





Automatikkmechaniker Gisle Håvard Bedin er en av 80 medarbeidere som er tilknyttet laboratoriet ved Statoils forskningscenter i Trondheim. Han er utdannet ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, og er flerfaglig innenfor automatikk, elektronikk og mekanikk.

brønnintervensjonsjobber i 2004. Det ble oppnådd bespar-
elser på rundt 50 prosent sam-
menlignet med om oppdraget
skulle vært utført med en kon-
vensjonell rigg, som er dyrere å
leie og mer tungvint i bruk. Det er
forventet en sterk økning i bruken
av lett brønnintervensjon i 2005.

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

Ny renseteknologi

Det er store utfordringer knyttet
til utslipp av produsert vann til sjø
fra produksjonsplattformene. En
ny renseteknologi, CTour, som er
utviklet av Statoil i samarbeid
med Rogalandsforskning, har gitt
svært gode resultater.

Grunnprinsippet for CTour-
teknologien bygger på å vaske
produsert vann med kondensat
som produseres av prosessan-
legget på en plattform.

Teknologien er et viktig bidrag
for å nå målsettingene om null
skadelige utslipp til sjø. Det
første CTour-anlegget ble
installert på Statfjord C-platt-
formen i 2004, og det vil bli
installert anlegg på de andre
Statfjord-plattformene i løpet av
2005.

Gruppen som har utviklet
CTour mottok i desember 2004
konsernsjefens HMS-pris.

Mer olje fra Norne

På Norne-feltet i Norskehavet

gjennomføres det tiltak for å øke
bakterieveksten i reservoaret
for å oppnå økt utvinning.

Bakterievekst i reservoaret gir
lettere drenering av olje og der-
med en betydelig økt oljeutvinn-
ing. Økt utvinning skjer ved at
bakterieveksten i reservoaret
stimuleres ved injeksjon av vann
tilsatt næringstoffer og
oksygen. Tiltaket forventes å gi
en økt utvinning på 28 millioner
fat olje. Det tilsvarer 14 prosent
av de utvinnbare oljereservene i
feltet, slik de var beregnet ved
utgangen av 2003.

Fant olje med ny teknologi

Havbunnslogging er en egenut-
viklet og svært lovende lete-
teknologi. Ideen er enkel.
Havbunnslogging er basert på
returbildet av elektromagnetiske
bølger som sendes ned i under-
grunnen. Det unike med
havbunnslogging er at den skiller
mellom hydrokarboner og vann i
reservoaret. Tradisjonell seis-
mikk som bruker lydølger, er
ikke i stand til det.

Linerle, som ligger nordøst
for Norne-feltet, er ett av flere
prospekter på norsk sokkel hvor
havbunnslogging ble gjennom-
ført i 2004. Arbeidsprogrammet
på Linerle var omfattende, og
målingene fra havbunnslogging-
en viste gode indikasjoner på at


det var olje der boringen ble
planlagt. Da boringen ble gjenn-
omført ble det påvist en oljeko-
lonne på 20 meter. Brønnen
bekreftet med andre ord data-
ene fra havbunnsloggingen.


Havbunnslogging er i sin tid-
lige utvikling. Som ved bruk av
all ny teknologi er det viktig å
integre med andre data, som
seismikk og informasjon fra
andre relevante brønner. Statoil
planlegger betydelig bruk av
teknologien fremover.

Kommersialisering av ny teknologi

Havbunnslogging begynte som
en idé ved Statoils forsknings-
senter i Trondheim i 1997. I
2002 etablerte Statoil firmaet
Electromagnetic Geoservices AS
(EMGS) for å utvikle ideen til et
kommersielt produkt. I 2004
solgte Statoil EMGS. Historien
om EMGS er en god illustrasjon
på Statoils arbeid for å utvikle
nye teknologiske løsninger fram
til kommersielle produkter og
tjenester.

Statoil investerer årlig 200-
300 millioner kroner i nyetabler-
inger. Viktige satsingsområder i
2004 har vært innen vann- og
gassrenseteknologi og teknologi
knyttet til transport og industri-
ell utnyttelse av gass.

 [www.statoil.com/
CTour-teknologi](http://www.statoil.com/CTour-teknologi)

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

Nye brønnrammer gjøres klar for trans-
port til Snøhvit-feltet. Statoil opererer
250 undervannsbrønner på norsk sokkel,
og er blant verdens ledende selskaper
innenfor undervannsproduksjon.



Statoil Innovation

Statoil har utviklet et program for kommersialisering av oppfinnelser gjort av egne ansatte.

Gjennom datterselskapet Statoil Innovation AS hjelper Statoil ansatte til å etablere teknologibedrifter og videreutvikle ideer.

Statoil Innovation tilfører kapital og kunnskap om bedriftsledelse og økonomi. Statoil konsentrerer sitt eierskap mot tidlige faser i utviklingen og kommersialiseringen. Etter hvert som selskapene vokser er det naturlig at Statoil trekker seg ut, og åpner for at andre aktører videreutvikler selskapene. Ved utgangen av 2004 har Statoil Innovation etablert seks bedrifter og 80 arbeidsplasser.

Leverandørutviklingsprogrammet

Siden 1991 har Statoil hatt et eget program, Leverandørutviklingsprogrammet (LUP), som har støttet kreative ideer som utvikles i små og mellomstore bedrifter.

15-20 prosjekter får årlig støtte gjennom dette programmet. Siden oppstarten av LUP er det etablert 40 bedrifter med totalt 300-400 arbeidsplasser. Ved årsskiftet pågikk det 17 prosjekter, 10 nye ble etablert og 11 ble avsluttet i 2004.


Ny energi

Ny energi er Statoils enhet for å ivareta nye forretningsmuligheter som følge av økt oppmerksomhet

og innsats innenfor bærekraftig utvikling. Ny energi utvikler forretningsmuligheter og foretar strategiske investeringer innen utvalgte områder knyttet til anvendelse av elektrisitet og hydrogen som blir stadig viktigere energibærere.

Forretningsengasjementene er av en slik art at Statoil kan bringe med seg kompetanse fra olje- og gassaktivitetene inn i den nye virksomheten. Sentrale områder er CO₂-håndtering, hydrogen som energibærer, fornybar energi og løsninger for økt energieffektivitet.

 www.statoil.com/lup

 www.statoil.com/nyenergi

Solgte innovasjonsbedriften APL

I 2004 solgte Statoil selskapet Advanced Production and Loading AS (APL).

Statoil grunnla APL i 1993, og selskapet utviklet seg til å bli en ledende leverandør av teknologiløsninger for produksjon og lasting av olje til havs. Etter ti år hadde selskapet 100 ansatte og en årlig omsetning på om lag 500 millioner kroner. 90 prosent av omsetningen kom fra internasjonale aktiviteter.



Kristin-plattformen klar for utslep fra Aker Kværners verft på Stord. Utbyggingen av Kristin-feltet, som har ekstreme trykk- og temperaturforhold, er et godt eksempel på Statoils kompetanse innenfor reservoarstyring og havbunns-teknologi.

Mennesker og samfunn

Statoil har i 2004 revidert verdier og lederprinsipper med det formål å gjøre verdigrunnlaget tydeligere. En bedrift kan ikke velge om den vil ha en kultur, men den kan velge å arbeide systematisk mot en ønsket kultur. Vårt verdigrunnlag forteller hvilken kultur vi arbeider mot. For å skape gode forretningsresultater over tid, er vi avhengig av kompetente og motiverte medarbeidere.

 www.statoil.com/vi_i_statoil

Verdigrunnlaget vil hjelpe oss til å påvirke utviklingen av et godt arbeidsmiljø og en sterk bedriftskultur kjennetegnet av de egenskapene våre verdier beskriver. Disse egenskapene er profesjonalitet, nyskaping, sannferdighet, omtenksomhet og evnen til å være tett på oppgavene.

Skal vi lykkes i å utvikle en felles og sterk bedriftskultur, er vi avhengig av at ledere demonstrerer samsvar mellom ord og handling. Statoils verdifundament og krav til en enhetlig praksis er grunnpilaren i våre ledertreningsprogrammer.

Om lag 400 ledere har i 2004 deltatt i ulike utviklingsprogrammer, og 48 lederlag har benyttet et eget opplegg for lagutvikling. Fra første kvartal 2004 har det vært gjennomført et tredagers introduksjonsprogram for eksternt rekrutterte ledere og spesialister.

Rekruttering

Statoil ASA er Norges største lærlingbedrift og holder et stabilt og høyt nivå på utdanning av fagarbeidere. I 2004 tok vi inn 128 lærlinger, mot 111 i 2003. For tiden er det 251 lærlinger i Statoil, fordelt på 23 forskjellige læresteder.

Det er også etablert en praksiskandidatordning der medarbeidere kan oppnå fagbrev gjennom å dokumentere tilstrekkelig og relevant praksis og teori godkjent av Yrkesopplæringsnemnda. For tiden er det stor pågang for fagbrev innen kranfaget, der over 100 medarbeidere har meldt sin interesse.

Statoil etablerte i 2001 et konserntreineeprogram. Gjennom strukturerte utviklingsløp skal programmet dekke deler av Statoils langsiktige kompetanse-

behov innen utvalgte fagområder. Siden oppstarten har 20 – 25 traineer årlig vært igjennom programmet. De fleste er sivilingeniører og siviløkonomer, og utviklingen går i retning av at flere av traineene har sin utdanning fra utlandet. Kjønnfordelingen var lik mellom kvinner og menn ved inn-taket i 2004. Statoils traineeprogram er kåret til det mest populære blant norske studenter, og selskapet er også kåret til den mest attraktive arbeidsgiveren åtte år på rad blant teknologistudentene og tre år på rad blant økonomistudentene.

Likestilling

Likestillingsarbeidet er en viktig del av personalpolitikken i Statoil. Det gjelder særlig innenfor områdene rekruttering, kompetanse- og karriereutvikling samt lønns- og



Statoils verdier og lederprinsipper, her samlet i heftet Vi i Statoil, er revidert i 2004.





Både unge fotballtalenter og det norske A-landslaget for kvinner sponses av Statoil. De to jentene i konsentrert spill på bildet var sommeren 2004 deltakere på Statoils fotballakademi. Statoils fotballakademi i Kristiansund samlet 50 jenter og gutter i alderen 14 til 18 år som fikk trene sammen med fotballproffen Ole Gunnar Solskjær.

arbeidsvilkår. I dag har morselskapet en kvinneandel på 27 prosent.

Andelen kvinnelige ledere i Statoilkonsernet er 26 prosent. Det er noe ulik andel mellom de forskjellige forretningsområdene. For yngre ledere er kvinneandelen høyere. Blant ledere under 45 år er andelen 35 prosent. Statoil har egne utviklingsprogram for ledere, og andelen kvinnelige deltagere har de siste årene vært stabil på rundt 30 prosent.

18 prosent av våre fagarbeidere er kvinner, og prosentandelen vil øke. I 2004 var kvinneandelen av rekrutterte fagarbeidere i morselskapet Statoil ASA på 29 prosent. I snitt har kvinnelige fagarbeidere noe lavere grunnlønn enn mannlige fagarbeidere. Dette skyldes at mennene i snitt har lengre erfaring enn kvinner, og det gir utslag i et tariff lønnsystem.

Statoil er en kompetansebedrift, hvor over halvparten av de ansatte har høyskole- eller universitetsutdanning. Kvinnene er relativt godt representert innenfor tekniske disipliner. 19 prosent av overingeniørene er kvinner, og de tjener i gjennomsnitt 98,5 prosent av hva mannlige kolleger tjener. Lønnsforskjellen skyldes i hovedsak ulik erfaringlengde. Blant overingeniørene, som har inntil 20 års erfaring, er kvinne-

andelen 29 prosent, og lønnsnivået er likt mellom kvinner og menn.

Ansatte i Statoil ASA belønnes i forhold til stilling, kompetanse og resultater. Gjennom den årlige individuelle lønnsjusteringen ivaretar vi også prinsippene om lik lønn for arbeid av lik verdi.

Som hovedregel er alle fast ansatte i Statoil ASA tilsatt i full stilling. Selskapet kan innvilge søknader om midlertidig redusert arbeidstid. Kvinner er i flertall blant de som søker. Selskapet har ordninger som fleksibel arbeidstid og fjernarbeid dersom arbeidets art gjør dette mulig uten særlige ulemper for virksomheten. Ansatte som har svangerskapspermisjon opprettholder sitt relative lønnsnivå i permisjonsperioden. Statoil dekker differansen mellom det Folketrygden yter og faktisk lønn i selskapet.

Kvinner i Statoil i 2004:

- 27% av ansatte i Statoil ASA
- 26% av lederstillingene i konsernet
- 29% av lærlingene i Statoil ASA
- 31% av nyansatte i Statoil ASA

Helse og arbeidsmiljø

Et godt arbeidsmiljø er viktig for den enkelte medarbeider og avgjørende for at selskapet skal nå sine mål. Vi tror at et høyt nivå innen helse og arbeidsmiljø

påvirker atferd og holdninger på en positiv måte. Det resulterer i økt effektivitet og god operasjonell regularitet som virker positivt inn på den totale verdiskapningen i samfunnet.

De ansattes vurderinger av arbeidsmiljøet kommer fram gjennom den årlige arbeidsmiljø- og organisasjonsundersøkelsen som er blitt gjennomført siden 1986. Resultatene er anonyme og kan ikke tilbakeføres til enkeltpersoner. Svarprosenten har ligget på 85 de siste årene.

Resultatene for 2004 viser at Statoil gjennomgående har et godt arbeidsmiljø, der de ansatte får anvende sin kompetanse og erfaring i jobben.

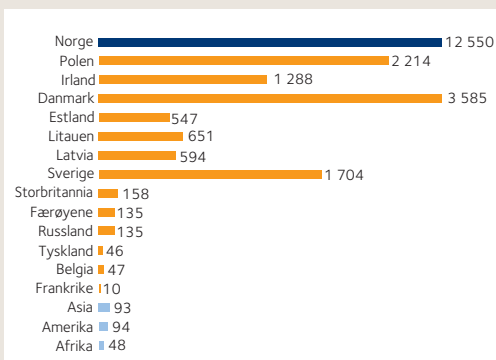
Inkluderende arbeidsliv

Statoil inngikk i 2002 avtale med trygdeetaten om å arbeide for et mer inkluderende arbeidsliv (IA). Utgangspunktet er at det er godt for både den fysiske og mentale helse å være i arbeid, og at arbeidsplassen er en viktig arena for å løse helse- og mestringsproblemer. Det innebærer at alle enheter skal følge opp ansatte som blir sykemeldt. Bedriften skal også legge forholdene til rette for eldre ansatte og ansatte med funksjonsbegrensninger, slik at flest mulig når avtalt pensjonsalder.

Statoils sykefravær (3,2 pro-

 www.statoil.com/hms

GEOGRAFISK FORDELING AV ANSATTE I UTVALGTE LAND (PER 31.12.2004)



Statoil hadde 23 899 medarbeidere ved utgangen av 2004. Det er en økning på 4 573 fra forrige årsskifte. Økningen skyldes først og fremst Statoils kjøp av ICAs andel i Statoil Detaljhandel Skandinavia. 47 prosent arbeider utenfor Norge.

sent for 2004) ligger under det halve av gjennomsnittet i Norge.

Statoils datterselskap i Sverige har redusert sitt sykefravær med 25 prosent i 2004. Nedgangen skyldes systematisk oppfølging av syke arbeidstakere. Bedriften ble i 2004 kåret til Sveriges beste arbeidsplass i konkurranse med 1 300 andre bedrifter.

Sikkerhet

I løpet av 2004 har tre personer mistet livet i arbeid for Statoil. Dødsulykkene skjedde i prosjektet South Pars 6, 7 og 8 i Iran, og de som omkom var ansatte hos leverandører som utførte arbeid for prosjektet. Ulykkene understreker behovet for å arbeide tett sammen med våre leverandører for å bedre sikkerheten for alle som arbeider for oss. I 2003 iverksatte Statoil Kollega-programmet for bedre sikkerhet hvor både egne og ansatte fra leverandørbedrifter deltar.

Nulltankegangen er fortsatt helt sentral i vårt sikkerhetsarbeid. Målet er å unngå ulykker som setter liv, helse, miljø og materielle verdier i fare.

Personskadefrekvens på 5,9 og alvorlig hendelsesfrekvens på 3,2 i 2004 er på linje med tilsvarende målinger i 2003. Vi har tro på en bedre utvikling framover, og på at det systematiske og

grundige sikkerhetsarbeidet som pågår vil gi resultater.

Samfunnsansvar

Statoil har over flere år arbeidet målrettet med å konkretisere hvordan vi tar samfunnsansvar, og vårt langsiktige mål er å forankre dette i hele forretningen. I løpet av 2004 har vi gjort viktige framskritt gjennom å etablere mer formelle krav til hvordan vi gjennomfører konsekvensutredninger, og til hvordan vi vurderer ikke-teknisk risiko i våre prosjekter. Vi har videre arbeidet med å identifisere de områder der vi møter de største utfordringene, og der vi har de største påvirkningsmulighetene. Disse områdene er lokale ringvirkninger, åpenhet og menneskerettigheter. I løpet av 2005 vil vi utvikle lokale planer med konkrete tiltak for å skape positive ringvirkninger og bidra til åpenhet og økt respekt for menneskerettighetene.

Menneskerettigheter

Statoil opererer i en rekke land med utfordringer på menneskerettighetsområdet. Vi arbeider derfor målrettet med hvordan vi kan ivareta menneskerettighetene på best mulig måte i vår virksomhet.

Statoil har en utstrakt dialog med andre selskaper og organisasjoner om menneskerettighets-spørsmål. Gjennom vår tilslutning

til Global Compact, FNs prinsipper for ansvarlig forretningsførsel, og i det nordiske Global Compact-nettverket, kan vi både lære fra og påvirke andre selskaper. Vi har også gått inn i Business Leaders Initiative on Human Rights som representant for energisektoren. Initiativet omfatter ti internasjonale selskaper fra ulike sektorer, som har forpliktet seg til å dele erfaringer knyttet til menneskerettigheter. Vi har en samarbeidsavtale med Amnesty International Norge, og er i dialog med andre menneskerettighetsorganisasjoner. Menneskerettighetene er videre en sentral del av vår avtale med FNs utviklingsfond UNDP.

Sosiale investeringer

Som en del av vårt samfunnsansvar, gir vi støtte til utviklingsprosjekter i land der vi har virksomhet. I 2004 bruke vi 6,5 millioner USD på slike prosjekter. Statoil har investert 2,5 millioner USD i Verdensbankens Community Development Carbon Fund. Fondet investerer i småskala-prosjekter som reduserer utslipp av klimagasser i utviklingsland og samtidig gir sosiale fordeler for lokalsamfunnene. I forbindelse med flodbølgekatastrofen i Øst-Asia bevilget Statoil et engangsbeløp på 11,5 millioner kroner til vår partner Norges Røde Kors.

Statoils bærekraftsrapport 2004 inneholder mer utfyllende informasjon om bedriften og medarbeiderne, økonomi og ringvirkninger, HMS og samfunnsansvar



I løpet av året benyttet vi oss av 22 500 leverandører i 80 land.

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 virksomhet på en forsvarlig måte. Vi arbeider målrettet og kontinuerlig for å forbedre våre prestasjoner.

 www.statoil.com/hms

 www.statoil.com/snohvit

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 gassinstallasjonene 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 og at risiko for at utslipp og bruk av kjemikalier som kan forårsake skade, 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.

Utslipp og miljøpåvirkning

Utvinning av olje og gass gir utslipp til det ytre miljø.

Utslippene påvirkes av det en-

kelte 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 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,

Snohvit-prosjektet er den første utbyggingen i Barentshavet og i Finnmark. Dette stiller spesielle krav til helse, miljø og sikkerhet (HMS). Det er lagt særlig vekt på sikkerhet og miljø ved utformingen av de tekniske løsningene.





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. 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 skadelige utslipp fra sine olje- og gassfelt innen 2005, i tråd med myndighetenes krav. Et sentralt virkemiddel er utvikling av ny renseteknologi kalt C-Tour.

Kjemikaliestyling har vært et viktig innsatsområde også i 2004. Statoils kjemikalieutslipp fra sokkelvirksomheten er redusert fra 59 500 tonn i 2003 til 53 600 tonn i 2004, og består av 85 prosent kjemikalier (86 prosent i 2003) som har liten eller ingen miljørisiko. 15 prosent av utslippet (13 prosent i 2003) er kjemikalier med akseptable miljøegenskaper. Mulige miljøfarlige kjemikalier utgjør 0,3 prosent (0,6 prosent i 2003).

Miljøovervåking

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

Vi arbeider for å nå vårt mål om reduksjon i årlige klimagassutslipp fra Statoil-opererte anlegg, med 1,5 millioner tonn CO₂ innen 2010, i forhold til om ikke særskilte tiltak iverksettes. Ved utgangen av 2004 har vi nådd 26 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 har gjort de nødvendige forberedelser for å kunne utnytte Kyoto-mekanismene, og deltar i handel med utslippskvoter for å oppfylle framtidige krav om reduserte klimagassutslipp. Gjennom investeringer på henholdsvis 10 og 2,5 millioner USD i World Bank Prototype Carbon Fund og Community Development Carbon Fund, har vi andeler i om lag 60 prosjekter som vil gi betydelige utslippsreduksjoner.

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. Statoil deltar i et bredt samarbeid med andre selskaper og miljøorganisasjoner for å ivareta biologisk mangfold.

Strengt krav til transport

Mer enn 100 millioner tonn

 www.statoil.com/hms

Statoils tankskipstrafikk har ikke medført vesentlige olje- eller kjemikalieutslipp i 2004. Til sammen ble mer enn 100 millioner tonn råolje og produkter transportert med skip.



hydrokarboner ble transportert med tankskip fra felt, terminaler og raffinerier til kunder over hele verden, med hovedaktivitet i Nord-Europa.

Tankskipsaktiviteten i 2004 har ikke medført vesentlige olje- eller kjemikalieutslipp.

Statoils egne og innleide tankbiler kjørte i 2004 om lag 49 millioner kilometer for å transportere våre produkter til servicestasjoner og kunder. CO₂-utslipp fra tankbilene i 2004 er beregnet til 46 500 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.

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 avgassrenseteknologi.

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.

Raffineriet i Kalundborg har i 2004 gjort ytterligere investeringer for å øke produksjonen av svovelfri diesel. All bensin og diesel som leveres til det skandinaviske marked fra Kalundborg- og Mongstad-raffineriet, er nå tilnærmet svovelfri.

Reduserte utslipp med biodrivstoff

Bruk av biodrivstoff gir reduserte utslipp av klimagasser. I Sverige selger Statoil bensin med bioetanol og diesel med rapsolje som bio-drivstoff. Statoil leverer stadig større mengder fornybar energi gjennom produksjon og salg av trepellets som lages av avfallsprodukter fra skogbruks-

industrien. Trepellets utgjør et alternativ til fyringsolje, naturgass og elektrisitet.

Investeringer og kostnader

Per 31. desember 2004 er det avsatt 18,6 milliarder kroner til framtidig nedstengning og fjerningsutgifter av olje- og gassproduserende installasjoner og anlegg. I 2004 er konsernsultatregnskapet belastet med 1,6 milliarder kroner relatert til fjerning og nedstegning.

Gjenbruk av installasjoner og utstyr fra sokkelvirksomheten gir økonomiske og miljømessige gevinster. I 2004 omsatte Statoil overskuddsmateriell for 48 millioner kroner.

CO₂-avgift innbetalt i 2004 for våre utslipp på norsk kontinentalsokkel utgjør rundt 774 millioner kroner.

Mer informasjon om Statoil og miljø finnes i HMS-regnskapet på side 42-48 og i miljøkapittelet side 32-41 i Statoils bærekraftrapport



Statoil produserer og selger en lang rekke produkter, og målet er at de skal være i fremste rekke når det gjelder brukstekniske og miljømessige egenskaper.

HMS-regnskap for 2004

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 «føre-var»-prinsippet legges til grunn for vår virksomhet.

 www.statoil.com/hms

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. De fleste sentrale operative enheter er nå sertifisert i henhold til ISO 9001 og/eller ISO 14001, og i løpet av 2005 forventes at alle vil være det. Oversikt over sertifiserte enheter finnes på www.statoil.com/sertifisering.

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 sys-

tematisk og målrettet forbedringsarbeid.

HMS-dataene samles inn i resultatenehetene 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. Det henvises til www.statoil.com/hms der kvartalsvis HMS-statistikk er samlet og gjort 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 og Kollsnes, 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 servicestasjonene inkluderes kun oljesøl når det gjelder data innen ytre miljø.

Historiske data inkluderer tall relatert til oppkjøpt virksomhet fra oppkjøpsdato. Tilsvarende er tall

relatert til avhendet virksomhet inkludert frem til avhendelsesdato.

Resultatene

Statoil ble rammet av tre dødsulykker i 2004. En person omkom den 4. mai etter en ulykke på løftefartøyet *Stanislav Yudin*, mens to personer døde etter ulykker på rørbehandlingsanlegget Sadaf den 3. og 11. september. Alle tre ulykkene rammet leverandøransatte på South Pars-prosjektet i Iran.

Ulykkene er gransket, årsaksforhold kartlagt og forbedringstiltak iverksatt.

HMS-regnskapet viser utviklingen av HMS-måleindikatorene over siste femårsperiode. Ressursbruk, utslipp og avfallsmengder for de største Statoil-opererte landanlegg, samt for Statoil-operert virksomhet på

norsk sokkel, er vist i egne miljødataplansjer. Det vises også til informasjon om helse, miljø og sikkerhet gitt i virksomhetsberetningen (side 36-41) og i styrets beretning.

Til sammen er det utført 105 millioner arbeidstimer (leverandører inkludert) som danner grunnlaget for HMS-regnskapet for 2004. Det er en økning på 13 millioner arbeidstimer i forhold til 2003. Økningen skyldes i hovedsak økt prosjektaktivitet innen forretningsområdene Undersøkelse og produksjon Norge (Snøhvit), Naturgass (KEP 2005 og Langeled) og Internasjonal Undersøkelse og produksjon (South Pars). Leverandører utfører en betydelig del av de oppgaver Statoil står ansvarlig for som operatør eller hovedbedrift.

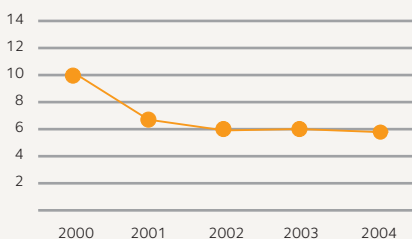
For Statoil samlet sett er personskedefrekvens (som omfatter Statoil-ansatte og leverandører) redusert fra 6,0 i 2003 til 5,9 i 2004, mens fraværsskedefrekvens (omfatter personskader som fører til fravær) er redusert fra 2,6 i 2003 til 2,3 i 2004. Alvorlige hendelsesfrekvens for 2004 er uendret sammenliknet med 2003.

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

Statoil er i 2004 ilagt en bot for HMS-relaterte forhold. Boten på 1 million kroner ble ilagt på grunn av utslipp av kjemikalier fra Heidrun-plattformen på Haltenbanken i februar 2000.

Statoils måleindikatorer innen HMS

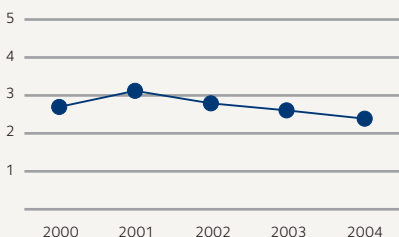
PERSONSKADEFREKVENS



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

Utvikling: Personskadefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) er 5,9 i 2004 mot 6,0 i 2003. For Statoil-ansatte er det en forbedring (fra 3,7 i 2003 til 2,8 i 2004), mens den for våre leverandører er 7,9, og det er uendret sammenliknet med 2003.

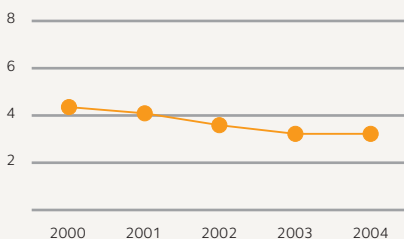
FRAVÆRSSKADEFREKVENS



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

Utvikling: Fraværsskadefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) er forbedret fra 2,6 i 2003 til 2,3 i 2004. Denne frekvens er målt siden 1987, men aldri tidligere har frekvensen vært så lav som for 2004. For Statoil-ansatte er det en forbedring fra 1,8 i 2003 til 1,5 i 2004, og for våre leverandører er forbedringen fra 3,3 i 2003 til 2,8 i 2004.

ALVORLIG HENDELSSEFREKVENS

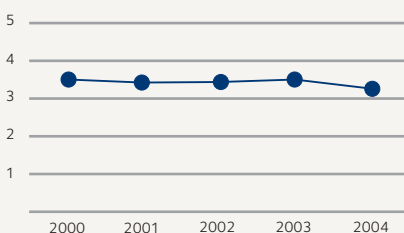


Definisjon: Summen av antall uønskede hendelser med stor alvorlighetsgrad per million arbeidstimer (1)

Utvikling: Alvorlig hendelsesfrekvens (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) er 3,2 i 2004, og det er uendret i forhold til 2003.

(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.

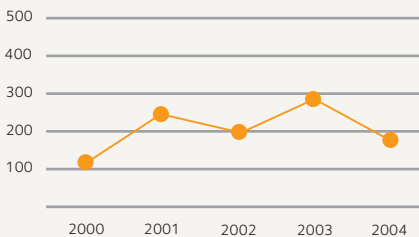
SYKEFRAVÆR



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

Utvikling: Sykefraværet er 3,2 i 2004 mot 3,5 prosent i 2003. Sykefraværet har vært stabilt lavt over hele femårsperioden. Resultatet ligger godt under gjennomsnittet i Norge (7,3 prosent per 3. kvartal 2004 i følge Statistisk sentralbyrå).

OLJESØL

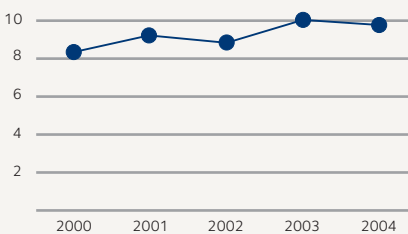


Definisjon: Uttsiktete oljeutslipp til ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet (m³) (2)

Utvikling: Antall uttsiktete oljeutslipp er redusert fra 542 søl i 2003 til 487 i 2004. Mengde av uttsiktete oljeutslipp er også redusert fra 288 m³ i 2003 til 186 m³ i 2004. Figuren viser mengde oljesøl i m³.

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

UTSLIPP AV CO₂

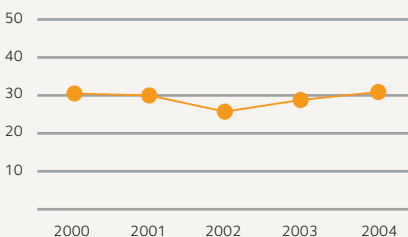


Definisjon: Totalt utslipp av CO₂ i million tonn fra Statoil-operert virksomhet (3)

Utvikling: Totalt utslipp av CO₂ er redusert fra 10,0 millioner tonn i 2003 til 9,8 millioner tonn i 2004. For virksomheten på norsk sokkel er CO₂-utslippet for 2004 uendret i forhold til 2003 (6,2 millioner tonn), mens det for forretningsområdet Foredling og markedsføring er en reduksjon (fra 2,5 millioner tonn i 2003 til 2,3 millioner tonn i 2004). For de øvrige forretningsområdene er det kun mindre endringer.

(3) CO₂-utslipp omfatter alle utslippskilder som turbiner, kjeler, ovner, motorer, fakler, boring av lete- og produksjonsbrønner, brønntesting/brønnopprensning, samt restutslipp fra rensanlegg 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

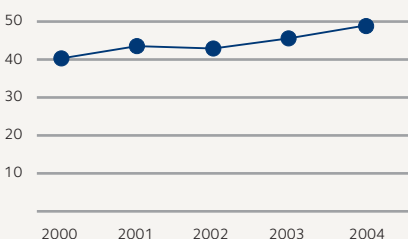


Definisjon: Totalt utslipp av NO_x i tusen tonn fra Statoil-operert virksomhet (4)

Utvikling: Totalt utslipp av NO_x er økt fra 29,9 tusen tonn i 2003 til 31,1 tusen tonn i 2004. Økningen skyldes i hovedsak aktiviteter innenfor forretningsområdet Undersøkelse og produksjon Norge (økning fra 25,4 tusen tonn i 2003 til 27,4 tusen tonn i 2004). For de øvrige forretningsområdene er det kun mindre endringer.

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

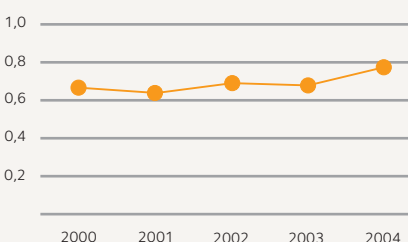
ENERGIFORBRUK



Definisjon: Totalt energiforbruk i TWh for Statoil-operert virksomhet. Dette inkluderer netto kjøp av elektrisk energi og varmeenergi (damp), 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 47,1 TWh i 2003 til 48,1 i 2004. Økningen skyldes i hovedsak aktiviteter innen forretningsområdet Undersøkelse og produksjon Norge (økning på 0,6 TWh fra 2003 til 2004) og Naturgass (økning på 0,8 TWh), mens forretningsområdet Foredling og markedsføring har en reduksjon (på 0,3 TWh fra 2003 til 2004). For de øvrige forretningsområdene er det kun mindre endringer.

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 er forbedret fra 0,67 i 2003 til 0,76 i 2004. Samtlige forretningsområder, med unntak av Foredling og markedsføring, har økt gjenvinningsgrad i 2004 sammenliknet med 2003.

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

Miljødata for 2004

NORSK KONTINENTALSOKKEL¹⁾

ENERGI

Diesel ²⁾	1 350 GWh
Elektrisk kraft	18 GWh
Brenngass	24 100 GWh
Fakklegass	3 100 GWh

RÅSTOFFER³⁾

Olje/kondensat	82,6 mill. Sm ³
Gass ⁴⁾	88,6 mrd. Sm ³
Vann	103 mill. Sm ³

HJELPESTOFFER

Kjemikalier prosess/produksjon	43 100 tonn
Kjemikalier boring/brønn	163 000 tonn

ANNET

Injeksjonsvann til trykkstøtte	159 mill. Sm ³
--------------------------------	---------------------------



PRODUKTER

Olje/kondensat	82,6 mill. Sm ³
Gass for salg	60,3 mrd. Sm ³

UTSLIPP TIL LUFT⁵⁾

CO ₂	6,20 mill. tonn
nmVOC ⁶⁾	100 000 tonn
Metan ⁶⁾	20 600 tonn
NO _x	27 400 tonn
SO ₂	273 tonn

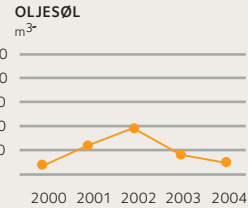
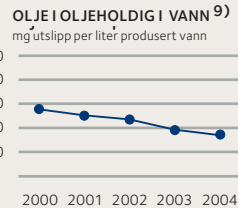
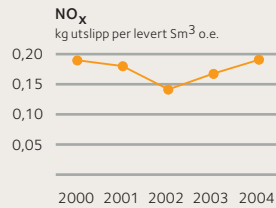
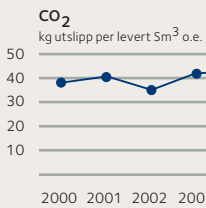
UTSLIPP TIL VANN⁷⁾

Produsert vann ⁸⁾	93,3 mill. Sm ³
Olje i oljeholdig vann ⁹⁾	1 610 tonn
Utsiktede oljeutslipp (oljesøl)	17 m ³
Kjemikalier: ¹⁰⁾	
Prosess/produksjon	20 300 tonn
Boring og brønn	33 300 tonn
Utsiktede kjemalieutslipp	587 m ³

AVFALL¹¹⁾

Avfall til deponi	2 440 tonn
Avfall til gjenvinning	6 630 tonn
Gjenvinningsgrad	0,73
Farlig avfall:	
Oljeholdig borekaks/boreslam	74 600 tonn
Annet	4 000 tonn

- Inklusiv britisk del av Statfjord. Eksklusiv Kollsnes gassanlegg og Snøhvit-prosjektets landanlegg
- Utgjør 114 000 tonn
- Inklusiv 2,57 mill. Sm³ o.e. forsyning fra tredjepart (Sigyn)
- Inklusiv brenngass (2,33 mrd. Sm³), fakklegass (0,26 mrd. Sm³) og injisert gass til bl.a. trykkstøtte (26,0 mrd. Sm³)
- I tillegg kommer utsiktede gassutslipp (i hovedsak pga Snorre-hendelsen i november) beregnet til 1370 tonn
- Inklusiv bøyelasting
- Myndighetenes krav er oppfylt for alle parametre på årsbasis. Utsiktede utslipp kommer i tillegg (målet er null slike utslipp)
- I tillegg renses 9,2 mill. Sm³ produsert vann i grunnen
- Mengden produsert vann har økt, men pga bedret rensing går mindre olje til utslipp (1610 tonn i 2004 mot 1770 tonn i 2003)
- Inklusiv 45 600 tonn vann og grønne kjemikalier
- Inklusiv avfall fra basedrift på land (1 080 tonn næringsavfall og 2 250 tonn farlig avfall)



KOLLSNES GASSANLEGG *

ENERGI

Elektrisk kraft	1440 GWh
Brenngass	96 GWh
Fakklegass	177 GWh

RÅSTOFFER

Våtgass Troll A	21,6 mrd. Sm ³
Våtgass Troll B	2,45 mrd. Sm ³
Våtgass Troll C	2,45 mrd. Sm ³

HJELPESTOFFER

Monetylenglykol	967 m ³
Lut	50 m ³
Øvrige kjemikalier	25 m ³

VANNFORBRUK

Ferskvann	55 600 m ³
-----------	-----------------------



PRODUKTER

Gass	28,6 mrd. Sm ³
Kondensat	0,84 mill. Sm ³

UTSLIPP TIL LUFT^{1) 4)}

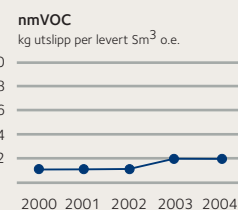
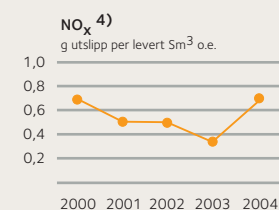
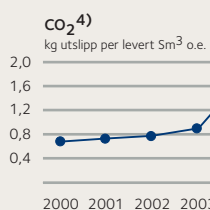
CO ₂	50 900 tonn
nmVOC	489 tonn
Metan	936 tonn
NO _x	19,3 tonn
CO	31,2 tonn

UTSLIPP TIL VANN^{1) 3)}

Vann fra rensanlegg/avløp	142 000 m ³
Totalt organisk karbon (TOC)	3,91 tonn
Monetylenglykol	7,66 tonn
Metanol	1,13 tonn
Hydrokarboner	0,05 tonn
Ammonium	0,02 tonn
Fenol	0,01 tonn

AVFALL²⁾

Avfall til deponi	383 tonn
Avfall til gjenvinning	413 tonn
Gjenvinningsgrad	0,52
Farlig avfall:	
Slam fra rensanlegg	85,3 tonn
Farlig avfall forørig	1 920 tonn



* Gassco er operatør for anlegget, men Statoil er ansvarlig for teknisk drift av det

- Myndighetenes krav er overholdt for alle parametre for året 2004 med unntak av CO
- Inklusiv avfall fra prosjektvirksomhet på Kollsnes
- Et utslipp på 5 liter diesel til grunn, ingen utsiktede utslipp av olje til sjø
- Oppstart og innkjøring av nytt NGL-anlegg i 2004 har bl.a. ført til mer faking og økte CO₂-, CO- og NO_x-utslipp

MONGSTAD¹⁾

ENERGI

Elektrisk kraft	398 GWh
Fyrgass og damp	5 830 GWh
Fakkeltgass	397 GWh

RÅSTOFFER

Råolje	7 390 000 tonn
Andre prosessråstoff	2 085 000 tonn
Blandekomponenter	168 000 tonn

