Årsrapport 2005

STATOIL

Kurs mot nye mål

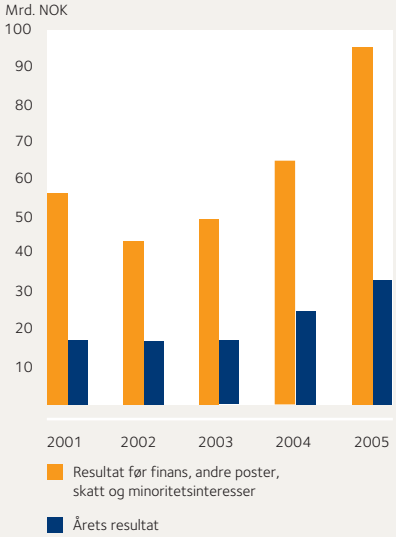
Bildet av naturgasstankeren i rom sjø er en god illustrasjon på at Statoil har utvidet sitt aksjons-område. Fra å produsere og selge norsk gass til kunder i Europa, er vi også blitt en aktør i det transatlantiske markedet.

Skipet og den vide horisonten er også et bilde på et Statoil i sterk internasjonal vekst. Vi er i dag representert i 33 land, og vår olje- og gassproduksjon utenfor Norge økte med 60 prosent i 2005. Derfor er Statoils internasjonalisering et naturlig tema i denne årsrapporten.

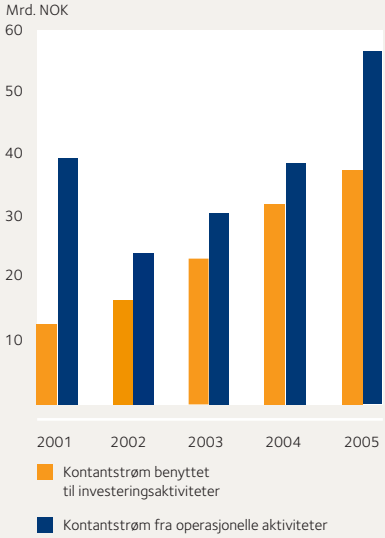
Mange av de utfordringene Statoil står overfor, løses ikke bare gjennom gode resultater. Like viktig som de økonomiske resultatene, er hvordan vi oppnår dem. Denne årsrapporten og vår rapport om bærekraftig utvikling som utgis samtidig, handler derfor mye om hvordan vi utvikler en verdiforankret prestasjonskultur i et selskap i rask internasjonal vekst.

Hovedtall

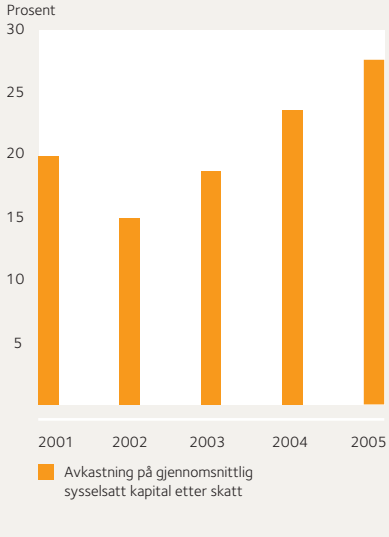
RESULTAT



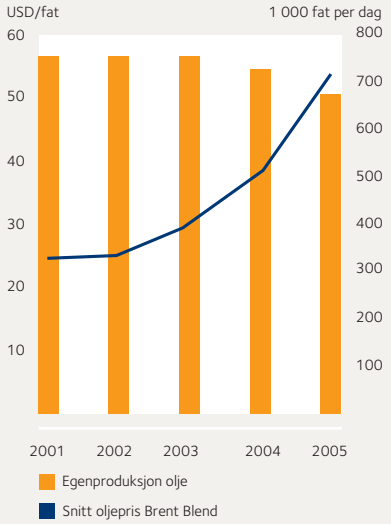
KONTANTSTRØM



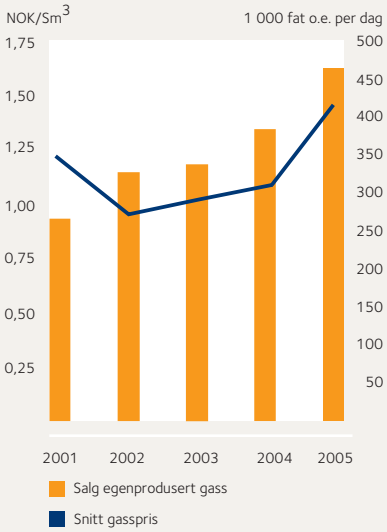
AVKASTNING



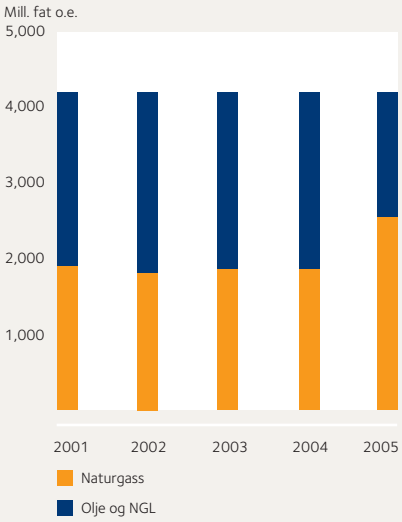
OLJEPRODUKSJON/PRIS



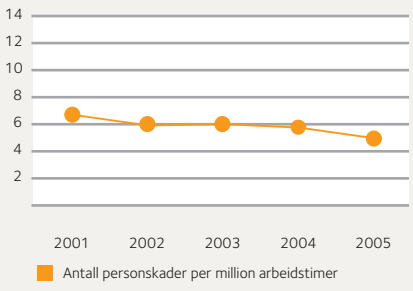
GASSPRODUKSJON/PRIS



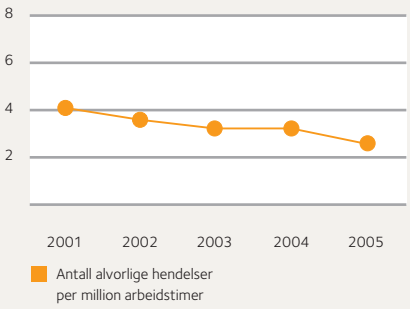
SIKRE RESERVER OLJE/GASS



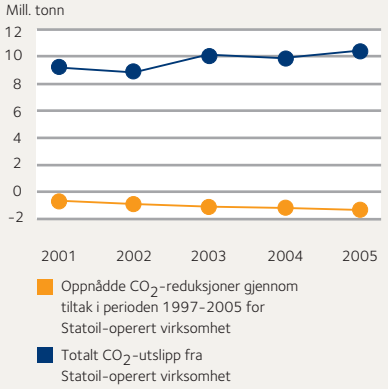
PERSONSKADEFREKVENS



ALVORLIG HENDELSESFREKVENS



KARBONDIOKSID (CO_2)



USGAAP – Hovedtall

	2005	2004	2003	2002	2001
Finansielle data (i millioner kroner)					
Driftsinntekter	**393 298**	306 218	249 375	243 814	236 961
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	**95 096**	65 107	48 916	43 102	56 154
Årets resultat	**30 730**	24 916	16 554	16 846	17 245
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	**56 250**	38 807	30 797	24 023	39 173
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	**37 664**	31 959	23 198	16 756	12 838
Rentebærende gjeld	**34 198**	36 189	37 278	37 128	41 795
Netto rentebærende gjeld	**19 492**	20 326	20 906	23 592	34 077
Gjeldsgrad	**15,3%**	19,0%	22,6%	28,7%	39,0%
Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital etter skatt	**27,6%**	23,5%	18,7%	14,9%	19,9%
Operasjonelle data					
Olje- og naturgassproduksjon (tusen fat o.e./dag)	**1 169**	1 106	1 080	1 074	1 007
Sikre olje- og naturgassreserver (millioner fat o.e.)	**4 295**	4 289	4 264	4 267	4 277
Produksjonskostnader (NOK/fat)	**22,2**	23,3	22,4	*	*
Reserveerstatningsrate (3-års gjennomsnitt)	**1,02**	1,01	0,95	0,78	0,68
Aksjeinformasjon (i kroner, unntatt antall aksjer)					
Resultat per aksje	**14,19**	11,50	7,64	7,78	8,31
Aksjekurs Oslo Børs 31. desember	**155,00**	95,00	74,75	58,50	61,50
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer	**2 165 740 054**	2 166 142 636	2 166 143 693	2 165 422 239	2 076 180 942

* Byttet oppfølging fra USD/fat til NOK/fat,

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.

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

Oljeekvivalent (o.e.) =
Olje og gass omregnet til felles måleenhet. 1 fat oljeekvivalent er lik 1 fat råolje eller 159 standard kubikkmeter naturgass.

Karbondioksid (CO_2) =
Karbondioksidutslipp fra Statoil-operert virksomhet. Totalt CO_2-utslipp omfatter alle utslippskilder som turbiner, kjeler, ovner, motorer, fakler, boring av lete- og produksjonsbrønner og brønntesting/brønnopprenskning. Oppnådde reduksjoner i utslippene er akkumulert for perioden 1997-2005.

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.

Innhold

Vår fremtid

Vår virksomhet

Våre resultater

I tillegg til denne rapporten utgir vi bærekraftrapport, årsregnskap basert på norske regnskapsprinsipper og rapporten 20-F, som er laget i henhold til krav fra kreditt-tilsynet i USA. Mer om rapportene på side 144.

Internasjonal verdiskaping

Av konsernsjef Helge Lund

Statoil har aldri vært bedre posisjonert, verken industrielt eller finansielt. Vi har lagt fram et resultat for regnskapsåret 2005 som er vårt beste noensinne. Siden børsnoteringen i 2001 har vi satt oss ambisiøse mål både for produksjon og oppbygging av nye reserver, så vel som for avkastning på den sysselsatte kapitalen. Og vi har levert i tråd med hva vi har lovet.

Statoil skal også i årene som ligger foran oss skape vekst, lønnsomhet og verdier for våre aksjonærer og de samfunn vi opererer i. Vi skal også drive vår virksomhet med høye krav til miljø- og sikkerhetsarbeidet. Vi kan med glede registrere at vi i 2005 har oppnådd en betydelig reduksjon i alvorlige personskader og øvrige alvorlige hendelser sammenlignet med 2004. Det skyldes bevisst arbeid som vil bli videreført med stort engasjement. Men sikkerhetsbildet er ikke entydig positivt, og vi må fortsatt forbedre oss. Vårt mål er null skader på mennesker og miljø.

I løpet av relativt få år har Statoil utviklet seg fra å ha en heller beskjeden internasjonal virksomhet, til i dag å være representert i 33 land. Vår internasjonale produksjon økte med 60 prosent fra 2004 til 2005. Det voksende internasjonale engasjementet skjer samtidig med en fortsatt sterk satsing på norsk sokkel der vi kan glede oss over nye funn, nye prosjekter og høy leteaktivitet.

Det er kompetanse bygget opp gjennom krevende og nyskapende prosjekter på norsk sokkel som har muliggjort en vellykket satsing i andre land. Norsk sokkel vil i mange år framover være bærebjelken i Statoils olje- og gassproduksjon. Virksomheten her vil fortsatt by på nye utfordringer med sikte på å opprettholde et høyt produksjonsnivå. Vi har også spennende muligheter i nordområdene på norsk sokkel og lenger øst i samarbeid med russisk oljeindustri.

Utfordringene som ligger foran oss blir mer krevende enn dem vi har håndtert hittil. Det skyldes at nye olje- og gassressurser blir vanskeligere å produsere og bringe til markedene. Basert på Statoils historiske resultater har vi tro på at vi vil mestre utfordringene. Vi har satt i gang Kristin-feltet som med ekstreme trykk- og temperaturforhold er et globalt pionerprosjekt. Vi skal øke utvinningen på Tordisfeltet med en teknologisk løsning som gjør at dette feltet blir verdens første med undervannsprosessering.

Vi skal også oppfylle skjerpede miljøkrav. Det internasjonale energibyrået (IEA) regner med at to tredjedeler av verdens energibehov 25 år fram i tid fortsatt må dekkes av olje og naturgass. For industrien blir nøkkelspørsmålet hvordan vi kan bidra til å dekke denne etterspørselsveksten og samtidig redusere utslippene av klimagasser.

CO_2-fangst og lagring står helt sentralt i Statoils arbeid med utslippsreduksjoner. I dette arbeidet kan vi bygge videre på erfaringene fra verdens mest omfattende lagring av store CO_2-volumer i geologiske formasjoner under havbunnen. Vi bearbeider også andre løsninger basert på en tenkning om å gjøre CO_2 til et kommersielt produkt. Sammen med Shell skal vi utrede verdens største offshore-prosjekt for bruk av CO_2 til økt oljeutvinning. Prosjektet innebærer elektrisitetsproduksjon i et gasskraftverk med CO_2-fangst, og utnyttelse av CO_2-gassen til økt oljeproduksjon fra to felt utenfor kysten av Midt-Norge før gassen til sist lagres i undergrunnen. Gasskraftverket vil i tillegg kunne forsyne flere felt som da kan stenge ned sin egen kraftproduksjon som slipper ut CO_2 og NO_x. Prosjektet er banebrytende fordi det er et sterkt bidrag til å løse det langsiktige problemet med utslipp av klimagassen CO_2.

Det er Statoils ledere og medarbeidere, i tett samarbeid med våre leverandører og partnere, som skal løse de mange nye utfordringene vi blir stilt overfor. Resultatene skal vi oppnå i en sunn prestasjonskultur som er forankret i våre verdier. Disse verdiene ligger til grunn for vår tro på at vi fortsatt skal skape vekst, lønnsomhet og verdier for våre aksjonærer og positive ringvirkninger i de samfunn vi driver vår virksomhet.