HJELPESTOFFER

Syre	552 tonn
Lut	1 180 tonn
Tilsetningsstoffer	1 390 tonn
Prosesskjemikalier	3 240 tonn

VANNFORBRUK

Ferskvann	3 318 000 m ³
-----------	--------------------------



PRODUKTER²⁾

Propan	9 355 000 tonn
Butan	
Nafta	Gassolje
Bensin	
Flydrivstoff	Koks/svovel

UTSLIPP TIL LUFT³⁾

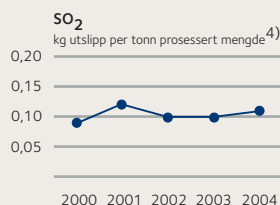
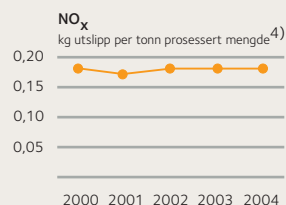
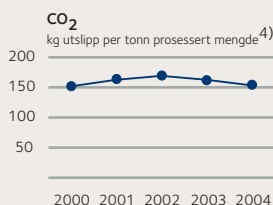
CO ₂	1 448 000 tonn
nmVOC raffineri	9 070 tonn
nmVOC terminal	4 710 tonn
Metan	2 100 tonn
NO _x	1 690 tonn
SO ₂	1 030 tonn

UTSLIPP TIL VANN³⁾

Olje i oljeholdig vann	3,6 tonn
Utsiktede oljeutslipp	0,7 m ³
Fenol	1,4 tonn
Ammonium	34,4 tonn

AVFALL

Avfall til deponi	947 tonn
Avfall til gjenvinning	1 090 tonn
Gjenvinningsgrad	0,54
Farlig avfall	1 510 tonn



- 1) Inkluderer data for raffineri, råoljeterminal og Vestprosess-anlegg
- 2) Produkter levert over kai
- 3) Myndighetenes krav er overholdt for alle parametre (inkl. støy)
- 4) Prosessert mengde er råolje og andre prosessråstoff

KALUNDBORG

ENERGI

Elektrisk kraft	168 GWh
Damp	71 GWh
Fyrgass og olje	2 390 GWh
Fakkeltgass	84 GWh

RÅSTOFFER

Råolje	4 696 000 tonn
Andre prosessråstoff	10 500 tonn
Blandekomponenter	214 000 tonn

HJELPESTOFFER

Syre	627 tonn
Lut	1 200 tonn
Tilsetningsstoffer	10 tonn
Prosesskjemikalier	506 tonn
Ammoniakk (flytende)	2 010 tonn

VANNFORBRUK

Ferskvann	1 672 000 m ³
-----------	--------------------------



PRODUKTER

Propan	4 921 000 tonn
Butan	
Nafta	Gassolje
Bensin	Fyringsolje
Flydrivstoff	ATS (gjødsel)

UTSLIPP TIL LUFT²⁾

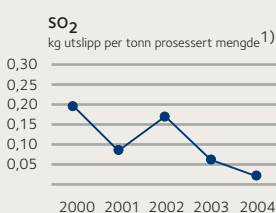
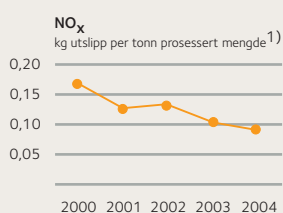
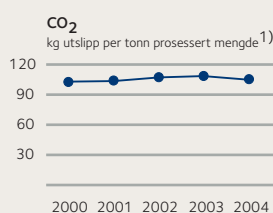
CO ₂	492 000 tonn
nmVOC	2 400 tonn
Metan	600 tonn
NO _x	404 tonn
SO ₂	104 tonn

UTSLIPP TIL VANN²⁾

Olje i oljeholdig vann	1,9 tonn
Utsiktede oljeutslipp	11,0 m ³
Fenol	0,1 tonn
Suspendert stoff	49,8 tonn
Sulfid	0,03 tonn
Nitrogen	21,0 tonn

AVFALL

Avfall til deponi	133 tonn
Avfall til gjenvinning	369 tonn
Gjenvinningsgrad	0,74
Farlig avfall	1 250 tonn



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

TJELDBERGODDEN

ENERGI

Diesel	1 GWh
Elkraft	68 GWh
Brenngass	1 610 GWh
Fakkeltgass	95 GWh

RÅSTOFFER

Rikgass	456 000 tonn
Kondensat	0 tonn

HJELPESTOFFER

Lut	238 tonn
Syre	67 tonn
Andre kjemikalier	4 tonn

VANNFORBRUK

Ferskvann	449 000 m ³
-----------	------------------------



PRODUKTER

Metanol	848 000 tonn
Oksygen	7 310 tonn
Nitrogen	4 700 tonn
Argon	11 500 tonn
LNG	12 800 tonn

UTSLIPP TIL LUFT¹⁾

CO ₂	341 000 tonn
nmVOC	180 tonn
Metan	90 tonn
NO _x	386 tonn
SO ₂	0,2 tonn

UTSLIPP TIL VANN^{1) 4)}

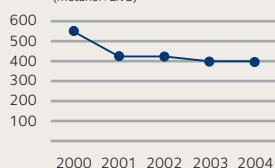
Kjølevann	158 mill. m ³
Totalt organisk karbon (TOC)	0,9 tonn
Suspendert stoff (SS)	0,74 tonn
Nitrogen	0,36 tonn

AVFALL

Avfall til deponi	0 tonn
Avfall til gjenvinning	161 tonn
Gjenvinningsgrad	1,00
Farlig avfall:	
Slam fra renseanlegg	191 tonn
Annet	22 tonn

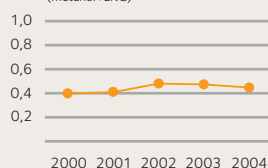
CO₂

kg utslipp per tonn produkt
(metanol+LNG)³⁾



NO_x

kg utslipp per tonn produkt
(metanol+LNG)



nmVOC

kg utslipp per tonn produkt
(metanol+LNG)²⁾



- 1) Myndighetskrav er overholdt for alle parametre (inkl. støy) unntatt for pH (døgnkonsesjon)
- 2) Ny metode for måling av metan og nmVOC ble tatt i bruk i 2002
- 3) Ved kvalitetssikring av beregningsmetoder ifm. søknad om utslipp av CO₂ og kvoter, er CO₂-utslippene oppdatert
- 4) I tillegg har det vært to utslipstede utslipp (2,44 m³ metanol og 0,03 m³ diesel)

KÅRSTØ GASSPROSESSERINGSANLEGG OG TRANSPORTNETT*

ENERGI¹⁾

Fyrgass	5 960 GWh
Elektrisk kraft kjøpt	196 GWh
Diesel	1 GWh
Fakkeltgass	310 GWh

RÅSTOFFER²⁾

Rikgass	18,7 mill. tonn
Kondensat	4,34 mill. tonn

HELPESTOFFER/VANNFORBRUK

Saltsyre	170 tonn
Natriumhydroksyd	126 tonn
Ammoniakk	38,3 tonn
Metanol	30 tonn
Andre kjemikalier	5,5 tonn
Ferskvann	1 mill. m ³



PRODUKTER⁶⁾

Tørrgass	14,8 mill. tonn
Propan	2,67 mill. tonn
I-butan	0,55 mill. tonn
N-butan	1,01 mill. tonn
Nafta	0,61 mill. tonn
Kondensat	2,63 mill. tonn
Etan	0,49 mill. tonn
Elektrisk kraft solgt	35 GWh

UTSLIPP TIL LUFT^{3) 5)}

CO ₂	1 186 000 tonn
nmVOC	2 610 tonn
Metan	1 310 tonn
NO _x	1 010 tonn
SO ₂	2,68 tonn

UTSLIPP TIL VANN⁵⁾

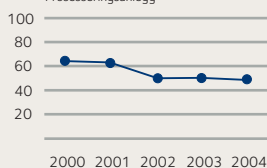
Kjølevann	306 mill. m ³
Vann fra renseanlegg	0,58 mill. m ³
Olje i oljeholdig vann	154 kg
Utslipstede oljeutslipp	0,35 m ³
Totalt organisk karbon (TOC)	2,3 tonn

AVFALL⁴⁾

Avfall til deponi	174 tonn
Avfall til gjenvinning	2 730 tonn
Gjenvinningsgrad	0,94
Farlig avfall	337 tonn

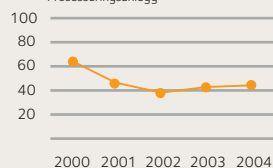
CO₂

kg utslipp per tonn produkt
Prosesseringsanlegg



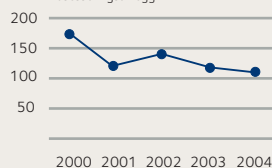
NO_x

g utslipp per tonn produkt
Prosesseringsanlegg



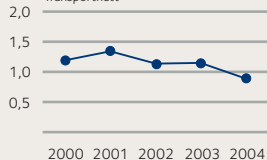
nmVOC

g utslipp per tonn produkt
Prosesseringsanlegg



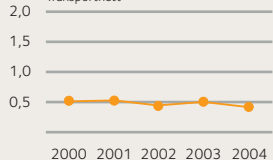
CO₂

kg utslipp per tonn produkt
Transportnett



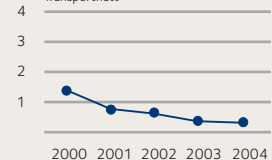
NO_x

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: 247 GWh fyrgass
- 2) Eksklusiv gasstransport utført av Transportnett: 70,7 mill. tonn
- 3) Inklusiv utslipp Transportnett: 61700 tonn CO₂, 31 tonn NO_x, 17 tonn nmVOC, 151 tonn metan og 60 kg SO₂
- 4) Inklusiv avfall Transportnett: 20 tonn til deponi, 101 tonn til gjenvinning og 21,6 tonn farlig avfall.
- 5) Myndighetskrav er overholdt for alle parametre (inkl. støy) for året 2004
- 6) Produkter fra prosesseringsanlegget

Rapport fra Ernst & Young AS

Verifikasjonsrapport med rimelig grad av sikkerhet

Til interessentene til Statoil ASA

Omfang av engasjement

Vi er engasjert av ledelsen i Statoil for å gi en uavhengig uttalelse av helse-, miljø- og sikkerhetsregnskapet (HMS-regnskapet) for Statoil ASA i 2004, slik dette er presentert i årsrapporten for 2004 på sidene 42-48.

Vårt arbeid har vært utført i henhold til kravene for verifikasjonsarbeid med rimelig grad av sikkerhet ("reasonable assurance level"), i ISAE 3000 (godkjent desember 2003), "Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information". Formålet med "å oppnå verifisering med rimelig grad av sikkerhet", henviser til kvaliteten og omfanget av verifikasjonsbevis som vi er påkrevd å samle inn, for å kunne konkludere at HMS-regnskapet som helhet ikke inneholder noen vesentlige feil, og at regnskapet er pålitelig og tilstrekkelig.

Statoils ledelse er ansvarlig for HMS-regnskapet.

Rapporteringskriterier

I dette verifikasjonsarbeidet har vi brukt Statoils interne rapporteringskriterier som er spesifikt utarbeidet for HMS, slik det er beskrevet i teksten på sidene 42-43, sammen med relevante kriterier i retningslinjer for bærekraftsrapportering fra Global Reporting Initiative (GRI). Vi anser disse rapporteringskriteriene for å være relevante og tilstrekkelige for å verifisere Statoils HMS-regnskap.

Arbeid

Vårt fokus har vært å oppnå verifikasjon med rimelig grad av sikkerhet på at HMS-regnskapet er pålitelig, og at HMS-prestasjonene er presentert på en hensiktsmessig måte. Formålet inkluderer undersøkelser i forhold til:

- akseptable og konsistente rapporteringsprinsipper
- pålitelighet på historisk informasjon som er presentert på aktuelle sider i årsrapporten
- fullstendighet i informasjonen, samt tilstrekkelighet i fremstillingene

Vårt arbeid har inkludert:

- diskusjoner med ledelsen for HMS omkring innholdet av HMS-regnskapet
- besøk på ti rapporteringsenheter som er utvalgt av Ernst & Young (utvelgelse er basert på prinsipp om rotering kombinert med evaluering av enhetens karakter, betydning og spesifikke risikoer). Under disse enhetsbesøkene har vi intervjuet ledere og ansatte som bidrar til innsamling av data for HMS-regnskapet
- testing, på stikkprøvebasis, for å verifisere at tallene fra de ulike rapporteringsenhetene er blitt korrekt tatt inn 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

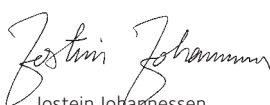
Konklusjoner

Basert på vårt arbeid, kan vi bekrefte følgende for HMS-regnskapet på sidene 42-48:

- Statoil har etablert et vel fungerende styringssystem innenfor HMS, og det arbeides aktivt med kontinuerlig forbedring
- HMS-regnskapet omhandler etter vår vurdering opplysninger om HMS-forhold som er vesentlige på konsernnivå
- opplysningene synes hensiktsmessig gjengitt i HMS-regnskapet
- det kontrollerte datagrunnlaget er generelt sett basert på definerte og konsistente måle-, analyse- og kvantifiseringsmetoder
- HMS-måleindikatorer og miljøplansjene er i overensstemmelse med opplysninger fremlagt av de ulike rapporteringsenhetene. Illustrasjoner av trender er i samsvar med historiske data

Stavanger, 9. mars 2005

ERNST & YOUNG AS



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. Dette kapitlet 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 eiernes 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 lovverk 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 en aksjeklasse og like rettigheter for alle aksjonærer.

Generalforsamling

Generalforsamlingen er selskapets høyeste organ, og ordinær generalforsamling avholdes innen utgangen av juni hvert år. Alle aksjonærer som er registrert i verdipapirsystemet (VPS) mottar innkalling til generalforsamlingen, og har rett til å fremme forslag og avgi sin stemme på generalforsamlingen direkte, eller gjennom fullmektig. Generalforsamlingen godkjenner regnskapet, disponerer 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. De aksjonærvalgte er Anne Kathrine Slungård (leder), Wenche Meldahl (nestleder), Kjell Bjørndalen, Kirsti Høegh Bjørneset, Erlend Grimstad, Anne Britt Norø, Asbjørn Rolstadås og Per-Inge Søreng. De ansattes representanter er Arvid Færaas, Hans M. Saltveit, Åse Karin Staupe og Per Helge Ødegård.

Deres oppgave er å velge styret basert på valgkomiteens innstilling, og å overvåke styrets og konsernsjefens forvaltning av selskapet. Bedriftsforsamlingen gir uttalelse til generalforsamlingen om styrets forslag til regnskaper, fatter vedtak i investerings saker av betydelig omfang, samt ved rasjonalisering

eller omlegging av driften som vil medføre større endring eller omdisponering av arbeidsstyrken. I 2004 møttes bedriftsforsamlingen fire ganger.

Samlet godtgjørelse til bedriftsforsamlingens medlemmer for 2004 utgjorde 533 000 kroner, og andelen til bedriftsforsamlingens leder utgjorde 85 000 kroner.

Valgkomite

Valgkomiteens 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 til styret. Komiteens medlemmer velges for to år og består av bedriftsforsamlingens leder, en representant valgt av bedriftsforsamlingens aksjonærvalgte medlemmer og to representanter valgt av generalforsamlingen.

Medlemmene av valgkomiteen er Anne Kathrine Slungård (leder), Jens Ulltveit-Moe, Wenche Meldahl og Villa Kulild.

Styret

Forvaltningen av selskapet hører under styret. Styret består av følgende representanter valgt av eierne: Jannik Lindbæk (leder), Kaci Kullman Five (nestleder), Finn A. Hvistendahl, Grace R. Skaugen, Eli Sætersmoen og Knut Åm. De ansattes representanter er Lill-

Heidi Bakkerud, Stein Bredal og Morten Svaan. 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. Styret møttes 16 ganger i 2004.

Samlet godtgjørelse til styret i 2004 var på 2 068 000 kroner. Styreleders andel var 350 000 kroner.

Styrets revisjonskomite

Styrets revisjonskomite, som består av de tre styremedlemmene Finn A. Hvistendahl (leder), Morten Svaan og Eli Sætersmoen er et underutvalg av styret og har til formål å foreta mer grundige vurderinger på utvalgte saksområder.

Komiteen skal forberede saker for styret og støtte styret i utøvelsen av forvaltning og tilsyn. Den skal se til at krav som stilles i forbindelse med konsernets børsnotering blir ivaretatt. Komiteen skal ha tilsyn med iverksettelse og overholdelse av konsernets etiske regelverk. Komiteen gjennomgår selskapets eksterne regnskapsrapporter 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 om kontantstrøm, finansiell posisjon, prosjektframdrift og forhold som innebærer risiko. Konsernets ledergruppe består av konsernsjef Helge Lund og konserndirektørene Terje Overvik, Margareth Øvrum, Rune Bjørnson, Peter Mellbye, Jon Arnt Jacobsen, Nina Udnes Tronstad (fra 30.03.05), Eldar Sætre, Jens R. Jenssen, og Reidar Gjærum (fra 01.05.05).

Godtgjørelser

Summen av lønn og andre godtgjørelser inkludert pensjonspremie for konsernledelsens medlemmer, beløp seg i 2004 til 25 846 000 kroner. I 2004 har det vært tre konsernsjefer. Tidligere fungerende konsernsjef Inge Hansen mottok fram til fratreden 8. mars 2004 lønn og andre godtgjørelser på 2 119 000 kroner, inkludert prestasjonslønn for 2003, feriepenge og pensjonpremie. Tidligere fungerende konsernsjef Erling Øverland mottok fra tiltredelse 8. mars til fratredelse 16. august lønn og andre godtgjørelser på 2 389 000 kroner, inkludert prestasjonslønn for 2003, feriepenge og pensjonpremie.

Konsernsjef Helge Lund tiltrådte 15. august og har mottatt lønn og andre godtgjørelser, inkludert pensjonspremie, på 1 936 000 kroner. I henhold til lønnsavtale har Helge Lund, ved fratredelse etter anmodning fra styret, krav på to årslønner ut over oppsigelsestid på seks måneder. Konsernsjefen har pensjonsavtale som på gitte vilkår gir 66 prosent av sluttlønn, uavhengig av fremtidige endringer i ytelse fra Folketrygden, og hvor opptjeningstiden er 15 år og pensjonsalder er 62 år.

Nåverdien av konsernsjef Helge Lunds framtidige pensjonsytelser som regnskapsmessig anses opptjent per 31. desember 2004, er 984 000 kroner. Nåverdien av kon-

sernsjefens og den øvrige konsernledelsens framtidige pensjonsytelser som anses opptjent per 31. desember 2004 er 88 395 000 kroner.

Styret vil vurdere en bonus til konsernsjefen basert på en totalvurdering av oppnådde resultater. Bonusen kan maksimalt utgjøre 30 prosent av grunnlønn. Første vurdering av Helge Lund vil skje i januar 2006 for året 2005. For medlemmer av konsernledelsen og stillinger på direktørnivå er det etablert et prestasjonslønnsystem som kan gi en variabel godtgjørelse basert på forhåndsavtalte mål. Ordningen vil kunne gi et tillegg på 10 prosent av grunnlønn ved måloppnåelse, med et øvre tak på 20 prosent ved resultat som klart overstiger målene.

Ved fratredelse etter anmodning fra selskapet har konserndirektørene som utgangspunkt krav på 12 måneders etterlønn inklusive lønn i oppsigelsestiden. Pensjonsordningene følger de samme retningslinjer som for øvrige ansatte i Statoil ASA. Ved fratredelse etter anmodning fra selskapet har konserndirektør Peter Mellbye krav på etterlønn i 24 måneder, inklusive lønn i oppsigelsestiden. Peter Mellbye har på gitte vilkår rett til pensjon på 66 prosent av pensjonsgrunnlaget fra fylte 60 år.

Konserndirektørene Eldar Sætre og Terje Overvik har rentefrie lån på henholdsvis 202 000 kroner og

305 000 kroner. Lånene har løpetid på inntil 10 år.

Styret har i 2004 opprettet en belønningskomite som skal bistå i styrets arbeid med ansettelsesvilkår for konsernsjef, og med prinsipper og strategi for belønning av sentrale ledere. Komiteens medlemmer er Jannik Lindbæk (leder), Grace R. Skaugen og Knut Åm.

Prestasjonslønn

500 ledere er omfattet av et belønningssystem med et individuelt prestasjonselement som er begrenset oppad til 20 prosent av grunnlønn. Ordningen ble etablert i 2001, og skal sikre at belønning er i samsvar med oppnådde resultater. Prestasjonskontraktene er bygget opp rundt konsernets mål, 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. Med basis i de planer og krav som er fastsatt av styret, etablerer konsernsjefen sine kontrakter med lederne for forretningsområdene. Nedover i organisasjonen inngås kontraktene slik at målene for medlemmene i en ledergruppe bygger opp under enhetens mål.

Statoil har også etablert en konsernbonus som omfatter alle ansatte i morselskapet. Avhengig av om selskapet innfrir de økonomiske målene, kan det årlig gis en bonus på inntil 5 prosent av grunn-

lønn. Det er også etablert egne prestasjonslønnsordninger for personell i salgs- og handelsvirksomheten.

Statoil har innført en aksjespareordning for ansatte. Ordningen er omtalt i kapittelet Aksjer og aksjonærforhold på side 56-57.

Samfunnsansvar

Statoil blir i økende grad bedt om å redegjøre for hvordan selskapet

bidrar til bærekraftig utvikling og hvilke verdier som skapes der selskapet har virksomhet. Statoil utgir en egen rapport om bærekraftig utvikling, der temaer knyttet til samfunnsansvar og bærekraftig utvikling behandles utførlig.

Risikostyring og internkontroll

Statoil opererer i hovedsak i det globale råoljemarkedet, i markeder for raffinerte produkter og naturgass. Selskapet er utsatt for end-

ringer i råvarepriser, produktpriser, valutakurser og rentesvingninger. Statoil har et system som identifiserer, måler og håndterer ulike kategorier av risiko. Systemet for risikostyring gjennomgås av styrets revisjonskomite.

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 styring av eksponering og risiko 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 ansvar for å påse at revisors uavhengige rolle ivaretas.

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.

Antall aksjer 31. desember 2004

Aksjonærer i styret og konsernledelsen

Styremedlemmer

Jannik Lindbæk (styreleder)	0
Lill-Heidi Bakkerud	165
Stein Bredal	245
Kaci Kullmann Five (nestleder)	1 000
Finn A. Hvistendahl	2 947
Grace R. Skaugen	0
Morten Svaan	410
Eli Sætersmoen	0
Knut Åm	14 594

Konsernledelsen

Helge Lund (konsernsjef)	1 500
Terje Overvik	825
Margareth Øvrum	2 280
Rune Bjørnson	0
Peter Mellbye	3 250
Jon Arnt Jacobsen	1 219
Nina Udnes Tronstad	882
Eldar Sætre	990
Jens R. Jenssen	500
Reidar Gjærum	814
Erling Øverland (fram til 15.02.2005)	2 693

Erklæring om virksomhetsstyring

Erklæring om virksomhetsstyring i henhold til paragraf 303A.11 i retningslinjene for selskaper notert på børsen i New York (New York Stock Exchange's Listed Company Manual)

Statoil ASA er et norsk selskap hvis aksjer hovedsakelig omsettes på Oslo Børs. Statoils ADR (American Depositary Receipts), for ordinære aksjer, er notert på børsen i New York (NYSE).

Selv om utenlandske selskaper som Statoil, som «utenlandsk privat utsteder», er unntatt fra de fleste NYSE-reglene om virksomhetsstyring, er vi i henhold til paragraf 303A.11 underlagt kravet om å redegjøre for hva som skiller vår praksis innen virksomhetsstyring fra de standarder som gjelder for amerikanske selskaper som er notert på NYSE.

Uavhengighet

Statoils styre består av medlemmer valgt av aksjonærene og de ansatte. Ingen av styremed-

lemmene har ledende stillinger i selskapet. De ansattes styrepresentanter vil ikke bli definert som «uavhengige» i henhold til paragraf 303A.02 i retningslinjene, men vil være uavhengige i henhold til paragraf 10A-3(b)(1) i USAs børslov (US Securities Exchange Act) av 1934, som omhandler medlemmer av selskapets revisjonskomité.

NYSE-reglene forutsetter at styret uttrykkelig bekrefter at hvert «styremedlem ikke har noen vesentlig forbindelse til det børsnoterte selskapet». Statoils styre er av den oppfatning at alle aksjonærvalgte medlemmer av styret er uavhengige.

Komiteer

NYSEs regler for innenlandske

selskaper forutsetter at styret nedsetter en rekke komiteer bestående av uavhengige styremedlemmer, som skal ha ansvar for visse saksområder. Etter norsk lov tilligger det styret å lede selskapet. Statoil har en revisjonskomité og en belønningskomité som har ansvar for å forberede visse saker for styret. Komiteene opererer etter regler som i det vesentlige har en form som oppfyller kravene i NYSE-reglene. Komiteene skal jevnlig rapportere til styret, som fører fortløpende tilsyn med dem.

Blant medlemmene av Statoils revisjonskomité er én valgt av de ansatte. Vedkommende oppfyller kravene til uavhengighet i henhold til paragraf 10A-3(b)(1) i den

amerikanske børsløven av 1934, men vil ikke bli betraktet som uavhengig etter NYSE-reglene. Revisjonskomiteen vurderer blant annet kvalifikasjonene og uavhengigheten til selskapets eksterne revisor. I henhold til norsk lov velges imidlertid revisor av generalforsamlingen.

Statoil har ingen nominasjonskomité og heller ingen egenkomité for virksomhetsstyring. Funksjonene slike komiteer skal utøve i henhold til NYSE-reglene, blir i stedet i det vesentlige ivaretatt av bedriftsforsamlingen og valgkomiteen. Statoils prinsipper for virksomhetsstyring er utarbeidet av ledelsen og styret. Bedriftsforsamlingen fører tilsyn med ledelsen og styret.

Aksjonærenes godkjenning av egenkapitalbaserte kompensasjonsplaner

NYSE-reglene krever at alle egenkapitalbaserte kompensasjonsplaner med noen få unntak skal besluttes av aksjonærene. Selv om aksjeutstedelse og fullmakt til tilbakekjøp av selskapsaksjer i henhold til norsk selskapsrett må godkjennes av generalforsamlingen, er det styret som skal godkjenne eventuelle egenkapitalbaserte kompensasjonsplaner.

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 Statoil-aksjen og gjennom utbytte.

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 Statoil i økende grad lagt vekt på stabilitet i utbytte, målt i kroner per aksje.

Statoil ga et utbytte på 2,90 kroner per aksje i 2002 og 2,95 kroner i 2003. På grunn av spesielt gunstige markedsforhold og en god finansiell situasjon, er det foreslått å betale et ekstra-

ordinært utbytte på 2,10 kroner per aksje samt et ordinært utbytte på 3,20 kroner per aksje for 2004. Utbyttet utgjør dermed 45 prosent av nettoresultatet for 2004.

Aksjonærpolitikk

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. Statoil-aksjen er notert ved børsene i Oslo og New York, og selskapet distribuerer all kursrelevant informasjon til Oslo Børs, New

York Stock Exchange og det amerikanske kredittilsynet, Securities and Exchange Commission.

Aksjen

I 2004 økte gjennomsnittlig omsetning av Statoil-aksjen til 6,7 millioner aksjer per dag fra 3,3 millioner aksjer omsatt daglig i 2003. Denne utviklingen er positiv for investorene, og fører til en mer effektiv verdifastsettelse og prising av selskapet.

Statoilaksjens frie flyt økte med 30 prosent til 23,7 prosent etter at den norske stat gjennomførte et nedsalg på 116,8 millioner aksjer i perioden 6.-16. juli. Statens aksjebeholdning gikk dermed ned fra 81,7 prosent til 76,3 prosent. I februar 2005 har staten solgt seg videre ned. Etter

På Oslo Børs har Statoil-aksjen hatt en avkastning på 31,4 prosent i løpet av 2004.



nedsalget, som ble gjennomført i perioden 16. til 25. februar, eier staten 70,9 prosent av aksjene.

I 2004 kunne mellomstore oljeselskaper generelt vise til svært bra tall for aksjekursutviklingen. På Oslo Børs har Statoil-aksjen hatt en avkastning på 31,4 prosent i løpet av 2004, inkludert reinvestert utbytte. 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 2004 (se graf).

Aksjespareprogram

Statoil opprettet i november 2004 et aksjespareprogram for ansatte i morselskapet. For 2005 har ca. 60 prosent av selskapets ansatte meldt seg på programmet, som innebærer månedlig sparing i Statoil-aksjer med et årlig beløp på inntil 5 prosent av grunnlønn. Etter en bindingstid på to år gir bedriften én bonusaksje for hver andre aksje som er kjøpt. Ansatte i Norge får dessuten 20 prosent rabatt, opp til en grense på 1500 kroner.

Investor Relations

Investor Relations ivaretar en aktiv dialog med det norske og internasjonale kapitalmarkedet. Investor Relations avholder jevnlig presentasjoner for investorer og analytikere, og 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 tilgjengelige på internett under www.statoil.com/ir som er vår kanal for å informere om resultater og nyheter. Finanspresentasjoner overføres direkte, og det legges ut rapporter og presentasjoner sammen med annen relevant informasjon. Investor Relations rapporterer til konsernledelsen. Statoil ble i 2004 kåret til det beste norske selskapet på Investor Relations, og som nummer to i Norden under Nordic Investor Relations Awards.

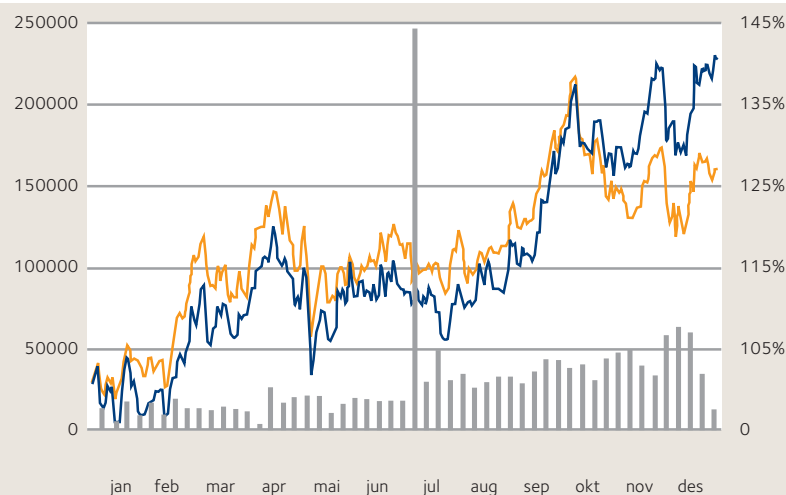
 www.statoil.com/ir

20 største aksjonærer per 31. desember 2004

1	DEN NORSKE STAT	76,33%
2	STATE STREET BANK & TRUST CO.*	2,16%
3	BANK OF NEW YORK *	1,37%
4	JPMORGAN CHASE BANK *	1,28%
5	MELLON BANK AS AGENT FOR CLIENTS *	0,74%
6	SKANDINAVISKA ENSKILDA BANKEN	0,65%
7	THE NORTHERN TRUST CO.*	0,62%
8	DEUTSCHE BANK AG *	0,53%
9	SKANDINAVISKA ENSKILDA BANKEN *	0,49%
10	FOLKETRYGDFONDET	0,49%
11	INVESTORS BANK & TRUST COMPANY *	0,45%
12	JPMORGAN CHASE BANK *	0,43%
13	EUROCLEAR BANK S.A./N.V. ('BA') *	0,36%
14	MELLON BANK AS AGENT FOR ABN AMRO *	0,35%
15	STATE STREET BANK & TRUST CO.*	0,34%
16	MORGAN STANLEY & CO. INC.*	0,33%
17	VITAL FORSIKRING ASA	0,32%
18	CLEARSTREAM BANKING S.A.*	0,31%
19	THE NORTHERN TRUST CO.*	0,28%
20	GOLDMAN SACHS & CO.*	0,23%
* klientkontoer eller lignende		

	2004	2003	2002
Høyeste sluttkurs	103,50	75,25	73,50
Laveste sluttkurs	74,00	51,50	50,00
Sluttkurs per 31.12	95,00	74,75	58,50
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer	2 166 142 636	2 166 143 693	2 165 422 239
Markedsverdi 31.12 (mrd kroner)	208	162	127
Daglig omsetning (mill. aksjer)	6,7	3,3	2,9
Avsatt bytte	3,20	2,95	2,90
Ekstraordinært utbytte	2,10	-	-
RISK justering	3,26	2,43	2,77

*Risk: Regulering av inngangsverdi med skattlagt kapital. Den skattemessige kostprisen ved kjøp av aksjer hvert år oppjusteres med beskattet, tilbakeholdt overskudd i selskapet. Dette for å unngå dobbeltbeskatning av denne verdiskapningen.



Som følger av Statens nedsalg av Statoil-aksjer, ble det registrert et dagsvolum på over 224 millioner aksjer den 7. juli 2004.

— Kursutvikling Statoil-aksjen på Oslo Børs
— Kursutvikling Statoil-aksjen på NYSE
■ Ukentlig volum

Konsernledelse



Helge Lund, Konsernsjef

Helge Lund (født 1962) har vært konsernsjef siden august 2004. Han kom til Statoil fra stillingen som konsernsjef i Aker Kværner ASA. Han har vært politisk rådgiver for Høyres stortingsgruppe, konsulent i McKinsey og viseadministrerende direktør for Nycomed Pharma AS.

Lund er siviløkonom fra Norges Handelshøyskole og har en Master of Business Administration (MBA) fra INSEAD i Frankrike.



Jon Arnt Jacobsen, Konserndirektør, Foredling og markedsføring

Jon Arnt Jacobsen (født 1957) har vært finansdirektør i Statoil fra 1998 til 2004. Han kom til Statoil fra stillingen som banksjef og leder for DnBs avdeling i Singapore. Jon Arnt Jacobsen har hatt forskjellige stillinger i DnBs bankvirksomhet for olje- og gassindustrien, og har ledet industriseksjonen i bankens konsernkundedivisjon. Han er styremedlem i Mesta AS.

Jacobsen er siviløkonom fra handelshøyskolen BI, og har en MBA fra University of Wisconsin.



Terje Overvik, Konserndirektør, Undersøkelse og produksjon Norge

Terje Overvik (født 1951) kommer fra stillingen som konserndirektør for Teknologi-enheten i Statoil som han tiltrådte i 2002.

Fra 1983 til 2002 har han hatt en rekke sentrale stillinger i Undersøkelse og produksjon Norge. Han har vært plattformsjef på Statfjord A og produksjonsdirektør for Statfjord-feltet. Overvik er dr. ing. fra NTNU i Trondheim.



Nina Udnes Tronstad Konserndirektør, Helse, miljø og sikkerhet

Nina Udnes Tronstad (født 1959) kommer fra stillingen som produksjonsdirektør for Kristinfeltet. Hun begynte i Statoil i 1983, og har hatt en rekke lederstillinger i konsernet og i datterselskapene i Danmark og Sverige. Hun har ledererfaring fra Statoils raffineri på Mongstad og har vært IT-direktør i konsernet.

Hun er utdannet sivilingeniør fra NTNU i Trondheim, med spesialisering i kjemi.

Udnes Tronstad er styremedlem i Statoil Innovation.



Margareth Øvrum, Konserndirektør, Teknologi og prosjekter

Margareth Øvrum (født 1958) har siden høsten 2004 vært medlem av Statoils konsernledelse med ansvar for Helse, miljø og sikkerhet. Øvrum har hatt en rekke sentrale lederstillinger i Statoil. Hun var selskapets første kvinnelige plattformsjef, på Gullfaksfeltet. Hun har vært produksjonsdirektør for Veslefrikk og direktør for Driftsstøtte for norsk sokkel.

Hun er styremedlem i Elkem og Universitetet i Bergen og medlem av representantskapet i Storebrand ASA.

Øvrum er utdannet sivilingeniør fra NTNU, med spesialisering i teknisk fysikk.



Eldar Sætre, Konserndirektør, Økonomi og finans

Eldar Sætre (født 1956) kom fra stillingen som konstituert konserndirektør med ansvar for konsernøkonomi, finans og investorerelasjoner. Han var konstituert i perioden september 2003 til september 2004. Han var tidligere økonomidirektør i Statoil. Eldar Sætre har vært økonomisjef i Gullfaks, merkantilsjef i Driftsdivisjon Bergen og økonomisjef i Undersøkelse og produksjon. Han begynte i Statoil i 1980.

Sætre er siviløkonom fra Norges Handelshøyskole.



Rune Bjørnson, Konserndirektør, Naturgass

Rune Bjørnson (født 1959) kommer fra stillingen som direktør for Forsyning og transport i samme forretningsområde. I perioden 2001 til 2003 ledet han Statoils virksomhet i Storbritannia.

Han begynte i Statoil i 1985, har arbeidet med gassmarkedsanalyse og hatt flere lederstillinger innen naturgassområdet.

Bjørnson er cand. polit fra Universitetet i Bergen.



Jens R. Jensen, Konserndirektør, Personal og organisasjon

Jens R. Jensen (født 1953) kom til Statoil i oktober 2004 fra stillingen som personaldirektør i Aker Kværner ASA. Han har hatt en rekke lederstillinger innen personal og organisasjon i Aker-konsernet, og har også arbeidet innenfor samme fagfelt i Det Norske Veritas.

Jens R. Jensen har arbeidet som frittstående rådgiver for store bedrifter på områder som ledelse, organisasjonsutvikling og bedriftskultur.

Jensen er cand. psychol. fra Universitetet i Oslo.



Peter Mellbye, Konserndirektør, Internasjonal undersøkelse og produksjon

Peter Mellbye (født 1949) kommer fra stillingen som konserndirektør for Naturgass og har vært i Statoils konsernledelse siden 1992.

Han har vært ansatt i Handelsdepartementet og Norges Eksportråd før han begynte i Statoil i 1982.

Mellbye er styremedlem i Siemens AS, Energy Policy Foundation of Norway og institutt Français du Pétrole.

Mellbye er cand. polit. fra Universitetet i Oslo.



Reidar Gjørum Konserndirektør, Kommunikasjon

Reidar Gjørum (født 1960) overtar som kommunikasjonsdirektør 1. mai 2005. Han kommer fra stillingen som konserndirektør for kommunikasjon og markedsføring i EDB Business Partner.

Gjørum har bakgrunn fra journalistikk og ulike politiske rådgiverstillinger, og har blant annet vært informasjonsdirektør i Næringslivets Hovedorganisasjon, direktør for eksternt kommunikasjon i Telenor og daglig leder av konsulent-selskapet JKL Woldsdal.

Årsberetning 2004

Statoilkonsernets årsresultat var 24,9 milliarder kroner, som er 8,4 milliarder kroner høyere enn i 2003. Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var 65,1 milliarder kroner, mot 48,9 milliarder kroner i 2003.

Avkastning på sysselsatt kapital etter skatt var 23,5 prosent i 2004, sammenlignet med 18,7 prosent i 2003. Ved normaliserte markedsforhold var avkastningen på sysselsatt kapital 12,3 prosent i 2004, og resultatet overstiger 2004-målsetningen på 12 prosent som ble presentert ved børsintroduksjonen i 2001. Styret er tilfreds med at Statoil i stor grad når målsetningene som ble satt i 2001 for 2004.

Det gode resultatet er blant annet drevet fram gjennom høy olje- og gassproduksjon. Samlet olje- og gassproduksjon i 2004 var 1 106 000 fat oljeekvivalenter per dag, som er 26 000 fat oljeekvivalenter per dag mer enn i 2003. Redusert produksjon fra felt som har passert produksjonstoppen bidro til å dempe produksjonen på norsk sokkel gjennom 2004. Samtidig gav nye felter viktige bidrag til konsernets samlede produksjon.