Helge Lund
Konsernsjef

Statoils strategi

Globalt konkurransedyktig

En unik arbeidsplass for prestasjoner og utvikling

Statoil skal kunne konkurrere med de beste innenfor prioriterte områder både i hjemmemarkedene og der vi deltar internasjonalt. Statoils viktigste operasjonelle mål i årene som kommer er:

- Opprettholde en egenproduksjon på 1 million fat oljeekvivalenter per dag fra norsk sokkel etter 2010
- Bygge opp en internasjonal portefølje som bidrar til at selskapet får en langsiktig vekst på 2-4 prosent i perioden 2007-2010
- Doble Statoils salg av egen gass til 50 milliarder kubikkmeter per år innen 2015
- Økt verdiskaping innen foredling og markedsføring gjennom forbedring av virksomheten, integrasjon og operasjoner i verdensklasse
- Bli anerkjent som prosjektutvikler med førsteklasses kompetanse og teknologi

Høye olje- og gasspriser, kombinert med høy produksjon har i 2005 gitt Statoil det beste resultat i selskapets historie. Selskapet har en sterk finansiell posisjon som gir grunnlag for fremtidig handlefrihet og vekst. Samtidig er det viktig å erkjenne at høye olje- og gasspriser er noe de fleste internasjonale oljeselskaper har nytt godt av, og at konkurransen om å få tilgang til nye prosjekter, vil bli hardere.

Basert på allerede vedtatte prosjekter venter vi at Statoils produksjon øker med omlag 8 prosent per år i perioden 2004-2007. Fra 2007 til 2010 forventes den årlige veksten å ligge på 2-4 prosent.

Investeringer og fremtidig vekst

For å kunne realisere den fremtidige veksten, vil vi investere i størrelsesorden 110 - 115 milliarder kroner i perioden 2005-2007. I Statoil har vi også fått forsterket tro på norsk sokkel. Statoils sterke satsing i årene fremover er basert på at selskapets krav til lønnsomhet og robusthet opprettholdes.

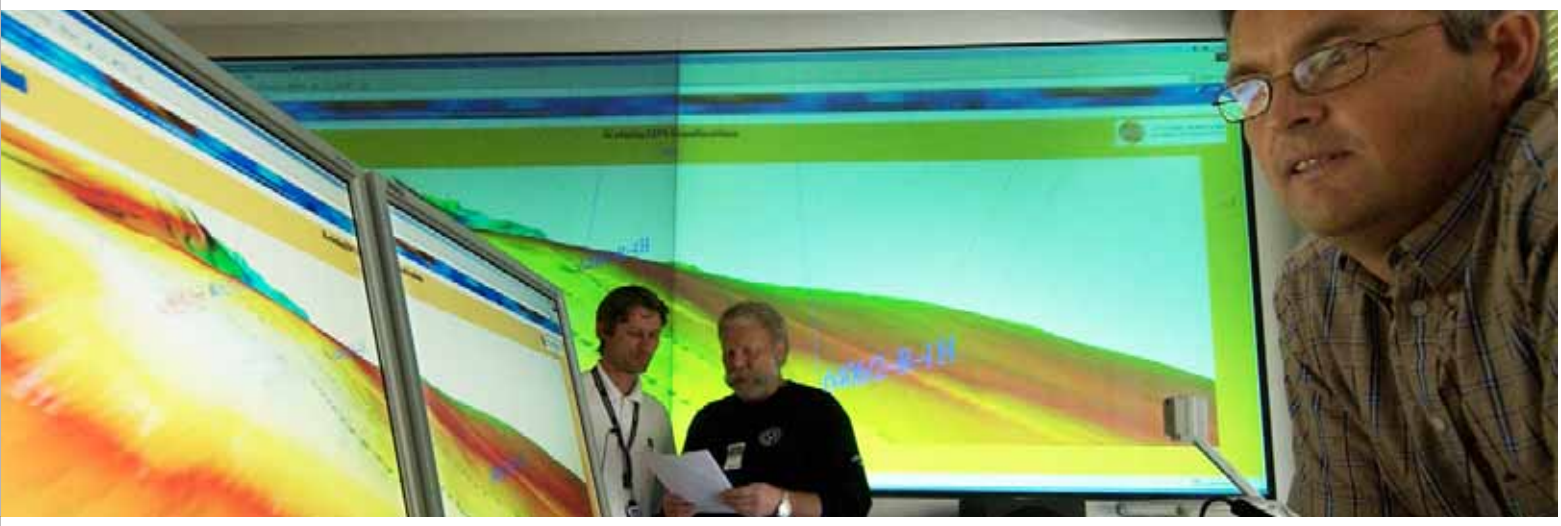
Statoil igangsatte høsten 2004 en rekke initiativ for å forbedre aktiviteter som er vesentlige for fremtidig vekst og inntjening. Det har vært god fremdrift i disse initiativene, og det er også nødvendig i et sterkt konkurranseutsatt marked.

HMS-resultater og økonomi

Arbeidet med helse, miljø og sikkerhet (HMS) har stor oppmerksomhet og prioriteres høyt. Statoil kan vise til forbedringer på flere områder innen HMS. Det viser seg også at det gjennomgående er nær sammenheng mellom gode resultater innen HMS og de økonomiske resultatene til et selskap. Selskapets arbeid med samfunnsansvar og bærekraft er viktig, og innsatsen ble i 2005 belønnet med førsteplass blant oljeselskapene på Dow Jones bærekraftindeks.

Kompetanse, verdier og kultur

I en stadig hardere konkurranse, er våre ansattes kompetanse og



Letevirksomhet og reservoarstyring er viktige innsatsområder i Statoils teknologistrategi. I senteret for operasjonsstøtte i Stjørdal kan data fra brønner, som er under boring, formidles til senteret og analyseres samtidig med at boreoperasjonen pågår.

erfaring stadig viktigere. Statoil vil i flere år framover ha kraftig internasjonal vekst. Det betyr at både enheter i selskapet og enkeltpersoner må ha vilje og evne til rask omstilling, samtidig som selskapet må være dyktig til å integrere nyansatte.

Vi arbeider aktivt med å skape en prestasjonskultur som leverer resultater, og vi bruker betydelige ressurser på læreprogrammer og kompetanseoppbygging. Det stilles også høye krav til måten selskapet drives og hvordan resultatene oppnås. Statoil skal være et selskap med tydelige verdier og tydelig ledelse.

Statoils mål

Statoils mål for 2007 ble offentliggjort i 2004 og bekreftet i 2005. Målene omfatter produksjon, drift og lønnsomhet.

Som et mål på økt lønnsomhet i den underliggende driften brukes normalisert avkastning på sysselsatt kapital. Statoils mål på normalisert avkastning på sysselsatt kapital er 13 prosent i 2007. Ved utgangen av 2005 har Statoil en normalisert avkastning på sysselsatt kapital på 11,7 prosent.

Statoils olje- og gassproduksjon i 2005 var på 1 169 000 fat oljeekvivalenter per dag. Målet er å øke til 1 400 000 fat per dag i 2007, basert på en forutsetning om gjennomsnittlig oljepris i perioden 2005-2007 på rundt 30 USD/fat. En produksjon på 1 400 000 fat per dag innebærer en gjennomsnittlig årlig vekst på 8 prosent i perioden 2004-2007. Produksjonsveksten vil prosentvis være høyest internasjonalt, men det forutsettes også vekst i produksjonen fra norsk sokkel.

Tabellen nedenfor viser Statoils mål for 2007, samt resultater for 2004 og 2005 for total produksjon, normalisert avkastning på sysselsatt kapital, samt produksjonskostnader per fat.

Økonomiske og operasjonelle resultater og mål	Oppnådd 2004	Oppnådd 2005	Mål 2007
Produksjon (fat per dag)[1]	1 106 000	1 169 000	1 400 000
Avkastning på sysselsatt kapital [2]	12,3%	11,7%	13%
Produksjonskostnad [1,2]	3,5 (USD/fat)	22,3 (NOK/fat)	22 (NOK/fat)

1) Mål for 2007 basert på en gjennomsnittlig oljepris på rundt 30 USD/fat 2005-2007

2) Normalisert

Statoil i dag

Statoil er et integrert olje- og gasselskap med betydelig internasjonal virksomhet. Selskapet er representert i 33 land, driver letevirksomhet og produksjon i 15 av disse, og har hovedkontor i Stavanger. Ved utgangen av 2005 har Statoil 25 644 ansatte. 49 prosent arbeider utenfor Norge.

www.statoil.com/statoils_verden

Statoil er operatør for 24 olje- og gassfelt på norsk kontinentalsokkel og står for 60 prosent av samlet norsk produksjon. Selskapet er ledende innen undervannsproduksjon og opererer 23 havbunnsanlegg.

Den internasjonale produksjonen er i sterk vekst. Vi har betydelig industriell virksomhet og driver om lag 2000 bensinstasjoner i de skandinaviske landene, Polen, de baltiske stater, Russland og Irland. Vi er en av verdens største selgere av råolje, og er en betydelig leverandør av naturgass til det europeiske markedet.

Statoil er blant verdens mest miljøeffektive produsenter og transportører av olje og gass.

Selskapets mål er å drive virksomheten uten skade på mennesker og miljø. Basert på vårt verdigrunnlag, vil vi gjennom lønnsom og sikker drift skape verdier for våre eiere og i de samfunn vi driver virksomhet. Statoil-aksjen er notert på Oslo Børs og New York Stock Exchange. Statoils driftsinntekter i 2005 var på 393 milliarder kroner.

Historien

Statoil ble etablert i 1972 gjennom vedtak i Stortinget, tre år etter at det første større oljefunnet, Ekofisk, ble gjort på norsk kontinentalsokkel. Statoil var 100 prosent eid av den norske stat og ble gitt rollen som myndighetenes forretningsmessige redskap i den nye næringen som vokste fram.

Selskapets utvikling kan deles inn i fire epoker:

1970-årene preges av kompetanseoppbygging, nasjonal posisjonering og store utfordringer knyttet til utbyggingen av Statfjord, et av verdens store oljefelt til havs. Statoils eierandel er 44 prosent. Feltet kommer i produksjon i 1979 med Mobil som operatør.

I **1980-årene** blir selskapet en stor aktør i det europeiske gassmarkedet og leder forhandlingene om salg av gass fra Troll-feltet. Statoil overtar som operatør på Statfjord og får fotfeste i Danmark og Sverige gjennom kjøp av Essos bensinstasjoner, raffineri og petrokjemisk industri.

1990-årene preges av teknologisk innovasjon med flytende produksjonsanlegg og havbunnsutbygginger. Selskapet vokser kraftig, ekspanderer i produktmarkedene og satser på internasjonal leting og produksjon i allianse med BP.

I **2001** blir Statoil delprivatisert, og aksjen noteres på børsene i Oslo og New York. Selskapet styrker sin posisjon på norsk sokkel, og internasjonal letevirksomhet og produksjon vokser kraftig utover i tiåret.

Statoil er representert i 33 land.

Høydepunkter i 2005

- Resultat på 30,7 milliarder kroner – det beste i Statoils historie
- 60 prosent økning i internasjonal olje- og gassproduksjon
- Omfattende kjøp av felt og letelisenser i Mexicogolfen, og første feltutbygging satt i gang
- Ny giv på norsk sokkel - teknologisk innovasjon, 12 nye utbygginger, 9 funn og 16 nye lisenser tildelt
- Rekordhøy produksjon erstattet med tilførsel av nye reserver

Tema: Internasjonalisering

Fra Barentshavet

I Statoils årsrapport for 2002 sto det ikke en linje om Algerie. Forståelig nok ettersom Statoil ikke hadde noen virksomhet i landet. I dag er vi partner i landets tredje og fjerde største gassprosjekter. I tillegg begynner vi letevirksomhet i Hassi Mouina, en letelisens i Sahara som er like stor i utstrekning som halve Danmarks landareal.

til Afrikas hete

I september 2005 var 25 finansanalytikere Statoils gjester i Algerie. De representerte de største finanshusene i Europa og USA og ble fløyet til Sahara for å se på de to gassprosjektene, In Salah og In Amenas, som vil gi oss en samlet egenproduksjon på 60 000 til 70 000 fat oljeekvivalenter per dag. Finansanalytikere er i sin jakt på verdifastsettelse like opptatt av hvordan et selskap forbereder seg på fremtiden som de er opptatt av resultatene som leveres her og nå.

«Vi syntes derfor det var viktig at de ved selvsyn fikk oppleve hvordan vi satser i Algerie for å realisere vår internasjonale vekstambisjon. Jeg tror det er et godt alternativ til en orientering i et møterom», sier konserndirektør Peter Mellbye som leder forretningsområdet Internasjonal undersøkelse og produksjon (INT).

Statoils uttalte ambisjon er å være blant de selskapene som har kraftigst vekst. Satsingen i Algerie illustrerer godt denne veksten, og det gjør også produksjonstallene. Ved utgangen av 2005 nådde INT en egenproduksjon på 200 000 fat oljeekvivalenter per dag. Det er en økning på 60 000 fat fra forrige årsskifte.