Ved børsintroduksjonen i 2001 la Statoil fram krevende mål, som tilsa at produksjonen i 2004 i gjennomsnitt skulle overstige 1 120 000 fat oljeekvivalenter per dag. Av dette ble 115 000 fat oljeekvivalenter

produsert internasjonalt.

Resultatene for fjoråret viser at selskapet er svært nær ved å nå produksjonsmålsetningen for 2004. Utviklingen gjennom 2004 støtter også opp om produksjonsmålet for 2007 på 1 400 000 fat oljeekvivalenter per dag. Dette målet innebærer en gjennomsnittlig årlig vekst i samlet olje- og gassproduksjon på 8 prosent i den neste treårsperioden.

Gjenværende sikre olje- og gassreserver er 4,3 milliarder fat oljeekvivalenter ved utgangen av 2004. 106 prosent av produksjonen ble erstattet med nye olje- og gassreserver, mot 99 prosent i 2003. Gjennomsnittlig reserveerstatning for de siste tre årene er 101 prosent, mens mål-

setningen ved børsnoteringen var 100 prosent.

Et omfattende forbedringsprogram ble iverksatt for å nå selskapets mål om 12 prosent normalisert avkastning på sysselsatt kapital i 2004. Målsetningen har vært å realisere årlige kostnadsreduksjoner og inntektsforbedringer tilsvarende 3,5 milliarder kroner. Ved utgangen av 2004 er den samlede effekten av programmet beregnet til 3,2 milliarder kroner. Lavere produksjonsvekst enn forventet i den internasjonale virksomheten har gitt høyere enhetskostnader enn målsetningene i forbedringsprogrammet. Dette er en viktig årsak til at forbedringsmålet ikke er nådd.



Jannik Lindbæk, styreleder

Jannik Lindbæk (født 1939) har vært styreleder siden november 2003.

Fra 1976 til 1985 var han direktør og konsernsjef i Storebrand.

Deretter var Lindbæk konsernsjef i Nordiska Investeringsbanken,

og fra 1994 var han konserndirektør for International Finance

Corporation, som er et datterselskap av Verdensbanken.

Lindbæk har vært styreleder i Gaz de France Norge, Saga Petroleum

og Den norske Bank.

Han er styreleder i Festspillene i Bergen og Transparency

International Norge og nestleder i styret i DnBNOR ASA.

Styret foreslår for Generalforsamlingen et samlet ordinært og ekstraordinært utbytte på 5,30 kroner per aksje for 2004, mot 2,95 kroner per aksje for 2003.

En sunn driftsfilosofi står sentralt i Statoils strategi, og vi har høye ambisjoner innenfor helse, miljø og sikkerhet. Dessverre har tre dødsulykker rammet Statoils virksomhet i 2004. Styret legger vekt på kontinuerlig forbedring av helse-, miljø- og sikkerhetsresultatene, og følger nøye med i selskapets arbeid på HMS-området.

Økokrim har gjennomført en undersøkelse vedrørende en avtale Statoil inngikk i 2003 med Horton Investments Ltd. angående konsulenttjenester i Iran. Økokrim konkluderte i juni 2004 med at Statoil har overtrådt straffelovens paragraf 276c, første avsnitt (b) som vedrører påvirkningshandel, og utferdiget et forelegg mot Statoil pålydende 20 millioner kroner. Styret besluttet i oktober 2004 å vedta boten. Vedtaket innebærer verken innrømmelse eller avvisning av straffeskyld. Selskapets styre har tidligere slått fast at Horton-avtalen representerte en overtredelse av selskapets etiske retningslinjer. Styret har truffet omfattende tiltak for å forhindre at en tilsvarende situasjon oppstår i framtiden.

Det amerikanske kredittilsynet (SEC) har iverksatt en formell etterforskning av konsulentavtalen med Horton for å avgjøre om det har forekommet overtredelse av amerikanske verdipapirlover, inkludert "the Foreign Corrupt Practices Act" (FCPA). U.S. Department of Justice gjennomfører sammen med amerikanske påtalemyndigheter en strafferettslig granskning av saken. SEC informerte Statoil i september 2004 om at det blir vurdert å innlede en sivil rettsforfølgelse for overtredelse av amerikanske verdipapirlover, inkludert FCPA. Statoil samarbeider med amerikanske myndigheter for å framskaffe den informasjon som er nødvendig for å gjennomføre etterforskningen.

8. mars 2004 ble Helge Lund ansatt som ny konsernsjef. Konstituert konsernsjef Inge K. Hansen fratradte sin stilling samme dag, og styret konstituerte Erling Øverland som konsernsjef for perioden fram til Helge Lunds tiltredelse 16. august.

Endringer i Statoils markeder

Den globale økonomiske veksten i 2003 fortsatte i 2004, med viktige bidrag fra utviklingen i USA og Kina. Lav rente og stimulansene fra den internasjonale økonomien bidro til økt etterspørselsvekst også i Norge.

Internasjonal økonomisk oppgang gav også en markant økning i energietterspørselen. Sammen med internasjonal usikkerhet og tiltakende knapphet på produksjonskapasitet førte dette til svært høye olje- og gasspriser i 2004. Gjennomsnittlig pris for nordsjøolje (Brent blend) i 2004 ble 38,3 USD per fat, som var en økning på 9,4 USD per fat i forhold til året før. Som følge av en svakere dollar økte prisene prosentvis noe mindre i norske kroner – fra 204 kroner per fat i 2003 til 258 kroner per fat i 2004.

Også gassprisene økte gjennom 2004. Gjennomsnittlig realisert gasspris var 110 øre per Sm³, mot 102 øre per Sm³ i 2003. Utsiktene for gassmarkedet i Europa og USA tilsier at forskjellen mellom etterspørsel og innenlandsk produksjon vil øke ytterligere. Det er Statoils strategiske interesse å utvikle langsiktige kilder for forsyning av dette markedet. Sammen med kostnadsbesparende teknologiframskritt skaper etterspørselsveksten i Europa også rom for nye forsyningskilder for nedkjølt flytende naturgass (LNG), blant annet fra Midtøsten.

Raffineringsmarginene (standard oppgradert raffineri – FCC) steg fra USD 4,4 per fat i 2003 til USD 6,4 per fat i 2004. Gjennomsnittlig kontraktspris for



Kaci Kullmann Five, nestleder

Kaci Kullmann Five (født 1951) ble valgt inn i styret i august 2002. I perioden 29.09.2003 til 01.11.2003 var hun konstituert styreleder, og fra sistnevne dato har hun vært styrets nestleder. Hun er rådgiver innen samfunnskontakt. I perioden 1981 til 1997 var hun medlem av Stortinget, og i perioden 1989 til 1990 handels- og skipsfartsminister. Kaci Kullmann Five var leder for Høyre i årene 1991 til 1994. Hun er medlem av Den Norske Nobelkomiteen.

metanol ble redusert fra 226 EUR per tonn i 2003 til 213 EUR per tonn i 2004.

Internasjonal konjunktur- oppgang og høy forbruksvekst la grunnlag for bedre markedsforhold også for Borealis gjennom 2004. Gjennomsnittlige petrokjemimarginer for Statoil var 153 EUR per tonn i 2004, opp fra 119 EUR per tonn året før.

Aktivitetsøkningen i løpet av året har medført kapasitets- og prispress i enkelte markedssegmenter. Dette gjelder særlig for rigger og stål. Verdifull kapasitet til boring av lete- og produksjonsbrønner ble i 2004 også redusert som følge av streik. For øvrig synes det som om norsk industri har opprettholdt sin konkurransevne i de hovedmarkeder Statoil forholder seg til.

Undersøkelse og produksjon Norge

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var 51,0 milliarder kroner i 2004, mot 37,9 milliarder kroner i 2003. Bedringen skyldes i all hovedsak økte olje- og gasspriser.

Statoils produksjon fra norsk sokkel var i gjennomsnitt 991 000 fat oljeekvivalenter per dag gjennom 2004, og uendret fra året før. Oljeproduksjonen fra modne felt i Nordsjøen går til-

bake, men kompenseres av nye felt og økt gassproduksjon.

Sikker og effektiv drift er en forutsetning for å opprettholde produksjon og aktivitetsnivå på norsk sokkel i årene som kommer. Styret vil derfor følge opp utviklingen på dette området.

Videreutviklingen av modne felt i Nordsjøen fortsatte gjennom 2004. 25-årsjubileet for Statfjord-feltet ble markert i november 2004. Planene for Statfjord Senfase er oversendt myndighetene i begynnelsen av 2005, og innebærer lønnsom produksjon av olje og naturgass fram mot 2020.

To nye Statoil-opererte felt er satt i produksjon på norsk sokkel i 2004. Sleipner Vest Alfa Nord kom i produksjon i oktober, og er bygget ut som et havbunnsfelt knyttet opp mot Sleipner T-plattformen. Produksjonen fra Kvitebjørn kom i gang i september. Kvitebjørn er Statoils første utbygging av et felt med ekstremt høyt trykk og høy temperatur, og gassen går inn i oppgraderte anlegg for prosessering og transport på Kollsnes og Mongstad. Styret er tilfreds med at begge disse prosjektene er gjennomført innenfor tidsplan og budsjett.

Statoils omdømme som utbyggingsoperatør påvirkes av lønnsom og effektiv prosjektut-

vikling i samsvar med budsjetter og planer. Styret følger derfor utviklingen av de viktigste prosjektene nøye.

Med Snøhvit LNG etablerer Statoil et strategisk brohode i Barentshavet – og i det internasjonale LNG-markedet. Ny teknologi tas i bruk på en rekke områder i prosjektet. Kompleksiteten har vært undervurdert og prosjektet var ikke tilstrekkelig modnet på beslutningstidspunktet i 2001. Dette har medført at kostnadsrammen for prosjektet har økt med til sammen 11,8 milliarder kroner, til 51,3 milliarder kroner. Statoils andel i prosjektet er 33,53 prosent. Utbyggingen av Snøhvit LNG er krevende og vil representere usikkerhet helt fram til feltet kommer i drift. Produksjonsstart er planlagt til høsten 2006.

Kristin-prosjektet kjenetegnes av ekstremt høyt reservoartrykk og høy temperatur. Uforutsette reservoarutfordringer og justering av dreneringsløsningen for prosjektet har medført en økning i investeringskostnadene på 3,6 milliarder kroner, til 20,8 milliarder kroner. Statoils andel i Kristin-prosjektet er 41,6 prosent. Framdriften innebærer oppstart i oktober 2005.

Statoil deltok i 2004 i seks



Knut Åm

Knut Åm (født 1944) ble valgt inn i styret i april 1999 og gjenvalgt i juni 2002.

Han er sivilingeniør i teknisk geologi og i dag selvstendig konsulent innenfor teknologi og forretningsutvikling. Knut Åm er tidligere medlem i konsernledelsen i Phillips Petroleum med ansvar for undersøkelse og produksjon.

Han har tidligere hatt stillinger i Norges geologiske undersøkelse, i Oljedirektoratet, i Statoil og bistilling som professor i geofysikk ved Universitetet i Bergen.

lete- og avgrensningsbrønner på norsk sokkel, hvorav fire resulterte i funn. Alle funnene er gjort nær eksisterende infrastruktur. Ambisjoner og planer for leteaktiviteten er oppjustert, blant annet som følge av tildeling av nye leteareal. Kontinuerlig høy leteaktivitet er en forutsetning for å innfri Statoils langsiktige ambisjoner for produksjon og aktivitet på norsk sokkel.

Styret ser store muligheter på norsk sokkel også i et lengre perspektiv. Statoils aktiviteter på norsk sokkel er inne i en aktiv periode som gir grunnlag for en ambisjon om å opprettholde Statoils produksjonsnivå på én million fat oljeekvivalenter utover 2010.

Internasjonal undersøkelse og produksjon

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var 4,2 milliarder kroner i 2004, mot 1,8 milliarder kroner i 2003. Bedringen i resultatet skyldes høyere olje- og gasspriser og kraftig internasjonal produksjonsvekst.

Produksjonen av olje og gass fra Statoils internasjonale virksomhet steg fra et daglig gjennomsnitt på 89 000 fat i 2003 til 115 000 fat i 2004.

Utbyggingsprosjekter i Angola har gitt viktige bidrag til den

positive produksjonsutviklingen for Statoils internasjonale U&P-virksomhet i 2004. Statoils egenproduksjon fra Angola steg med 70 prosent gjennom fjoråret, til om lag 60 000 fat per dag.

Statoil er operatør for utbyggingen av fasene seks, sju og åtte av gass- og kondensatfeltet South Pars i Iran. Den tekniske framdriften for de Statoil-opererte aktivitetene har vært god gjennom 2004. Lønnsomheten i prosjektet er svekket i forhold til opprinnelige planer, og gjenstående kommersielle utfordringer kan få ytterligere betydning for økonomien i prosjektet.

Viktige skritt ble tatt med etableringen av et nytt internasjonalt vekstområde i Algerie. Transaksjonen for kjøp av andeler i gassprosjektene In Salah og In Amenas i Algerie ble slutført, gassleveransene fra In Salah-feltet startet, Statoil ble tildelt operatørskapet for leteblokken Hassi Mouina. Statoils kontor i Algerie ble offisielt åpnet 27. september, i nærvær av styret.

Første fase av det partneropererte oljefeltet Azeri Chirag Gunashli er ferdigstilt, og kom i produksjon i begynnelsen av 2005. Gassprosjektet Shah Deniz i Kaspiahavet er under utbygging, og forventes å komme i produksjon 2. halvår av 2006.

Statoils forretningsutvikling i

Russland er intensivert gjennom 2004, med spesiell oppmerksomhet rettet mot Barentshavet.

Statoils internasjonale leteaktivitet fortsatte den positive utviklingen gjennom fjoråret. Selskapet deltok i åtte lete- og avgrensningsbrønner, hvorav seks brønner var avsluttet ved siste årsskifte. Det er påvist funn i fire av brønnene. Letevirksomheten vil ta seg ytterligere opp i 2005.

Statoils internasjonale strategi har lagt grunnlag for kraftig produksjonsvekst. Styret legger vekt på at ambisjonene for selskapets internasjonale U&P-virksomhet opprettholdes. Forretningsutviklingen skal videreføres med uforminsket styrke, for å bidra til selskapets langsiktige vekst.

Naturgass

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var 6,8 milliarder kroner, opp 0,8 milliarder kroner fra 2003. Bedringen skyldes økning i salgsvolumer og høyere gasspriser.

Samlet gassalg var historisk høyt i 2004, med en økning fra 21,1 milliarder kubikkmeter i 2003 til 25,0 milliarder kubikkmeter i fjor. Endringen representerer en vekst på 19 prosent. Av det totale gassalget i 2004 var 21,0 milliarder kubikkmeter egen gass.



Finn A. Hvistendahl

Finn A. Hvistendahl (født 1942) ble valgt inn i styret i april 1999 og gjenvalgt i mai 2002. Hvistendahl er sivilingeniør innenfor kjemi ved NTNU, og i dag rådgiver innenfor forretningsutvikling. Han har tidligere hatt lederstillinger i Norsk Hydro, og han har vært konsernsjef i Den norske Bank ASA. Hvistendahl er styreleder i Kredittilsynet og styremedlem i Dyno Nobel AS.

Gjennom en femårskontrakt med det nederlandske energiselskapet Essent avtalte Statoil nye årlige leveranser av inntil 1,4 milliarder kubikkmeter naturgass. I tillegg ble det inngått en ettårskontrakt med British Gas Trading for leveranse på 1 milliard kubikkmeter i 2004/2005.

Statoil gjennomfører to store utvidelser ved Kårstø-anleggene i perioden 2004–2006. Disse prosjektene gir kapasitet til å prosessere økte gassleveranser fra de Statoil-opererte feltene Kristin og Kvitebjørn. Begge prosjektene følger fastsatte planer for framdrift og økonomi, men HMS-resultatene er ikke tilfredsstillende.

I 2004 etablerte Statoil et samarbeidsselskap med ConocoPhillips for felles drift og vedlikehold av mottaksanlegg for norsk gass i Tyskland. Tiltaket er en del av et større forbedringsprogram, med ambisjoner om 20 prosent reduksjon av normale driftskostnader innen 2009.

Styret ser med interesse også på utviklingen i gassmarkedet i USA. Statoil inngikk i fjor en 20-årsavtale knyttet til utvidelse av mottaksterminalen for LNG ved Cove Point i USA. Stor oppmerksomhet rettes nå mot nødvendig myndighetsgodkjenning for utvidelsen, samt etablering av den bakenforliggende forsy-

ningskjeden for økt LNG-eksport til USA. Gjennomføring av avtalen vil øke Statoils årlige forsyningskapasitet fra 2,4 til over 10 milliarder kubikkmeter.

Foredling og markedsføring

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var 3,9 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 3,6 milliarder kroner i 2003. Økningen skyldes i hovedsak gode markedsforhold og høy regularitet for raffineringsevne, samt gode resultater fra petrokjemiselskapet Borealis. Dette blir delvis motvirket av at Navion ikke lenger var en del av Statoils virksomhet i 2004.

Etter overtakelsen av ICA/Aholds 50 prosent andel i Statoil Detaljhandel Skandinavia AS i juni 2004 eier nå Statoil 100 prosent i selskapet. Detaljhandelsvirksomheten er konsolidert inn i Statoils regnskaper, og omfattende tiltak gjennomføres nå for å realisere gevinster av en mer integrert virksomhetsmodell.

For øvrig er resultatene for markedsføringsvirksomheten ikke tilfredsstillende, etter som marginene i detaljhandelsleddet er under betydelig press. Styret legger derfor vekt på at forbedringsarbeidet intensiveres for at Foredling og markedsføring skal

oppnå 13 prosent normalisert avkastning på sysselsatt kapital innen 2007.

Resultatet for Borealis forbedret seg betydelig i 2004. Dette skyldes bedre marginer i industrien på grunn av forbruksvekst og prisøkninger, økte volumer og gode resultater av et omfattende forbedringsprogram. Borealis kunngjorde i oktober 2004 en avtale om salg av virksomheten i Sines i Portugal til Repsol YPF.

Teknologi og prosjekter

I september 2004 ble et nytt forretningsområde opprettet for å samle selskapets teknologikompetanse, og sikre økt oppmerksomhet rundt planlegging og gjennomføring av større utbyggingsprosjekter.

Med et økende antall utbyggingsprosjekter i Norge og internasjonalt skjerpes kravene til en mer effektiv prosjektgjennomføring. Oppmerksomheten rettes spesielt mot bedre planlegging i tidligfasen, parallelle aktiviteter, økt standardisering og gjenbruk, anvendelse av ny teknologi og et tettere samarbeid med leverandører. Styret legger stor vekt på dette arbeidet.

Grunnleggende utfordringer for Statoils teknologiaktiviteter er å legge til rette for effektiv letevirsomhet, kvalitetsorien-



Grace R. Skaugen

Grace R. Skaugen (født 1953) ble valgt inn i styret i juni 2002. Hun har doktorgrad i laserfysikk fra University of London og en MBA-grad fra Handelshøyskolen BI. Hun har drevet forskning innenfor mikroelektronikk ved Columbia University. Grace R. Skaugen er selvstendig næringsdrivende og arbeider som konsulent. Hun har vært direktør i Corporate Finance i Enskilda Securities i Oslo. Hun har flere styreverv, blant annet i Storebrand ASA og Atlas Copco AB.

tert prosjektutvikling og økt olje- og gassutvinning.

Statoils resultater fra reser-voarstyring og økt oljeutvinning illustrerer det økonomiske verdipotensialet i utvikling og anvendelse av ny teknologi. Styret legger vekt på at teknologiutviklingen legges tett opp mot selskapets kommersielle og strategiske utfordringer.

Konsernets økonomiske utvikling

Statoil hadde samlede brutto driftsinntekter på 306,2 milliarder kroner i 2004, mot 249,4 milliarder kroner året før.

Statoil-konsernets resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var på 65,1 milliarder kroner i 2004, opp fra 48,9 milliarder kroner i 2003. Årsoverskuddet ble 24,9 milliarder kroner, som var 8,4 milliarder kroner høyere enn året før.

Det ble oppnådd et resultat per aksje på 11,50 kroner, mot 7,64 kroner i 2003.

Kontantstrøm fra driften var 38,8 milliarder kroner i 2004, opp fra 30,8 milliarder kroner i 2003. Høyere priser og marginer er hovedforklaringen bak endringen. Kontantstrøm benyttet til investeringer var 32,0 milliarder kroner i 2004, mot 23,2 milliarder året før.

Konsernets samlede rentebærende gjeld utgjorde 36,2

milliarder kroner ved utgangen av 2004, mot 37,3 milliarder kroner året før. Konsernets gjeldsgrad, definert som netto rentebærende gjeld i forhold til sysselsatt kapital, var på 19 prosent per 31. desember 2004, mot 23 prosent i 2003. Endringen i gjeldsgrad skyldes i hovedsak redusert netto rentebærende gjeld og økning i sysselsatt kapital.

Samlede bankinnskudd og andre likvide verdipapirer utgjorde 16,6 milliarder kroner ved utgangen av 2004, som er på nivå med samlede likvider per 31. desember 2003.

Statoil forvaltet ved siste årsskifte om lag 22,5 milliarder kroner i obligasjoner, sertifikater og aksjer. Kapitalforvaltningen omfatter plasseringer fra Statoil Forsikring a.s, konsernets likviditetsreserve, samt Statoils Pensjonskasser – som ikke konsolideres inn i Statoils regnskap.

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.

Rente- og valutarisiko utgjør betydelig finansiell risiko for Statoil-konsernet. Den samlede eksponeringen styres på porteføljenivå i samsvar med strategiene og fullmaktene i det konsernomfattende risiko-styringsprogrammet, 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 rapporterer både i henhold til amerikanske (USGAAP) og norske (NGAAP) regnskapsprinsipper. Note 27 i NGAAP-regnskapet viser forskjellen mellom de to regnskapene.



Stein Bredal

Stein Bredal (født 1950) ble valgt inn i styret som representant for ansatte i april 2000 og gjenvalgt i juni 2002. Han er materialkoordinatør på Gullfaks-feltet, og har arbeidet i Statoil siden 1985. Stein Bredal representerer Yrkesorganisasjonenes Sentralforbund (YS) der han er tillitsvalgt på heltid.

Styret bekrefter at grunnlaget for videre drift er til stede, jfr. regnskapslovens paragraf 3-3. Årsregnskapet for 2004 er utarbeidet i samsvar med dette.

I henhold til norske regnskapsprinsipper ble årsresultatet for morselskapet Statoil ASA på 24,7 milliarder kroner.

2004 var preget av særlig gunstige markedsforhold og gode økonomiske resultater.

Styret legger til grunn at dette gir rom for et ekstraordinært engangsutbytte på 2,10 kroner per aksje. Med et ordinært utbytte på 3,20 kroner per aksje, vil styret derfor foreslå et samlet utbytte på 5,30 kroner per aksje for generalforsamlingen.

Styrets forslag til disponering av årsresultatet for morselskapet Statoil ASA er (i millioner kroner):

Avsatt til utbytte	11 481
Avsatt til annen egenkapital	14 551
Avsatt til fond for vurderingsforskjeller	- 1 286
Sum disponert	<u>24 746</u>

Selskapets frie egenkapital etter disponeringer utgjør 54,1 milliarder kroner.

Ansvarlig virksomhetsstyring

Styret legger stor vekt på utøvelse av god virksomhetsstyring. På eiersiden utøves denne gjen-

nom selskapets styre, bedriftsforsamling og generalforsamling. Statoils styre har i tillegg etablert en egen revisjonskomité (2003) og en belønningskomité (2004).

To nye representanter ble valgt av eierne til Statoils bedriftsforsamling av generalforsamlingen 5. mai 2004. Eiernes representanter i bedriftsforsamlingen består etter dette av: Anne Kathrine Slungård (leder), Wenche Meldahl (nestleder), Kjell Bjørndalen, Kirsti Høegh Bjørneset, Erlend Grimstad, Anne Britt Norø, Asbjørn Rolstadås og Per-Inge Søreng. En ny representant ble valgt til bedriftsforsamlingen av de ansatte i 2004. De ansattes representanter i Statoils bedriftsforsamling er etter dette: Arvid Færaas, Hans M. Saltveit, Åse Karin Staupe og Per Helge Ødegård.

Det var ingen endringer blant eiernes representanter til Statoils styre i 2004. Styret består av Jannik Lindbæk (leder), Kaci Kullmann Five (nestleder), Finn A. Hvistendahl, Grace Reksten Skaugen, Eli Sætersmoen og Knut Åm. To nye representanter ble valgt til Statoils styre av de ansatte i 2004. De ansattes representanter til styret er etter dette: Lill-Heidi Bakkerud, Stein Bredal og Morten Svaan.

Styrets revisjonskomité fungerer som forberedende organ

for styret i regnskaps- og revisjonssaker. Komiteens medlemmer er: Finn A. Hvistendahl (leder), Morten Svaan og Eli Sætersmoen. Lovgivning i USA krever at Statoil rapporterer om ett eller flere medlemmer i revisjonskomiteen er regnskapsekspert etter definisjoner gitt av U.S. Securities and Exchange Commission (SEC). Styret har vurdert at Finn A. Hvistendahl besitter egenskapene som regnskapsekspert slik SEC har definert begrepet.

Styret har i 2004 opprettet en belønningskomité, som skal bistå i styrets arbeid med ansettelsesvilkår for Statoils konsernsjef, samt med prinsipper og strategi for belønning av det sentrale ledersjiktet i Statoil. Belønningskomiteens medlemmer er: Jannik Lindbæk (leder), Grace Reksten Skaugen og Knut Åm.

En ny norsk standard for eierstyring og selskapsledelse er offentliggjort, og styret vil foreta en grundig vurdering av disse anbefalingene.

En sunn driftsfilosofi

Måltrettet arbeid for å unngå skader på mennesker og miljø står sentralt i Statoils styringsmodell. Dessverre mistet tre personer livet i selskapets virksomhet i 2004, i arbeid for leverandører som utførte arbeid



Eli Sætersmoen

Eli Sætersmoen (født 1964) ble valgt inn i styret i juni 2002. Hun er utdannet innenfor petroleumsteknologi ved NTNU og er selvstendig konsulent innenfor forretningsutvikling og strategi. Hun har tidligere vært finansdirektør i Selvaag Gruppen i Oslo og har hatt stillinger i Cell Network ASA, Orkla Securities, GE-Capital i London, McKinsey & Company og Norsk Hydro.

for utbyggingsprosjektet South Pars 6, 7, 8 i Iran. I 2003 var det to dødsulykker.

12. juli brøt det ut brann i råoljeanlegget til oljeraffineriet på Mongstad. Brannen var kraftig og ble slukket etter to timer. To operatører ble lettere skadet. Potensialet for mer omfattende skader var imidlertid betydelig.

I forbindelse med vedlikehold av en brønn oppstod en ukontrollert brønnsituasjon med gasslekkasje på Snorre A-plattformen. Hendelsen var alvorlig, og hadde et stort skadepotensial. Lekkasjen førte verken til brann eller eksplosjon, og ingen mennesker ble skadet. Gasstrømmen ble stoppet innen et døgn, men som følge av brønnsikring og annet etterarbeid ble produksjonen gjenopptatt først i slutten av januar 2005. Det er iverksatt tiltak for å unngå tilsvarende situasjoner i framtiden.

Personskadefrekvensen, som angir antall personskader per million arbeidstimer, var på 5,9 i 2004, mot 6,0 i 2003. Personskadefrekvensen for Statoils egne ansatte ble redusert fra 3,7 i 2003 til 2,8 i 2004, og har aldri vært lavere.

Fraværsskadefrekvensen, som angir antall personskader som har medført fravær per million arbeidstimer, er forbedret fra 2,6 til 2,3. Alvorlig hendelses-

frekvens for 2004 er uendret på 3,2. Styret legger vekt på at arbeidet som pågår for å bedre sikkerheten blir videreført med uforminsket styrke.

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

Blant de viktigste er videreføring av Kollegaprogrammet for bedre sikkerhet, som er rettet mot egne ansatte og leverandører.

Kollegaprogrammet er utvidet til å gjelde hele konsernet, slik at 25 000 personer nå skal gjennomføre programmet.

Sykefraværet gikk ned fra 3,5 prosent i 2003 til 3,2 prosent i 2004. Styret ser positivt på at Statoil har lyktes med arbeidet for et mer inkluderende arbeidsliv, og legger vekt på at det skal videreføres.

Statoil arbeider kontinuerlig for å redusere veksten i utslipp av klimagasser. Samlede utslipp av CO₂ fra Statoil-opererte/drevne anlegg var 9,8 millioner tonn i 2004, mot 10 millioner tonn året før. CO₂-utslipp fra Kvitebjørn på 2,4 kg per fat oljeekvivalenter etablerer Statoil i verdensklasse for CO₂-utslipp per produsert enhet. Selskapet har samtidig arbeidet målrettet med å tilrettelegge for framtidig reduksjon av klimagasser gjennom kvotehandel.

Norske miljømyndigheter har

satt krav om null skadelige utslipp til sjø innen utgangen av 2005.

Virksomheten i Barentshavet er gjenåpnet, med ytterligere skjerpelser av miljøkravene til aktiviteten i området. Statoil vil møte kravene, samtidig som selskapets prinsipper om null skade på miljøet og sameksistens med fiskeriene blir etterlevd.

Samfunnsengasjement

Styret legger vekt på at Statoils virksomhet styres langs tre dimensjoner: Den økonomiske, den miljømessige og den sosiale. Hensynet til bærekraftig utvikling og samfunnsansvar er et vesentlig element for Statoils styringsmodell.

For å øke den interne bevisstheten om bærekraftig utvikling, gjennomførte Statoil i 2004 to konserndekkende programmer med fokus på henholdsvis etikk / samfunnsansvar og sikkerhet. I kjølvannet av den såkalte Horton-saken har Statoil utviklet et forbedringsprogram med særlig vekt på å styrke årvåkenheten rundt etiske og korrupsjonsrelaterte spørsmål. Programmet innebærer blant annet etablering av etiske komiteer i foretningsområdene, skjerpet fokus på opplæring og mer gjennomsiktighet i selskapets anskaffelses- og beslutningsprosesser.

Statoil ble i februar 2005



Lill-Heidi Bakkerud

Lill-Heidi Bakkerud (født 1963) ble valgt inn i styret som representant for ansatte i juni 2004. Hun har også tidligere vært styremedlem. Bakkerud representerer Nopef og er tillitsvalgt på heltid. Lill-Heidi Bakkerud er utdannet fagarbeider i prosess/kjemi og har arbeidet ved petrokjemianlegget i Bamble og på Gullfaks-feltet.

dømt for brudd på konkurranse- reglene i Sverige i 1999, og ilagt en bot på 50 mill SEK. Styret er tilfreds med at nødvendige tiltak er iverksatt for å forebygge tilsvarende situasjoner i fremtiden.

I 2004 har selskapet også arbeidet videre for å bedre forståelsen av virksomhetens konsekvenser for samfunn og miljø. Det er gjort framskritt i å redusere utslipp til sjø, og konsernsjefens HMS-pris for 2004 ble tildelt en tverrfaglig gruppe i og utenfor Statoil for et prosjekt innenfor området. I tråd med Statoils internasjonale vekst har mer ressurser blitt anvendt for å bidra til en bærekraftig utvikling i Statoils vertssamfunn.

Styret er tilfreds med anerkjennelsen Statoil har høstet fra Dow Jones Sustainability Index for sin innsats på dette området. Det er styrets overbevisning at gode resultater langs samtlige tre bunnlinjer kan bidra til bedre tilgang til nye ressurser i krevende områder.

Statoil er en kompetansebedrift hvor over halvparten av de ansatte har høyskole- eller universitetsutdanning, og videreutvikling av kompetansen er viktig.

27 prosent av Statoils ansatte er kvinner, og arbeid for likestilling har en viktig plass i selskapet. 26 prosent av selskapets ledere er i dag kvinner. Blant ledere

under 45 år er andelen 35 prosent. Statoil har egne utviklingsprogrammer for ledere, og andelen kvinnelige deltakere har de siste årene vært stabil på rundt 30 prosent.

Statoil har lenge hatt stor oppmerksomhet rettet mot rekruttering av kvinnelige fagarbeidere. 18 prosent av våre fagarbeidere er kvinner. Blant nyrekrutterte fagarbeidere i 2004 var 29 prosent kvinner. I gjennomsnitt har de kvinnelige fagarbeiderne noe lavere grunnlønn enn mannlige fagarbeidere. Dette skyldes at mennene i gjennomsnitt har lengre ansiennitet enn kvinner.

Ansatte i Statoil ASA belønnes i forhold til stilling, kompetanse og resultater. Gjennom den årlige individuelle lønnsjusteringen ivaretar vi også prinsippene om lik lønn for arbeid av lik verdi.

Konsernets videreutvikling

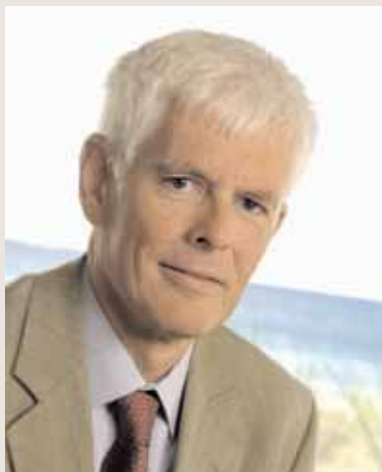
Sterke markedsposisjoner, en målrettet strategi og solide prestasjoner har vært viktig for Statoil-konsernets positive utvikling de siste årene. Sammen med kompetente medarbeidere, tydelige verdier og en sterk industriell og teknologisk plattform legger dette et godt grunnlag for videreutvikling av selskapet. Samtidig er det grunn til å understreke at selskapets virksomhet og strategier tilpasses

omgivelser og utsikter preget av betydelig usikkerhet.

Statoil har i 2004 revidert verdier og lederprinsipper for å gjøre verdigrunnlaget tydeligere. Verdiene og prinsippene som er gjengitt i dokumentet "Vi i Statoil" skal være retningsgivende for håndteringen av utfordringer og utvikling av kunderelasjoner. I sum skal dette bidra til å styrke Statoils konkurranseposisjon.

Dynamiske omgivelser og skjerpet internasjonal konkurranse understreker viktigheten av et solid fundament for ledelse og styring. Styret legger vekt på at resultater og prestasjoner på kort og mellomlang sikt til enhver tid står høyt på ledelsens agenda. Målrettet utvikling av organisasjon og lederskap blir også viktig for å møte selskapets langsiktige målsetninger. Samtidig må selskapets omdømme opprettholdes gjennom gode relasjoner mellom selskap og samfunn.

En gjennomgang av forretningsplan og strategi høsten 2004 munnet ut i justerte operasjonelle og finansielle målsetninger for 2007. Statoils olje- og gassproduksjon skal økes til 1,4 millioner fat per dag. Dette innebærer en gjennomsnittlig årlig produksjonsvekst på 8 prosent i den neste treårsperioden. 2007-målsetningen for normalisert



Morten Svaan

Morten Svaan (født 1956) ble valgt inn i styret som representant for ansatte i juni 2004. Han har vært hovedtillitsvalgt for NIF/Tekna i perioden 2000 til 2004. Morten Svaan er utdannet dr. ing fra NTNU og bedriftsøkonom fra BI og har vært ansatt i Statoil siden 1985. Han arbeider som prosjektleder innen helse, miljø og sikkerhet i forretningsområdet Teknologi og prosjekter.

avkastning på sysselsatt kapital er 13 prosent. Styret legger vekt på at dette representerer en konkurransedyktig kombinasjon av vekst og avkastning på kort og mellomlang sikt.

Statoils strategi tilsikter å oppnå langsiktig, lønnsom vekst. Produksjonsprofilen bearbeides aktivt for å sikre en langsiktig utvikling av selskapet. Det er nødvendig å revitalisere norsk sokkel for å sikre et produksjonsnivå på dagens nivå så lenge som mulig. I tillegg blir det viktig å utvikle eksisterende og nye posi-

sjoner for å videreføre veksten i internasjonal produksjon også utover 2007.

Organisk vekst vil fortsatt stå i sentrum for videreutviklingen av selskapet. Samtidig står Statoil overfor betydelige endringer i de industrielle omgivelsene, med skjerpet konkurranse om begrensede olje- og gassressurser. Derfor vil også uorganisk vekst vurderes. Forutsetningen for slike tiltak er imidlertid at de kan støtte opp om Statoils strategi, samtidig som det kan skapes verdier for eierne.

Styret legger vekt på at resultatene som er oppnådd i 2004 gir et godt utgangspunkt for videreutvikling av konsernet.

Ambisjonene er trappet opp, målsetningene er hevet og en fornyelse av forbedringsprogrammet er iverksatt. Erfaringene med målstyring er gode, og systemet vil bli videreført. Statoil er dermed godt posisjonert for å hevde seg i skjerpet internasjonal konkurranse.

Oslo, 9. mars 2005

I STYRET FOR STATOIL ASA


JANNIK LINDBÆK
STYRELEDER


STEIN BREDAL


LILL-HEIDI BAKKERUD


MORTEN SVAAN


KACI KULLMANN FIFE
NESTLEDER


FINN A. HVISTENDAHL


GRACE R. SKAUGEN


ELI SÆTERSMOEN


KNUT ÅM


HELGE LUND
KONSERNESJEF



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 2004 var 306,2 milliarder kroner, mens periodens resultat etter skatt var 24,9 milliarder kroner. I 2004 produserte Statoil 263 millioner fat olje og 22,1 milliarder Sm³ naturgass, tilsvarende en produksjon på totalt 402 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.). Konsernets sikre reserver per 31. desember 2004 utgjorde 1,7 milliarder fat olje og NGL og 408 milliarder Sm³ naturgass, totalt 4,3 milliarder fat o.e.

Virksomheten deles inn i følgende fire hovedforretningsområder (benevnes segmenter i Ledelsens finansielle analyse):

- Undersøkelse og Produksjon Norge (U&P Norge), som omfatter all lete-, utbygging- og produksjonsvirksomhet 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 fra oppstrømsvirksomheten på norsk sokkel, fra oppstrømsvirksomheten i Storbritannia, samt salg av tredjeparts gass og gassalg på vegne av SDØE. Fra 1. januar 2004 er Naturgass ansvarlig for enkelte deler av vår internasjonale midt- og nedstrømsvirksomhet.
- Foredling og Markedsføring, som omfatter nedstrømsaktiviteten, herunder salg av råolje, NGL og raffinerte produkter, raffinering, produksjon og salg av metanol, detaljmarkedsføring, industrirettet markedsføring, og petrokjemivirksomhet gjennom vår 50 prosent eierandel i Borealis. Foredling og Markedsføring selger Statoils egenvolumer, tredjepartsvolumer og SDØE-volumer.

Endringer i porteføljen.

Statoil arbeider for å optimere verdien av sine eiendeler gjennom porteføljestyling. Dette har medført restruktureringer i eiendelsporteføljen både i Norge og internasjonalt. Listen nedenfor summerer vesentlige kjøp og salg som har blitt gjennomført i løpet av de siste årene.

- **Diverse porteføljjusteringer hovedsakelig på norsk sokkel**
- **Kjøpet av eierandeler i de to feltene In Salah og In Amenas i Algerie**
- **Salg av vår oppstrømsvirksomhet i Danmark, inkludert Siri-feltet**
- **Salg av aksjeposten i det tyske gassalgelskapet VNG (Verbundnetz Gas AG)**
- **Inntreden i en kontrakt angående regassifisering av LNG ved Cove Point og det planlagte Cove Point utvidelsesprosjektet**
- **Kjøpet av ICA/Aholds 50 prosent andel i Statoil Detaljhandel Skandinavia (SDS)**
- **Salget av shippingvirksomheten i Navion, samt det påfølgende salg av vår 50 prosent andel i Partsrederiet West Navigator DA og multifunksjonsskipet MST Odin**



Forhold som påvirker resultatene

Resultatene påvirkes i betydelig grad av:

- nivået på råolje- og naturgasspriser; samt
- utviklingen i valutakursen mellom USD, som råoljeprisene vanligvis er notert i, og som inntekter fra langsiktige gassalgavtaler 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:

- 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 letemuligheter 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 2002, 2003 og 2004.