Fortsatt sterk norsk satsing

Den internasjonale ekspansjonen går ikke på bekostning av satsingen på norsk sokkel. Det er ikke noe misforhold mellom å operere en leterigg i Algeries varme ørkensand eller i et iskaldt Barentshav. Det er kompetanse bygget opp gjennom krevende oppgaver i Norge som har muliggjort en vellykket satsing i andre land. Norsk sokkel vil ennå i mange år være bærebjelken i Statoils olje- og gassproduksjon, og fortsatt by på nye og krevende utfordringer. Ambisjonen er å holde dagens produksjonsnivå på over 1 million fat per dag inn i neste tiår. Men gradvis vil den internasjonale produksjonen overta mer og mer.

Den internasjonale produksjonen viser nå godt igjen på årsresultatet. 17 prosent av Statoils årsresultat etter skatt i 2005 kom fra olje- og gassproduksjonen utenfor Norge.

Et viktig element i den internasjonale strategien er å søke samarbeid med andre nasjonale oljeselskaper. Det har åpnet muligheter i Venezuela, Algerie, Libya, Brasil og Russland.

Et annet strategisk element er å utnytte Statoils erfaring i å etablere verdikjeder for naturgass som omfatter produksjon, transport og salg av store gassvolumer fra norsk sokkel til kunder i Europa.

«Dette er viktig erfaring som åpner nye muligheter,» påpeker Peter Mellbye.

«Mange selskaper trenger partnere som de kan samarbeide med om markedsadgang for gass. Det er mer komplisert og krevende enn å selge olje når man har fullført en utbygging. Vi kan i tillegg tilby vår erfaring fra utbygging og drift av felt og transportsystemer. Vi har planlagt, bygget og operert de fleste rørledningssystemene på norsk sokkel.»

I dag gir gassreserver i Det kaspiske hav, i Nord-Afrika og i Barentshavet nye forsynings-muligheter i Europa, og ikke minst i USA der Statoil allerede leverer LNG (flytende naturgass) med skip.

Måtte satse internasjonalt

Statoil ble opprettet i 1972 som heleid statsselskap først og fremst for å være myndighetenes forretningmessige redskap i den nye næringen i Norge. Ledelsens oppmerksomhet var da også i 1970- og 1980-årene konsentrert mest om oppbyggingen av selskapet og de mange og store utfordringene selskapet sto overfor på den norske kontinentalsokkelen. Men Arve Johnsen som ledet selskapet fram til 1988, var fra starten av overbevist om at Statoil måtte etablere posisjoner internasjonalt. Selskapet skulle ikke leve og dø med høstningsbruket på norsk sokkel. Den internasjonale satsingen bar likevel preg av nålestikk-manøvrer, og resultatene som var oppnådd ved inngangen til 1990-årene var ikke imponerende. Det sto derfor klart for Arve Johnsens etterfølger Harald Norvik at Statoil trengte en ny strategi for å gå ut i verden.

Svaret kom i form av en strategisk leteallianse med BP som ble inngått i 1990 og som varte fram til tusenårsskiftet. Denne alliansen ga Statoil tilgang til letelisenser i blant annet Angola, Nigeria og Aserbajdsjan. I Angola og Aserbajdsjan har Statoil nå betydelig olje- og gassproduksjon, og i Nigeria får Statoil produksjon fra 2008.

«Alliansen med BP løftet vår internasjonale leting og produksjon

fra en litt søkende virksomhet til en vesentlig aktivitet i selskapet», sier Peter Mellbye.

Utenfor BP-alliansen har Statoil tatt viktige internasjonale posisjoner. Selskapet har produksjon i Algerie, Venezuela, Kina og på britisk sokkel. Det er operatør for en større offshoreutbygging i Iran og har mange letekonsesjoner på færøysk og brasiliansk sokkel, i Libya og i Mexicogolfen.

På dypt vann i Mexicogolfen

Statoil kjøpte i 2005 det kanadiske selskapet EnCanas andeler i dypvannslisenser i Mexicogolfen. Kjøpesummen på 2 milliarder USD representerer Statoils største oppkjøp noensinne. Det er gjort funn i tre områder, og det største funnet er oljefeltet Tahiti som vil komme i produksjon i 2008 og gi Statoil en andel på 30 000 fat olje per dag. Statoil bygger nå opp en organisasjon i Houston for å ta hånd om engasjementet i Mexicogolfen. Planen er etter 2012 å komme opp på en produksjon på 100 000 fat per dag, fordelt på flere felt.

Det er utenfor kysten av Angola at Statoil har sin største internasjonale produksjon. Den første oljelasten ble hentet i desember 2001. Statoil vil nå en egenproduksjon på 100 000 fat per dag i 2006 fordelt på seks felt.

Vil ha ledere fra nye land

Selv om det blir mer krevende å finne nye reserver, og konkurransen om tilgang til letearealene blir hardere, er direktør Peter Mellbye optimistisk.

«Skeptikerne var mange, og de hadde ingen tro på at vi kunne nå dit vi har nådd.

Jeg har tro på at vi vil lykkes i å bygge opp nye reserver og øke produksjonen.

Vi har skapt et dyktig letemiljø, vi har mange lisenser og et omfattende boreprogram. Mange av de landene vi er kommet inn i har fagpersonell med solid utdanning. Det er viktig at vi får flere ledere fra disse landene inn i vår organisasjon,» sier Peter Mellbye.

Tema: Internasjonalisering

Ut i verden fra starten av

Statoils virksomhet har vært internasjonalt orientert helt fra selskapets tidligste år.

Ikke gjennom letevirksomheten, men knyttet til oljesalg, gass-salg og lånetransaksjoner. Allerede i 1974 begynte Statoil å selge royalty-olje som den norske stat tok ut på Ekofisk-feltet. Det var små mengder som ble omsatt, men de gav et nytt og ungt team kunnskap og innsikt til å gå løs på langt større oppgaver. Oppgavene kom med Statfjord-oljen. Den 24. november 1979 begynte Statfjord å produsere. Begivenheten markerte ikke bare at produksjonen på et av verdens store oljefelt til havs var i gang, men også starten på Statoils etter hvert globale oljehandelsvirksomhet.

I dag er Statoil verdens tredje største nettoselger av råolje. Fra å tilby et fåtall oljekvaliteter selger selskapet i dag 25 forskjellige oljekvaliteter fra norsk sokkel og fra internasjonal produksjon. Fordelt på over 3 600 enkeltlaster årlig, skipes om lag 100 millioner tonn råolje, olje- og gassprodukter samt metanol til lossehavner over hele verden.

Klaus Liesen fra Ruhrgas (til v) og Statoils Arve Johnsen i 1981, med avtalen om salg av gassen i Statfjord-feltet til et konsortium av europeiske gass-selskaper.

Uten Statfjord hadde Statoil i dag vært et helt annerledes selskap. Feltet gav ikke bare selskapet verdifull operatørerfaring og internasjonal erfaring som oljeselger. Finansieringen av utbyggingen gav Statoil tidlig erfaring i å operere i det internasjonale kapitalmarkedet. Inntektene som kom senere, gav selskapet økonomisk kraft til å satse på detaljhandel med bensinstasjoner, raffinering og petrokjemisk industri utenfor Norges grenser.

Statfjord har hatt stor betydning for utviklingen av Statoils ekspertise som gasselskap.

I tillegg til enorme oljemengder, inneholdt Statfjord også store naturgassvolumer. Avsetningen av denne gassen representerte den første store utfordringen for Statoil som gass-selger i et europeisk marked der selskapet møtte krevende kunder med betydelig forhandlingserfaring.

Tankskipet *Grena* fra J. Ludwig Mowinckels Rederi i Bergen, laster på Statfjord-feltet. Med de store oljemengdene som skulle avsettes da Statfjord kom i drift høsten 1979, kunne Statoil bygge opp internasjonal tyngde som råoljeselger.

Vår virksomhet

VIRKSOMHET

Det er ikke bare dimensjonene som er enorme på Troll A-plattformen der skaftene reiser seg mer enn 300 meter fra bunnen og opp til produksjonsdekket. Det er også betydelige dimensjoner over produksjonen som i 2005 utgjorde over 20 prosent av Statoils samlede gassproduksjon.

Naturgassens andel av Statoils samlede produksjon er i kraftig vekst. I 2005 utgjorde naturgassen 40 prosent av totalproduksjonen. I 2001 var andelen 25 prosent.

De følgende sidene i årsrapporten gir et innblikk i Statoils virksomhet i 2005, som har vært preget av høy aktivitet og fremtidsrettede beslutninger. Letevirksomheten har vært betydelig. 20 lete- og avgrensningsbrønner ble ferdigstilt, med funn i 14 av dem.

Åtte utbyggingsprosjekter, hvorav fem på norsk sokkel, er sluttført og kommet i produksjon. Det teknologisk banebrytende Kristin-prosjektet, er et av dem. På norsk sokkel er 12 nye prosjekter godkjent, og internasjonalt er det tatt fem utbyggingsbeslutninger.

Statoil har i 2005 gjort det største oppkjøpet i selskapets historie, gjennom overtakelsen av det kanadiske selskapet EnCanas dypvannsportefølje i Mexicogolfen.

Forretningsstrategier

Undersøkelse og produksjon Norge

Forretningsområdets mål er å opprettholde en daglig produksjon på 1 million fat oljeekvivalenter på norsk sokkel etter 2010. Økt utvinning fra eksisterende felt, produksjon fra nye felt og gode resultater innen helse, miljø og sikkerhet (HMS) er viktige forutsetninger for å lykkes. Utbyggingsaktiviteten beveger seg nordover i Norskehavet og Barentshavet, og Statoil ser betydelige muligheter i disse havområdene. Økende gasseksport krever optimale transportløsninger mot alle viktige gassmarkeder. Statoil tar sikte på å lede utviklingen for alle typer felt og infrastrukturløsninger på norsk sokkel.

Internasjonal undersøkelse og produksjon

Internasjonal undersøkelse og produksjon skal sikre produksjonsvekst gjennom økt utvinning fra felt som er i produksjon og gjennom utbygging av nye felt. Statoil skal i tillegg legge grunnlag for en årlig langsiktig vekst på 2-4 prosent fra 2007 til 2010 gjennom effektiv forretningsutvikling og leting i potensielt ressursrike områder. Et viktig element i den internasjonale strategien er å utnytte kompetanse og teknologi fra virksomheten på norsk sokkel.

Naturgass

Statoil har som målsetting å videreutvikle sin posisjon på norsk kontinentalsokkel og i de europeiske gassmarkedene gjennom økt produksjon, investeringer i nye felt og infrastruktur, og sikker drift med høy regularitet. Forretningsområdet vil utvikle markedsposisjoner for å forsyne de europeiske markedene med gass fra flere kilder, som Nord-Afrika og Kaspihavet, samt videreutvikle den transatlantiske LNG-posisjonen som Snøhvit-utbyggingen og mottaksterminalen på Cove Point på USAs østkyst representerer.

Foredling og markedsføring

Foredling og markedsføring har som mål å få størst mulig verdiskaping fra selskapets og statens samlede tilgang på råoljer, våtgass og raffinerte produkter. Statoil søker aktivt å skape verdier gjennom forbedret integrasjon, merkevarebygging og aktiv utnyttelse av synergi- og vekstmuligheter. Forbedringsaktivitetene på Mongstad, Kalundborg og Tjeldbergodden vil bli ytterligere videreutviklet som industrielle sentra i verdikjeden. Vi vil styrke vår posisjon innen detaljmarkedsføring og salg av petroleumsprodukter og fornybare energiformer i våre kjernemarkeder.

Teknologi og prosjekter

Innenfor Statoils teknologistrategi er de viktigste forretningsutfordringene å øke selskapets produksjon av olje og gass fra eksisterende felt, bidra til å finne nye reserver, etablere grunnlag for framtidige forretningsmuligheter og styrke gjennomføringen av prosjekter. De viktigste områdene, som innsatsen skal konsentreres om, er letevirksomhet og reservoarstyring, utvikling av undervanns-felt, miljø, utvikling av gassverdikjeden og kostnadseffektiv og sikker drift.

Fakta

Undersøkelse og produksjon Norge har ansvar for Statoils virksomhet på norsk sokkel. Selskapets egenopererte felt står for om lag 60 prosent av den samlede norske olje- og gassproduksjonen. Statoil er operatør for 24 olje- og gassfelt i drift, som omfatter 20 bemannede plattformer og produksjonsskip, 4 ubemannede installasjoner og 23 havbunnsanlegg.
6 099 ansatte, hvorav 3 422 arbeider offshore.

Internasjonal undersøkelse og produksjon er ansvarlig for Statoils letevirksomhet, utbygginger og produksjon av olje og gass utenfor norsk sokkel. I 2005 hadde forretningsområdet produksjon i Angola, Algerie, Aserbajdsjan, Kina, Storbritannia og Venezuela. Til sammen utgjorde dette 16 prosent av Statoils totale olje- og gassproduksjon, og produksjonen er i sterk vekst.
713 ansatte, hvorav 405 utenfor Norge.

Naturgass har ansvar for transport, prosessering og markedsføring av Statoils egen gass fra norsk sokkel til Europa. Naturgass markedsfører også den norske stats gass, og står således for to tredjedeler av norsk gassektsport. Forretningsområdet har ansvar for internasjonal gassmarkedsføring og for selskapets satsing i markedet for flytende naturgass (LNG). Statoil har store eierandeler i, og driftsansvar for, eksportrørledninger, landanlegg og terminaler.
851 ansatte, hvorav 202 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, og har over 2000 bensinstasjoner i ni land.
14 149 ansatte, hvorav 12 591 utenfor Norge.