	2002	2003	2004
Råolje (USD per fat Brent-blend)	25,0	28,8	38,3
Naturgass (kroner per Sm ³) fra norsk sokkel	0,95	1,02	1,10
Gjennomsnittlig valutakurs NOK/USD	7,97	7,08	6,74

Tabellen nederst på siden viser hvordan visse endringer i prisen på råolje, kontraktsprisene på naturgass, raffineringmarginen 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 2004.

Sensitiviteter basert på resultatene for 2004

Sensitivitetene i Statoils regnskapsmessige resultater som vist i tabellen nedenfor, vil avvike fra de som faktisk ville fremkommet i Statoils konsernregnskap. Statoils konsernregnskap ville også gjenspeile effekten på sikre reserver og følgelig på av- og nedskrivninger, marginene til segmentene Naturgass og Foredling og Markedsføring, vår undersøkelsesaktivitet, utbygging av felt 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 og oppkjøp og unngå forsert 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 inngikk ingen lignende sikring for 2004, men har inngått nedsidebeskyttelse for priser under USD 18 per fat for noe av produksjonen for de siste tre kvartalene i 2005. For 2005 er cirka 20 prosent av raffineringmarginen 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 bytte langsiktig gjeld over i USD. 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. En reduksjon i valutakursen vil ha motsatt effekt, og vil følgelig redusere resultatet, som på kort sikt vil bli motvirket av økte finansinntekter. Se — Likviditet og kapitalressurser — Risikostyring.

Statoil markedsfører og selger Den norske stats andel av olje- og gassproduksjon fra norsk sokkel. Beløp som skal betales til Den norske stat for disse kjøpene er

inkludert som Leverandørgjeld i konsernets balanse. Prisen som Statoil betaler for kjøpte råoljevolumer fra Den norske stat er estimerte markedspriser. NGL priser er basert enten på oppnådde priser, markedsverdi eller estimerte markedspriser.

Statoil selger Den norske stats gassproduksjon i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko. Dette salget og alle kostnader forbundet med dette blir refundert av staten, og disse vises netto i Statoils resultatregnskaper. Refusjonen inkluderer påløpte kostnader relatert til aktiviteter og investeringer som er nødvendige for å oppnå markedstilgang og for å optimere fortjenesten fra salget av naturgass. For salg av Den norske stats naturgass, både til oss og til tredjepart, er betalingen til den norske stat basert enten på oppnådde priser, en nettoverdiforformel eller markedsverdi. Statoil kjøper en liten andel av Den norske stats gass.

Statoils samlede kjøp av olje og NGL fra Den norske stat var på henholdsvis 81 487 millioner kroner (319 millioner fat o.e.), 68 479 millioner kroner (336 millioner fat o.e.) og 72 298 millioner kroner (374 millioner fat o.e.) i henholdsvis 2004, 2003 og 2002. Kjøp av naturgass fra Den norske stat utgjorde 237 millioner kroner, 255 millioner kroner og 119 millioner kroner i henholdsvis 2004, 2003 and 2002.

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 som betalte produksjonsavgift i 2004 var Gullfaks og Oseberg. Statfjord betalte avgift til og med 2002. De feltene som betalte royalty representerte samlet henholdsvis 24 prosent, 16 prosent og 13 prosent av vår totale petroleumsproduksjon på norsk sokkel i 2002, 2003 og 2004. Produksjonsavgiften som betales i form av avgiftsolje og er basert på leveranse av olje eller kjøpes til en beregnet markedspris, varierte i 2004 fra 2 til 3 prosent av de totale oljevolumene fra de aktuelle feltene. Statoil inkluderer anskaffelseskostnadene og inntektene 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 ved utgangen av 2005.

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 prosent. Svingningene i inntjening dempes som følge av at en betydelig andel av norske offshoreinntekter betales som offshore skatt på 78 prosent i perioder med overskudd, og av de betydelige skattemessige fradragene norsk offshorevirksomhet gir i perioder med underskudd. En overveiende del av skattene Statoil betaler, betales til Den norske stat. I 2001 foretok Stortinget diverse endringer i skattleggingen av petroleumsvirksomheten. Med virkning fra 1. januar 2004 er mottatt utbytte ikke lenger underlagt norsk skatt. Det eksisterer unntak for utbytte mottatt fra selskaper eller porteføljeinvesteringer utenfor EØS-området.

(i milliarder kroner)	Endring i resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	Endring i årsresultat
Oljepris (+/- USD 1/fat)	1,8	0,5
Gasspris (+/- 10 øre/Sm ³)	2,1	0,5
Raffineringmargin (+/- USD 1/fat)	0,7	0,4
Virkningen av kursen på USD på driftsinntekter og kostnader (+/- NOK 0,50)	4,7	1,4
Virkningen av kursen på USD på gjeld (+/- NOK 0,50) ⁽¹⁾	i/a	1,5

⁽¹⁾ USD-kursens virkning på gjelden har motsatt effekt på resultatet i forhold til virkningen på inntekter og kostnader.

Resultat for virksomheten

Tabellen nederst på siden viser utvalgte tall fra konsernets resultatregnskap uttrykt som en prosentandel av sum driftsinntekter for konsernet.

Regnskapsårene 2004, 2003 og 2002

Salgsinntekter. Statoil markedsfører og selger Den norske stats andel av olje- og gassproduksjon fra norsk sokkel. Alt kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er inkludert i henholdsvis Varekostnader og Salgsinntekter.

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.

Salgsinntekter var 303,8 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 248,5 milliarder kroner i 2003 og 242,2 milliarder kroner i 2002.

Økningen på 22 prosent i Salgsinntekter fra 2003 til 2004 skyldtes hovedsakelig en 25 prosent økning i oljepris, og en 8 prosent økning i realisert pris målt i norske kroner på vår naturgass solgt til de europeiske markedene, samt økt salg av egengass. Konsernets oljepris er et volumvektet gjennomsnitt av segmentenes pris på olje og NGL, inkludert en margin for Oljesalg, -handel og forsyning (O&S) på 70 øre per fat. Økningen i eierandelen i SDS til 100 prosent bidro med omtrent 5 milliarder kroner i økte salgsinntekter. Økte priser og høyere volumer i nedstrømsvirksomheten bidro også til økningen i salgsinntekter i 2004, sammenlignet med 2003. Økningen i salgsinntekter motvirkes delvis av reduserte solgte oljevolum, som reduserte inntektene med 6,4 milliarder kroner, hovedsakelig knyttet til volumer solgt på vegne av SDØE.

Statoils **daglige oljeproduksjon (løfting)** ble redusert fra 737 500 fat i 2003 til 712 600 fat i 2004. Reduksjonen på 3 prosent skyldes hovedsakelig redusert produksjon fra modne felt som Statfjord, Norne og Lufeng. Enkelte driftsproblemer, samt den ukontrollerte brønnsituasjonen på Snorre reduserte produksjonsregulariteten noe i 2004 sammenlignet med 2003. Denne

reduksjonen ble delvis motvirket av produksjon fra Kizomba A-feltet som startet produksjon i fjerde kvartal 2004. Ved utgangen av 2004, var vi i en underløftposisjon med cirka 12 000 fat o.e. per dag, sammenlignet med et underløft på cirka 9 000 fat o.e. per dag i 2003.

Statoils daglige oljeproduksjon (løfting) ble redusert fra 748 200 fat i 2002 til 737 500 fat i 2003. Reduksjonen på 1 prosent 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 cirka 9 000 fat o.e. per dag, sammenlignet med et mindre underløft i 2002.

Salg av egenprodusert gass var 22,1 milliarder Sm³ i 2004, sammenlignet med 19,3 milliarder Sm³ i 2003 og 18,8 milliarder Sm³ i 2002. Gassvolumene økte hovedsakelig på grunn av en økning i langsiktige gasssalgskontrakter til det europeiske kontinentet, samt økt kortsiktig salg, hovedsakelig til Storbritannia. Gassvolumene i 2004 inkluderer også en større andel gass fra segmentet Internasjonal U&P, som et resultat av produksjonsoppstart på gassfeltet In Salah i Algerie i juli 2004.

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 produserte volum oppstår fordi Statoil i løpet av en gitt periode kan løfte enten høyere eller lavere andel av den produserte oljen enn det som tilsvarer vår produserte egenolje i perioden.

Resultatandel fra tilknyttede selskaper. Resultatandel fra tilknyttede

	2002	2003	2004
RESULTATREGNSKAP			
Driftsinntekter:			
Salgsinntekter	99,3%	99,7%	99,2%
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	0,2%	0,2%	0,4%
Andre inntekter	0,5%	0,1%	0,4%
Sum driftsinntekter	100%	100%	100%
Kostnader:			
Varekostnader	60,7%	60,0%	61,5%
Driftskostnader	11,6%	10,7%	8,9%
Salgs- og administrasjonskostnader	2,2%	2,2%	2,1%
Av- og nedskrivninger	6,9%	6,5%	5,7%
Undersøkelseskostnader	0,9%	1,0%	0,6%
Sum kostnader før finans	82,3%	80,4%	78,7%
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	17,7%	19,6%	21,3%

selskaper inkluderer hovedsakelig vår 50 prosent eierandel i Borealis, tidligere, vår 50 prosent eierandel i Statoil Detaljhandel Skandinavia, som nå er et heleid datterselskap, vår 50 prosent eierandel i boreskipet West Navigator, som ble solgt i 2004, samt diverse andre selskaper. Statoils resultatandel fra tilknyttede selskaper var 1,2 milliarder kroner i 2004, 0,6 milliarder kroner i 2003 og 0,4 milliarder kroner i 2002. Økningen fra 2003 til 2004 skyldes hovedsakelig økt bidrag fra Borealis som et resultat av økte marginer og volumer. Økningen fra 2002 til 2003 skyldtes også økt bidrag fra Borealis, samt økt bidrag fra eierandeler i virksomhet knyttet til naturgassvirksomheten.

Andre inntekter. Andre inntekter var på 1,3 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 0,2 milliarder kroner i 2003 og 1,3 milliarder kroner i 2002. Inntekten på 1,3 milliarder kroner i 2004 er hovedsakelig knyttet til salget av aksjeposten i Verbundnetz Gas (VNG), salget av våre aksjer i teknologiselskapene Electromagnetic Geoservice AS (EMGS) og Advanced Production and Loading AS (APL), samt salget av eierandeler i Kristin og Mikkel på norsk sokkel. Inntekten på 0,2 milliarder kroner i 2003 var hovedsakelig relatert til salget av Navion. Inntekten på 1,3 milliarder kroner i 2002 besto hovedsakelig av realisert gevinst knyttet til salget av oppstrømsvirksomheten i Danmark, i hovedsak feltene Siri og Lulita.

Varekostnader. Våre varekostnader inkluderer kostnaden av SDØE olje- og NGL-produksjon som Statoil kjøper fra den norske stat i henhold til avsetningsinstruksen. Se —Forhold som påvirker vårt resultat for mer informasjon.

Varekostnaden økte til 188,2 milliarder kroner i 2004, fra 149,6 milliarder kroner i 2003 og 147,9 milliarder kroner i 2002.

Økningen på 26 prosent i 2004, sammenlignet med 2003, er i hovedsak knyttet til økte oljepriser målt i norske kroner. Dette motvirkes delvis av reduksjon i innkjøpte volumer fra SDØE.

Økningen på 1 prosent fra 2002 til 2003 skyldes i hovedsak økte oljepriser målt i norske kroner. Dette motvirkes delvis av 11 prosent svekkelse av NOK/USD valutakursen, samt reduksjon i innkjøpte volumer fra SDØE.

Driftskostnader. Våre driftskostnader inkluderer produksjonskostnader i felt og i transportsystem knyttet til vår andel av olje- og gassproduksjonen. Driftskostnadene var 27,4 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 26,7 milliarder kroner i 2003, og 28,3 milliarder kroner i 2002. Økningen fra 2003 til 2004 skyldes i hovedsak konsolideringen av SDS i Statoils regnskaper, som påvirker sammenligninger mellom årene. Reduksjonen på 6 prosent fra 2002 til 2003 er hovedsakelig knyttet til bortfallet av shippingvirksomheten Navion som ble solgt i 2003, samt reduserte prosesseringskostnader.

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 var 6,3 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 5,5 milliarder kroner i 2003 og 5,3 milliarder kroner i 2002.

Økningen fra 2003 til 2004 skyldtes hovedsakelig at SDS ble konsolidert inn i konsernets regnskaper, som påvirker sammenligninger mellom årene, samt at forsikringspremiene økte i 2004, sammenlignet med 2003. Økningen ble delvis motvirket av effekten av reduserte riggvæsetninger.



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

I perioden 1998–2004 avsatte Statoil cirka 1,4 milliarder kroner for et forventet tap på langsiktige borekontrakter. Per 31. desember 2004 utgjorde gjenværende avsetning cirka 0,4 milliarder kroner. Avsetninger er basert på antakelser vedrørende egen bruk av riggene, samt ratene og varigheten av utleie av disse riggene til tredjepart, samt valutakursutviklingen for NOK sammenlignet med USD. Disse antakelsene er basert på ledelsens beste vurdering og vurderes kvartalsvis. Avsetninger for fremtidige tap ble redusert med 1,0 milliarder kroner ved utgangen av 2004, hvorav 0,3 milliarder kroner var realiserede tap.

Av- og nedskrivninger. Av- og nedskrivningene inkluderer avskrivning av produksjonsinstallasjoner og transportsystem, nedskrivning av felt i produksjon, avskrivning av immaterielle eiendeler og avskrivning av balanseførte undersøkelsesutgifter og nedskrivning av forringede varige driftsmidler. Av- og nedskrivningskostnaden var 17,5 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 16,3 milliarder kroner i 2003 og 16,8 milliarder kroner i 2002.

Økningen fra 2003 til 2004 skyldes i hovedsak at nye felt startet produksjon både på norsk sokkel og internasjonalt, nedskrivninger på totalt 0,3 milliarder kroner på noen felt, samt økninger grunnet endringer i avskrivninger på fjerningseiendeler.

Reduksjonen fra 2002 til 2003 er hovedsakelig knyttet til nedskrivning av LL652-feltet i Venezuela på 0,8 milliarder kroner i 2002, mens beløpet for 2003 inkluderer en nedskrivning av Dunlin-feltet i Storbritannia på 0,2 milliarder kroner.

Leting (i millioner kroner)	2002	2003	2004
Leteutgifter (aktivitet)	2 507	2 445	2 466
Kostnadsføring av tidligere balanseførte utgifter	554	256	110
Balanseført andel av årets leteaktivitet	-651	-331	-748
Undersøkelseskostnader	2 410	2 370	1 828

Undersøkelsesutgifter. Undersøkelsesutgiftene blir balanseført i den utstrekning leteaktivitetene medfører antatt kommersielle funn eller avventer beslutning, 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 1,8 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 2,4 milliarder kroner i 2003 og 2,4 milliarder kroner i 2002.

Reduksjonen i undersøkelseskostnader på 23 prosent fra 2003 til 2004 var hovedsakelig knyttet til 0,4 milliarder kroner økt balanseføring av leteaktiviteten. Kostnadsføring av tidligere balanseførte utgifter var 0,1 milliarder kroner lavere i 2004 enn i 2003. Totalt ble 12 lete- og avgrensingsbrønner ferdigboret i 2004, hvorav ni resulterte i funn.

Nedgangen på 2 prosent fra 2002 til 2003 skyldtes hovedsakelig et lavere letenivå i U&P Norge, noe som delvis ble 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.

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var 65,1 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 48,9 milliarder kroner i 2003, og 43,1 milliarder kroner i 2002.

Økningen på 33 prosent skyldes hovedsakelig en 25 prosent økning i gjennomsnittlig oljepris målt i norske kroner, 8 prosent økning i gasspris målt i norske kroner, 1,2 milliarder kroner knyttet til endringer i riggavsetninger, samt 2 prosent økning i løfting av olje og gass. Gevinsten fra salget av aksjeposten i VNG i første kvartal 2004 bidro også med 0,6 milliarder kroner. Letekostnadene ble redusert med 0,5 milliarder kroner i 2004 sammenlignet med 2003, hovedsakelig grunnet økt balanseføring av årets leteutgifter sammenlignet med fjoråret. Blant annet bidro høyere raffinering- og petrokjemimarginer med 1,3 milliarder kroner i økt resultat for 2004 sammenlignet med 2003.

Økningen i resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser i 2004 ble delvis motvirket av 1,2 milliarder kroner i økte av- og nedskrivninger, hovedsakelig knyttet til økt løfting og nye felt i produksjon, økte fjerningsestimater, samt opphevelse av fjerningstilskuddsloven. Avsetning til økte forsikringsforpliktelser i de to gjensidige forsikringsselskapene som Statoil er deltaker i, reduserte resultatet med 0,4 milliarder kroner. Økt resultatbidrag fra nedstrømsvirksomhetene motvirkes noe av bortfall av Navion-inntekter som i 2003 var på 0,5 milliarder kroner, samt 0,3 milliarder kroner i redusert bidrag fra Oljesalg, -handel og forsyning (O&S) i 2004 sammenlignet med 2003, noe som hovedsakelig skyldes valutaeffekter. Statoil Detaljhandel Skandinavia AS (SDS) er fra juli 2004 konsolidert inn i Statoils regnskaper og vil følgelig påvirke sammenligninger mellom periodene.

Økningen på 13 prosent 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 prosent sammenlignet med 2002. Målt i norske kroner økte oljeprisen med 5 prosent og naturgassprisen med 7 prosent 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. Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser i 2002 inkluderte en gevinst på 1,0 milliarder kroner fra salget av oppstrømsvirksomheten i Danmark, som ble delvis motvirket av en nedskrivning av LL652-feltet i Venezuela i 2002 på 0,8 milliarder kroner før skatt.

I 2004, 2003 og 2002 var driftsmarginen, målt som den prosentandelen resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser utgjorde av driftsinntektene, på henholdsvis 21 prosent, 20 prosent og 18 prosent av grunner diskutert ovenfor.

Netto finansposter. For 2004 rapporterer Statoil en netto finansinntekt på 5,7 milliarder kroner, sammenlignet med en netto finansinntekt på 1,4 milliarder kroner i 2003 og 8,2 milliarder kroner i 2002. Endringene fra år til år skyldes i all hovedsak urealiserte valutagevinster på Statoils utestående USD-gjeld. I løpet av 2003 styrket den norske kronen seg med 29 øre mot USD, mens den styrket seg med 64 øre i løpet av 2004.

Økningen i netto finansposter fra 2003 til 2004 skyldes i hovedsak endringer i NOK/USD valutakursen med effekt både på den langsiktige gjelden og på de kortsiktige valutabalansene. Valutasammensetningen inkludert effekten av valutabytteavtaler var ved utgangen av 2004 nær 100 prosent i USD.

Renteinntekter og andre finansinntekter for 2004 utgjorde 1,0 milliarder kroner, sammenlignet med 1,2 milliarder kroner i 2003 og 1,8 milliarder kroner i 2002. Reduksjonen skyldes hovedsakelig lavere renteinntekter som følge av generelt rentefall i 2004 sammenlignet med de to foregående årene.

Rentekostnader og andre finanskostnader for 2004 var 0,3 milliarder kroner, sammenlignet med 0,9 milliarder kroner i 2003. Reduksjonen skyldes hovedsakelig fall i USD renter som har gitt lavere rentekostnader på konsernets langsiktige gjeld og kortere rentebindingsperioder. En lavere gjennomsnittskurs for NOK/USD i 2004 enn 2003 har også bidratt til reduksjonen. I 2002 var rentekostnader og andre finanskostnader 2,0 milliarder kroner.

Resultatet fra verdipapirforvaltningen, hovedsakelig aksjeinvesteringer eiet av Statoil Forsikring AS, ga et resultat på 0,5 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 0,9 milliarder kroner i 2003 og et tap på 0,6 milliarder kroner i 2002.

Norges Banks sluttkurs for NOK/USD var 6,97 den 31. desember 2002, 6,68 den 31. desember 2003 og 6,04 den 31. desember 2004. Disse sluttkursene legges til grunn ved omregning av balanseposter i utenlandsk valuta i Statoils regnskaper.

Andre poster. Det var ingen andre poster i 2004. 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 var 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 64,1 prosent, 62,0 prosent og 66,9 prosent i henholdsvis 2004, 2003 og 2002. Skattesatsen for 2004 er sterkt påvirket av de positive skatteeffektene knyttet til endringer i norsk skattelov relatert til Fritaksmodellen med 1,4 milliarder kroner og aksept for Statoils metode for å allokere kontorkostnader mot sokkelskattregimet med 0,4 milliarder kroner. Justert for disse to periodefremmede effektene, ville skattesatsen vært 66,7 prosent i 2004. I 2003 ble det inntektsført 6,7 milliarder kroner som følge av en reduksjon i utsatt skatt knyttet til opphevelsen av Fjerningstilskuddsloven, og 6,0 milliarder kroner ble kostnadsført under Andre poster. Justert for å ekskludere effekten av opphevelsen av Fjerningstilskuddsloven var skattesatsen i 2003 på 67,9 prosent.

Effektiv skattesats er skattekostnad dividert med resultat før skatt og minoritetsinteresser. Svingningene i effektiv skattesats fra år til år skyldes hovedsakelig poster som ikke er fradragsberettigede/skattepliktige (permanente differanser), endringer i forholdet mellom andelen av resultat før skatt fra norsk sokkel skattlagt til en marginal sats på 78 prosent, andelen fra annen norsk inntekt skattlagt til 28 prosent, og andelen som stammer fra andre land skattlagt etter deres respektive skattesatser.

Minoritetsinteresser. Minoritetsinteressene i resultatet for 2004 var på 0,5 milliarder kroner, sammenlignet med 0,3 milliarder kroner i 2003 og 0,2 milliarder kroner i 2002. Minoritetsinteressene består hovedsakelig av Shell sin eierandel på 21 prosent i råoljeraffineriet på Mongstad.

Årsresultat. Årsresultatet i 2004 var på 24,9 milliarder kroner, sammenlignet med 16,6 milliarder kroner i 2003 og 16,8 milliarder kroner i 2002. De bakenforliggende forholdene for disse resultatene er forklart ovenfor.

Forbedringsprogrammet. Statoil har konkretisert flere forbedringstiltak som ble ansett som nødvendige for å nå målet om en normalisert avkastning på sysselsatt kapital i 2004 på 12 prosent. Ett av virkemidlene for å nå dette målet, var å redusere kostnader og øke inntekter innenfor spesifiserte områder med 3,5 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 2001.

Et sett av mindre forbedringer ble målsatt i et større antall områder. De viktigste av disse forbedringene er beskrevet etter segmentene nedenfor. I noen av tilfellene ble forbedringene sammenlignet med rapporterte 2001-nivå, for eksempel løftede volum eller produksjonshetskostnad. Innenfor andre områder var det nødvendig å foreta antakelser om hva resultatet ville ha vært i 2004, hvis ingen tiltak hadde blitt iverksatt, for eksempel forventet økning i vannproduksjon i 2004. Tiltak ble iverksatt for å forbedre prestasjon mot disse basisforutsetningene. I alle tilfeller er effekten av Algerie-transaksjonen i 2003, som ble fullført i 2004, ekskludert fra beregningene.



Ved utgangen av 2004 er Statoil tilfreds med å ha identifisert årlige, vedvarende forbedringer av kostnader og inntekter, som er estimert til å bidra med 3,2 milliarder kroner, sammenlignet med et mål på 3,5 milliarder kroner for 2004, og har bidratt til å nå målet om en normalisert avkastning på sysselsatt kapital på 12 prosent for 2004. Hovedårsaken til at konsernets mål på 3,5 milliarder kroner ikke er nådd knyttes til at segmentet Internasjonal U&P ikke oppnådde de målsatte forbedringene, som beskrevet nærmere under avsnittet Internasjonal U&P.

Segmentene

Tabellen på neste side viser utvalgt finansiell informasjon for våre fire segmenter. Når resultatene fra segmentene summeres, foretar konsernet eliminerings av internt salg. Elimineringene omfatter blant annet transaksjoner i forbindelse med vår olje- og naturgassproduksjon i segmentene U&P Norge og Internasjonal U&P, og i forbindelse med salg, transport og raffinering av vår olje- og gassproduksjon for segmentene Foredling og Markedsføring og Naturgass. Segmentet U&P Norge produserer olje som selges internt til Oljesalg, -handel og forsyning (O&S) i vårt segment Foredling og Markedsføring, som deretter selger oljen til markedet. U&P Norge produserer også naturgass som selges internt til vårt segment 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 segmentene Foredling og Markedsføring og Naturgass.

For salg av olje fra U&P Norge til Foredling og Markedsføring er internprisen for alle typer olje gjeldende markedsreflektert pris minus en margin på 70 øre per fat. Internprisen for salg av naturgass mellom U&P Norge og Naturgass utgjør 32 øre per standard kubikkmeter, justert kvartalsvis for forholdet mellom gjennomsnittlig oljepris i USD de siste seks måneder og en oljepris på 15 USD. Gjennomsnittlig internpris for gass per Sm³ var i gjennomsnitt 71 øre i 2004, 59 øre i 2003 og 50 øre i 2002.

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon for segmentene, inkludert interne eliminerings for årene 2002, 2003 og 2004.

Resultat av virksomheten

(i millioner kroner)	2002	2003	2004
U&P Norge			
Driftsinntekter	58 780	62 494	74 050
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	34 204	37 855	51 029
Langsiktige eiendeler	72 931	76 468	81 629
Internasjonal U&P			
Driftsinntekter	6 769	6 615	9 765
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	1 129	1 781	4 188
Langsiktige eiendeler	19 594	31 875	37 956
Naturgass			
Driftsinntekter	24 536	25 452	33 326
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	6 134	6 005	6 784
Langsiktige eiendeler	15 156	15 772	17 535
Foredling og Markedsføring			
Driftsinntekter	211 152	218 642	267 177
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	1 637	3 555	3 921
Langsiktige eiendeler	27 843	23 226	30 055
Øvrig virksomhet og eliminerings			
Driftsinntekter	-57 423	-63 828	-78 100
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	-2	-280	-815
Langsiktige eiendeler	11 709	15 090	15 999
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	43 102	48 916	65 107

U&P Norge

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, operasjonelle nøkkeltall og prosentvise endringer for forretningsområdet U&P Norge for 2002, 2003 og 2004.

Regnskapsårene 2004, 2003 og 2002

U&P Norge hadde **driftsinntekter** på 74,1 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 62,5 milliarder kroner i 2003 og 58,8 milliarder kroner i 2002.

Økningen på 18 prosent i inntekter fra 2003 til 2004 skyldes i hovedsak en 32 prosent økning i gjennomsnittlig oljepris i USD på olje solgt fra U&P Norge til Foredling og Markedsføring, en 20 prosent 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 5 prosent reduksjon i NOK/USD valutakursen og en reduksjon i løftede oljevolum.

Økningen på 6 prosent i inntekter fra 2002 til 2003 skyldtes hovedsakelig en 18 prosent økning i gjennomsnittlig oljepris i USD og en økning i internprisen i norske kroner på naturgass solgt fra U&P Norge til Naturgass på 19 prosent. Dette ble delvis motvirket av en 13 prosent reduksjon i NOK/USD valutakursen og en 2 prosent reduksjon i løftede oljevolumer.

Gjennomsnittlig daglig oljeproduksjon (løfting) i U&P Norge ble redusert til 612 800 fat i 2004 fra 651 900 fat i 2003 og 666 700 fat i 2002.

Reduksjonen på 6 prosent fra 2003 til 2004 skyldes i hovedsak reduksjon fra feltene Statfjord, Norne og Troll, tekniske problemer på Glitne gjennom hele året, riggstreik og lockout og en ukontrollert brønnsituasjon på Snorre som forårsaket en nedstengning i produksjonen fra slutten av november 2004 til slutten av januar 2005. De nye feltene Kvitebjørn og Sleipner Vest Alfa Nord, som kom i produksjon i fjerde kvartal, kunne ikke fullstendig erstatte produksjonsreduksjonen fra gamle felt.

Reduksjonen på 2 prosent i daglig oljeproduksjon fra 2002 til 2003 skyldtes i hovedsak en nedgang i produksjon fra de modne feltene Statfjord, Sleipner Øst og Norne som har gått av platå. De nye feltene Mikkel, Fram Vest og Vigdis Extension, som kom i produksjon i fjerde kvartal 2003, kunne ikke fullstendig erstatte produksjonsreduksjonen fra gamle felt.

Gjennomsnittlig gassproduksjon per dag var på 58,1 millioner Sm³ i 2004, sammenlignet med 52,6 millioner Sm³ i 2003 og 50,7 millioner Sm³ i 2002.

Gassproduksjonen økte med 11 prosent fra 2003 til 2004 hovedsakelig grunnet økte langsiktige kontrakter for gass volumer og høyt avtak på eksisterende kontrakter.

Økningen på 4 prosent mellom 2002 og 2003 skyldes hovedsakelig en økning i langsiktige kontrakter for gassvolumer og økning i kortsiktige gassalg, særlig til Storbritannia.

Produksjonshetskostnaden var USD 2,84 per fat i 2002, USD 3,10 per fat i 2003 og USD 3,34 per fat i 2004. Økningen fra 2003 til 2004 skyldes i hovedsak effekten av en svakere USD mot NOK siden kostnadene hovedsakelig oppstår i norske kroner, økte pensjonskostnader, samt økte varekostnader på grunn av den høye oljeprisen. Produksjonskostnaden målt i norske kroner ble redusert fra 22,53 kroner per fat i 2002 til 21,93 kroner per fat i 2003 med en svak økning til 22,45 kroner per fat i 2004.

Som en del av **forbedringsprogrammet** har U&P Norge realisert kostnadsreduksjoner og inntektsforbedringer ved utgangen av 2004 sammenlignet med 2001 på 1,1 milliarder kroner, sammenlignet med et mål på 1,2 milliarder kroner. Planlagte tiltak inkluderte driftsforbedringer samt forbedret regularitet på Norsk sokkel og forbedret logistikk og landstøtte. Samtidig som driftskostnader har blitt redusert med 600 millioner kroner, har de totale prosesserte volumene på plattformene (olje, vann og gass) økt betydelig siden 2001. Håndteringen av denne volumøkningen til realisert produksjonskostnad har tilført 500 millioner kroner til forbedringsprogrammet.

USGAAP Resultatregnskap (i millioner kroner)	2002	2003	Endring	2004	Endring
Driftsinntekter	58 780	62 494	6%	74 050	18%
Drifts, salgs og administrasjonskostnader ⁽¹⁾	11 431	11 305	-1%	9 863	-13%
Av- og nedskrivninger ⁽¹⁾	11 725	11 969	2%	12 381	3%
Undersøkelseskostnader	1 420	1 365	-4%	777	-43%
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser ⁽¹⁾	34 204	37 855	11%	51 029	35%
Oljepris (USD/bbl) ⁽²⁾	24,7	29,1	18%	38,4	32%
Operasjonelle data:					
Olje (1000 fat o.e./dag)	666,7	651,9	-2%	612,8	-6%
Naturgass (millioner Sm ³ /dag)	1 784	1 857	4%	2 051	11%
Total produksjon (1000 fat o.e./dag)	985,5	982,4	0%	978,3	0%
Produksjonskostnad (USD per fat o.e.) ⁽³⁾	2,84	3,10	9%	3,34	8%
Produksjonskostnad (NOK per fat o.e.) ⁽³⁾	22,53	21,93	-3%	22,45	2%

(1) Tall for 2002 og 2003 er endret grunnet overføring av Kollsnes til Naturgass.

(2) I 2004 er oljeprisen et volumvektet gjennomsnitt av olje og NGL prisen mottatt av forretningsområdet. For årene 2002 og 2003 inkluderer prisen ikke NGL.

(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.

Drifts, salgs og administrasjonskostnader var 9,9 milliarder kroner i 2004, 11,3 milliarder kroner i 2003 og 11,4 milliarder kroner i 2002. Reduksjonen på 13 prosent fra 2003 til 2004 skyldes hovedsakelig reversering av riggavsetninger på 1,0 milliard kroner sammenlignet med en økning i riggavsetninger på 0,4 milliarder kroner i 2003, noe som ble delvis motvirket av et realisert tap på riggkontraktene på 0,3 milliarder kroner. I tillegg er plattformkostnader redusert med 0,2 milliarder kroner.

Av- og nedskrivninger var på 12,4 milliarder kroner i 2004 sammenlignet med 12,0 milliarder kroner i 2003 og 11,7 milliarder kroner i 2002. Økningen fra 2003 til 2004 skyldes hovedsakelig nedskrivninger på Murchison, avskrivning av fjerningseiendeler som følge av nye prinsipper for regnskapsmessig behandling av fjerningskostnader, og oppstart av produksjon fra nye felt som Kvitebjørn og Tune sent i 2004 og Fram Vest, Mikkel og Vigdis Extension sent i 2003. Dette ble delvis motvirket av økte reserver, som reduserer avskrivningsraten, samt lavere løftede oljevolumer. Økningen fra 2002 til 2003 skyldes i hovedsak avskrivninger på fjerning som et resultat av endringen i fjerningstilskuddsloven, noe som økte avskrivningsgrunnlaget, 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 løftede oljevolumer.

Undersøkelsesutgiftene (aktiviteten) ble redusert både fra 2003 til 2004 og fra 2002 til 2003. Undersøkelsesutgiftene var på 1,1 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 1,2 milliarder kroner i 2003 og 1,4 milliarder kroner i 2002. Reduksjonen på 8 prosent fra 2003 til 2004 skyldes hovedsakelig færre borede brønner grunnet manglende riggtilgjengelighet på norsk sokkel. Reduksjonen fra 2002 til 2003 skyldes i hovedsak færre identifiserte letemuligheter som vi trodde ville være suksessfulle, i noen av de områdene 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. Undersøkelsesutgiftene forventes å øke i 2005.

Undersøkelseskostnadene i 2004 var på 0,8 milliarder kroner, sammenlignet med 1,4 milliarder kroner både i 2003 og i 2002. Den reduserte undersøkelseskostnaden i 2004 sammenlignet med 2003 skyldes hovedsakelig høyere balanseført leting i 2004 enn i 2003 og lavere bidrag fra kostnadsføring av tidligere perioders balanseførte undersøkelsesutgift i 2004 enn i 2003. Undersøkelseskostnaden i 2004 inkluderte 0,1 milliarder kroner i kostnadsføring av tidligere balanseførte undersøkelsesutgifter, sammenlignet med 0,3 milliarder kroner i 2003 og 0,5 milliarder kroner i 2002. Forskjellen i aktivitetet i 2003, sammenlignet med 2002 ble motvirket av lavere balanseføring av undersøkelsesutgifter ved utgangen av 2003, sammenlignet med 2002, samt lavere kostnadsføring av tidligere balanseføre undersøkelsesutgifter i 2003 enn i 2002. I 2004 ble det ferdigstilt seks lete- og avgrensingsbrønner, hvorav fire resulterte i funn. I tillegg ble fire



leteforlengelser av produksjonsbrønner ferdigstilt i 2004, der alle resulterte i funn. Disse utvidelsene er imidlertid ikke finansiert gjennom letemidlene. Til sammenligning ble det i 2003 ferdigstilt ni lete- og avgrensingsbrønner, hvorav seks resulterte i funn. I 2002 ble femten lete- og avgrensingsbrønner ferdigstilt, hvorav ti resulterte i funn. I tillegg ble fem leteforlengelser av produksjonsbrønner ferdigstilt, hvorav fire resulterte i funn.

En avstemming av leteutgifter til letekostnader er vist i tabellen nedenfor.

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser for U&P Norge i 2004 var 51,0 milliarder kroner sammenlignet med 37,9 milliarder kroner i 2003 og 34,2 milliarder kroner i 2002. Økningen på 35 prosent fra 2003 til 2004 skyldes i hovedsak en økning i inntekter grunnet økningen på 26 prosent i gjennomsnittlig oljepris målt i norske kroner, samt en 20 prosent økning i internprisen i norske kroner på salg av naturgass fra U&P Norge til Naturgass. Driftskostnader ble redusert med 13 prosent og undersøkelseskostnader ble redusert med 43 prosent, men disse reduksjonene ble delvis motvirket av en 3 prosent økning i av- og nedskrivninger.

Resultatøkningen på 11 prosent fra 2002 til 2003, skyldes i hovedsak en økning i inntekter på grunn av 5 prosent økning i oljepris målt i norske kroner, samt en 19 prosent økning i internprisen på salg av naturgass solgt fra U&P Norge til Naturgass. Driftskostnadene er redusert med 2 prosent, men reduksjonen er motvirket av 2 prosent økning i av- og nedskrivninger.

Leting (i millioner kroner)	2002	2003	2004
Undersøkelsesutgift (aktivitet)	1 350	1 215	1 092
Kostnadsført, tidligere balanseført undersøkelsesutgift	551	256	61
Balanseført del av periodens undersøkelsesutgift	-481	-106	-376
Undersøkelseskostnader	1 420	1 365	777

Internasjonal U&P

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, operasjonelle nøkkeltall og tilhørende prosentvise endringer for forretningsområdet Internasjonal U&P for 2002, 2003 og 2004.

Regnskapsårene 2004, 2003 og 2002

Internasjonal U&P hadde driftsinntekter på 9,8 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 6,6 milliarder kroner i 2003 og 6,8 milliarder kroner i 2002.

Økningen på 48 prosent fra 2003 til 2004 skyldes i hovedsak økt løfting av olje og gass som bidro med 1,9 milliarder kroner og høyere priser for råolje i USD som bidro med 1,9 milliarder kroner. Priseffekten ble delvis motvirket av en svekkelse NOK/USD valutakursen som reduserte inntektene med 0,5 milliarder kroner. Økningen i oljepriser var lavere enn for konsernet som helhet grunnet store negative kvalitets prisdifferensialer sammenlignet med Brent Blend for noen tunge råoljer, som fra feltene Alba og Kizomba A.

Nedgangen på 2 prosent fra 2002 til 2003 skyldtes i hovedsak gevinster fra salget av eiendelene i Danmark på 1,0 milliarder kroner i 2002, noe som i stor grad ble motvirket av en økning i råoljeprisene fra 2002 til 2003.

Gjennomsnittlig daglig oljeproduksjon (løfting) var på 99 800 fat o.e. per dag i 2004, sammenlignet med 85 600 fat o.e. per dag i 2003 og 81 500 fat o.e. per dag i 2002. Økningen på 17 prosent i gjennomsnittlig daglig oljeproduksjon fra 2003 til 2004 kom hovedsakelig fra Angola, hvor Kizomba A-feltet kom i produksjon i 2004, mens Xikomba- og Jasmim-feltene hadde sitt første fulle produksjonsår i 2004. Disse økningene ble delvis motvirket av nedgangen i produksjon på 4 000 fat o.e. per dag fra Alba-feltet og 1 600 fat o.e. per dag fra Schiehallion-feltet i Storbritannia, og 1 900 fat o.e. per dag fra Girassol-feltet i Angola, grunnet at Jasmim ble tilknyttet Girassol. Lufeng-feltet ble nedstengt i juni 2004, men vil gjenoppta produksjonen i andre kvartal 2005.

Økningen på 5 prosent 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.

Gjennomsnittlig daglig gassproduksjon var 2,4 millioner Sm³ i 2004, sammenlignet med 0,4 millioner Sm³ i 2003 og 0,9 millioner Sm³ i 2002. Den store økningen fra 2003 til 2004 skyldes feltet In Salah i Algerie, som kom i produksjon i juli 2004. Reduksjonen på 58 prosent fra 2002 til 2003 skyldes en reduksjon fra det modne gassfeltet Jupiter i Storbritannia.

Produksjonshetskostnad på 12 måneders gjennomsnitt økte med 21 prosent fra 2003 til 2004, hovedsakelig grunnet økte driftskostnader på feltet Lufeng, der leiekostnaden for produksjonsskipet er knyttet til oljeprisen. Dessuten har en planlagt vedlikeholdsstans på Sincor, som finner sted hvert tredje år, bidratt til økte produksjonshetskostnader. Produksjonshetskostnaden økte med 2 prosent fra 2002 til 2003, hovedsakelig på grunn av kostnadsøkning på feltene i Storbritannia målt i USD knyttet til endringene i GBP/USD-valutakursen.