Teknologi og prosjekter har ansvar for Statoils teknologikompetanse, utvikling og forskning og for planlegging og gjennomføring av utbyggingsprosjekter. Statoils forskningssenter i Trondheim er tilknyttet forretningsområdet med et særlig ansvar for teknologisk innovasjon som bidrar til å finne mer olje og gass og å få mer ut av felt i produksjon. Forretningsområdet er ansvarlig for kommersialisering av teknologi og industrielle rettigheter.
1 916 ansatte, hvorav 89 utenfor Norge.

Viktige hendelser i 2005

- Plan for utbygging og drift av Statfjord senfase og gassrørledningen Tampen link godkjent av Stortinget i juni
- Produksjonsstart på Kristin-feltet. Plan for utbygging og drift innlevert for Tyrihans – satellittfelt til Kristin
- Statoil tildelt ti operatørskap i ny leterunde
- Utsatt leveransestart og kostnadsøkning på Snøhvit-prosjektet

- Driftsresultat og produksjon økte med henholdsvis med 100 og 60 prosent i forhold til 2004
- Åpning av oljerørledningen Baku-Tiblisi-Ceyhan
- Kjøp av dypvannslisenser med funn og leteprospekter i amerikansk del av Mexicogolfen
- Nye leteområder i Libya, Brasil, Nigeria, Færøyene og Storbritannia
- Nedskrivning på 2,2 milliarder kroner grunnet forsinket oppstart og økte kostnader på South Pars prosjektet i Iran

- Rekordhøyt gassalg og nær full utnyttelse av produksjonstillatelser
- Etablering av ambisjon om å doble mengden egenprodusert gass fra 25 til 50 milliarder kubikkmeter årlig frem til 2015
- Nye gassalgskontrakter med Scottish Power og Verbundnetz Gas Aktiengesellschaft
- Vellykket gjennomføring av utbyggingsprosjektet KEP2005 på Kårstø

- Historisk høye oljepriser med Brent-notering på 67,3 USD per fat
- Historisk høye raffinerimarginer og høy driftsregularitet for våre raffinerier
- Statoil solgte sin 50 prosent eierandel i petrokjemiselskapet Borealisfor 1 milliard Euro
- Statoil har styrket sin globale handelsvirksomhet for LPG og sikret tilgang til det amerikanske markedet ved å inngå en tiårig terminalavtale

- Tordis blir verdens første felt med prosessering på havbunnen
- Tyrihans blir første felt der ubehandlet sjøvann injiseres i reservoaret direkte fra havbunnsanlegg
- 100 ulike tiltak iverksatt for å oppnå økt oljeutvinning på norsk sokkel
- Etablert operasjonssenter for boring og brønnoperasjoner

Undersøkelse og produksjon Norge

Nøkkeltall (i millioner kroner)	2005	2004	2003
Driftsinntekter	97 623	74 050	62 494
Res. før finans, andre poster, skatt og min. int.	74 132	51 029	37 855
Brutto investeringer	16 257	16 776	13 136

www.statoil.com/norske_felt

Statoils egenproduksjon av olje og gass på norsk sokkel i 2005 utgjorde 985 000 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 som mål å produsere 1,1 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2007.

Fortsatt vekst på Halten/Nordland

I oktober 2005 markerte vi ti års produksjon på Heidrun. Feltet representerte starten for Statoil som driftsoperatør i Halten/Nordland-området i Norskehavet. I 2005 produserte Statoil 162 000 fat oljeekvivalenter per dag fra feltene Heidrun, Norne, Åsgard, Mikkel, Kristin og Urd. Målsettingen er å øke produksjonen ytterligere i kommende tiårsperiode. Økningen skal komme både gjennom økt utvinning fra eksisterende felt, utbygging av felt som allerede er påvist samt fra nye funn i Norskehavet.

I august startet produksjon fra en ny bunnramme på Åsgard, og i november startet produksjonen på Urd-feltet. Urd består av satellittene Stær og Svale, som er koblet opp til produksjonsskipet på Norne-feltet. Prosjektene sikrer god kapasitetsutnyttelse på Åsgard og Norne.

Pionerprosjektet Kristin

Produksjonen fra Kristin-feltet startet i november og representerer et betydelig teknologisprang. Aldri tidligere har det vært boret høyavviksbrønner fra undervanns brønnrammer i et reservoar med så høyt trykk og temperatur.

Teknologien og erfaringen som her er utviklet gjør Statoil og leverandørene i stand til å løse nye utfordringer både på norsk sokkel og internasjonalt. Kristin er bygd ut med en halvt nedsenkbar produksjonsplattform og en havbunnsløsning med fire bunnrammer. Gassen transporteres i rørledning til Kårstø, mens kondensatet overføres til lagerskipet Åsgard C.

I juli 2005 ble plan for utbygging og drift for Tyrihans-feltet oversendt myndighetene. Feltet blir en undervannssatellitt til Kristin, og produksjonsstart planlegges til 2009.

Statfjord senfase

Rettighetshaverne i Statfjord-lisensen har besluttet å gjennomføre Statfjord senfase, og planlegger investeringer for 16,0 milliarder kroner, inkludert gassrørledningen Tampen link. Planene sikrer produksjon fram mot 2020 og ble godkjent i Stortinget i juni.

Troll

I henhold til plan og budsjett ble to kompressorer på Troll A installert og satt i drift 1. oktober. Kompressorene vil bidra til å kunne opprettholde det eksisterende produksjonsnivået av gass på feltet. Kompressorene drives med elektrisk kraft fra land, og er de første i sitt slag på norsk sokkel. Statoil har, i samarbeid med Hydro

Stolt plattformsjef på Kristin

En stolt Hilde Ådland (38) har fått sin første jobb som plattformsjef om bord på Kristin, som ble satt i produksjon i november 2005. Hilde Ådland har tidligere vært produksjonsleder på Heidrun-plattformen, der hun har arbeidet i ti år.
Kristin-feltet inneholder gass og kondensat, og kjennetegnes av ekstremt høyt trykk og høy reservoartemperatur. Håndteringen av trykk- og temperaturforholdene på Kristin representerer et nytt teknologisk utviklingstrinn. Feltet ligger på Haltenbanken, 240 kilometer fra kysten av Midt-Norge.

og Gassco, startet arbeidet med å utrede en løsning for økning av gassproduksjonen fra Troll-feltet og utbygging av gassfasen i de vestlige segmentene på Troll. Dette blir det største nye utbyggingsprosjektet på norsk sokkel de nærmeste årene.

Snøhvit blir dyrere

Viktige milepæler for Snøhvit-prosjektet er nådd i løpet av 2005: Alle rør er lagt, bore- og kompletteringsprogrammet følger plan, kjøletårn og prosessanlegg ble transportert og installert på Melkøya som planlagt. Men høstens gjennomgang av prosjektet har dessverre gjort det nødvendig å øke investeringsrammen for landanlegget med 7 milliarder kroner og å utsette forventet oppstart med åtte måneder. Leveranser av flytende naturgass (LNG) forventes nå å komme i gang høsten 2007.