Som en del av **forbedringsprogrammet** har Internasjonal U&P realisert kostnadsreduksjoner og inntektsforbedringer ved utgangen av 2004 sammenlignet med 2001 på 0,4 milliarder kroner, sammenlignet med målet på 0,85 milliarder kroner som ble satt i 2001. Forbedringsprogrammet var basert på en forbedret portefølje med økt produksjon og lavere produksjonshetskostnad. Økningen i produksjon utgjør cirka halvparten av de realiserte forbedringene. Produksjonshetskostnaden er marginalt forbedret fra 2001. I våre beregninger av forbedringer har vi ekskludert kostnaden knyttet til Lufeng-feltet. Enhetskostnaden på Lufeng er knyttet til oljeprisen, og feltet var ikke forventet å være i produksjon i 2004. Statoil vil fortsette å fokusere på reduksjon av produksjonskostnader som et område for videre forbedring.

USGAAP Resultatregnskap (i millioner kroner)	2002 ⁽¹⁾	2003 ⁽¹⁾	Endring	2004	Endring
Driftsinntekter	6 769	6 615	-2%	9 765	48%
Av- og nedskrivninger	2 355	1 784	-24%	2 215	24%
Drifts, salgs – og administrasjonskostnader	2 294	2 045	-11%	2 311	13%
Undersøkelseskostnader	990	1 005	2%	1 051	5%
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	1 129	1 781	58%	4 188	135%
Oljepris (USD/bbl) ⁽²⁾	23,7	27,6	16%	35,7	29%

Operasjonelle data:

Olje (1000 fat o.e./dag)	81,5	85,6	5%	99,8	17%
Naturgass (millioner Sm ³ /dag)	33	14	-58%	84	500%
Samlet produksjon (løfting) (1000 fat o.e./dag)	87,4	88,2	1%	114,8	30%
Produksjonskostnad (løfting) (USD per fat o.e.) ⁽³⁾	3,86	3,88	2%	4,74	21%

(1) Tall for 2002 og 2003 er endret for å ekskludere både inntekter og kostnader fra Cove Point og andre internasjonale midt- og nedstrøms gassaktiviteter, som ble overført fra Internasjonal U&P til Naturgass per 1. januar 2004.

(2) I 2004 er oljeprisen et volumvektet gjennomsnitt av olje og NGL prisen mottatt av forretningsområdet. For årene 2002 og 2003 inkluderer prisen ikke NGL.

(3) 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.

Leting (i millioner kroner)	2002	2003	2004
Undersøkelsesutgift (aktivitet)	1 156	1 230	1 374
Kostnadsført, tidligere balanseført undersøkelsesutgift	3	0	49
Balanseført del av periodens undersøkelsesutgift	-169	-225	-372
Undersøkelseskostnader	990	1 005	1 051

Av- og nedskrivninger beløp seg i 2004 til 2,2 milliarder kroner, sammenlignet med 1,8 milliarder kroner i 2003 og 2,4 milliarder kroner i 2002. Økningen på 24 prosent fra 2003 til 2004 skyldes økt løfting. Reduksjonen på 24 prosent fra 2002 til 2003 skyldes i hovedsak nedskrivninger på 0,8 milliarder kroner på LL652-feltet i Venezuela i 2002, noe som ble delvis motvirket av nedskrivninger på Dunlin-feltet i Storbritannia i 2003 med 0,2 milliarder kroner.

Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader. Grunnet høyere løfting har driftskostnadene økt med 0,3 milliarder kroner fra 2003 til 2004. Reduksjonen på NOK 0,3 milliarder kroner i driftskostnadene fra 2002 til 2003 skyldes hovedsaklig lavere administrasjonskostnadene og forretningsutviklingsaktivitet.

Undersøkelsesutgifter (aktiviteten) var på 1,4 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 1,2 milliarder kroner i 2003 og 1,2 milliarder kroner i 2002. Undersøkelsesutgiftene er forventet å øke i 2005.

Undersøkelseskostnadene var 1,1 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 1,0 milliarder kroner i 2003 og 1,0 milliarder kroner i 2002. Totalt ble seks lete- og avgrensingsbrønner ferdigstilt i 2004, hvorav fem resulterte i funn. I 2003 ble det avsluttet totalt 14 lete- og avgrensingsbrønner, hvorav 11 resulterte i funn og forble balanseførte. I 2002 ble det avsluttet åtte lete- og avgrensingsbrønner, hvorav sju resulterte i funn og seks har forblitt balanseførte.

En avstemming av leteutgifter til letekostnader er vist i tabellen ovenfor.

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser for Internasjonal U&P var 4,2 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 1,8 milliarder kroner i 2003 og 1,1 milliarder kroner i 2002. Økte inntekter var et resultat av økt løfting og høyere priser. Redusert forretningsutvikling i 2004 sammenlignet med 2003, samt 0,2 milliarder kroner i nedskrivninger på

Dunlin-feltet i Storbritannia i 2003 bidro på kostnadssiden. Driftskostnader økte totalt sett, og av- og nedskrivninger økte i 2004 sammenlignet med 2003 grunnet høyere aktivitet.

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. Resultatøkningen blir delvis motvirket av svekkelsen av USD mot NOK, nettoeffekten 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.



Naturgass

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, voluminformasjon og prosentvise endringer for forretningsområdet Naturgass for 2002, 2003 og 2004.

Regnskapsårene 2004, 2003 og 2002

Inntekter i Naturgass-virksomheten består hovedsakelig av gassalg under våre langsiktige gassalgskontrakter, og tariffinntekter fra transport- og prosesseringsanlegg. Naturgass hadde driftsinntekter på 33,3 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 25,5 milliarder kroner i 2003 og 24,5 milliarder kroner i 2002. Økningen på 31 prosent fra 2003 til 2004 er hovedsakelig relatert til økte gassalg, økte gasspriser i norske kroner, salg av aksjene i VNG, høyere inntekter fra salg av etan og høyere inntekter fra prosessering og transport. Økningen på 4 prosent fra 2002 til 2003 var hovedsakelig relatert til en 18 prosent økning i prosesserings- og transportinntekter.

Gassalg. Statoil solgte 25,0 milliarder Sm³ naturgass i 2004, sammenlignet med 21,1 milliarder Sm³ i 2003 og 19,6 milliarder Sm³ i 2002. Økningen i gassalg på 18 prosent fra 2003 til 2004 skyldes hovedsakelig høyere avtak fra eksisterende kunder, samt økte tredjeparts gassalg til USA. Økningen på 8 prosent i gassalg fra 2002 til 2003 skyldtes i hovedsak økt levering under våre eksisterende langsiktige forsyningskontrakter, delvis grunnet oppstart av levering under gassalgskontrakten til Centrica. Av totalt gassalg i 2004 var 21,0 milliarder Sm³ egenprodusert. Gjennomsnittlige priser på vår gass solgt i Europa var 1,10 kroner per Sm³ i 2004, sammenlignet med 1,02 kroner per Sm³ i 2003, en økning på 8 prosent. Den økte prisen skyldes hovedsakelig økte priser på oljeprodukter og konkurrerende energikilder, høyere gasspriser på National Balancing Point (NBP) i Storbritannia, samt økningen i NOK/EUR-valutakursen. Gass fra In Salah blir ikke solgt av forretningsområdet Naturgass, og derfor er Statoils salgsvolum fra dette feltet ikke inkludert i det rapporterte salget fra Naturgass.

Deler av volumene solgt i Storbritannia 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 og 2004 er volumene regnskapsført netto, dvs. 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.

Som en del av **forbedringsprogrammet** har Naturgass realisert kostnadsreduksjoner og inntektsforbedringer ved utgangen av 2004 sammenlignet med 2001 på 0,5 milliarder kroner som er på nivå med målet. Tiltakene var relatert til en økning i solgte gassvolumer, optimering og arbitrasjeginster, samt forbedret effektivitet i transportsystemet. Alle forbedringene er basert på en sammenligning med forventningsnivået i 2001 for 2004.

Varekostnaden økte med 50 prosent fra 2003 til 2004, hovedsakelig på grunn av høyere internpris til U&P Norge for gass, samt høyere volumer for både Statoil-produserte volumer og tredjepartsvolumer, inkludert tredjepartsvolumer i USA. Økningen på 9 prosent fra 2002 til 2003 skyldes hovedsakelig en økning i internprisen til U&P Norge for gass, samt økte volumer av egenprodusert gass.

Drifts, salgs- og administrasjonskostnader økte med 11 prosent fra 2003 til 2004, hovedsakelig på grunn av høyere transportkostnader knyttet til økte gassalgvolumer.

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser for segmentet Naturgass i 2004 var 6,8 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 6,0 milliarder kroner i 2003 og 6,1 milliarder kroner i 2002. Økningen på 13 prosent i resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var hovedsakelig et resultat av salget av aksjene i VNG. Økte salg og en 8 prosent økning i gassalgsprisen ble motvirket av økningen i internprisen på gass og høyere innkjøpte gassalgvolumer. Reduksjonen på 2 prosent i resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser fra 2002 til 2003 var knyttet til økte varekostnader, hovedsakelig som et resultat av høyere internpris for naturgass.

USGAAP Resultatregnskap (i millioner kroner)	2002 ⁽¹⁾	2003 ⁽¹⁾	Endring	2004	Endring
Driftsinntekter	24 536	25 452	4%	33 326	31%
Salg av naturgass ⁽³⁾	21 781	22 041	1%	29 703	35%
Prosessering og transport	2 756	3 411	24%	3 623	6%
Varekostnader	11 859	12 932	9%	19 350	50%
Drifts, salgs- og administrasjonskostnader	5 816	5 896	1%	6 540	11%
Av- og nedskrivninger	728	619	-15%	652	5%
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	6 134	6 005	-2%	6 784	13%
Priser:					
Naturgasspris (NOK/Sm ³) ⁽²⁾	0,95	1,02	7%	1,10	8%
Internpris naturgass (NOK/Sm ³)	0,50	0,59	18%	0,71	20%
Volumer solgt ⁽⁴⁾:					
For vår egen regning (milliarder Sm ³ per år)	19,6	21,1	8%	25,0	18%
For SDØEs regning (milliarder Sm ³ per år)	23,5	25,9	10%	30,3	15%

(1) Resultatregnskapet for 2003 og 2002 har blitt endret for å inkludere inntekter og kostnader fra Cove Point og andre internasjonale midt- og nedstrøms gass aktiviteter, som ble overført fra Internasjonal U&P til Naturgass per 1. januar 2004, og kostnader fra Kollsnes, som ble overført fra U&P Norge per 1. januar 2004.

(2) Prisene ekskluderer inntekter fra tredjepartssalg i USA.

(3) Inntekter fra salget av VNG-aksjer på 0,6 milliarder kroner er inkludert i salg av naturgass for 2004.

(4) Naturgassvolumer for 2003 er blitt endret for å inkludere tredjeparts LNG volumer. Naturgassvolumer er oppgitt ved brutto varmeverdi på 40 MJ/Sm³.

Foredling og Markedsføring

USGAAP Resultatregnskap (i millioner kroner)	2002	2003	Endring	2004	Endring
Driftsinntekter	211 152	218 642	4%	267 177	22%
Varekostnader	193 353	200 453	4%	246 971	23%
Drifts, salgs- og administrasjonskostnader	14 476	13 215	-9%	14 566	10%
Av- og nedskrivninger	1 686	1 419	-16%	1 719	21%
Totale kostnader	209 515	215 087	3%	263 256	22%
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	1 637	3 555	117%	3 921	10%

Operasjonelle data:

FCC margin (USD/fat)	2,2	4,4	100%	6,4	45%
Kontraktspris metanol (EUR/ton)	172	226	31%	213	-6%
Petrokjemimargin (EUR/ton)	107	119	11%	153	29%

Regnskapsårene 2004, 2003 og 2002

Foredling og Markedsføring hadde **driftsinntekter** på 267,2 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 218,6 milliarder kroner i 2003, og 211,2 milliarder kroner i 2002. Økningen på 22 prosent fra 2003 til 2004 skyldtes i hovedsak høyere priser målt i USD for råolje, som inkluderer inntekter fra salg av egenolje, tredjepartsolje og SDØE-volumer, som Foredling og Markedsføring selger på vegne av konsernet, men ble delvis motvirket av at NOK styrket seg mot USD, samt en reduksjon i totale solgte oljevolumer på 4 prosent. Økningen i inntekter på 4 prosent 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 prosent.

8. juli 2004 kjøpte Statoil ICA/Aholds 50 prosent eierandel i Statoil Detaljhandel Skandinavia AS (SDS), og selskapet er nå 100 prosent eiet av Statoil. Konsolideringen av SDS har økt inntektene til Foredling og Markedsføring med anslagsvis 5 milliarder kroner.

Som en del av **forbedringsprogrammet** har Foredling og Markedsføring realisert kostnadsreduksjoner og inntektsforbedringer ved utgangen av 2004 sammenlignet med 2001 på 1,2 milliarder kroner som er over målet på 0,95 milliarder kroner. Kostnadsreduksjonen fra 2001 nivået gjennom restrukturering av anlegg og økt logistikeffektivitet har vært de viktigste bidragsyterne til å levere 65 prosent av de realiserte forbedringene. Forøvrig ble det oppnådd forbedringer gjennom økte salgsvolumer, antatt 2001 marginer, i detaljmarkedsføringsvirksomheten, samt nye NGL-volum solgt til USA.

Varekostnaden økte fra 193,4 milliarder kroner i 2002 til 200,5 milliarder kroner i 2003 og til 247,0 milliarder kroner i 2004. Økningen fra 2003 til 2004 skyldes hovedsakelig høyere priser i USD på råolje, samt konsolideringen av SDS som har økt varekostnadene med 6 prosent.

Drifts, salgs- og administrasjonskostnader har økt med 10 prosent i 2004 sammenlignet med 2003, hovedsakelig grunnet konsolideringen av SDS. Reduksjonen fra 2002 til 2003 skyldtes salg av Navion.

Av- og nedskrivninger utgjorde i alt 1,7 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 1,4 milliarder kroner i 2003 og 1,7 milliarder kroner i 2002.

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser for Foredling og Markedsføring var 3,9 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 3,6 milliarder kroner i 2003 og 1,6 milliarder kroner i 2002. Bidraget fra det Borealis, og høyere raffineringmarginer fra foredlingsvirksomheten er hovedårsakene til det økte resultatet. Navion ble solgt i 2003, og bidro med 0,5 milliarder kroner i resultat i 2003, sammenlignet med 0,4 milliarder kroner i 2002.

Høyere raffineringmarginer bidro med en økning i resultatet fra Foredling og Markedsføring på 0,6 milliarder kroner fra 2003 til 2004. Gjennomsnittlig raffineringmargin (FCC-margin) var 45 prosent høyere, tilsvarende 2,0 USD per fat, i 2004 sammenlignet med 2003. Gjennomsnittlig kontraktspris på metanol var rundt 6 prosent lavere i norske kroner i 2004 enn i 2003.

Innenfor Oljesalg, -handel og forsyning (O&S) ble resultatet redusert med 0,3 milliarder kroner i 2004 sammenlignet med 2003, hovedsakelig grunnet valutaeffekter og endringer i markedsverdi vedrørende økonomisk sikring av varelager. Dette motvirkes delvis av en netto inntektsføring fra salget av Melaka-raffineriet, effektivt fra første kvartal 2001. Kompensasjonen er bokført som et derivat i resultatregnskapet, og inntekten er betinget av 12 måneders gjennomsnittlige priser på visse råolje- og produktkvaliteter, og kan endres i fremtidige perioder frem til første kvartal 2006.

Resultatet fra markedsføringsvirksomheten ble redusert med 0,2 milliarder kroner i 2004 sammenlignet med 2003. Reduksjonen skyldtes lavere marginer, særlig i Irland, Polen og Danmark.

Resultatbidraget fra Borealis til Foredling og Markedsføring var en inntekt på 844 millioner kroner i 2004, sammenlignet med en inntekt på 106 millioner kroner i 2003 og 53 millioner kroner i 2002. Bidraget fra Borealis økte fra 2003 til 2004 grunnet meget høye marginer og økte volumer, samt driftsforbedringer. Resultatet fra Borealis er inkludert i totale salgsinntekter.

Annen virksomhet

Regnskapsårene 2004, 2003 og 2002

Annen virksomhet består av virksomheten til Konserntjenester, Konsernsenteret, Finanstjenester og konsernets tekniske tjenesteleverandør Teknologi og Prosjekter (T&P), som viste et underskudd før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser på 815 millioner kroner i 2004, sammenlignet med 280 millioner kroner i 2003 og 2 millioner kroner i 2002.

Likviditet og kapitalressurser

Kontantstrøm fra driften

Vår viktigste kontantstrømkilde er midler generert fra drift. Kontantstrøm fra driften utgjorde 38,8 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 30,8 milliarder kroner i 2003 og 24,0 milliarder kroner i 2002.

Økningen på 8,0 milliarder kroner fra 2003 til 2004 skyldes hovedsakelig 17,6 milliarder kroner økt kontantstrøm før skatt, som i hovedsak skyldes høyere priser og marginer. Dette motvirkes delvis av en økning i betalte skatter på 4,7 milliarder kroner, samt en reduksjon av kontantstrøm på grunn av endringer i arbeidskapitalposter og langsiktige poster (eksklusiv betalbar skatt, kortsiktig rentebærende gjeld, kortsiktige investeringer og kontanter) på 4,9 milliarder kroner fra 2003 til 2004.

Økningen på 6,8 milliarder kroner fra 2002 til 2003 var hovedsakelig knyttet til en økning på 8,9 milliarder kroner i kontantstrøm før skatt, hovedsakelig knyttet til 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. 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 fjerningstilskuddsloven utgjør 6,7 milliarder kroner. Kostnadsføringen av utsatt skatt for samme periode i 2002 utgjorde 0,6 milliarder kroner. Statoil hadde etter endringen i lovgivningen et krav mot Den norske stat på 6,0 milliarder kroner. Netto føringen av inntekt relatert til opphevelsen av fjerningstilskuddsloven i andre kvartal 2003 beløp seg til 0,7 milliarder kroner, og hadde ingen kontantstrømseffekt i perioden.

Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter

Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter utgjorde 32,0 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 23,2 milliarder kroner i 2003, og 16,8 milliarder kroner i 2002.

Bruttoinvesteringer, definert som investeringer i varige driftsmidler og balanseførte undersøkelsesutgifter, økte til 42,8 milliarder kroner i 2004 fra 24,1 milliarder kroner i 2003 og fra 20,1 milliarder kroner i 2002. Bruttoinvesteringer inkluderer også investeringer i immaterielle eiendeler og langsiktige aksjeinvesteringer.

Økningen fra 2003 til 2004 i bruttoinvesteringer skyldes hovedsakelig høyere investeringer innenfor U&P Norge og Internasjonal U&P som et resultat av økt antall av prosjekter under utbygging.

Hovedårsaken til differansen mellom kontantstrøm til investeringsaktivitetene og bruttoinvesteringene er forskuddsbetalingen av eiendelene i Algerie, In



Salah og In Amenas på USD 1,0 milliarder som ble betalt i 2003, og som er inkludert i bruttoinvesteringene fra 2004. I tillegg til dette ble kontantstrøm til investeringer redusert med 3,2 milliarder kroner knyttet til salg av eiendeler, som ikke påvirket bruttoinvesteringene.

Økningen på 38 prosent i kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter fra 2003 til 2004 er hovedsakelig knyttet til et høyere investeringsnivå i U&P Norge, Internasjonal U&P og Foredling og Markedsføring.

Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter

Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter utgjorde 9,1 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 7,9 milliarder kroner i 2003 og 4,6 milliarder kroner i 2002. Nye langsiktige låneopptak økte med 1,4 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 2003, mens tilbakebetaling av langsiktig gjeld økte med 3,8 milliarder kroner. Økningen på 1,2 milliarder kroner i kontantstrøm til finansieringsaktiviteter er hovedsakelig relatert til endringer i kontantstrøm knyttet til netto kortsiktig gjeld og kassakreditt, samt netto tilbakebetaling av langsiktig gjeld.

I 2004 betalte Statoil utbytte på 6,4 milliarder kroner. Utbytte betalt i 2003 beløp seg til 6,3 milliarder kroner, mens betalt utbytte for 2002 utgjorde 6,2 milliarder kroner.

Arbeidskapital

Arbeidskapitalen (omløpsmidler minus kortsiktig gjeld) økte med 2,3 milliarder kroner fra 2003 til 2004, fra en positiv arbeidskapital på 1,7 milliarder kroner per 31. desember 2003 til en positiv arbeidskapital på 3,9 milliarder kroner per 31. desember 2004. Arbeidskapitalen per 31. desember 2002 var negativ med 1,3 milliarder kroner. Hensyntatt etablerte likviditetsreserver (inkludert avtaler om kredittfasiliteter), kredittverdighet og tilgang til kapitalmarkedene, mener vi at vi har tilstrekkelig likviditet og arbeidskapital til å oppfylle eksisterende og fremtidige krav. Våre likvide midler er beskrevet nedenfor.

Likviditet

Statoils kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter er avhengig av prisen på olje og gass og samlet 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 kontantstrømmen. 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. Investeringsnivået i årene som kommer er forventet å ligge på tilsvarende nivå som dagens. Det kan oppstå et gap mellom midler generert fra drift og midler som er nødvendige til finansiering av investeringer, avhengig av nivået på olje- og gasspriser, samt produksjonsnivået. I 2005 forbereder Statoil derfor innhenting av kapital fra eksterne kilder. Intensjonen er imidlertid å beholde en netto gjeldsgrad som er forenlig med vårt uttalte mål for langsiktig kredittrating, en solid A rating (for nåværende ratingnivå, se nedenfor). 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.

Per 31. desember 2004 hadde Statoil likvide midler på 16,6 milliarder kroner, inkludert cirka 11,6 milliarder kroner plasseringer i det nasjonale og internasjonale kapitalmarkedet, samt 5,0 milliarder i betalingsmidler. Per 31. desember 2004 var cirka 25 prosent av vår beholdning av betalingsmidler holdt i aktiva notert i norske kroner, 70 prosent i USD og 5 prosent i andre valutaer. Alle valutabeholdninger er før effekten av valuta-bytteavtaler og terminkontrakter. Som ledd i vår diversifisering inn i nye investeringsalternativer som internasjonale verdipapirmarkeder, har plasseringer notert i USD (byttet fra NOK) økt siden 2003. Plasseringene i kapitalmarkedet økte med 2,3 milliarder kroner i løpet av 2004, sammenlignet med ved utgangen av 2003. Kontanter ble redusert med 2,3 milliarder kroner i 2004 sammenlignet med 2003.

Per 31. desember 2003 hadde Statoil likvide midler på 16,6 milliarder kroner, inkludert plasseringer på cirka 9,3 milliarder kroner i det nasjonale og internasjonale kapitalmarkedet og 7,3 milliarder i betalingsmidler. Per 31. desember 2003 var cirka 70 prosent av våre betalingsmidler i norske kroner, 10 prosent i USD, 15 prosent i euro og 5 prosent i andre valuta, før effekten av valutabytteavtaler og terminkontrakter.

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 kroner i betalingsmidler. Per 31. desember 2002 var omtrent 75 prosent av våre betalingsmidler i norske kroner, 15 prosent i USD, 5 prosent i euro og 5 prosent i andre valuta, før effekten av valutabytteavtaler og terminkontrakter.

Statoils generelle mål er å **opprettholde et minstebeløp i likviditetsreserver** i form av betalingsmidler samt 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 2004 hadde konsernet tilgjengelig en kommittert kredittfasilitet på USD 2,0 milliarder som inneholder en "swingline"-opsjon på USD 0,5 milliarder, tilsvarende cirka 3,0 milliarder norske kroner. Denne fasiliteten ble etablert i 2004, og er tilgjengelig for utnyttelse frem til desember 2009. Ved årsskiftet 2004 var det ikke foretatt trekk. I tillegg er det opprettet en kredittlinje på 0,2 milliarder euro i vår favør av en internasjonal finansinstitusjon på bilateral basis. Kredittlinjen som kan trekkes på med 15 dagers varsel, lar oss trekke beløp i transjer, og nedbetale dem i perioder på 3-7 år. Vår kort- og langsiktige vurdering fra Moody's og Standard & Poor's er henholdsvis P-1/A1 og A-1/A. I april 2004 reviderte Standard & Poor's sitt syn på Statoil fra negativt til stabilt.



Rentebærende gjeld. Total rentebærende gjeld var 36,2 milliarder kroner ved utgangen av 2004, sammenlignet med 37,3 milliarder kroner ved utgangen av 2003. På tross av høye investeringer ble gjelden redusert, hovedsakelig på grunn av økt kontantstrøm fra driften, nedbetaling av gjeld som oversteg behovet for ny gjeld og redusert NOK/USD kurs. Per 31. desember 2002, var total rentebærende gjeld 37,1 milliarder kroner.

Netto rentebærende gjeld er definert som rentebærende kortsiktig og langsiktig gjeld fratrukket betalingsmidler og kortsiktige investeringer. Netto rentebærende gjeld per 31. desember 2004 var 20,3 milliarder kroner, sammenlignet med 20,9 milliarder kroner ved utgangen av 2003. Både samlet rentebærende gjeld og netto rentebærende gjeld har blitt redusert, noe som hovedsakelig skyldes redusert netto effekt av opptak av langsiktig gjeld og tilbakebetaling av langsiktig gjeld, samt redusert NOK/USD kurs. Per 31. desember 2002 var netto rentebærende gjeld 23,6 milliarder kroner. For beregning av netto rentebærende gjeld se Bruk av Non-GAAP finansielle måltall.

Gjeldsgraden, definert som netto rentebærende gjeld i forhold til sysselsatt kapital, var 19,0 prosent ved utgangen av 2004, sammenlignet med 22,6 prosent ved utgangen av 2003 og 28,7 prosent ved utgangen av 2002. Reduksjonen i gjeldsgraden skyldes hovedsakelig økning i egenkapital. Vår metode for beregning av gjeldsgraden inkluderer visse justeringer og anses følgelig som et Non-GAAP finansielt måltall. Gjeldsgraden uten disse justeringene var 18,4 prosent i 2004, 22,4 prosent i 2003 og 30,2 prosent i 2002. 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 2004 ble det utstedt et lån på USD 500 millioner av tiårs varighet i US 144A-markedet, tilsvarende 3,5 milliarder kroner.

I februar 2004 undertegnet Statoil en avtale vedrørende et prosjektlån som beløp seg til USD 225 millioner kroner, inkludert et sponsorlån på 193 millioner kroner fra Statoil ASA, med den hensikt å finansiere deler av Statoils forpliktelse med hensyn til selskapets deltakende andel i rørprosjektet BTC-selskapet i Aserbajdsjan, Georgia og Tyrkia. Dette prosjektlånet er fullt garantert av Statoil frem til produksjonsoppstart og visse operasjonelle betingelser har blitt oppfylt. Inntektene fra lånet blir gjort tilgjengelige for Statoil BTC Finance fra lånegruppen via BTC Finance BV. Omtrent USD 167 millioner ble utbetalt under denne avtalen i 2004. Prosjektlånet skal være fullstendig tilbakebetalt innen 2015.

Etter effekten av valuta-bytteavtaler, er lånene våre 100 prosent i US dollar. Per 31. desember 2004, er vår langsiktige låneportefølje på totalt 31,5 milliarder kroner, med en gjennomsnittlig løpetid på 11 år, og en gjennomsnittlig vektet rentesats på 5 prosent per år. Per 31. desember 2003 var vår samlede langsiktige gjeldsportefølje på 33,0 milliarder kroner med en gjennomsnittlig løpetid på 11 år og en vektet gjennomsnittlig rentesats på 4,8 prosent per år.

Statoils finansstrategi 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. Vi velger valuta for våre gjeldsforpliktelser, enten direkte ved låneopptak eller gjennom valutabytteavtaler, med sikte på å styre vår valutaeksponering slik at gjeldsporteføljen 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 vi renteeksponeringer ved å benytte rentederivater, hovedsakelig rentebytteavtaler, basert på en fastsatt ramme for rentebindingsprofil for den samlede låneporteføljen.

Ny langsiktig gjeld utgjorde totalt 4,6 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 3,2 milliarder kroner i 2003, og 5,4 milliarder kroner i 2002. Statoil betalte tilbake cirka 6,6 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med cirka 2,8 milliarder kroner i 2003 og cirka 4,8 milliarder kroner i 2002. Per 31. desember 2004 skulle 3,0 milliarder kroner av gjelden betales tilbake i løpet av ett år, 8,9 milliarder kroner av gjelden hadde en løpetid på to til fem år og 22,5 milliarder kroner mer enn fem år. Til sammenligning var tallene per 31. desember 2003 henholdsvis 3,2 milliarder kroner, 9,3 milliarder kroner og

23,7 milliarder kroner og per 31. desember 2002 henholdsvis 2,0 milliarder kroner, 8,5 milliarder kroner og 24,3 milliarder kroner.

Finanstjenester utfører sentraliserte tjenester vedrørende den totale innlånsaktivitet og valuta- og rentestyring. 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.

De viktigste kontraktsforpliktelser og andre kommersielle forpliktelser

Tabellen nedenfor oppsummerer våre kontraktsforpliktelser og andre kommersielle forpliktelser per 31. desember 2004. Tabellene viser kontraktuelle forpliktelser eksklusiv derivater og andre sikringsinstrument (se Risikostyring). Konsernets forpliktelser overfor tilknyttede selskaper som bokføres etter egenkapitalemetoden, er vist brutto i tabellen nedenfor. Der konsernet reflekterer både eierinteresser og transportforpliktelser knyttet til samme rørdningssystem i konsernregnskapet, viser imidlertid beløpene i tabellen de transportforpliktelser som overstiger Statoils eierinteresse.

Kontraktsmessige investeringsforpliktelser beløper seg til 20,8 milliarder kroner. Av disse forfaller 13,2 milliarder kroner innen ett år fra 31. desember 2004.

Beregnete pensjonsforpliktelser beløp seg til 19,0 milliarder kroner og virkelig verdi av eiendeler beløp seg til 17,3 milliarder kroner. Netto forskuddsbetalte pensjoner etter fradrag for ikke resultatførte tap og planendringer beløp seg til 1,3 milliarder kroner per 31. desember 2004.

Virkinger 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 2004, 2003, og 2002 på henholdsvis 1,1%, 0,5% og 2,8%.

Kontraktsmessige forpliktelser (i millioner kroner)	Total	Gjenværende løpetid			
		Under 1 år	1-3 år	4-5 år	Etter 5 år
Langsiktig gjeld	34 430	2 971	3 443	5 481	22 535
Finansielle leieavtaler	121	44	58	10	9
Operasjonelle leieavtaler	11 380	3 381	2 679	1 427	3 893
Transportkapasitet og lignende forpliktelser	48 195	4 222	8 355	8 062	27 556
Totale forpliktelser	94 126	10 618	14 535	14 980	53 993

Kritiske regnskapsprinsipper og estimater

Denne finansielle gjennomgangen baserer seg på konsernregnskapet avlagt i henhold til god regnskapspraksis 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 reserver er vurdert av uavhengig tredjepart og deres vurdering skiller seg ikke vesentlig fra Statoils estimater. Sikre olje- og gassreserver representerer beregnede mengder råolje, naturgass og NGL (Natural Gas Liquids) 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 gjort. 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 oppstrømmeieendeler. 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.

Letekostnader og kjøpte leterettigheter. I samsvar med Statement of Financial Accounting Standards (FAS) nummer 19 balansefører Statoil utgifter til midlertidige letebrønner i påvente av en vurdering av om brønnene har funnet sikre olje- og gassreserver. Selskapet balansefører også kjøpte letearealer og signaturbonuser som betales for å oppnå tilgang til uutviklede olje- og gassarealer. Vurderinger knyttet til hvorvidt disse utgiftene skal forbli balanseførte eller bli kostnadsført i perioden kan i betydelig grad påvirke periodens driftsresultat.

Ikke påviste olje- og gasseiendeler vurderes kvartalsvis og tørre brønner kostnadsføres. Letebrønner der det er gjort funn, men der klassifisering av reservene som sikre avhenger av hvorvidt en betydelig investering kan forsvares, kan forbli balanseført i mer enn ett år. De viktigste betingelsene er at faste planer foreligger for fremtidig boring i lisensen eller en beslutning om utbygging er planlagt i nær fremtid.

For å illustrere størrelsen på de gjeldende balansepostene og den effekt vår vurdering har på de beløp som balanseføres midlertidig, se den følgende tabellen som er en oppsummering av balanseførte leteutgifter på eiendeler i letefasen og det beløp av tidligere balanseførte leteutgifter på eiendeler i letefasen som har blitt kostnadsført i løpet av året.

Nedskrivning. Statoil har betydelige investeringer i varige driftsmidler slik som tomter, anlegg og utstyr, samt immaterielle eiendeler. Noen eiendeler kan bli nedskrevet og den bokførte verdien nedskrevet til estimert markedsverdi. Beslutninger om hvorvidt en eiendel skal skrives ned eller ikke er en kompleks beslutning som avhenger av en stor grad av vurderinger og visse nøkkelforutsetninger.

Balanseførte leteutgifter aktivert i påvente av bokføring av sikre reserver

(i millioner kroner)	2002	2003	2004
Balanseførte utgifter 1. januar	3 916	3 482	3 792
Tilgang	820	699	944
Reklassifisert til Produksjonsanlegg for olje og gass, inkludert rørledninger basert på bokføring av sikre reserver ⁽¹⁾	-321	-89	-1 581
Kostnadsført tidligere balanseførte leteutgifter	-554	-256	-110
Omregningsdifferanser	-379	-44	-159
Balanseførte utgifter 31. desember ⁽²⁾	3 482	3 792	2 886

1) I tillegg ble 238 millioner kroner i balanseførte leteutgifter relatert til usikre reserver reklassifisert til Anlegg under oppføring fordi utbyggingen startet før bokføring av sikre reserver, som forventes å skje i 2005.

2) Midlertidig balanseførte leteutgifter inkluderer signaturbonuser og andre kjøpte leterettigheter med henholdsvis 609 millioner kroner, 1 045 millioner kroner og 940 millioner kroner ved utgangen av 2004, 2003 og 2002.

Det følgende er en oppsummering av visse varige driftsmidler i Statoils balanseoppstilling ved utgangen av året og nedskrivningskostnaden som er blitt bokført i løpet av årene 2002, 2003 og 2004.

(i millioner kroner)	2002	2003	2004
Netto bokført verdi på tomter, anlegg og utstyr	122 379	126 528	152 916
Netto bokført verdi ikke håndfaste eiendeler	1 385	2 156	2 374
Nedskrivning som er ført i resultatregnskapet i løpet av året	766	182	315

Kompleksitet er relatert til modellering av relevante udiskonterte fremtidige kontantstrømmer, til evalueringen av hvilken vurderingsenhet eiendelen tilhører, til konsistent anvendelse av relevante forutsetninger på tvers av konsernet, og, i tilfeller hvor den første testen om hvorvidt udiskonterte kontantstrømmer overstiger den bokførte verdien ikke er oppfylt, å foreta en rimelig verdsettelse av den eiendelen som vurderes.

Nedskrivningstesting krever også at det utarbeides langsiktige forutsetninger knyttet til en rekke ofte volatile økonomiske faktorer, slik som fremtidige markedspriser, valutavekslingskurser, driftsmidlets fremtidige produktivitet og andre faktorer som er nødvendige for å kunne estimere relevante fremtidige kontantstrømmer. Langsiktige forutsetninger for viktige faktorer blir gjort på konsernnivå, og det er en stor grad av velbegrunnet vurdering involvert både i å etablere disse, i å bestemme andre relevante faktorer slik som terminrisikurver, eller i å estimere fremtidig produktivitet av eiendelen, eller i å estimere en rimelig endelig salgsværdi for eiendelen. Verdsettelse av en eiendel krever videre en høy grad av skjønn i mange tilfeller hvor det ikke finnes noe eksisterende tredjeparts marked der en kan oppnå en virkelig verdi for den eiendelen som vurderes.

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse. Statoil har betydelige juridiske forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning av installasjoner etter endt produksjon. Myndighetspålegg knyttet til nedstengning og fjerning av anleggsmidler regnskapsføres til virkelig verdi når kravet oppstår. Når en forpliktelse er oppstått skal den estimerte fremtidige fjerningsutgiften også balanseføres som en del av det relaterte varige driftsmiddelet og avskrives over levetiden til driftsmidlet.

Det er vanskelig å estimere utgiften av disse nedstengnings- og fjerningsaktivitetene, som er basert på løpende reguleringer og teknologi. Mesteparten av fjerningsaktivitetene vil finne sted i framtiden og teknologi og fjerningsutgifter er i konstant forandring. Et resultat av dette er at de balanseførte utgiftene knyttet til nedstengnings- og fjerningsforpliktelsen, og den påfølgende justeringen av disse balansepostene involverer anvendelse av betydelig skjønn. I 2004 bokførte Statoil 3,4 milliarder kroner i eiendeler knyttet til fjerning, og totale forpliktelser knyttet til fjerning beløp seg til 18,6 milliarder kroner ved utgangen av 2004.

Pensjonsforpliktelser. Ved estimering av nåverdien av fremtidige pensjonsforpliktelser som representerer en forpliktelse i den konsoliderte balanseoppstillingen, og indirekte, periodens pensjonskostnad i det konsoliderte resultatregnskapet, gjør Statoil en rekke kritiske forutsetninger som påvirker disse estimatene. Først og fremst gjelder dette forutsetninger gjort vedrørende hvilken neddiskonteringsrate som skal anvendes på fremtidige forpliktelser, den forventede avkastning på pensjonseiendeler og den forventede årlige vekstraten for lønn. Disse forutsetningene har en direkte og betydelig påvirkning på beløpene som presenteres, og betydelige endringer



i disse forutsetningene mellom perioder vil på samme måte ha en betydelig effekt på regnskapsførte beløp.

Akkumulerte gevinster og tap over 10 prosent av den største av pensjonsforpliktelsen og virkelig verdi av pensjonseiendeler blir amortisert over den gjenværende opptjeningstid til de aktive deltakerne i pensjonsprogrammet. Implikasjonen av dette er at selv om endringer i balanseoppstillingspostene kan være betydelige på grunn av endringer i forutsetninger beskrevet ovenfor, vil endringer i de amortiserte beløp i perioden vanligvis ikke være så betydelige.

Nederst på siden er en spesifisering av netto tap som ikke er amortisert, de årlige amortiseringer av netto tap grunnet forutsetningene som er gjort, og nøkkelforutsetningene gjort for hvert år.

Finansielle derivater og sikringsaktiviteter. Statoil balansefører alle derivater til markedsverdi. Derivater som ikke er sikringsaktiviteter, skal vurderes til markedsverdi der endringene tas i 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 sikring er ikke tillatt, selv om den relaterte økonomiske transaksjonsrisikoen er hensyntatt.

(i millioner kroner)	2002	2003	2004
Ikke realiserte netto tap (brutto eiendel i balanseoppstillingen)	1 868	4 248	2 685
Amortisering av tap (en kostnad i perioden)	34	54	175
Nøkkelforutsetninger for beregning av forventede fremtidige pensjonsutbetalinger			
Vektet gjennomsnittlig diskonteringsatts	6,0	5,5	5,5
Vektet gjennomsnittlig forventet avkastning på eiendelene	6,5	6,0	6,5
Vektet gjennomsnittlig rate på veksten i kompensasjoner	3,0	3,5	3,5

(i millioner kroner)	2002	2003	2004
Betalbar skatt i balansen	18 358	17 676	19 117
Kortsiktig utsatt skattefordel	415	0	0
Langsiktig utsatt skattefordel	486	620	205
Langsiktige utsatte skatteforpliktelses	43 153	37 849	44 270
Årets skattekostnad	34 336	27 447	45 425

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 terminkurver for råvarer og valuta og rentekurver i ulike valutaer. Bruken av modeller og forutsetninger er i henhold til rådende retningslinjer fra FASB og beste estimat. Endringer i interne forutsetninger og terminkurver kan allikevel ha vesentlig innvirkning på virkelig verdi på internt kalkulerede langsiktige kontrakter, med virkning på inntekter eller kostnader i resultatregnskapet. For detaljer om sensitiviteter på eiendeler og gjeld i forhold til markedsrisikoer, samt en diskusjon vedrørende markedsverdivurdering av derivater med andre kilder enn noterte markedspriser, se Risikostyring nedenfor.

Konsernets inntektsskatt. Statoil pådrar seg årlig betydelige beløp i betalbar skatt for konsernet fra ulike skatteregimer rundt om i verden, og pådrar seg også betydelige endringer i utsatte skatteeiendeler og utsatte skatteforpliktelser, alt i henhold til løpende fortolkninger av gjeldende lover og regler. Kvaliteten på disse estimatene avhenger i stor grad av vår evne til på en god måte å anvende til tider veldig komplekse sett av regler, å hensynte endringer i gjeldende regler og, i tilfellet av visse utsatte skattefordeler, vår evne til å forutse fremtidig inntjening fra aktivitetene som kan benyttes mot fremførbare underskudd.

I tabellen ovenfor er en oppsummering av inntektsskatteeiendeler og forpliktelser i balansen, samt årlig skattekostnad bokført i resultatregnskapet.

Forpliktelser utenfor balanseoppstillingen

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 13 brønner på norsk sokkel og 10 brønner i utlandet, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 50 prosent. Statoils andel av estimerte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omkring 2,3 milliarder kroner. Brønner som Statoil i tillegg kan bli forpliktet til å delta i boringen av, avhengig av fremtidige funn på visse lisenser, er ikke inkludert i disse tallene.

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 for bestilt kapasitet. I tillegg har konsernet inngått forpliktelser knyttet til inngangs- og terminalkapasitet, samt til kapasitet til prosessering, lagring og skipstransport. Tilsvarende kostnad for året 2004 var 3 701 millioner kroner.

Statoil har i juni 2004 inngått avtale med det amerikanske energiselskapet Dominion vedrørende økt kapasitet for flytende naturgass (LNG) ved Cove Point terminalen i USA. Avtalen omfatter årlig terminalkapasitet for cirka 7,7 milliarder standardkubikkmeter gass for en periode på 20 år med planlagt oppstart i 2008, og er inngått med godkjenning fra amerikanske myndigheter. I påvente av myndighetsgodkjenning, er forpliktelser knyttet til økt kapasitet ved Cove Point-terminalen ikke inkludert i tabellen "Tabell over prinsipielle

kontraktuelle forpliktelser og andre kommersielle forpliktelser" under Likviditet og kapitalressurser ved utløpet av 2004.

Nominelle minimumsforpliktelser knyttet til transportkapasitet og lignende forpliktelser per 31. desember 2004 fordelt på fremtidige år er spesifisert i tabellen "Tabell over prinsipielle kontraktuelle forpliktelser og andre kommersielle 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, raffineringmarginer, petrokjemiske marginer og prisene på olje og naturgass vil ha innvirkning på verdien på våre eiendeler, gjeld eller forventet fremtidig 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 offshore. 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 konsernriskokomiteé ledes av vår konserndirektør for økonomi og finans (CFO), og består blant annet av representanter fra våre hovedforretningsområder. Konsernriskokomiteéen 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 forsikringselskap som opererer i det norske og internasjonale forsikringsmarkedet; taktiske risikoer, som er kortsiktig trading risiko basert på underliggende eksponering og som styres av linjeledelsen; samt strategiske risikoer som er langsiktige grunnleggende risikoer, og som overvåkes av vår konsernriskokomiteé som rådgir og anbefaler spesifikke handlinger til konsernledelsen. For å håndtere våre taktiske og strategiske markedsrisikoer har vi utviklet retningslinjer for å styre den underliggende volatilitet som vi er eksponert for gjennom vår underliggende forretning, og i henhold til disse retningslinjene 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 konsernriskokomiteé 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 (Multicurrency Liability Management, MLM), som diskuteres i kapitlet Likviditet og kapitalressurser, 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.

Råvareprisrisiko. Råvareprisrisikoen utgjør vår viktigste taktiske risiko. For å begrense effektene av den kortsiktige volatiliteten i råvareprisene, samt sammenstille kostnader med inntekter, inngår vi råvarebaserte derivatkontrakter som består av futures-kontrakter, opsjoner, ikke børsnoterte (OTC, "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 (OTC) 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, samt NYMEX 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, primært i USD. Kontantinnbetalinger 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, USD, 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 likviditetssaldi 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. Under rentebytteavtaler gjør vi avtale med en motpart om ved spesifiserte intervaller å bytte rentebeløp som beregnes med referanse til et referansebeløp en har blitt enig om og faste eller flytende renter.

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, anslag 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

Kilde til markedsverdi	Netto markedsverdi				
	Kontraktstidspunkt innen 1 år	Kontraktstidspunkt om 1-3 år	Kontraktstidspunkt om 4-5 år	Kontraktstidspunkt etter 5 år	Total netto markedsverdi
Per 31. desember 2004 (i millioner kroner)					
Råvarebaserte derivater:					
Noterte markedspriser	54	4	0	0	58
Priser fra andre eksterne kilder	291	43	6	2	342
Pris basert på modeller eller andre verdsettelsesteknikker	0	0	0	0	0
Totalt råvarebaserte derivater	345	47	6	2	400
Finansielle derivater:					
Noterte markedspriser	2 405	1 026	401	3 146	6 978
Priser fra andre eksterne kilder	0	0	0	0	0
Pris basert på modeller eller andre verdsettelsesteknikker	0	0	0	0	0
Totalt finansielle derivater	2 405	1 026	401	3 146	6 978

(i milliarder kroner)	Råvare-derivater	Finansielle-derivater
Netto markedsverdi på derivatkontrakter per 31. desember 2003	126	4 551
Kontrakter som er realisert eller gjort opp i perioden	-91	-783
Markedsverdi på nye kontrakter inngått i løpet av året	607	2 000
Endring i markedsverdi grunnet endring i forutsetninger eller verdsettelsesteknikker	0	1 210
Andre endringer i markedsverdi	-19	0
Netto markedsverdi på derivatkontrakter per 31. desember 2004	623	6 978

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.

Tabellen på forrige side gir en oversikt per 31. desember 2004 over netto markedsverdi for ikke børsnoterte råvare- og finansielle derivater regnskapsført som derivater i henhold til FAS 133, fordelt henholdsvis etter tidspunkt for kontraktsutløp og kilde for fastsettelse av markedsverdi.

I tabellen ovenfor 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.

Tabellen ovenfor viser en avstemning av endring i netto markedsverdi for alle råvarebaserte og finansielle derivater som bokført enten per 31. desember 2003 eller 31. desember 2004, hensyntatt mottatt depositum. Derivatkontrakter som ble inngått og senere oppgjort i løpet av 2004 er ikke inkludert i tabellen.

Kredittrisiko for derivater

Futureskontrakter har liten kredittrisiko fordi motpartene er organiserte børsere. Kredittrisikoen for Statoils ikke børsnoterte råvarebaserte derivater er knyttet til motparten i transaksjonen. Terminhandler i Brent-markedet og andre markeder, bytteavtaler og andre ikke børsnoterte instrumenter handles på bakgrunn av interne vurderinger av kredittverdigheten til motpartene, som hovedsakelig er olje- og gasselskaper og handelsselskaper. Kredittrisiko knyttet til derivatinstrumenter 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 førsteklases internasjonale bank. Ved utgangen av 2004, hadde Statoil totalt tre milliarder kroner i kontanter som sikkerhet for urealiserte gevinster på ikke børsnoterte derivater.

Kredittrisiko knyttet til ikke børsnoterte rentebytteavtaler og valutabytteavtaler er knyttet til motparten i disse transaksjonene. Motpartene er finansinstitusjoner med høy kredittverdighet. Kredittverdigheten vurderes minst en gang per år og motpartsrisikoen overvåkes for å sikre at vår eksponering ikke går ut over fastsatte kredittgrenser og at den er i henhold til interne regler. Ikke gjeldsrelaterte valutabytteavtaler har vanligvis en løpetid på ett år eller mindre, mens gjeldsrelaterte rentebytteavtaler og valutabytteavtaler har en løpetid på opp til 25 år, i tråd med løpetiden til de tilsvarende langsiktige gjeldspostene som sikres eller risikostyres ved hjelp av bytteavtalene.

Tabellen nedenfor viser markedsverdi av ikke børsnoterte finansielle og råvarebaserte derivat-eiendeler, netto av netto-avtaler og sikkerhetsstillelser, per 31. desember 2004, fordelt i henhold til motpartens kredittverdighet slik Statoil vurderer den.

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

Driftsrisikoer

Vi eksponeres også for driftsrisikoer, inkludert reservoarriksiko, risiko for tap i olje- og gassproduksjonen og risiko for katastrofer offshore. 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 69 prosent av det samlede forsikrede beløpet på cirka 193 milliarder kroner reassurert i de internasjonale markedene per 31. desember 2004. Vårt forsikringsselskap arbeider også

Ikke børsnoterte derivat-eiendeler, fordelt i forhold til motpartens kredittverdighet (i millioner kroner)	Markedsverdi på derivat-eiendeler
Motparts relatert eksponering	
"Investment grade", med rating A eller høyere	4 724
Annen "Investment grade"	167
Lavere enn "Investment grade" eller ikke klassifisert	250

sammen med vår konsernavdeling for risikostyring for å styre andre typer driftsrisiko som kan forsikres.

Som alle andre lisenspartnere har Statoil ubegrenset forpliktelse for eventuelle krav som oppstår fra offshore virksomheten, inkludert transportsystemer. Selskapet har forsikret for å dekke dette kravet med opptil 0,8 milliarder US dollar (4,8 milliarder kroner) for hvert tilfelle, inkludert forpliktelse fra krav som oppstår knyttet til forurensning. De fleste av konsernets produksjonsinstallasjoner er dekket gjennom Statoil Forsikring a.s, som forsikrer en stor del av risikoen i det internasjonale forsikringsmarkedet. Cirka 29 prosent holdes i selskapet.

Statoil Forsikring er medlem av to gjensidige forsikringsselskaper, Oil Insurance Ltd og sEnergy Insurance Ltd. Medlemskap i disse to selskapene innebærer at Statoil Forsikring er ansvarlig for sin relative andel av mulige tap som kan oppstå i forbindelse med driften av selskapene. Selskapenes medlemmer har solidarisk ansvar for mulige tap som oppstår i gruppen.

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 1 027 millioner kroner i 2004, sammenlignet med 1 004 millioner kroner i 2003 og 736 millioner kroner i 2002.

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. På slutten av 2004 la konsernledelsen frem mål for 2007 for målene normalisert avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (normalisert ROACE), produksjon og normalisert produksjonskostnad. 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, det vil si 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), i henhold til definisjon gitt av U.S. Securities and Exchange Commission. Målene er avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE), normalisert avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (normalisert ROACE), normalisert

produksjonskostnad per fat og netto gjeldsgrad. For mer informasjon vedrørende måltallene, samt avstemminger mellom disse måltallene og tall som er fremkommet i henhold til US GAAP, Se Bruk av Non-GAAP finansielle måltall nedenfor.

Oppsummering av mål - 2004

Statoil vil søke å oppfylle følgende mål:

- ROACE på 12 prosent på normalisert basis for 2004. For å kunne måle resultatet mot 2004 ROACE målet forutsettes 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 til lavere enn 2,7 USD per fat oljeekvivalenter i 2004, normalisert til en NOK/USD valutakurs på 8,20;
- Holde funn- og utbyggingskostnadene (treårs gjennomsnitt) lavere enn USD 6,0 per fat oljeekvivalenter i 2004; og
- Oppnå en gjennomsnittlig 3-års reserveerstatningsrate høyere enn 1

2004-målene (foruten målet om reserveerstatningsrate) var basert på en organisk utvikling av Statoil og ekskluderer eventuelle effekter av betydelige kjøp og salg. Se nedenfor for en nærmere diskusjon av oppnåelse av målene.

Oppsummering av mål - 2007

Statoil vil søke å oppfylle følgende mål:

- ROACE på 13 prosent på normalisert basis for 2007. For å kunne måle resultatene mot 2007 ROACE-målet, forutsettes en gjennomsnittlig oppnådd oljepris på USD 22 per fat, gasspris på 90 øre per Sm³, raffineringmargin (FCC-margin) på USD 5,0 per fat, Borealismargin på EUR 140 per tonn og en NOK/USD valutakurs på NOK 6,75. Alle priser og marginer inflasjonsjusteres fra 2004.
- Total olje- og gassproduksjon på 1 400 000 fat per dag i 2007.

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

- Redusere produksjonsenhetskostnadene til lavere enn 22 kroner per fat oljeekvivalenter i 2007, normalisert til en NOK/USD valutakurs på 6,75 for den internasjonale porteføljen.

Målene for 2007 representerer Statoil slik selskapet er ved utgangen av 2004. Framover i tid er disse målene basert på en fortsatt organisk utvikling av Statoil og ekskluderer følgelig effekter relatert til eventuelle, ikke kjente, større kjøp eller salg. Større transaksjoner kan påvirke våre mål betydelig og kan medføre

Konsernets mål	Virkelig 2004 (Ny normalisering)	2007
ROACE*	12,4%	13%
Produksjon(1000 fat o.e. per dag)	1 106	1 400
Produksjonskostnad (USD/fat o.e.)	23,5	<22

*Normalisert

at vi må revidere målene våre som et resultat av virkningen av slike kjøp og salg. For å muliggjøre en sammenligning av målene, er virkelige måltall for 2004 vist med nye normaliseringsforutsetninger i den andre kolonnen i tabellen under.

Den prognostiserte produksjonsveksten mot 2007 er basert på eksisterende forståelse av våre reservoarer, planlagte investeringer og utbyggingsprosjekter. 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 oljeproduserende 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 reserverestimer, 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 viktigste 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 kapitalrevende. Dessuten omfatter våre investeringer flere betydelige prosjekter som karakteriseres ved at de strekker seg over flere år og involverer store beløp. Grunnet kapitalintensiviteten benytter Statoil avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (Return on Average Capital Employed, eller ROACE) som en hovedindikator for å måle hvor effektive vi er i utnyttelsen av kapital. Statoil definerer ROACE slik:

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 justert netto rentebærende gjeld i beregningen av gjennomsnittlig sysselsatt kapital var vår ROACE for 2004 på 23,6 prosent. Statoils historiske ROACE basert på en sysselsatt kapital med disse justeringene var for 2002, 2003 og 2004 på henholdsvis 14,9 prosent, 18,7 prosent og 23,5 prosent.

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, hadde vi forutsatt 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. 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 og SDS-oppkjøpet ekskludert. 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. Statoils mål for normalisert ROACE for 2004 var 12 prosent.

Normalisert ROACE var 10,8 prosent i 2002 og 12,4 prosent i 2003 og 12,3 prosent i 2004.

For å nå våre mål for 2007, inkludert ROACE, og bidra til oppnåelse av våre langsiktige ambisjoner, opprettholder vi vår målsetting om å allokere kapital kun til prosjekter som oppfyller våre krav til finansiell avkastning.

Statoils ROACE i en gitt regnskapsperiode og vår evne til å nå vår ROACE-målsetting 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. Disse usikkerhetsfaktorene inkluderer blant annet variasjon i etterspørselen, marginer innenfor detaljmarkedsføringsleddet, endringer i våre produserte olje- og gassvolumer og trender i den internasjonale oljeindustrien.

Som beskrevet ovenfor, har Statoil introdusert nye mål for 2007, inkludert en normalisert ROACE på 13,0 prosent. I beregningen av normalisert ROACE mot 2007 forutsetter vi nå en oljepris på USD 22 per fat, en gasspris på 90 øre per Sm³, raffineringmargin på USD 5,0 per fat, Borealis-margin på EUR 140 per tonn og en NOK/USD valutakurs på 6,75. Alle priser og marginer justeres for inflasjon fra 2004. 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.

Forbedringsprogrammet. I 2001 konkretiserte Statoil flere forbedringstiltak som ble ansett som nødvendige for å nå målet om en normalisert avkastning på sysselsatt kapital i 2004 på 12 prosent. Ett av virkemidlene for å nå dette målet, var å redusere kostnader og øke inntekter innenfor spesifiserte områder med 3,5 milliarder kroner i 2004, sammenlignet med 2001.

Et sett av mindre forbedringer ble målsatt i et større antall områder. De viktigste av disse forbedringene er beskrevet etter forretningsområdene ovenfor. I noen av tilfellene ble forbedringene sammenlignet med rapporterte 2001 nivå, for eksempel løftede volum eller produksjonshetskostnad. Innenfor andre områder var det nødvendig å foreta antakelser om hva resultatet ville ha vært i 2004 dersom ingen tiltak hadde blitt iverksatt, for eksempel forventet økning i vannproduksjon i 2004. Tiltak ble iverksatt for å forbedre prestasjon mot disse basisforutsetningene. I alle tilfeller er effekten av Algerie-transaksjonen i 2003, som ble fullført i 2004, ekskludert fra beregningene.

Ved utgangen av 2004 er Statoil tilfreds med å ha identifisert årlige, vedvarende forbedringer av kostnader og inntekter, som er estimert til å bidra med 3,2 milliarder kroner, sammenlignet med et mål på 3,5 milliarder kroner for 2004, og har bidratt til å nå målet om en normalisert avkastning på sysselsatt kapital på 12 prosent for 2004. Hovedårsaken til at konsernets mål på 3,5 milliarder kroner ikke er nådd knyttes til at forretningsområdet Internasjonal U&P ikke oppnådde de målsatte forbedringene, som beskrevet nærmere under Internasjonal U&P.

Funn- og utviklingskostnad (USD/fat o.e.)*	2002	2003	2004
Konsern	6,16	5,84	8,47
U&P Norge	5,81	5,18	7,03
Internasjonal U&P	7,15	7,88	13,80

*treårs gjennomsnitt

Produksjonskostnad per fat o.e. for de siste 12 månedene var USD 3,49 per fat o.e. for året 2004, sammenlignet med USD 3,17 per fat o.e. for året 2003 og USD 2,9 per fat o.e. for året 2002. Tilsvarende var produksjonskostnaden i kroner 23,5 kroner per fat o.e. for året 2004, sammenlignet med 22,4 kroner per fat o.e. for året 2003 og 23,2 kroner per fat o.e. i 2002. Normalisert til en NOK/USD valutakurs på 8,20, for å ekskludere valutaeffekter, var produksjonskostnaden USD 2,96 per fat o.e. for 2004, sammenlignet med 2,77 per fat o.e. for 2003 og USD 2,84 per fat o.e. for 2002. 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.

Konsernets mål for normalisert produksjonskostnad var USD 2,7 per fat o.e. for 2004. Både målet og den rapporterte produksjonsenhetskostnaden ekskluderer alle effekter av produksjonen fra feltet In Salah i Algerie. Det at produksjonsmålet ikke blir nådd, skyldes delvis utvidelsen av produksjonen fra feltet Lufeng, samt lavere løfting for konsernet enn forutsatt da målet ble satt i 2001.

Funn- og utviklingskostnad. Statoils funn- og utviklingskostnad i 2004 var USD 13,7 per fat o.e. for året 2004, sammenlignet med USD 7,7 per fat o.e. i 2003 og USD 5,3 per fat o.e. i 2002. Gjennomsnittlig funn- og utviklingskostnad de siste tre år var USD 8,5 per fat o.e. i 2004, sammenlignet med USD 5,9 per fat o.e. i 2003 og USD 6,2 per fat o.e. i 2002.

Målet for 2004 var en funn- og utviklingskostnad under USD 6,0 per fat o.e. Økningen i funn og utviklingskostnad sammenlignet med målet er knyttet til, blant andre faktorer, effekten av økte oljepriser i 2004 på reservebokføring i enkelte PSA-kontrakter (Profit Sharing Agreement). Under PSA-kontrakter reduseres volumene av egenolje når oljeprisene stiger, noe som i sin tur reduserer reservebokføringen. Dessuten har reduksjonen i NOK/USD-valutakursen resultert i høyere funn- og utviklingskostnad i USD for oppstrømsinvesteringene på norsk sokkel enn det som var forutsatt da målene ble satt i 2001.

Funn- og utviklingskostnaden beregnes ved å dele kostnader knyttet til leting og utvikling på nye sikre reserver, definert i tråd med SECs regler, eksklusiv

betydelige kjøp og salg av reserver. En beskrivelse av reservebokføring og begrensningene knyttet til mål som inneholder reserveestimer er gitt i avsnittet "reserveerstatningsrate" nedenfor.

Reserveerstatningsrate. Sikre olje- og gassreserver var estimert til 4 289 millioner fat o.e. ved utgangen av 2004, sammenlignet med 4 264 millioner fat o.e. ved utgangen av 2003 og 4 267 millioner fat o.e. ved utgangen av 2002.

Sikre reserver og endringer i sikre reserver er estimert i henhold til SEC-definisjoner. Reserveerstatningsraten er definert som summen av tilførte sikre reserver delt på produsert volum.

Endringer i sikre reserver kommer vanligvis fra estimatrevisjoner som skyldes forbedret produksjonsytelse, utvidelser av påviste områder gjennom boreaktiviteter, eller inkludering av sikre reserver i nye funn gjennom godkjenning av utviklingsprosjekter. Dette er kildene til tilgangen av sikre reserver som resulterer fra de kontinuerlige forretningsprosessene, og som forventes å fortsette å føre til ny tilgang av reserver i fremtiden.

Estimatet over sikre reserver kan også endres gjennom kjøp og salg.

Endringer i sikre reserver kan i tillegg komme av faktorer som ligger utenfor ledelsens kontroll, slik som endringer i olje- og gassprisene. Mens høyere olje- og gasspriser vanligvis tillater mer olje og gass å bli utvunnet fra reservoarene, vil Statoils sikre reserver av olje og gass under PSA-kontrakter generelt sett reduseres. Dette reflekterer at vi får mindre volumer av olje og gass under disse kontraktene som kompensasjon for våre kostnader og for å gi oss det avtalte profittnivå. Disse endringene er inkludert i revisjonskategorien.

Reserver i nye funn blir vanligvis bokført bare etter at myndighetsgodkjenning foreligger, eller når slik godkjenning regnes som sikker. Mesteparten av reservetilgangen er forventet å bli produsert over de neste 5-10 årene, ispedd noen prosjekter med produksjonshorisont på 20-25 år.

Nedenfor er det en tabell som viser reservetilgang for hver kategori relatert til reserveerstatningsraten for årene 2002-2004.

Post (millioner fat o.e.)	2002	2003	2004
Revisjoner og økt utvinning	125	206	165
Utvidelser og funn	272	186	46
Kjøp av påviste reserver	10	0	246
Salg av påviste reserver	-29	0	-29
Sum tilgang reserver	378	392	428
Produksjon	-388	-395	-402
Netto endring i påviste reserver	-10	-3	26

Reserveerstatningsrate (treårs gjennomsnitt)	2002	2003	2004
Konsern	0,78	0,95	1,01
U&P Norge	0,63	0,79	0,70
Internasjonal U&P*	2,79	2,96	3,60

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

Totalt 428 millioner fat o.e. ble bokført i 2004, hvorav 305 millioner fat o.e. var sikre utbygde reserver. De resterende 123 millioner fat o.e. var sikre ikke-utbygde reserver.

Reserveerstatningsraten var 106 prosent i 2004, sammenlignet med 99 prosent i 2003, og 98 prosent i 2002. Gjennomsnittlig reserveerstatningsrate de siste tre år var 101 prosent. Målet for reserveerstatning i 2004 var et gjennomsnitt på 100 prosent for de tre årene fra 2002-2004.

Ledelsen har tidligere benyttet reserveerstatningsrate og funn- og utviklingskostnad per fat som en prestasjonsindikator for selskapet på årlig basis. Disse målene anses ikke lenger av ledelsen å gi nyttig informasjon til investorene om Statoils fremgang i oppnåelse av forbedringer i operasjonell aktivitet, og derfor er de ikke inkludert i målene for 2007. Nyttan av disse målene er begrenset av volatiliteten i oljeprisene, den påvirkning som olje- og gasspriser har på reservebokføring under PSA-kontrakter, sensitiviteter relatert til tidspunkt for prosjektgodkjenninger, og tidsforskyvning mellom undersøkelsesutgifter, reservebokføring og investeringer.

Produksjon. Total olje- og gassproduksjon i 2004 var 1 106 000 fat o.e. per dag i 2004, sammenlignet med 1 080 000 fat o.e. per dag i 2003, og 1 074 000 fat o.e. per dag i 2002.

Produksjonsmålet for 2004 var 1 120 000 fat o.e. per dag, eksklusiv produksjonsbidraget fra In Salah, som i 2004 beløp seg til 13 000 fat o.e. per dag. Statoils produksjon eksklusiv In Salah er dermed 1 093 000 fat o.e. per dag i 2004. Nedstengningen av Snorre og Vigdis og riggstreiken bidro til at konsernet ikke nådde målet.

Vår forventede produksjonsvekst ut 2007 er basert på dagens vurderinger av våre reservoarer, våre planlagte investeringer og utbyggingsprosjekter. Inkludert oppkjøp av eierandeler i de to feltene In Salah og In Amenas, er produksjonsmålet for 2007 satt til 1 400 000 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. Av de prosjektene som forventes å bidra til å nå produksjonsmålet på 1 400 000 fat per dag for 2007



er nær 100 prosent vedtatte prosjekter. Følgelig er den årlige olje- og gassproduksjonen forventet å øke betraktelig i løpet av de neste tre årene til et nivå som er høyere enn det som tidligere har blitt kommunisert som produksjonsmål for 2007.

Investeringer

Tabellen nedenfor viser investeringer for hvert forretningsområde og tilhørende andel av totale investeringer i perioden 2002 til 2004. Totale investeringer i perioden 2001-2004 beløp seg til 92 milliarder kroner (eksklusiv betydelige kjøp), sammenlignet med 95 milliarder kroner som ble kommunisert ved børsintroduksjonen i 2001.

Fremtidige investeringer forventes å beløpe seg til cirka 100-105 milliarder kroner i de tre årene fra 2005 til 2007, med en forventet fordeling mellom den internasjonale oppstrømsaktiviteten på 40 prosent, oppstrømsaktiviteter i

(i millioner kroner)	2002	%	2003	%	2004	%
U&P Norge	10 926 ⁽¹⁾	54	13 136 ⁽¹⁾	55	16 776	39
Internasjonal U&P	5 032 ⁽¹⁾	25	8 019 ⁽¹⁾	33	18 987	44
Naturgass	1 525 ⁽¹⁾	8	860 ⁽¹⁾	4	2 368	6
Foredling og Markedsføring	1 771	9	1 546	6	4 162	10
Annet	799	4	530	2	551	1
Total	20 053	100	24 091	100	42 844	100

(1) 2002- og 2003-tall for segmentene U&P Norge, Internasjonal U&P og Naturgass er endret som følge av reklassifiseringer av investeringer som følge av overføringen av visse internasjonale midt- og nedstrømsaktiviteter fra Internasjonal U&P til Naturgass og Kollsnes fra U&P Norge til Naturgass.

Norge på 50 prosent og 5 prosent hver i Naturgass og Foredling og Markedsføring.

Konsernet tar sikte på en nivåøkning i leteaktiviteten i de kommende årene, og leteutgiftene i 2005 forventes å beløpe seg til 4 milliarder kroner, for deretter å holde seg på et nivå på omtrent 3,5-4 milliarder kroner i 2006 og 2007. Konsernet forventer å delta i boringen av 30-35 brønner i 2005. Imidlertid kan en ikke gi noen garantier med hensyn til antall borede brønner, kostnaden per brønn og resultatet av boringen. Usikkerhet relatert til resultatene av foretatte borer og fremtidig borer vil påvirke andel av leteutgiften som blir balanseført og kostnadsført.

Statoil bruker "successful efforts" - metoden for å regnskapsføre undersøkelses- og utbyggingsutgifter innenfor olje- og gassvirksomheten. Utgifter for å erverve mineralinteresser i olje- og gassområder og for å bore og utstyre letebrønner balanseføres inntil det er avklart om det er funnet sikre reserver. Utgifter til å bore letebrønner som ikke gir sikre reserver, geologiske og geofysiske utgifter, samt andre undersøkelsesutgifter kostnadsføres. Balanseførte leteutgifter vurderes kvartalsvis og tørre brønner kostnadsføres. Letebrønner som har avdekket reserver, men hvor klassifisering som sikre reserver avhenger av om betydelige investeringer kan forsvares, kan forbli balanseført i mer enn ett år. De viktigste vilkårene er at det enten er vedtatte planer for fremtidig leteboring i lisensen eller at en utbygging forventes vedtatt i nær fremtid.

Produksjonskostnad per fat forventes å øke på norsk sokkel på grunn av modne felt, dersom ikke tiltak blir iverksatt for å redusere kostnader. Konsernitativ introdusert i 2004, er forventet å redusere kostnadsnivået. Nye internasjonale felt forventes å redusere konsernets produksjonskostnad per fat samlet sett.

Produksjonsbidraget fra den internasjonale porteføljen forventes å øke i perioden frem til 2007 til rundt regnet 300 000 fat per dag, som er basert på produksjon fra allerede sanksjonerte prosjekter. Total produksjon er forventet å øke til 1 400 000 fat per dag, ikke nødvendigvis som et resultat av periodens leteaktivitet.

Dette avsnittet beskriver våre estimerte investeringer i 2005 med hensyn til det potensielle behovet for investeringer for de viktigste investeringsmulighetene tilgjengelige for oss og andre kapitalprosjekter som foreløpig er under vurdering. Tallene er basert på en organisk vekst av Statoil og ekskluderer mulige kostnader relatert til oppkjøp. Derfor kan estimatene og beskrivelsene av segmentene med hensyn til investeringer nedenfor komme til å avvike betydelig fra faktiske investeringer.

U&P Norge. En stor andel av våre 2005-investeringer er allokert til den pågående utbyggingen av prosjektene Kristin, Snøhvit, Ormen Lange, Norne, Satelitter og satelittene Skinfaks og Rimplaks som skal knyttes tilbake til Gullfaks C, samt senfase-prosjektene på Statfjord og Gullfaks og Troll prekompresjon.

Internasjonal U&P. For øyeblikket anslår vi at en stor andel av investeringene i 2005 vil fordeles på følgende igangsatte og planlagte utbyggingsprosjekter: In Amenas, oljefeltet Azeri-Chirag-Gunashli inkludert Baku-Tbilisi-Ceyhan-rørledningen, gassfeltet Shah Deniz, Dalia, og Kizomba.



Naturgass. Vi forventer å konsentrere investeringene om å øke kapasiteten og fleksibiliteten til vår infrastruktur for transport og prosessering av naturgass. Dette gjøres gjennom en utvidelse av prosesseringsanlegget på Kårstø, en mulig ny rørledning til Storbritannia og Aldbrough gasslagerprosjektet på østkysten av Storbritannia samt South Caucasus-rørledningen knyttet til gassfeltet Shah Deniz.

Foredling og Markedsføring. Vi konsentrerer investeringene om vårt nett av bensinstasjoner og oppgradering av raffinerier for å gjøre de mer fleksible og øke verdien på raffinerte produkter.

Vi kan som følge av ulike forhold endre våre investeringer både med hensyn til beløp, tidspunkt og fordeling på segment 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, regulatoriske 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

Statoil er underlagt regulering fra U.S. Securities and Exchange Commission, (SEC) angående offentlige utgivelser. 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).

Følgende finansielle måltall kan betraktes som Non-GAAP finansielle måltall:

- Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE).
- Normalisert avkastning på gjennomsnittlig 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, andre poster, skatt, og minoritetsinteresser, eller til periodens resultat, som er tall som er beregnet i henhold til anerkjente regnskapsprinsipper, eller forhold mellom slike tall.

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, raffineringsmarginer, Borealis-margen (petrokjemi) og NOK/USD valutakursen ekskludert fra det normaliserte tallet.

Dette måltallet er av selskapet ansett 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 ble benyttet 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 har mulighet til 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 2004, 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 ytelse. 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 valutakurs er høyere enn settet av normaliserte priser, marginer og valutakurs. Normalisert ROACE er basert på en organisk utvikling av selskapet og tallet og målet for 2004 ekskluderer følgende effektene relatert til kjøpet av de to eiendelene i Algerie fra BP; In Salah og In Amenas, samt oppkjøpet av ICA/Aholds 50 prosent andel i SDS, da disse oppkjøpene ikke var kjent idet målene ble satt og en startet å rapportere progresjon mot oppnåelse av disse målene. I 2004 ble gevinsten relatert til salget av aksjene i VNG i første kvartal ekskludert fra beregningen av normalisert ROACE.

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

Den følgende tabellen viser vår ROACE-beregning basert på rapporterte tall og normaliserte tall:

Beregning av teller og nevner benyttet i ROACE beregning (i millioner kroner)	2002	2003	2004
Resultat siste 12 måneder	16 846	16 554	24 916
Minoritetsinteresser siste 12 måneder	153	289	505
Netto finansposter etter skatt siste 12 måneder	-4 352	-496	-1 947
Resultat justert for minoritetsinteresser og netto finansposter etter skatt (A1)	12 647	16 347	23 474
Justeringer for skatteeffekter og forsikringsavsetninger i 2004	0	0	-1 283
Justering for gevinst ved salget av VNG	0	0	-446
Justeringer foretatt i 2003 and 2002*	-144	-687	0
Tellerjustering for kostnader In Salah, In Amenas og SDS	0	35	-295
Effekt av normaliserte priser og marginer	-3 832	-6 998	-12 608
Effekt av normalisert NOK/USD valutakurs	446	1 712	2 189
Normalisert resultat (A2)	9 117	10 410	11 031
Beregnet gjennomsnittlig sysselsatt kapital			
Gjennomsnittlig sysselsatt kapital (B1) **	86 167	88 016	99 246
Justert gjennomsnittlig sysselsatt kapital (B2) **	84 755	87 361	99 768
Nevnerjusteringer på gjennomsnittlig sysselsatt capital In Salah, In Amenas ***	0	-3 422	-7 766
Nevnerjusteringer på gjennomsnittlig sysselsatt capital SDS***	0	0	-2 361
Gjennomsnittlig sysselsatt capital justert for In Salah, In Amenas og SDS (B3)	84 755	83 939	89 641

* Justeringer foretatt i 2002 tallene inkluderer salget av oppstrømsaktiviteten på dansk sokkel (gevinst 1,0 milliarder kroner før skatt og 0,7 milliarder kroner etter skatt), samt nedskrivningen av LL652 feltet i Venezuela på 0,8 milliarder kroner før skatt (0,6 milliarder kroner etter skatt). Justeringer foretatt i 2003 tallene inkluderte den positive effekten av endringer i Fjerningstilskuddsloven i andre kvartal 2003 på 0,7 milliarder kroner etter skatt.

** For beregning av sysselsatt kapital, se tabell Beregning av sysselsatt kapital og gjeldsgrad i avsnittet Gjeldsgrad nedenfor.

*** Sysselsatt kapital relatert til disse transaksjonene inngikk i virkelig utgående balanse for perioden, men bare i begrenset grad i den inngående balansen, noe som medfører en effekt på gjennomsnittlig sysselsatt kapital på om lag 50 prosent av dette beløpet.

ROACE beregning	2002	2003	2004
Beregnet ROACE ved gjennomsnittlig sysselsatt kapital (A1/B1)	14,7%	18,6%	23,6%
Beregnet ROACE ved justert gjennomsnittlig sysselsatt capital (A1/B2)	14,9%	18,7%	23,5%
Normalisert ROACE (A2/B3)	10,8%	12,4%	12,3%

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 nedfor 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	2002	2003	2004
Totalt produksjonskostnader siste 12 måneder (i millioner kroner)	9 081	8 747	9 377
Løftede volum siste 12 måneder (mill. fat o.e.)	392	391	400
Gjennomsnittlig NOK/USD valutakurs	7,97	7,07	6,74
Produksjonskostnad per fat o.e.	2,92	3,17	3,49
Normalisert produksjonskostnad per fat o.e.			
Total produksjonskostnad siste 12 måneder (i millioner kroner)	9 081	8 747	9 377
Produksjonskostnader siste 12 måneder U&P Norge (i millioner kroner)	8 102	7 865	8 038
Normalisert valutakurs (NOK/USD)	8,20	8,20	8,20
Produksjonskostnader siste 12 måneder U&P Norge, normalisert til NOK/USD 8,20	988	959	980
Produksjonskostnader siste 12 måneder Internasjonal U&P (i millioner USD)	123	125	199
Normalisering for produksjonskostnader In Salah (i millioner USD)	0	0	(11)
Totalt produksjonskostnader siste 12 måneder (normalisert i USD)	1 111	1 084	1 169
Løftede volum siste 12 måneder (mill. fat o.e.)	392	391	400
Normalisering for løftede volum In Salah (mill. fat o.e.)	0	0	(5)
Produksjonskostnad per fat o.e. normalisert til NOK/USD 8,20	2,84	2,77	2,96

Gjeldsgrad

Beregnet netto gjeldsgrad anses av selskapet å gi et bedre bilde av konsernets løpende gjeldssituasjon enn brutto rentebærende gjeld. Beregningen benytter balanseposter relatert til total gjeld, justert for eksisterende betalingsmidler og kortsiktige investeringer. To andre justeringer foretas av to ulike grunner:

- Prosjektfinansiering via ekstern bank eller lignende vil, da juridiske enheter innen konsernet låner til og fra investeringsbanker, ikke bli nettoført i balansen, og overrapportere gjelden i balansen, sammenlignet med underliggende eksponering for konsernet.
- 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 av ROACE og normalisert ROACE.

Tabellen nedenfor viser avstemningen av netto rentebærende gjeld, sysselsatt kapital og netto gjeldsgrad til de nærmest sammenlignbare finansielle måltall beregnet i henhold til GAAP.

Beregning av sysselsatt kapital (i millioner kroner)	2002	2003	2004
Egenkapital	57 017	70 174	85 030
Minoritetsinteresser	1 550	1 483	1 616
Sum egenkapital og minoritetsinteresser (A)	58 567	71 657	86 646
Kortsiktig gjeld	4 323	4 287	4 730
Langsiktig gjeld	32 805	32 991	31 459
Sum rentebærende gjeld	37 128	37 278	36 189
Betalingsmidler	-6 702	-7 316	-5 028
Kortsiktige investeringer	-5 267	-9 314	-11 621
Sum likvider	-11 969	-16 630	-16 649
Netto rentebærende gjeld (B)	25 159	20 648	19 540
Sysselsatt kapital (A+B)	83 726	92 305	106 186
Gjennomsnittlig sysselsatt kapital	86 167	88 016	99 246
Gjeldsgrad (B)/(A+B)	30,2%	22,4%	18,4%
Beregning av justert netto rentebærende gjeld			
Justering av netto rentebærende gjeld for prosjektlån *	-1 567	-1 500	-2 209
Justering av netto rentebærende gjeld for andre elementer **	0	1 758	2 995
Netto rentebærende gjeld etter justeringer (C)	23 592	20 906	20 326
Beregning av justert sysselsatt kapital			
Justert sysselsatt kapital (A+C)	82 159	92 563	106 972
Gjennomsnittlig justert sysselsatt kapital	84 755	87 361	99 768
Gjeldsgrad C/(A+C)	28,7%	22,6%	19,0%

* Justering for konsernintern prosjektfinansiering via ekstern bank.

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

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 2005, 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 bli foretatt i forbindelse med innsendelse av årsrapporten «Annual report on form 20-F», forventet i mars 2005.

Statoilkonsernet – USGAAP

KONSERNRESULTATREGNSKAP – USGAAP

(i millioner kroner)	2004	2003	2002
DRIFTSINNETEKTER			
Salgsinntekter	303 756	248 527	242 178
Resultatandel fra tilknyttede selskap	1 209	616	366
Andre inntekter	1 253	232	1 270
Sum driftsinntekter	306 218	249 375	243 814
KOSTNADER			
Varekostnader	-188 179	-149 645	-147 899
Driftskostnader	-27 350	-26 651	-28 308
Salgs- og administrasjonskostnader	-6 298	-5 517	-5 251
Av- og nedskrivninger	-17 456	-16 276	-16 844
Undersøkelseskostnader	-1 828	-2 370	-2 410
Sum kostnader før finansposter	-241 111	-200 459	-200 712
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	65 107	48 916	43 102
Netto finansposter	5 739	1 399	8 233
Andre poster	0	-6 025	0
Resultat før skatt og minoritetsinteresser	70 846	44 290	51 335
Skattekostnad	-45 425	-27 447	-34 336
Minoritetsinteresser	-505	-289	-153
Årets resultat	24 916	16 554	16 846
Resultat per aksje	11,50	7,64	7,78
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer	2 166 142 636	2 166 143 693	2 165 422 239

Driftsinntekter er eksklusiv bensinavgifter på 22 910, 20 753 og 18 745 millioner kroner i henholdsvis 2004, 2003 og 2002.

Se noter til konsernregnskapet.

KONSERNBALANSE - USGAAP

(i millioner kroner)	31. desember	
	2004	2003
EIENDELER		
Betalingsmidler	5 028	7 316
Kortsiktige investeringer	11 621	9 314
Sum likvider	16 649	16 630
Fordringer	31 736	28 048
Fordringer - nærstående parter	0	2 144
Varelager	6 971	4 993
Forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler	9 713	7 354
Sum omløpsmidler	65 069	59 169
Investering i tilknyttede selskap	10 339	11 022
Langsiktige fordringer	8 176	14 261
Varige driftsmidler	152 916	126 528
Andre anleggsmidler	11 743	10 620
SUM EIENDELER	248 243	221 600
GJELD OG EGENKAPITAL		
Kortsiktig rentebærende gjeld	4 730	4 287
Leverandørgjeld	19 282	17 977
Leverandørgjeld - nærstående parter	5 621	6 114
Påløpte kostnader	12 385	11 454
Betalbar skatt	19 117	17 676
Sum kortsiktig gjeld	61 135	57 508
Langsiktig rentebærende gjeld	31 459	32 991
Utsatt skatt	44 270	37 849
Annen gjeld	24 733	21 595
Sum gjeld	161 597	149 943
Minoritetsinteresser	1 616	1 483
Aksjekapital (pålydende 2,50 kroner), 2 189 585 600 registrerte og utstedte aksjer	5 474	5 474
Egne aksjer, 23 452 876 aksjer og 23 441 885 aksjer	-60	-59
Annen innskutt egenkapital	37 273	37 728
Opptjent egenkapital	46 153	27 627
Akkumulerte andre endringer i egenkapital	-3 810	-596
Sum egenkapital	85 030	70 174
SUM GJELD OG EGENKAPITAL	248 243	221 600

Se noter til konsernregnskapet.

KONSOLIDERTE EGENKAPITALOPPSTILLINGER - USGAAP

(i millioner kroner, unntatt aksjedata)	Antall utstedte aksjer	Aksje-kapital	Egne aksjer	Annen innskutt egenkapital	Opptjent egenkapital	Akkumulerte andre endringer i egenkapital	Total
1. januar 2002	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						-5 434	-5 434
"Comprehensive income"							11 412
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						2 885	2 885
"Comprehensive income"							19 439
Ordinært utbytte					-6 282		-6 282
31. desember 2003	2 189 585 600	5 474	-59	37 728	27 627	-596	70 174
Årsresultat					24 916		24 916
Omregningsdifferanser og andre endringer i egenkapital						-3 214	-3 214
"Comprehensive income"							21 702
Oppgjør med Den norske stat i forbindelse med overførte SDØE eiendeler (se note 1)					-458		-458
Verdi av aksjeprogram					3		3
Kjøp egne aksjer			-1				-1
Ordinært utbytte					-6 390		-6 390
31. desember 2004	2 189 585 600	5 474	-60	37 273	46 153	-3 810	85 030

I andre endringer i egenkapital er det hensyntatt skattefordel på 32, 81 og 78 i henholdsvis 2004, 2003 og 2002.

Utbytte utbetalt per aksje var 2,95 kroner, 2,90 kroner og 2,85 kroner i henholdsvis 2004, 2003 og 2002.

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING - USGAAP

(i millioner kroner)	2004	2003	2002
OPERASJONELLE AKTIVITETER			
Årets resultat	24 916	16 554	16 846
<u>Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter:</u>			
Minoritetsinteresser	505	289	153
Av- og nedskrivninger	17 456	16 276	16 844
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter	110	256	554
Tap/gevinst på valutatransaksjoner	-1 919	781	-8 771
Utsatt skatt	5 006	-6 177	628
Tap/gevinst ved salg av anleggsmidler og andre poster	-1 531	5 719	-1 589
<u>Endringer i arbeidskapital (unntatt betalingsmidler):</u>			
* Endring i varelager	-1 645	349	-146
* Endring i fordringer	-1 149	2 054	-6 211
* Endring i forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler	-4 590	-1 511	3 107
* Endring i kortsiktige investeringer	-2 307	-4 047	-3 204
* Endring i leverandørgjeld	-147	-949	4 118
* Endring i påløpte kostnader	1 449	2 436	-645
* Endring i betalbar skatt	1 387	-682	1 740
Endring i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter	1 266	-551	599
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	38 807	30 797	24 023
INVESTERINGSAKTIVITETER			
Investeringer i varige driftsmidler	-31 800	-22 075	-17 907
Balanseførte undersøkelsesutgifter	-748	-331	-652
Endring i utlån og andre langsiktige poster	-2 650	-7 682	-1 495
Salg av eiendeler	3 239	6 890	3 298
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	-31 959	-23 198	-16 756

Se noter til konsernregnskapet.

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING - USGAAP

(i millioner kroner)	2004	2003	2002
FINANSIERINGSAKTIVITETER			
Ny langsiktig rentebærende gjeld	4 599	3 206	5 396
Nedbetaling langsiktig gjeld	-6 574	-2 774	-4 831
Beløp betalt til minoritetsaksjonærer	-559	-356	-173
Betalt utbytte	-6 390	-6 282	-6 169
Netto endring kortsiktige lån, kassekreditt og annet	-131	-1 656	1 146
Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter	-9 055	-7 862	-4 631
Netto endring i betalingsmidler	-2 207	-263	2 636
Effekt av valutaendringer på betalingsmidlene	-81	877	-329
Betalingsmidler ved årets begynnelse	7 316	6 702	4 395
Betalingsmidler ved årets utgang	5 028	7 316	6 702
Betalte renter	1 179	1 336	1 782
Betalte skatter	38 844	34 230	31 634

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. Endringer i balanseposter som følge av kjøpet av Statoil Detaljhandel Skandinavia i 2004 er ikke medtatt i Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter eller Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter, men inkludert i Investeringer i varige driftsmidler.

Se noter til konsernregnskapet.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

1. SELSKAPET OG GRUNNLAG FOR PRESENTASJONEN

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

I forkant av delprivatiseringen av Statoil i juni 2001 reorganiserte staten sine eierinteresser innen olje og gass på den norske kontinentalsokkelen. I forbindelse med reorganiseringen 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 ble 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. Regnskapsført verdi og kontantvederlaget for disse olje- og gasseiendelene er regnskapsført som henholdsvis innskutt kapital og utbytte. Kontantvederlaget blir gjennomgått av Den norske stat, og Statoil har i 2004 regnskapsført forventet resultat av gjennomgangen mot egenkapitalen. Det er ikke forventet ytterligere vesentlige effekter.

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). Normalt vil funksjonell valuta tilsvare den lokale valuta. Unntak gjelder for enkelte datterselskaper i oppstrømsvirksomheten som har amerikanske dollar som funksjonell valuta, da størsteparten av inntektene og kostnadene er i amerikanske dollar.

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, petroleumprodukter og kjemiske produkter samt andre varer regnskapsføres når eiendomsretten overføres til kunden på varens leveringstidspunkt basert på de kontraktsfestede vilkårene i avtalen. Inntekter medtas eksklusiv toll, forbruksavgifter og produksjonsavgifter som betales i form av avgiftsolje.

Fysiske råvaresalg og -kjøp som ikke gjøres opp på nettbasis blir inkludert brutto i Salgsinntekter og Varekostnader i resultatregnskapet. Handel med råvarebaserte finansielle instrumenter regnskapsføres netto, og marginen inkluderes under Salgsinntekter. Arrangementer som innebærer en serie kjøp og salg avtalt i den hensikt å bringe en bestemt råvaremengde og -kvalitet til et gitt leveransepunkt regnskapsføres netto under Salgsinntekter.

Transaksjoner med Den norske stat

Statoil selger statens andel (SDØE) av produksjonen fra den norske kontinentalsokkelen. Statoil kjøper all SDØEs oljeproduksjon, og inkluderer kjøp og salg av denne produksjonen i henholdsvis Varekostnader og 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.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Statoil selger, i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko, statens produksjon av naturgass. Dette salget, og relaterte utgifter refundert fra staten, er i Statoils regnskap ført netto. Refunderte beløp inkluderer utgifter knyttet til aktiviteter gjennomført for å sikre markedsadgang, samt investeringer foretatt for å maksimere lønnsomheten fra salget av naturgass.

Mellomværende og transaksjoner i tilknytning til aktiviteter i lisenser er ikke medtatt som transaksjoner med nærstående parter.

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.

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). Kostpris inkluderer råvarer, frakt og andel av direkte og indirekte kostnader.

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 vesentlige 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 bruker "successful efforts" - metoden for å regnskapsføre undersøkelses- og utbyggingsutgifter innenfor olje- og gassvirksomheten. Utgifter for å erverve mineralinteresser i olje- og gassområder og for å bore og utstyre letebrønner balanseføres inntil det er avklart om det er funnet sikre reserver. Utgifter til å bore letebrønner som ikke gir sikre reserver, geologiske og geofysiske utgifter, samt andre undersøkelsesutgifter kostnadsføres.

Balanseførte leteutgifter vurderes kvartalsvis og tørre brønner kostnadsføres. Letebrønner som har avdekket reserver, men hvor klassifisering som sikre reserver avhenger av om betydelige investeringer kan forsvares, kan forbli balanseført i mer enn ett år. De viktigste vilkårene er at det enten er vedtatte planer for fremtidig leteboring i lisensen eller at en utbygging forventes vedtatt i nær fremtid.

Utgifter til å bore og utstyre letebrønner som gir sikre reserver balanseføres. Balanseførte utgifter relatert til produksjon av olje- og gassreserver avskrives etter produksjonsenhetsmetoden. Utgifter til driftsforberedelser kostnadsføres løpende.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Nedskrivning av varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

Driftsmidler, immaterielle eiendeler og goodwill nedskrives hvis forhold inntråd i løpet av perioden 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

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

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 over økonomisk levetid. 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.

Finansielle leieavtaler

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

Tilskuddsplaner, det vil si planer hvor selskapets forpliktelse er å yte en nærmere angitt størrelse til den enkeltes pensjonssparing, resultatføres i den perioden som tilskuddet skal dekke. Ytelsesplaner, det vil si planer hvor den ansatte har rett til pensjon av en nærmere angitt størrelse, resultatføres over opptjeningsperioden.

Pensjonsplanendringer, hvor verdien av tidligere opptjening endres, resultatføres over gjenværende opptjeningstid for de aktive deltakerne i pensjonsplanen. Estimataavvik utover 10 prosent av det høyeste av pensjonsmidler eller -forpliktelser resultatføres over gjenværende opptjeningstid.

Forskning og utvikling

Forsknings- og utviklingsutgifter kostnadsføres løpende.

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 hensyntas på det tidspunkt endringene vedtas.

Utsatt skattefordel reduseres med avsetning for verdjustering dersom det ikke er sannsynlig at fordelene kan benyttes. Skatteeffekten av fri-inntekt blir regnskapsført når fradraget reduserer betalbar skatt.

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 sikringsbøkføring i henhold til FAS 133, og inngår også andre derivatkontrakter som medfører økonomisk sikring av visse risikoer, selv om sikringsbøkføring enten ikke er tillatt etter regnskapsstandarden, eller ikke anvendes av selskapet.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

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

Selskapet 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 Salgsinntekter eller Varekostnader.

Aksjebasert avlønning

Statoil har fra fjerde kvartal 2004 innført regnskapsstandarden FAS 123R og fortolkninger vedrørende en kompensasjonsplan relatert til bonusaksjer. I henhold til denne standarden er kompensasjonskostnadene målt til virkelig verdi. Kompensasjonskostnaden blir målt ved starten av opptjeningsperioden, basert på verdien av aksjene som skal gis, og kostnadsføres over opptjeningsperioden. Verdien av aksjene blir regnskapsført som en lønnskostnad i Konsernresultatregnskapet og blir ført direkte mot egenkapitalen (inkludert i Annen innskutt egenkapital).

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 2004.

Nye regnskapsstandarder

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 kontinentsokkel 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 2002 ville effekten på Statoils resultat og egenkapital for året 2002 vært uvesentlig.

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 var 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 forbindelse med innføringen av en aksjespareplan i fjerde kvartal 2004 implementerte Statoil regnskapsstandarden FAS 123R Share-Based Compensation (aksjebasert avlønning). Ansatte har mulighet for å kjøpe aksjer for inntil 5 prosent av brutto grunnlønn. Aksjer den ansatte har hatt i minimum to hele kalenderår gir rett til en bonusaksje for hver andre aksje kjøpt i ordningen. Buselementet verdsettes ved starten av opptjeningsperioden og amortiseres over perioden frem til tildeling av bonusaksjer. Effekten på Konsernresultatregnskapet og Konsernbalansen er uvesentlig.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

3. INFORMASJON OM SEGMENTENE

Statoil har virksomhet innenfor fire segmenter; Undersøkelse og produksjon Norge, Internasjonal undersøkelse og produksjon, Naturgass og Foredling og markedsføring. Oppdelingen i segmenter fastsettes ut fra virksomhet, geografisk beliggenhet og ledelsesrapportering. Sammensetningen av segmenter 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 justeres 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. Internprisen har vært 0,71 kroner per standard kubikkmeter for 2004.

Naturgass har per 1. januar 2004 overtatt internasjonale aktiviteter knyttet til salg av gass fra Internasjonal undersøkelse og produksjon. Aktivitetene omfatter gasssalgsaktiviteter i enkelte land, bygging av en rørledning for transport av naturgass fra Aserbajdsjan til Tyrkia og salg av Statoils naturgass prosessert ved Cove Point-terminalen i USA. Tidligere perioders tall er justert for å reflektere den nye strukturen.

Fra 1. januar 2004 ble aktivitetene på Kollsnes overført fra Undersøkelse og produksjon Norge til Naturgass. Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes ble overført til Gassled 1. februar 2004. Overføringen har ikke medført betydelige endringer i Statoils rettigheter, forpliktelser eller regnskapsført verdi. Gassco overtok operatørskapet. Eiendeler relatert til Kollsnes ble overført fra Undersøkelse og produksjon Norge til Naturgass med en regnskapsført verdi på 4,2 milliarder kroner. Tidligere perioders tall er justert for å reflektere den nye strukturen.

Informasjon om segmentene for årene 2004, 2003 og 2002 vises nedenfor:

(i millioner kroner)	Undersøkelse og produksjon Norge	Internasjonal undersøkelse og produksjon	Naturgass	Foredling og markedsføring	Øvrig virksomhet og eliminering	Sum
Året 2004						
Eksternt salg	1 570	3 261	32 657	266 182	1 339	305 009
Mellom segmenter	72 403	6 504	447	58	-79 412	0
Resultatandel fra tilknyttede selskap	77	0	222	937	-27	1 209
Sum driftsinntekter	74 050	9 765	33 326	267 177	-78 100	306 218
Av- og nedskrivninger	12 381	2 215	652	1 719	489	17 456
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	51 029	4 188	6 784	3 921	-815	65 107
Beregnet skattekostnad for segmentet	-37 904	-1 429	-4 381	-850	0	-44 564
Resultat for segmentet	13 125	2 759	2 403	3 071	-815	20 543
Året 2003						
Eksternt salg	2 250	2 157	24 785	218 169	1 398	248 759
Mellom segmenter	60 170	4 458	445	120	-65 193	0
Resultatandel fra tilknyttede selskap	74	0	222	353	-33	616
Sum driftsinntekter	62 494	6 615	25 452	218 642	-63 828	249 375
Av- og nedskrivninger	11 969	1 784	619	1 419	485	16 276
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	37 855	1 781	6 005	3 555	-280	48 916
Beregnet skattekostnad for segmentet	-28 066	-676	-4 196	-755	-15	-33 708
Resultat for segmentet	9 789	1 105	1 809	2 800	-295	15 208

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 2002						
Eksternt salg	1 706	5 749	24 236	210 653	1 104	243 448
Mellom segmenter	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	11 725	2 355	728	1 686	350	16 844
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	34 204	1 129	6 134	1 637	-2	43 102
Beregnet skattekostnad for segmentet	-25 489	-394	-4 482	-401	-20	-30 786
Resultat for segmentet	8 715	735	1 652	1 236	-22	12 316

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

(i millioner kroner)	2004	2003	2002
Resultat for segmentene	20 543	15 208	12 316
Netto finansposter	5 739	1 399	8 233
Andre poster (se note 2)	0	-6 025	0
Endring i utsatt skatt vedrørende lovendring (se note 2)	0	6 712	0
Skatt på finansposter og andre skattemessige justeringer	-2 261	-451	-3 550
Tilbakeholdt overskudd i utenlandske selskaper *	1 400	0	0
Minoritetsinteresser	-505	-289	-153
Årets resultat	24 916	16 554	16 846
Beregnet skattekostnad for segmentene	44 564	33 708	30 786
Endring i utsatt skatt vedrørende lovendring (se note 2)	0	-6 712	0
Skatt på finansposter og andre skattemessige justeringer	2 261	451	3 550
Tilbakeholdt overskudd i utenlandske selskaper *	-1 400	0	0
Skattekostnad	45 425	27 447	34 336

* Etter endringer i den norske skattelovgivningen i 2004 blir ikke mottatt utbytte, med noen unntak, underlagt beskatning i Norge. Følgelig har Statoil i 2004 tilbakeført 1,4 milliarder kroner i avsatt utsatt skatt på tilbakeholdte overskudd i datter- og tilknyttede selskaper.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Undersøkelse og produksjon leter etter, utvikler og produserer råolje og naturgass, og utvinner våtgass, svovel og karbondioksid. Segmentet 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 segmentene beregnes på grunnlag av Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser.

Langsiktig utsatt skattefordel inkludert i Andre langsiktige eiendeler henføres ikke til forretningssegmenter, men inkluderes i segmentet Øvrig virksomhet.

(i millioner kroner)	Tilgang langsiktige eiendeler	Investeringer i tilknyttede selskaper	Andre langsiktige eiendeler
31. desember 2004			
Undersøkelse og produksjon Norge	16 776	258	81 371
Internasjonal undersøkelse og produksjon	18 987	0	37 956
Naturgass	2 368	2 984	14 551
Foredling og markedsføring	4 162	7 022	23 033
Øvrig virksomhet	551	75	15 924
Sum	42 844	10 339	172 835
31. desember 2003			
Undersøkelse og produksjon Norge	13 136	1 324	75 144
Internasjonal undersøkelse og produksjon	8 019	0	31 875
Naturgass	860	2 006	13 766
Foredling og markedsføring	1 546	7 655	15 571
Øvrig virksomhet	530	37	15 053
Sum	24 091	11 022	151 409
31. desember 2002			
Undersøkelse og produksjon Norge	10 926	1 284	71 647
Internasjonal undersøkelse og produksjon	5 032	0	19 594
Naturgass	1 525	1 423	13 733
Foredling og markedsføring	1 771	6 868	20 975
Øvrig virksomhet	800	54	11 655
Sum	20 054	9 629	137 604
Driftsinntekter etter geografisk område			
(i millioner kroner)	2004	2003	2002
Norge	288 716	223 139	215 231
Europa (unntatt Norge)	29 499	30 152	31 449
USA	27 015	26 524	27 655
Andre områder	13 252	8 014	9 253
Elimineringer	-53 473	-39 070	-40 140
Sum driftsinntekter (unntatt resultatandel fra tilknyttede selskaper)	305 009	248 759	243 448

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Langsiktige eiendeler etter geografisk område

(i millioner kroner)	2004	31. desember 2003	2002
Norge	122 635	112 672	113 629
Europa (unntatt Norge)	44 415	39 845	28 550
USA	678	638	25
Andre områder	24 901	21 563	11 586
Elimineringer	-9 660	-12 913	-7 043
Sum langsiktige eiendeler (unntatt langsiktig utsatt skattefordel)	182 969	161 805	146 747

4. KJØP OG SALG AV VIRKSOMHETER

I 2002 solgte Statoil sine interesser i oljefeltene Siri og Lulita på dansk kontinentalsokkel. Salgene resulterte i en gevinst i segmentet 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 bestod av bøyelasting og konvensjonell skipstransport. Salgsprisen for Navions anleggsmidler, eksklusiv *Navion Odin* og Navions 50 prosent andel i boreskipet *West Navigator* som ikke var omfattet av salget, utgjorde cirka USD 800 millioner. Salget ble regnskapsført i segmentet Foredling og markedsføring og resultateffekten av salget var uvesentlig.

Statoil og BP undertegnet i juni 2003 en avtale der Statoil kjøpte 49 prosent av BPs andeler i gassprosjektet In Salah og 50 prosent av BPs andeler i gasskondensatprosjektet In Amenas, begge i Algerie. Kjøpesummen utgjorde USD 740 millioner, med tillegg av kostnader knyttet til de overførte andeler fra 1. januar 2003. Etter mottak av nødvendige myndighetsgodkjenninger i 2004 ble de to prosjektene overført fra Langsiktige fordringer til Varige driftsmidler i konsernbalansen. Prosjektene er inkludert i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon.

I januar 2004 kjøpte Statoil 11,24 prosent av Snøhvit-feltet, henholdsvis 10 prosent fra Norsk Hydro og 1,24 prosent fra Svenska Petroleum. Etter gjennomføring av disse transaksjonene er Statoils eierandel i Snøhvit-feltet 33,53 prosent. Feltet er inkludert i segmentet Undersøkelse og produksjon Norge. For ytterligere informasjon, se note 10.

I januar 2004 solgte Statoil sin 5,26 prosent eierandel i det tyske selskapet Verbundnetz Gas, noe som resulterte i en regnskapsmessig gevinst på 619 millioner kroner før skatt (446 millioner kroner etter skatt). Salgsgevinsten er klassifisert som Andre inntekter i konsernresultatregnskapet og inkludert i segmentet Naturgass.

Statoil har kjøpt detaljhandelskjeden ICAs 50 prosent eierandel i Statoil Detaljhandel Skandinavia AS (SDS), og eier nå 100 prosent av SDS. Etter at godkjenning fra EUs konkurransemyndigheter ble gitt 1. juli skjedde overtakelse av eierandelen 8. juli 2004. På bakgrunn av Statoils eierandel er SDS regnskapsført etter egenkapitalmetoden til og med andre kvartal 2004. SDS er konsolidert som datterselskap fra tredje kvartal 2004. SDS er inkludert i segmentet Foredling og markedsføring. For ytterligere informasjon, se note 10.

I oktober 2004 solgte Statoil sin 50 prosent eierandel i Partrederiet West Navigator DA, som eier dypvannsbøreskipet *West Navigator*, til Smedvig. Eierandelen i partrederiet var inkludert i segmentet Undersøkelse og produksjon Norge. Avtalt salgssum var USD 175 millioner for skipet, justert for Statoils andel av kontantstrømmen fra drift av skipet fra 1. mai 2004. Effekt på resultat før skatt var uvesentlig, men skatteeffekten var positiv med 0,3 milliarder kroner.

5. NEDSKRIVNING AV EIENDELER

I 2002 ble 0,8 milliarder kroner før skatt (0,6 milliarder kroner etter skatt) kostnadsført under regnskapsposten Av- og nedskrivninger i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon for å skrive ned konsernets 27 prosent andel i oljefeltet LL652 i Venezuela til virkelig verdi. Nedskrivningen skyldtes i hovedsak at antatt produksjon i kontraktperioden ble redusert. Virkelig verdi ble 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)	2004	2003	2002
Avsetning 1. januar	1 360	960	734
Estimatendringer for året	-702	454	231
Realiserte kostnader for året	-298	-54	-5
Avsetning 31. desember	360	1 360	960

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	
	2004	2003
Råolje	3 664	2 192
Petroleumsprodukter	3 344	2 470
Annet	1 253	1 065
Sum - varelager verdsatt etter FIFO-prinsippet	8 261	5 727
Justering til LIFO-verdi	- 1 290	- 734
Sum	6 971	4 993

8. SAMMENDRAG AV FINANSIELL INFORMASJON FOR TILKNYTTETE SELSKAPER REGNSKAPSFØRT ETTER EGENKAPITALMETODEN

Selskapets investeringer i tilknyttede selskaper inkluderer en andel på 50 prosent i Borealis A/S, et petrokjemisk produksjonsselskap, og inkluderte frem til 8. juli 2004 en andel på 50 prosent i Statoil Detaljhandel Skandinavia AS (SDS), en bensinstasjonskjede. Fra 8. juli ble SDS et datterselskap av Statoil ASA.

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. Statoil har gitt et ansvarlig lån på EUR 30 millioner til Borealis A/S.

Tilknyttede selskap - bruttobeløp

(i millioner kroner)	Borealis			SDS		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002
31. desember						
Omløpsmidler	8 321	7 286	5 909	I/A	2 799	2 798
Anleggsmidler	17 548	19 085	17 432	I/A	6 787	6 029
Kortsiktig gjeld	8 502	7 058	6 063	I/A	3 717	3 288
Langsiktig gjeld	2 323	6 140	5 787	I/A	1 951	2 488
Annen gjeld	2 785	2 375	2 187	I/A	444	0
Netto eiendeler	12 259	10 798	9 304	I/A	3 474	3 051
Året						
Brutto driftsinntekter	38 504	30 936	25 617	13 224	24 615	23 112
Resultat før skatt	2 205	126	215	60	210	423
Resultat	1 689	135	43	46	148	302
Investeringer i varige driftsmidler	1 805	1 002	978	237	779	721

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Det er ikke mottatt utbytte fra Borealis A/S for årene 2004, 2003 og 2002. Utbytte mottatt fra SDS utgjorde 100 millioner kroner og 65 millioner kroner i henholdsvis 2004 og 2003. Det er ikke mottatt utbytte fra SDS for året 2002.

Informasjon om tilknyttede selskap rapportert etter egenkapitalmetoden

	Valuta	(i millioner)			(i millioner kroner)	
		Pålydende	Selskapets aksjekapital	Eiendeler	Bokført verdi	Resultatandel
Borealis A/S	EUR	268	536	50%	6 129	844
South Caucasus Pipeline Holding Company Limited	USD	182	715	25,5%	1 121	0
Andre selskap					3 089	365
Total					10 339	1 209

Stemmeberettiget andel korresponderer med eierandelen.

South Caucasus Pipeline Holding Company Limited legger en rørledning fra Baku i Aserbajdsjan til Tyrkia.

9. INVESTERINGER

Kortsiktige investeringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2004	2003
Kortsiktige innskudd	53	1 358
Sertifikater	9 735	7 848
Obligasjoner	0	35
Pengemarkedsfond	1 662	0
Andre investeringer	171	73
Sum kortsiktige investeringer	11 621	9 314

Kostpris for kortsiktige investeringer var henholdsvis 11 876 og 9 284 millioner kroner per 31. desember 2004 og 2003. 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	
	2004	2003
Aksjer i andre selskaper	2 206	1 608
Sertifikater	1 810	2 005
Obligasjoner	2 891	2 291
Børsnoterte aksjer	2 257	1 934
Sum langsiktige investeringer	9 164	7 838

Inkludert i posten Aksjer i andre selskaper er Statoil BTC Caspian AS sin investering i 8,71 prosent av aksjene i BTC Pipeline Company. Investeringen har en bokført verdi på henholdsvis 1 543 millioner kroner og 930 millioner kroner per årsslutt 2004 og 2003.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

10. DRIFTSMIDLER

(i millioner kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler	Prod. anlegg olje og gass, inkl. rørled.	Produksjonsanlegg på land	Bygninger og tomter	Skip	Anlegg under oppføring	Balanseførte leteutgifter i letefasen	Totalt
Anskaffelseskost 1. januar 2004	9 987	231 528	32 790	7 352	682	21 718	3 792	307 849
Akkum. av- og nedskrivninger 1. januar 2004	-6 639	-152 769	-19 370	-2 453	-87	-3	0	-181 321
Tilgang og overføringer *	1 438	19 090	7 733	4 525	72	16 112	-628	48 342
Avgang til balanseført verdi	-126	-265	-80	-241	0	-855	-9	-1 576
Nedskrivning på tidligere balanseførte leteutgifter	0	0	0	0	0	0	-110	-110
Årets av- og nedskrivninger	-874	-14 466	-1 627	-83	-74	0	0	-17 124
Omregningsdifferanse	-4	-923	-1 059	-126	0	-873	-159	-3 144
Balanseført verdi 31. desember 2004	3 782	82 195	18 387	8 974	593	36 099	2 886	152 916
Estimert levetid	5-10 år	**	15-20 år	20-25 år	20-25 år			

* Tilgang og overføringer inkluderer effekten på driftsmidler vedrørende Statoil's kjøp av 11,24 prosent av Snøhvit feltet i 2004, samt kjøp av 50 prosent av Statoil Detaljhandel Skandinavia AS (SDS). I tillegg til tallene som er vist i driftsmiddelnoten over, er 0,5 milliarder kroner av kostprisen for SDS allokert til goodwill, samt 0,7 milliarder kroner er allokert til immaterielle eiendeler, som i hovedsak vedrører franchise og forhandleravtaler. Goodwill og immaterielle eiendeler er inkludert i posten Andre anleggsmidler i balansen. Immaterielle eiendeler avskrives gjennomsnittlig over 10 år.

** Avskrives etter produksjonsenhetmetoden, se note 2.

I 2004, 2003 og 2002 ble det balanseført henholdsvis 829, 442 og 382 millioner kroner i byggelånsrenter. I tillegg til årets avskrivninger spesifisert ovenfor er immaterielle eiendeler avskrevet med 332 millioner kroner.

Balanseførte leteutgifter aktivert i påvente av bokføring av sikre reserver

(i millioner kroner)	2004	2003	2002
Balanseførte utgifter 1. januar	3 792	3 482	3 916
Tilgang	944	699	820
Reklassifisert til Produksjonsanlegg for olje og gass, inkludert rørledninger basert på bokføring av sikre reserver (1)	-1 581	-89	-321
Kostnadsført tidligere balanseførte leteutgifter	-110	-256	-554
Omregningsdifferanser	-159	-44	-379
Balanseførte utgifter 31. desember (2)	2 886	3 792	3 482

- 1) I tillegg ble 238 millioner kroner i balanseførte leteutgifter relatert til usikre reserver reklassifisert til Anlegg under oppføring fordi utbyggingen startet før bokføring av sikre reserver, som forventes å skje i 2005.
- 2) Midlertidig balanseførte leteutgifter inkluderer signatur bonuser og andre kjøpte leterettigheter med henholdsvis 609 millioner kroner, 1 045 millioner kroner og 940 millioner kroner ved utgangen av 2004, 2003 og 2002.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

I tillegg til balanseførte signaturbonuser og andre kjøpte leterettigheter på 609 millioner kroner, består balanseførte leteutgifter ved utgangen av 2004 av følgende balanseførte leteutgifter som er avhengig av fremtidig bokføring av sikre reserver.

Balanseførte leteutgifter som er avhengig av fremtidig bokføring av sikre reserver per 31. desember 2004

	Millioner kroner	Antall brønner
Brønner i områder som krever betydelige investeringer før produksjon kan starte, hvor ytterligere leteboring er igangsatt eller besluttet for nær fremtid	798	12
Brønner i områder som ikke krever betydelige investeringer før produksjonstart, hvor mindre enn ett år har gått siden boring ble avsluttet	224	4
Brønner i områder som krever betydelige investeringer før produksjon kan starte, hvor ytterligere leteboring ikke er igangsatt eller planlagt i nær fremtid		
Brønner hvor det er ventet en beslutning om utbygging i 2005	511	10
Brønner med økonomiske reserver, beslutning om utbygging er planlagt i nær fremtid	206	12
Brønner med økonomiske reserver, beslutning om utbygging er planlagt i nær fremtid, avhengig av transport diskusjoner med myndigheter og partnere i lisensen	394	5
Brønner i områder som ikke krever betydelige investeringer før produksjon kan starte, hvor mer enn ett år har gått siden boringen ble avsluttet		
Brønner hvor det er ventet en beslutning om utbygging i 2005		
Avsluttet i 1998	33	1
Brønner hvor endelig vurdering avhenger av resultatet fra besluttet leteboring i 2005		
Avsluttet i 2001	59	2
Avsluttet i 2003	52	2

11. AVSETNINGER

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

(i millioner kroner)	1. januar	Kostnad	Tilbakeføring	Avskrivning	Annet 1)	31. desember
Året 2004						
Avsetninger knyttet til langsiktige eiendeler	0	0	0	0	0	0
Avsetninger knyttet til tap på krav	275	29	-39	-22	12	255
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

1) Annet består i hovedsak av avsetning for tap på krav i oppkjøpt virksomhet.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

12. FINANSPOSTER

(i millioner kroner)	2004	2003	2002
Renter og andre finansinntekter	775	1 057	1 311
Agioeffekter, netto	5 031	98	9 009
Renter og andre finanskostnader	-317	-877	-1 952
Utbytte på aksjer	271	179	457
Realisert gevinst/tap ved salg av verdipapirer	286	205	-228
Urealisert verdipapirgevinst/-tap	-307	737	-364
Netto finansposter	5 739	1 399	8 233

13. SKATTER

Resultat før skatt fremkommer som følger

(i millioner kroner)	2004	2003	2002
Norge			
• Sokkel	55 709	43 516	42 519
• Land	7 532	3 121	5 394
Andre land 1)	7 605	3 678	3 422
Andre poster (se note 2)	0	-6 025	0
Sum	70 846	44 290	51 335

Spesifikasjon av skattekostnaden

(i millioner kroner)	2004	2003	2002
Norge			
• Sokkel	40 548	34 754	34 253
• Land	133	2	885
Andre land 1)	1 635	737	352
Skatteeffekt av friinntektsfradrag	-1 897	-1 869	-1 782
Betalbar skattekostnad	40 419	33 624	33 708
Norge			
• Sokkel	3 512	-376	-707
• Land 2)	722	859	250
Andre land 1)	772	52	1 085
Endring i utsatt skatt etter bortfall av Fjerningsfordelingsloven (se note 2)	0	-6 712	0
Endring utsatt skatt	5 006	-6 177	628
Sum skattekostnad	45 425	27 447	34 336

1) Inkluderer norsk skatt på aktiviteter i utlandet.

2) Etter endringer i den norske skattelovgivningen i 2004 blir ikke mottatt utbytte, med noen unntak, underlagt beskatning i Norge. Følgelig har Statoil i 2004 tilbakeført 1,4 milliarder kroner i avsatt utsatt skatt på tilbakeholdte overskudd i datter- og tilknyttede selskaper.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Spesifikasjon av utsatt skatt

(i millioner kroner)	31. desember	
	2004	2003
Underskudd til fremføring	1 160	1 612
Avsetning for fjerning og nedstengning	10 289	12 204
Annet	5 589	4 918
Avsetning for verdijustering	-1 923	-1 775
Sum utsatt skattefordel	15 115	16 959
Varige driftsmidler	43 045	39 461
Balansførte undersøkelsesutgifter og renter	8 367	8 236
Annet	7 768	6 491
Sum utsatt skattegjeld	59 180	54 188
Netto utsatt skattegjeld	44 065	37 229

Utsatt skatt er i regnskapet klassifisert som følger

(i millioner kroner)	31. desember	
	2004	2003
Langsiktig utsatt skattefordel	-205	-620
Langsiktig utsatt skattegjeld	44 270	37 849
Netto utsatt skattegjeld	44 065	37 229

Det er opprettet en avsetning for verdijustering, ettersom selskapet mener at tilgjengelig dokumentasjon viser at det er usikkerhet om visse utsatte skattefordeler kan realiseres. Avsetning for verdijustering evalueres løpende og i den utstrekning det antas at en slik avsetning 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)	2004	2003	2002
Beregnet skatt etter nominell sats	19 837	14 088	14 374
Særskatt petroleum etter nominell sats	27 855	21 758	21 260
Skatteeffekt av friinntektsfradrag	-1 897	-1 869	-1 782
Annet, netto	-370	182	484
Endring i utsatt skatt etter bortfall av Fjerningsfordelingsloven (se note 2)	0	-6 712	0
Skattekostnad	45 425	27 447	34 336

Inntekter fra olje- og gassvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen skattlegges i henhold til Petroleumskatteoven. Denne fastsetter en særskatt på 50 prosent etter fradrag av friinntekten, i tillegg til vanlig selskapsbeskatning. Friinntekten fratrekkes med fem prosent per år i seks år, fra investeringen foretas. Ikke benyttet friinntekt på 9,9 milliarder kroner kan fremføres uten tidsbegrensning.

Ved utgangen av 2004 hadde Statoil fremførbare skattemessige underskudd på 3,8 milliarder kroner, i hovedsak i USA og Irland. Kun mindre deler av de fremførbare underskudd utløper før 2019.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

14. KORTSIKTIG RENTEBÆRENDE GJELD

(i millioner kroner)	31. desember	
	2004	2003
Banklån og kassekreditt	1 541	1 071
Kortsiktig andel av langsiktig gjeld	2 971	3 168
Annen kortsiktig gjeld	218	48
Sum	4 730	4 287
Vektet gjennomsnittlig rentesats (prosent)	3,64	4,06

15. LANGSIKTIG RENTEBÆRENDE GJELD

	Vektet gjennomsnittlig rentesats i prosent		I millioner kroner 31. desember	
	2004	2003	2004	2003
Obligasjonslån				
Amerikanske dollar (USD)	6,25	6,62	13 219	11 052
Norske kroner (NOK)	2,19	2,85	499	499
Euro (EUR)	4,27	4,11	8 127	8 282
Sveitsiske franc (CHF)	4,01	3,15	1 197	3 665
Japanske yen (JPN)	0,95	1,47	2 632	3 391
Britiske pund (GBP)	6,13	6,13	2 948	2 949
Sum			28 622	29 838
Usikrede banklån				
Amerikanske dollar (USD)	2,39	2,10	2 108	3 018
Sikrede banklån				
Amerikanske dollar (USD)	3,46	3,10	3 332	2 638
Andre valutaer	6,10	4,90	13	26
Annen gjeld			355	639
Sum			34 430	36 159
Fratrukket kortsiktig andel			2 971	3 168
Sum langsiktig rentebærende gjeld			31 459	32 991

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 2004 og 2003 var henholdsvis 2 981 millioner kroner og 3 293 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 2004 og 2003 var henholdsvis 4 081 millioner kroner og 4 166 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 2004 og 2003 var henholdsvis 2 252 millioner kroner og 2 486 millioner kroner utestående. Netto etter tilbakekjøp utgjorde dette henholdsvis 1 955 millioner kroner og 2 156 millioner kroner til oppgjørskurs ved årsslutt.

Selskapet har i 2004 lagt ut et obligasjonslån på USD 500 millioner med en fast rente på 5,125 prosent og med forfall i 2014. Per 31. desember 2004 var 3 017 millioner kroner utestående. Lånerenten er omgjort til LIBOR-basert flytende rente gjennom rentebytteavtaler.

I tillegg til USD obligasjonslån på totalt 13 219 millioner kroner, bruker Statoil valutabytteavtaler til å styre valutarisiko knyttet til langsiktig gjeld. Som en følge av dette er ytterligere 15 362 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 garantiforpliktelser på USD 108 millioner i tillegg til pant i aksjer i et datterselskap og andre investeringer med en samlet bokført verdi på 2 878 millioner kroner, et bankinnskudd med en bokført verdi på 1 346 millioner kroner, samt Statoils andel av inntekter fra visse prosjekter.

Selskapet har utestående totalt 23 obligasjonslån, som netto etter tilbakekjøp, utgjør 24 760 millioner kroner til oppgjørskurs per 31. desember 2004, 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:

(i millioner kroner)	
2005	2 971
2006	1 157
2007	2 286
2008	2 054
2009	3 427
Deretter	22 535
Sum	34 430

Statoil har inngått avtale med ett banksyndikat for bindende langsiktig løpende kreditt på i alt USD 2,0 milliarder. Ingen del av kreditten var benyttet per 31. desember 2004. Beredskapsprovisjonen er 0,058 prosent per år.

Per 31. desember 2004 og 2003 hadde Statoil ingen kommitterte kortsiktige kreditt-fasiliteter tilgjengelige eller benyttet.

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. Etersom 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 porteføljenivå i samsvar med strategiene og fullmaktene i det konsernomfattende risikostyringsprogrammet, og overvåkes av konsernets markedsrisikokomite. Selskapets renteesponering 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 mot endringer i framtidige kontantstrømmer fra salg av råolje og petroleumsprodukter i en periode på inntil 12 måneder og kontantstrømmer til rentebetalinger i en periode på inntil en måned. I 2004 var ineffektivitet knyttet til Statoils kontantstrømsikring uvesentlig, og årets bevegelse er ført mot resultatregnskapet. Netto endring i Akkumulerte andre endringer i egenkapital knyttet til årets sikringstransaksjoner er 474 millioner kroner etter skatt. Nettobeløpet som i 2004 er reklassifisert fra Akkumulerte andre endringer i egenkapital til resultatregnskapet er 420 millioner kroner etter skatt. Den 31. desember 2004 var netto utsatt sikringstap inkludert i Akkumulerte andre endringer i egenkapital 77 millioner kroner etter skatt, hvorav det meste vil påvirke resultatet i løpet av de neste 12 månedene. Et uvesentlig urealisert tap knyttet til derivater benyttet ved sikring av visse råoljevolumer er holdt utenfor beregningene av effektiviteten til kontantstrømsikringen i 2004.

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 løpet av 2004. Netto resultatført gevinst knyttet til ineffektivitet i markedsverdisikringen var 28 millioner kroner og er for året 2004 inkludert i Resultat før skatt og minoritetsinteresser.

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 2004			
Gjeldsrelaterte instrumenter	5 022	-12	5 011
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	1 972	-5	1 967
Gjeldsinstrumenter med fast rente	0	-27 702	-25 793
Råolje og raffinerte produkter	1 089	-395	694
Gass og elektrisitet	86	-131	-45
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

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 kreditt risiko

Selskapet styrer konsentrasjonen av kreditt risiko 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.

Kreditt risiko 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.

Kreditt risikoen 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 kreditt risiko 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 kreditt risiko med hensyn til fordringer er begrenset på grunn av det store antallet motparter, spredd over hele verden i ulike bransjer.

17. PENSJONSORDNINGER FOR ANSATTE

Pensjonsytelser

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

Netto pensjonskostnader

(i millioner kroner)	2004	2003	2002
Nåverdi av årets opptjening	1 062	849	738
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	938	791	719
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-902	-843	-856
Amortisering av tap	175	54	34
Amortisering av planendringer	34	34	44
Amortisering av implementeringseffekt	0	-15	-16
Netto pensjonskostnader	1 307	870	663
Tilskuddsplaner	34	27	19
"Multiemployer plans"	0	0	4
Sum netto pensjonskostnader	1 341	897	686

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Endring i påløpt forpliktelse

(i millioner kroner)	2004	2003
Påløpt forpliktelse (inkludert lønnsvekst) 1. januar	17 642	13 025
Nåverdi av årets opptjening	1 062	849
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsene	938	791
Estimatendringer	-388	3 310
Utbetalte ytelser fra ordningen	-350	-332
Kjøp/salg av virksomheter	117	-95
Omregningsdifferanse	0	94
Påløpt forpliktelse 31. desember	19 021	17 642

Endring i pensjonsmidler

(i millioner kroner)	2004	2003
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 1. januar	15 143	12 480
Avkastning på pensjonsmidlene	1 157	1 684
Innbetalt av selskapet*	1 154	1 129
Utbetalte ytelser	-188	-169
Kjøp/salg av virksomhet	53	-61
Omregningsdifferanse	0	80
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 31. desember	17 319	15 143

* Inkluderer fripoliser overført fra eksterne selskaper

Status for pensjonsordningene avstemt mot balansen

(i millioner kroner)	2004	2003
Ytelsesplaner		
Netto pensjonsforpliktelse 31. desember	-1 702	-2 499
Ikke amortiserte tap	2 685	4 248
Ikke amortiserte planendringer	295	329
Sum netto forskuddsbetalt pensjon 31. desember	1 278	2 078

Netto forskuddsbetalt pensjon er i regnskapet balanseført som:

(i millioner kroner)	2004	2003
Forskuddsbetalt pensjon 31. desember	4 633	4 881
Påløpte pensjonsforpliktelser	-3 960	-3 372
Immaterielle eiendeler	295	331
Akkumulert endring i egenkapital uten resultat effekt	310	238
Netto balanseførte størrelser 31. desember	1 278	2 078

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for resultatelementer (vektet gjennomsnitt)

	2004	2003
Diskonteringsrente	5,5%	6,0%
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	6,0%	6,5%
Forventet lønnsvekst	3,5%	3,0%

Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanseelementer (vektet gjennomsnitt)

	2004	2003
Diskonteringsrente	5,5%	5,5%
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	6,5%	6,0%
Forventet lønnsvekst	3,5%	3,5%

Påløpt pensjonsforpliktelse (inkludert lønnsvekst), pensjonsforpliktelse (uten lønnsvekst) og den virkelige verdien av pensjonsmidler i ordningene hvor pensjonsforpliktelsene (uten lønnsvekst) overstiger pensjonsmidlene

(i millioner kroner)	31. desember	
	2004	2003
Påløpt pensjonsforpliktelse (inkludert lønnsvekst)	4 894	4 580
Minsteforpliktelsen (uten lønnsvekst)	3 648	3 189
Pensjonsmidler til virkelig verdi	365	251

Den totale pensjonsforpliktelsen (uten lønnsvekst) var 15 018 millioner kroner 31. desember 2004.

Fordeling av pensjonsmidlene på ulike investeringsklasser

	31. desember	
	2004	2003
Egenkapitalinstrumenter	26%	17%
Obligasjoner	32%	25%
Pengemarkedsplasseringer	31%	39%
Eiendom	6%	10%
Andre eiendeler	5%	9%
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.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

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 2005.

Finansportefølje Statoils pensjonskasser	Porteføljevekt 1)		Avkastningsforventning
Aksjer	35%	(+/- 5%)	X + 4%
Obligasjoner	64,5%	(+5,5%/-10%)	X
Pengemarked	0,5%	(+15%/-0,5%)	X - 4%
Sum finansportefølje	100%		

1) Parantesene angir rammene for Statoil Kapitalforvaltning ASAs (forvalters) taktiske avvik.

X = Langsiktig avkastning på obligasjoner

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 årlig. De forventede pensjonspremiene for de neste fem årene vil bli cirka 0,8 milliarder kroner årlig. Pensjonspremien for 2004 var 0,7 milliarder kroner, hvorav 0,3 milliarder kroner ble trukket fra premiefondet.

18. NEDSTENGINGS- OG FJERNINGSFORPLIKTELSE

Forpliktelsen omfatter fremtidige nedstengnings- og fjerningsutgifter. Rentekostnad på forpliktelsen klassifiseres som Driftskostnader i resultatregnskapet.

(i millioner kroner)	2004	2003
Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse 1. januar	16 494	15 049
Tilgang nye fjerningsprosjekter/estimatendring	1 515	962
Rentekostnad på forpliktelsen	771	539
Avgang	-22	0
Faktisk fjerning	-89	-56
Omregningsdifferanse	-67	0
Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse 31. desember	18 602	16 494
Langsiktig eiendel knyttet til fjerning 1. januar	2 757	2 451
Netto tilgang nye prosjekter/estimatendring	1 470	962
Avskrivninger	-821	-656
Omregningsdifferanse	-18	0
Langsiktig eiendel knyttet til fjerning 31. desember	3 388	2 757

19. FORSKNINGS- OG UTVIKLINGSUTGIFTER

Forsknings- og utviklingsutgifter (FoU) var 1 027 millioner kroner, 1 004 millioner kroner og 736 millioner kroner i henholdsvis 2004, 2003 og 2002. FoU utgifter er delvis finansiert av partnere på Statoil-opererte aktiviteter.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

20. LEIEAVTALER

Statoil leier enkelte eiendeler, i hovedsak skip og borerigger.

Leiekostnadene utgjorde 4 367, 4 893 og 5 595 millioner kroner i henholdsvis 2004, 2003 og 2002.

Opplysningene i tabellen nedenfor viser fremtidig minimumsleie i henhold til uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2004. I tillegg er det inngått fremleieavtaler som innebærer fremtidige leieinntekter på 1 603 millioner kroner, herav 557 millioner kroner for 2005.

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 leiebetalinger for balanseførte eiendeler ved årsslutt 2004.

(i millioner kroner)	Operasjonelle leieavtaler	Finansielle leieavtaler
2005	3 381	44
2006	1 841	33
2007	838	25
2008	748	6
2009	679	4
Deretter	3 893	9
Sum fremtidig leie	11 380	121
Renteandel		-17
Netto nåverdi		104

Varige driftsmidler inkluderer følgende beløp for leieavtaler som er balanseført per 31. desember 2004 og 2003:

(i millioner kroner)	2004	31. desember 2003
Skip og utstyr	190	119
Akkumulerte avskrivninger	-97	-86
Balanseført verdi	93	33

21. ANDRE FORPLIKTELSER

Kontraktsmessige forpliktelser

(i millioner kroner)	2005	Deretter	Sum
Kontraktsmessige forpliktelser knyttet til investeringer og varige driftsmidler	13 203	7 551	20 754

Disse kontraktsmessige forpliktelser består i hovedsak av konstruksjon og kjøp av varige driftsmidler.

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 for bestilt kapasitet. I tillegg har konsernet inngått forpliktelser knyttet til inngangs- og terminalkapasitet samt til kapasitet for prosessering, lagring og skipstransport. Tabellen under gir en oversikt over nominelle minimumsforpliktelser fordelt på fremtidige år. Tilsvarende kostnad for året 2004 var 3 701 millioner kroner. Konsernets forpliktelser overfor tilknyttede selskaper som bokføres etter egenkapitalmetoden er vist brutto i tabellen. Der konsernet reflekterer både eierinteresser og transportforpliktelser knyttet til samme rørledningssystem i konsernregnskapet, viser imidlertid beløpene i tabellen de transportforpliktelser som overstiger Statoils eierinteresse.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Transportkapasitets- og øvrige forpliktelser per 31. desember 2004:

(i millioner kroner)	
2005	4 222
2006	4 289
2007	4 066
2008	4 117
2009	3 945
Deretter	27 556
Sum	48 195

Statoil har i 2004 inngått avtale med det amerikanske energiselskapet Dominion vedrørende økt kapasitet for flytende naturgass (LNG) ved Cove Point-terminalen i USA. Avtalen omfatter årlig terminalkapasitet for cirka 7,7 milliarder standard kubikkmeter gass for en periode på 20 år med planlagt oppstart i 2008, og er inngått med forbehold om godkjenning fra amerikanske myndigheter. I påvente av slik myndighetsgodkjenning er forpliktelser knyttet til økt kapasitet ved Cove Point-terminalen ikke inkludert i tabellen over ved utløpet av 2004.

Garantier

I 2004 har Statoil som eier i BTC Co Ltd avgitt garantier for finansieringen knyttet til utbyggingen av BTC-rørledningen. Ved utløpet av 2004 beløper garantiene seg til USD 110 millioner (0,66 milliarder kroner), og omfattes av kravene om balanseføring i FIN 45. Da nåverdien av forventede provisjoner overstiger nåverdien av forventede utbetalinger under garantiene, er det i henhold til FIN 45 ikke balanseført noen forpliktelse knyttet til disse garantiene.

Statoil Detaljhandel Skandinavia har avgitt garantier på totalt 0,5 milliarder kroner, som i hovedsak er knyttet til garantier til forhandlere. Balanseført forpliktelse i henhold til FIN 45 knyttet til disse garantiforpliktelsene er uvesentlig ved utløpet av 2004.

Konsernet har i tillegg avgitt andre garantier på totalt 66 millioner kroner i forbindelse med kontraktmessige forpliktelser ved utgangen av 2004.

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 USD 0,8 milliarder (4,8 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 reasurere store deler av risikoen. Egenforsikringsgraden utgjør cirka 29 prosent.

Statoil Forsikring a.s er medlem i to gjensidige forsikringselskap, Oil Insurance Ltd og sEnergy Insurance Ltd. Medlemskap medfører at Statoil Forsikring er ansvarlig for sin forholdsmessige andel av et eventuelt tap som måtte oppstå i forbindelse med disse selskaperes virksomhet, og medlemmene har solidaransvar for eventuelle tap som oppstår i poolene.

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 13 brønner på norsk sokkel og 10 brønner i utlandet, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 50 prosent. Statoils andel av estimerte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omkring 2,3 milliarder kroner. Brønner som Statoil i tillegg kan bli forpliktet til å delta i boringen av, avhengig av fremtidige funn på visse lisenser, er ikke inkludert i disse tallene.

Selskapet er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettssaker og det finnes for tiden flere uavklarte tvister. Det endelige omfanget av selskapets forpliktelser i henhold til slike tvister og krav lar seg ikke beregne på dette tidspunkt. Statoil har gjort avsetninger i regnskapet for slike uavklarte forhold basert på selskapets beste skjønn. Det antas at hverken selskapets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettsakene og tvistene.

Økokrim har etterforsket en avtale knyttet til konsulenttjenester i Iran som Statoil inngikk i 2002 med Horton Investments Ltd. Økokrim informerte Statoil den 28. juni 2004 om at de hadde konkludert med at Statoil har overtrådt straffelovens paragraf 276c, første avsnitt (b). Denne bestemmelsen trådte i kraft 4. juli 2003 og forbyr å gi eller tilby en utilbørlig fordel til en mellommann for å påvirke en beslutningstaker, uten at beslutningstakeren mottar noen fordel. Økokrim utferdiget et forelegg mot Statoil pålydende 20 millioner kroner. Styret i Statoil ASA besluttet 14. oktober 2004 å vedta boten. Styrets vedtak innebærer hverken innrømmelse eller avvisning av straffeskyld.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Det amerikanske kredittilsynet (U.S. Securities and Exchange Commission (SEC)) har iverksatt en formell etterforskning av konsulentavtalen med Horton Investments Ltd for å avgjøre om det har forekommet overtredelser av verdipapirlovene i USA (U.S. federal securities laws), inkludert «the Foreign Corrupt Practices Act». U.S. Department of Justice gjennomfører en strafferettslig etterforskning av Horton-saken sammen med Office of the United States Attorney for the Southern District of New York. SEC informerte Statoil 24. september 2004 at det blir vurdert å innlede en sivil rettsforfølgelse for overtredelse av amerikanske verdipapirlover, inkludert anti-korrupsjonbestemmelsene og regnskapsbestemmelsene under «the Foreign Corrupt Practices Act». Statoil samarbeider med de amerikanske myndigheter for å fremskaffe den informasjon som er nødvendig for å gjennomføre den pågående etterforskning.

Iranske myndigheter har gjennomført undersøkelser i saken. Det iranske parlamentet igangsatte i april 2004 en offisiell granskning vedrørende påstander om korrupsjon knyttet til Horton-avtalen i Iran. Denne granskningen ble avsluttet i løpet av mai, før parlamentet ble oppløst. I henhold til rapporter i internasjonal presse konkluderte den iranske undersøkelsen på dette tidspunkt med at det ikke var funnet bevis for at personer i Iran som var omfattet av undersøkelsen hadde gjort noe ulovlig.

22. NÆRSTÅENDE PARTER

Samlet kjøp av olje og våtgass fra staten beløp seg til 81 487 millioner kroner (319 millioner fat oljeekvivalenter), 68 479 millioner kroner (336 millioner fat oljeekvivalenter) og 72 298 millioner kroner (374 millioner fat oljeekvivalenter) i henholdsvis 2004, 2003 og 2002. Kjøp av naturgass utgjorde 237 millioner kroner, 255 millioner kroner og 119 millioner kroner i henholdsvis 2004, 2003 og 2002. Skyldig beløp til staten for disse kjøpene er tatt med i Leverandørgjeld – nærstående parter i konsernbalansene. Statoil har betalt antatt markedspris for kjøpet fra staten.

I tillegg selger Statoil, i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko, statens produksjon av naturgass. Dette salget, og relaterte utgifter refundert fra staten, er i Statoils regnskap ført netto. Refunderte beløp inkluderer utgifter knyttet til aktiviteter gjennomført for å sikre markedsadgang, samt investeringer foretatt for å maksimere lønnsomheten fra salget av naturgass.

23. EGENKAPITAL

Aksjekapitalen består av 2 189 585 600 aksjer pålydende 2,50 kroner.

I 2001 ble det utstedt 25 000 000 egne aksjer. 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.

Selskapet har en aksjeklasse og alle aksjer har stemmerett.

Styret har fullmakt til på vegne av selskapet å erverve egne aksjer i markedet. Fullmakten kan benyttes til å erverve egne aksjer med en samlet pålydende verdi på inntil 10 millioner kroner. Styret avgjør på hvilken måte erverv av Statoilaksjer skal skje. Slike aksjer ervervet i henhold til fullmakten kan kun benyttes til salg og overdragelse til ansatte i Statoilkonsernet som ledd i konsernets aksjespareprogram godkjent av styret. Laveste beløp som kan betales per aksje er pålydende verdi, høyeste beløp som kan betales er maksimalt 50 ganger pålydende verdi. Fullmakten gjelder til november 2005. Per 31. desember 2004 har Statoil 10 991 aksjer i henhold til denne fullmakten.

Opptjent egenkapital som kan utdeles som utbytte utgjør 65 589 millioner kroner (før avsetning til utbytte for regnskapsåret 2004 på 11 481 millioner kroner) per 31. desember 2004. 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 46 153 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)	2004	2003
Revisjonshonorar	23,8	27,0
Revisjonrelaterte tjenester	4,5	2,8
Skatterelaterte tjenester	5,1	14,5
Andre honorarer	0	0,9
Sum	33,4	45,2

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

25. AKSJESPAREPROGRAM

Statoil opprettet i 2004 et aksjespareprogram for alle fast ansatte, både fulltids- og deltidsansatte. På grunn av ulike lovbestemmelser og skattemessig behandling i de enkelte deltakerlandene, samt behovet for spesifikke tekniske løsninger for programmet, vil programmet bli innført på ulike tidspunkt i de enkelte land/selskaper i Statoil-konsernet. Per 31. desember 2004 har bare noen av selskapene i konsernet innført programmet. Tretti prosent av de ansatte i selskapet deltar i programmet per 31. desember 2004.

Spareprogrammet gir de ansatte muligheten til å kjøpe aksjer i Statoil gjennom månedlige lønnstrekk. De ansatte kan spare inntil fem prosent av deres årlige brutto grunnlønn. For ansatte i noen av selskapene i konsernet vil Statoil gi et tilskudd til de ansatte på 20 prosent av oppspart beløp, begrenset oppad til 1 500 kroner per ansatt per år. Betingelsene kan variere mellom de enkelte deltakende selskaper i konsernet.

Dersom aksjene beholdes i to hele kalenderår med sammenhengende ansettelse i Statoil, vil de ansatte bli tildelt en bonusaksje for hver to aksjer de har kjøpt. Tilsvarende tildeling er planlagt for fremtidige årlige program.

På grunn av usikkerhet med hensyn til fremtidig aksjepris er antall aksjer som skal kjøpes av de ansatte under programmet ukjent. Dette medfører at antall bonusaksjer som skal kjøpes av Statoil må anslås i forbindelse med verdsettelsen av kostnaden for programmet. Virkelig verdi av bonusaksjer blir estimert på dato for inngåelse av avtale om årlig aksjesparing ved bruk av den såkalte CAPM modellen, justert for forventninger om utbetaling av utbytter i henhold til konsernets utbytte politikk i opptjeningsperioden.

Vesentlige forutsetninger som er benyttet for 2004 ved estimering av virkelig verdi er vist i tabellen under.

Risikofri rente	2,5%
Risikopremie	5,5%
Beta	1,0
Forventet avkastning/diskonteringsrente	8,0%

Modellen krever input av svært skjønsmessige forutsetninger. Siden endringer i de skjønsmessige forutsetningene kan påvirke estimert virkelig verdi betydelig, er det ledelsens oppfatning at eksisterende modeller ikke nødvendigvis gir et pålitelig, entydig mål for virkelig verdi av aksjespareprogrammet til Statoil.

Grunnlag for kjøp av bonusaksjer er summen av lønnstrekk og tilskudd fra Statoil. For 2004 og 2005 programmene (avtaler inngått i 2004) utgjør dette beløpet henholdsvis 54 og 111 millioner kroner.

Beregnet kostnad for Statoil relatert til 2004 og 2005 programmene inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift utgjør henholdsvis 35 millioner kroner og 65 millioner kroner. Gjenstående beløp per 31. desember 2004 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 91 millioner kroner.

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.

Olje- og gassreserver

Selskapets eksperter har estimert Statoils olje- og gassreserver i henhold til bransjestandarder og de krav som stilles av SEC. Reservene inkluderer ikke produksjonsavgift som betales med petroleum, eller mengder som forbrukes i produksjon. Reserveestimer er å betrakte som utsagn om fremtidige hendelser.

Fastsettelse av selskapets reserver er del av en pågående prosess og er underlagt fortløpende revisjon etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig.

Sikre olje- og gassreserver representerer beregnede mengder råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som, basert på analyser av geologiske og tekniske data, med rimelig grad av sikkerhet kan utvinnes fra kjente reservoarer under gjeldende økonomiske og driftstekniske forhold, dvs priser og kostnader på det tidspunkt reserveestimatet blir satt opp. I prisene som benyttes er det kun tatt hensyn til kontraktsfestede endringer i eksisterende priser, men ikke til endringer som skyldes fremtidige forhold.

- (i) Reservoarene anses som sikre hvis enten faktisk produksjon eller en formasjonstest viser at de er økonomisk drivverdige. Reservoarområdet som anses som sikkert, omfatter (A) den delen som er avgrenset av boring og definert ved eventuell gass/olje-kontakt og/eller olje/vann-kontakt, og (B) de umiddelbart tilstøtende delene som enda ikke er boret men som det ut fra tilgjengelige geologiske og tekniske data er rimelig å anta vil være økonomisk drivverdige. Hvis det ikke finnes opplysninger om væskekontakter, er det den dypeste, kjente strukturforekomsten av hydrokarboner som definerer reservoarets nedre sikre grense.
- (ii) Reserver som kan gjøres økonomisk drivverdige ved at det benyttes teknikker for forbedret utvinning (som f.eks. fluidinjeksjon) er klassifisert som sikre når vellykket testing gjennom et pilotprosjekt eller driften av et installert program i reservoaret støtter den tekniske analysen som prosjektet eller programmet var basert på.
- (iii) Estimer av sikre reserver omfatter ikke følgende: (A) olje som kan bli tilgjengelig fra kjente reservoarer men som klassifiseres for seg som «indikerte tilleggsreserver», (B) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass, som det er tvilsomt om kan utvinnes på grunn av usikkerhet med hensyn til geologi, reservoarets karakteristikk eller økonomiske faktorer, (C) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som kan forekomme i prospekter hvor det foreløpig ikke har vært boret, og (D) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som kan utvinnes fra oljeskifer, kull, gilsonitt og andre lignende kilder.

Sikre utviklede olje- og gassreserver representerer reserver som forventes å kunne utvinnes fra eksisterende brønner ved hjelp av eksisterende anlegg og driftsmetoder. Ytterligere olje og gass som man forventer å kunne utvinne ved å benytte fluidinjeksjon eller andre teknikker for forbedret utvinning for å supplere de naturlige kreftene og mekanismene som er virksomme under den primære utvinningen, tas ikke 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 gasssalgsavtaler. 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 gasssalgsavtaler 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 2004 på totalt 37,7 billioner standard kubikkfot.

Leveranseforpliktelsene for kontraktsårene 2004, 2005, 2006 og 2007 er henholdsvis 1 714, 1 866, 2 087 og 2 203 milliarder standard kubikkfot. Disse forpliktelsene kan bli oppfylt gjennom produksjon av sikre reserver i felt der Statoil og/eller Staten 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.

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.

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Statoil bokfører som sikre reserver en mengde som svarer til våre skatteforpliktelser under forhandlede fiskale regimer (produksjonsdelingsavtaler eller inntektsdelings-avtaler) og som skal betales i fysiske kvanta av petroleum.

På grunn av avrunding vil det kunne forekomme avvik mellom del summer, totale summer og størrelsene som fremkommer ved en summering av de enkelte tallene.

	Sikre olje- og NGL reserver i millioner fat			Sikre gassreserver i milliarder standard kubikkfot			Sikre olje-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter		
	Norge	Utenfor Norge	Totalt	Norge	Utenfor Norge	Totalt	Norge	Utenfor Norge	Totalt
Sikre reserver per 31. desember 2001	1 398	565	1 963	12 718	267	12 985	3 664	612	4 277
Herav:									
Sikre utviklede reserver	948	166	1 113	9 069	42	9 112	2 564	173	2 737
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	302	302	0	0	0	0	302	302
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	3	3	0	0	0	0	3	3
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	108	-25	83	237	0	237	151	-25	125
Utvidelser og funn	31	73	104	942	0	942	199	73	272
Kjøp av petroleum	4	0	4	35	0	35	10	0	10
Salg av petroleum	-13	-2	-16	-73	0	-73	-26	-2	-29
Produksjon	-242	-29	-271	-645	-12	-657	-357	-31	-388
Sikre reserver per 31. desember 2002	1 286	580	1 867	13 215	255	13 470	3 641	626	4 267
Herav:									
Sikre utviklede reserver	919	137	1 056	9 321	30	9 351	2 580	143	2 722
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	349	349	0	0	0	0	349	349
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	12	12	0	0	0	0	12	12
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 per 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
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	111	-4	107	-9	334	324	109	56	165
Utvidelser og funn	23	20	44	14	0	14	26	20	46
Kjøp av petroleum	10	47	57	478	582	1 060	95	150	246
Salg av petroleum	-13	0	-13	-87	0	-87	-29	0	-29
Produksjon	-226	-37	-263	-751	-31	-782	-360	-42	-402
Sikre reserver per 31. desember 2004	1 089	632	1 720	12 978	1 437	14 416	3 401	888	4 289
Herav:									
Sikre utviklede reserver	782	170	952	9 316	234	9 550	2 442	212	2 654
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	398	398	0	1 192	1 192	0	610	610
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	20	20	0	26	26	0	25	25

Omregningsfaktorene som er benyttet er 1 standard kubikkfot = 35,3 standard kubikkfot, 1 standard kubikkfot oljeekvivalenter = 6,29 fat oljeekvivalenter og 1 000 standard kubikkfot gass = 1 standard kubikkfot oljeekvivalent.

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Statoil er pålagt å avsette statens olje og naturgass sammen med Statoils egen olje og naturgass i overensstemmelse med avsetningsinstruksen som generalforsamlingen til enhver tid måtte vedta. 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 avsetningsinstruksen. 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 avsetningsinstruksen fra felt hvor selskapet deltar i virksomheten.

Balanseførte kostnader knyttet til produksjonsvirksomheten for olje og naturgass

(i millioner kroner)	31. desember	
	2004	2003
Undersøkelseskostnader, leterettigheter o.l.	2 886	3 792
Utbyggingskostnader, brønner, anlegg og annet utstyr, inkludert fjerningseiendeler	273 289	244 621
Sum kostnader til anskaffelseskost	276 175	248 414
Akkumulerte av- og nedskrivninger	-160 315	-147 441
Netto balanseførte kostnader	115 860	100 973

Kostnader påløpt ved kjøp av olje og gassressurser, undersøkelses og utbyggingsvirksomhet

Disse kostnadene omfatter både balanseførte og utgiftsførte beløp. Det er foretatt en reklassifisering fra administrasjonskostnader til undersøkelseskostnader i 2002.

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Totalt
Året 2004			
Undersøkelseskostnader	1 102	1 390	2 492
Utbyggingskostnader (1) (2)	15 400	9 819	25 219
Kjøp av reserver	2 999	8 441	11 440
Sum	19 501	19 650	39 151
Året 2003			
Undersøkelseskostnader	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	1 350	1 398	2 748
Utbyggingskostnader	10 269	4 088	14 357
Sum	11 619	5 486	17 105

1) Utbyggingskostnader inkluderer investeringer i Norge i anlegg for nedkjøling av naturgass og lagring av LNG for totalt kroner 614 millioner kroner i 2003 og 1 262 millioner kroner i 2004.

2) Inkluderer mindre utbyggingskostnader som ikke er knyttet til sikre reserver

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.

Virksomhet medtatt i opplysninger om segmentene 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. Historiske tall er justert for effektene av organisatoriske endringer slik at resultat av produksjonsvirksomheten er sammenlignbar mellom årene.

Interne salg/overføringer er bokført til tilnærmet markedspris.

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Totalt
Året 2004			
Salg	21	3 085	3 105
Internt salg	72 400	6 499	78 899
Sum driftsinntekter	72 421	9 584	82 004
Undersøkelseskostnader	-777	-1 051	-1 828
Produksjonskostnader	-8 038	-1 339	-9 377
Rentekostnad på fjerningsforpliktelse	-701	-56	-757
Spesielle poster 1)	-259	0	-259
Av- og nedskrivninger 2)	-12 123	-2 215	-14 338
Sum driftskostnader	-21 898	-4 661	-26 559
Driftsresultat før skatt	50 523	4 923	55 445
Skattekostnader	-38 287	-1 848	-40 135
Resultat av produksjonsvirksomheten	12 235	3 075	15 310
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	-7 865	-560	-8 425
Rentekostnad på fjerningsforpliktelse	-479	-48	-527
Spesielle poster 1)	0	-151	-151
Av- og nedskrivninger 2)	-11 971	-1 625	-13 596
Sum driftskostnader	-21 680	-3 389	-25 069
Driftsresultat før skatt	38 815	3 010	41 825
Skattekostnader	-29 290	-1 039	-30 329
Resultat av produksjonsvirksomheten	9 525	1 971	11 495

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Totalt
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	-8 102	-979	-9 081
Spesielle poster 1)	0	-766	-766
Av- og nedskrivninger 2)	-12 266	-1 738	-14 004
Sum driftskostnader	-21 788	-4 473	-26 261
Driftsresultat før skatt	35 638	1 218	36 856
Skattekostnader	-26 676	-784	-27 460
Resultat av produksjonsvirksomheten	8 962	434	9 396

1) Nedskrivning av Murchison og Thune på norsk sokkel i 2004, Dunlin-feltet i Storbritannia i 2003, og oljefeltet LL652 i Venezuela i 2002.

2) Inkludert avsetninger til fremtidige nedstengnings- og fjerningsutgifter i 2002. I 2003 og 2004 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

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 diskonteringsats på 10 prosent. Nåverdiregningen 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 diskonteringsats på 10 prosent midt i perioden. Nåverdiregningen 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 2004			
Fremtidige netto innbetalinger	739 788	179 336	919 124
Fremtidige utbyggingskostnader	-42 906	-22 169	-65 075
Fremtidige produksjonskostnader	-172 892	-35 516	-208 408
Fremtidig netto kontantstrøm før skatt	523 990	121 651	645 641
Fremtidig inntektsskatt	-395 155	-29 108	-424 263
Fremtidig netto kontantstrøm	128 835	92 543	221 378
10 prosent årlig diskonteringsrente for beregnet tidshorisont av kontantstrømmen	-56 336	-44 862	-101 198
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	72 499	47 681	120 180

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 prosent årlig diskonteringsrente for beregnet tidshorisont 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 prosent årlig diskonteringsrente for beregnet tidshorisont av kontantstrømmen	-44 336	-38 725	-83 061
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	59 975	31 725	91 700

Av samlede estimerte fremtidige utbyggingskostnader på 65 075 millioner kroner per 31. desember 2004 forventes et beløp på 38 896 millioner kroner brukt i løpet av de neste tre årene. Fordelingen vises i tabellen nedenfor.

FREMTIDIGE UTBYGGINGSKOSTNADER

(i millioner kroner)	2005	2006	2007	TOTAL
Norge	13 570	6 482	3 735	23 787
Utenfor Norge	7 661	5 178	2 270	15 109
Totalt	21 231	11 660	6 005	38 896
Herav fremtidige utbyggingskostnader forventet brukt på sikre, ikke utbygde reserver	18 907	10 121	4 541	33 569

I 2004 brukte Statoil 33 135 millioner kroner i utbyggingskostnader. Av dette beløpet knyttet 28 353 millioner kroner seg til sikre, ikke utbygde reserver. Sammenlignbare størrelser for 2003 var henholdsvis 19 355 millioner kroner og 14 355 millioner kroner, og 14 357 millioner kroner og 9 964 millioner kroner for 2002.

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Endringen i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver

(i millioner kroner)	2004	2003	2002
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 1. januar	88 582	91 700	79 217
Netto endringer i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon	146 938	28 007	-297
Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader	-34 976	-6 971	-6 115
Salg av olje og gass produsert i perioden, fratrukket produksjonskostnader	-77 023	-62 099	-56 994
Netto endring på grunn av utvidelser, funn og forbedret utvinning	10 668	7 907	9 790
Netto endring på grunn av kjøp og salg av reserver	26 129	-19	-1 802
Netto endring på grunn av revisjon av beregnede mengder	10 733	24 675	9 791
Utbyggingskostnader påløpt i perioden	33 135	19 355	14 357
Diskonteringseffekt	-41 506	-3 877	33 342
Netto endringer i inntektsskatt	-42 500	-10 095	10 411
Sum endringer i nåverdi i løpet av året	31 598	-3 117	12 483
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	120 180	88 582	91 700

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 2004.

En «brutto» verdi viser til brønner eller areal (i acres) der selskapet har andeler (beregnet som 100 prosent). Nettoverdien tilsvarer summen av hele eller selskapets andeler i brutto brønner eller areal i acres.

Per 31. desember 2004	Norge	Utenfor Norge	Totalt
Antall produktive olje og gassbrønner			
Oljebørner			
—brutto	717	641	1 358
—netto	186	119	306
Gassbrønner			
—brutto	120	54	174
—netto	37	20	57

Per 31. desember 2004	Norge	Utenfor Norge	Totalt
Utbygd og ikke utbygd olje og gassareal i tusen acres			
Utbygd areal			
—brutto	655	910	1 565
—netto	149	305	454
Ikke utbygd areal			
—brutto	14 544	14 642	29 186
—netto	5 978	9 307	15 285

* 1 000 acres = 4,05 km²

Gjenværende løpetid for leieavtaler og konsesjoner er på inntil 36 år.

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Borevirsomhet 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 2004.

(antall brønner)	Norge	Utenfor Norge	Totalt
Antall brønner under boring			
— brutto	39	47	86
— netto	12,3	11,7	24,0

Netto produktive og tørre olje- og gassbrønner

Tabellene nedenfor viser netto produktive og tørre undersøkelses- og utviklingsbrønner for olje og gass som selskapet har completert eller forlatt de tre siste årene. Produktive brønner omfatter brønner der det er funnet hydrokarboner, og der boringen og kompletteringen, når det gjelder undersøkelsesbrønner, er blitt utsatt i påvente av ytterligere boring eller evaluering. En tørr brønn er en brønn som ikke er i stand til å produsere store nok mengder til å berettige at den kompletteres.

	Norge	Utenfor Norge	Totalt
Året 2004			
Netto undersøkelsesbrønner boret	2,5	1,1	3,5
— netto tørre	0,5	0,1	0,6
— netto produktive	2,0	0,9	3,0
Netto utviklingsbrønner boret	16,9	6,7	23,6
— netto tørre	0,0	0,0	0,0
— netto produktive	16,9	6,7	23,6
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

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Gjennomsnittlig salgspris og produksjonskostnad per enhet

	Norge	Utenfor Norge
Per 31. desember 2004		
Gjennomsnittlig salgspris råolje i USD per fat	38,4	35,2
Gjennomsnittlig salgspris naturgass i NOK per Sm ³	1,10	0,89
Gjennomsnittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e.	22,4	31,9
Per 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.	21,9	27,4
Per 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.	22,5	30,7

Til styret og aksjonærer Statoil ASA

Revisjonsberetning for årsregnskapet i henhold til USGAAP

Vi har revidert de vedlagte konsernbalanser for Statoil ASA med datterselskaper per 31. desember 2004 og 2003, og de tilhørende konsoliderte resultatregnskaper, egenkapitaloppstillinger og kontantstrømpoppstillinger for hvert av de tre årene i perioden frem til 31. desember 2004. 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 standardene utarbeidet av "the Public Company Accounting Oversight Board" i USA. Disse standardene krever at vi planlegger og utfører de revisjonshandlinger som anses nødvendige for å bekrefte at de konsoliderte årsregnskapene ikke inneholder vesentlige feil eller mangler. Revisjon omfatter en vurdering av internkontrollen knyttet til finansiell rapportering som et grunnlag for å utarbeide relevante revisjonshandlinger, men ikke med formål å avgi noen uttalelse om selskapets internkontroll knyttet til finansiell rapportering. Følgelig avgir vi ikke noen slik uttalelse. 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 2004 og 2003 og for resultatet og kontantstrømmene for hvert av de tre årene i perioden frem til 31. desember 2004 i overensstemmelse med god regnskapsskikk i USA.

Stavanger, 9. mars 2005

ERNST & YOUNG AS



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 2005

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 2004, i Statoils interesser i Algerie, Angola, Aserbajdsjan, Kina, Iran, Irland, Norge, Storbritannia og Venezuela. Beregningene drøftes i vår «Report as of December 31, 2004 on Proved Reserves of Certain Properties owned by Statoil ASA,» [Vurderingsrapport per 31. desember 2004 av sikre reserver i visse interesser eiet av Statoil ASA] (rapporten). Vi har også gjennomgått Statoils beregninger av reservene per 31. desember 2004, for 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 2004, 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)	Naturgass (Bcf)	Nettoekvivalent (MMbbl)
1 720	14 416	4 289

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 2004, basert på Statoils andeler i de interessene som omfattes av rapporten, er som følger, uttrykt i millioner fat (MMbbl) eller milliarder kubikkfot (bcf):

Olje, kondensat og LPG (MMbbl)	Naturgass (Bcf)	Nettoekvivalent (MMbbl)
1 723	14 460	4 300

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 interessene 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 aggregerte netto millioner fat oljeequivalenter.

DeGOLYER AND MacNAUGHTON

Generell informasjon

Generalforsamling

Ordinær generalforsamling i Statoil ASA vil bli holdt i Stavanger Forum, Gunnar Warebergs gate 13, Stavanger, onsdag 11. mai kl. 17:00.

Aksjonærer som ønsker å møte på generalforsamlingen bes melde dette innen 6. mai kl. 16:00 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 31. mai 2005. Utbytte utbetales til den som står oppført som aksjonær i Verdipapirsentralens (VPS) aksjeeierregister per 11. mai 2005.

Resultatrapportering

Følgende datoer er avsatt for kvartalsvise rapporteringer i 2005:

1. kvartal	3. mai
2. kvartal	1. august
3. kvartal	31. 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, eller å finne mer informasjon om dette gå til www.vps.no/investor på internett.

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 registret 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 ansatterepresentantene 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:
Godkjenning av resultatregnskap og balanse.
Anvendelse av årsoverskudd eller dekning av underskudd i henhold til den fastsatte balanse, og om utdeling av utbytte.
Godkjenning 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:
Statoil

Repro og trykk:
Kai Hansen og Ålgård Offset

Foto:

Øyvind Hagen:	forside, side 6, 7, 11, 15, 16, 21, 22, 23, 25, 27, 28, 30, 33, 40, 41, 56
Kjetil Alsvik:	side 8, 38
BP:	side 9
Mimsy Møller/Samfoto:	side 13
Dag Myrestrand:	side 17
Bjørn Vidar Lerøen:	side 19, 69
Hans Peter Heikens:	side 26
Guri Dahl:	side 31
Rune Johansen:	side 32
Øyvind Hjelmen:	side 33
Dag Magne Søyland:	side 34, 35, 37
Trym Ivar Bergsmo:	side 39

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