Snøhvit-utbyggingen var opprinnelig beregnet å koste 39,5 milliarder kroner. Med den siste kostnadsøkningen øker investeringsrammen fra 51,3 til 58,3 milliarder kroner.

Det er flere årsaker til kostnadsøkningen. Prosjekteringen har vært forsinket og det er gjort endringer på sene tidspunkter. Arbeidsomfanget har vært undervurdert, særlig innenfor elektro. Kvalitetsmangler og forsinkelser på moduler fra Europa har ført til merarbeid på Melkøya, noe som forlenger og fordyrer gjennomføringen av prosjektet i sluttfasen.

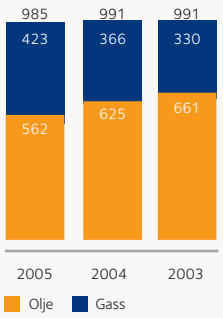
Nye boringer i Barentshavet

Nye leteboringer ble igangsatt i Barentshavet i 2005. Det skal bores fire brønner i Nordkappbassenget og i Hammerfestbassenget

Statoils gjennomsnittlige olje- og gassproduksjon på norsk sokkel

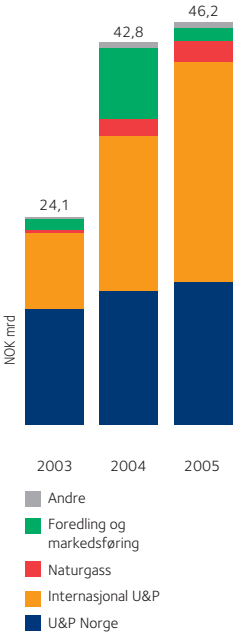
1 000 fat oljeekvivalenter per dag

Felt	2005	Eierandel
Statfjord	71,3	51,88%
Statfjord Øst	7,4	25,05%
Statfjord Nord	9,1	21,88%
Sygna	3,0	24,73%
Gullfaks	179,9	61,00%
Snorre	24,2	15,58%
Vigdis	19,7	28,22%
Visund	9,5	32,90%
Tordis	16,5	28,22%
Troll Gass Fase 1	101,3	20,80%
Kvitebjørn	58,3	43,55%
Sleipner Vest	119,3	49,50%
Sleipner Øst	23,9	49,60%
Gungne	17,4	52,60%
Veslefrikk	5,0	18,00%
Huldra	8,5	19,88%
Glitne	8,4	58,90%
Norne	29,8	31,00%
Urd	1,8	50,45%
Kristin	3,1	41,30%
Heidrun	20,2	12,41%
Åsgard	89,0	25,00%
Mikkel	18,5	33,97%
Sum Statoil-opererte	845,1	
Sum partner-opererte	139,8	
Total produksjon	984,9	
Underløfting	0,7	
Total løftet produksjon	984,2	



Statoils olje- og gassproduksjon Norsk sokkel	2005	2004	2003
Olje (tusen fat per dag)	562	625	661
Naturgass (tusen fat o.e. per dag)	423	366	331
Samlet produksjon (tusen fat o.e. per dag)	985	991	991

INVESTERINGER FORDELT PÅ FORRETNINGSOMRÅDER



i nærheten av Snøhvit. Det planlegges også en større seismisk undersøkelse i nærområdet. Formålet er å styrke ressursgrunnlaget for å kunne utvide anlegget på Melkøya.

I 2005 har Statoil deltatt i ni ferdigstilte lete- og avgrensingsbrønner. Det ble gjort funn i seks av disse brønnene. Det pågår ved årsskiftet boring av tre letebrønner der Statoil er deltager, og to brønner der Statoil er operatør.

Mer leting i 2006

Det er for 2006 planlagt en stor økning i letevirksomheten på norsk sokkel. Statoil regner med å delta i 15-20 letebrønner, og vil være operatør for om lag halvparten av disse.

Tildelingene i TFO-runden, (Tildeling forhåndsdefinerte områder), ble offentliggjort i desember 2005, og Statoil ble tildelt ti operatørskap og andeler i seks øvrige lisenser. Tildelingen kan bidra til økt produksjon og forlenget levetid på eksisterende installasjoner både i Nordsjøen og i Norskehavet.

Gassutblåsningen på Snorre A

Statoil har utarbeidet en omfattende årsaksanalyse etter gassutblåsningen på Snorre A-plattformen i november 2004. Analysen avdekker svakheter på ulike områder, og tiltak er iverksatt. Statoil ble i november 2005 ilagt et forelegg på 80 millioner kroner som følge av hendelsen. Basert på en helhetsvurdering har selskapet vedtatt forelegget.

I januar 2005 omkom en leverandøransatt under arbeid med Kristin-plattformen mens den lå for utrustning ved Aker Stord.

Svakheter med livbåter

I juni 2005 ble det under testing avdekket svakheter i konstruksjonen på en av de tre stuplivbåtene på Veslefrikk B-plattformen. Situasjonen medførte midlertidig nedstengning av produksjonen. Samtlige seks livbåter på Veslefrikk B og Kristin ble modifisert, og er nå tilbake på plattformene. I regi av Oljeindustriens Landsforening blir nå samtlige stuplivbåter på norsk sokkel undersøkt, og nødvendige modifikasjoner vil bli gjennomført.

På vei mot nullutslippsmålene

Statoil arbeider for å nå målet om null miljøskadelige utslipp til sjø. I forbindelse med gjennomføringen av planlagte nullutslippstiltak har mange av feltene gjennomført tiltak i 2005, mens andre trenger noe lenger tid. Arbeidet vil fortsette i

Prosjekter under utbygging

Felt	Statoils andel	Produksjons-start	Plataproduksjon Statoils andel[1]	Levetid antall år
Ormen Lange[2]	10,84%	2007	49 000	30
Snøhvit	33,53%	2007	40 000	30
Skinfaks/Rimfaks IOR	61,00%	2006	21 000	11
Volve	49,60%	2007	30 000	6
Statfjord Senfase	44,34%	2007	22 000[3]	12
Tyrihans	46,80%	2009	50 000	17
Fram Øst[2]	20,00%	2006	9 000	15

1) Fat o.e./dag. 2) Partner-operert prosjekt. 3) Ny tilleggsproduksjon.

Imponerende dekkslast

Den 11. juli 2005 kom verdens største tungløftskip Blue Marlin fram til Melkøya utenfor Hammerfest med prosessanlegget til LNG-fabrikken. Prosessanlegget er bygget på en lekter som måler 154 ganger 54 meter, og totalvekten er 33 000 tonn. Prosessanlegget er bygget i Cadiz i Spania, og den 5000 kilometer lange reisen tok 11 døgn. To dager etter ankomst var prosessanlegget landsatt.

2006 med vekt på å oppgradere utstyr, gjøre eksisterende utstyr mer robust samt å ta i bruk ny teknologi.

Tidlig i 2005 varslet Norges Naturvernforbund Oljeindustriens Landsforening om at tilsettingsstoffet PFOS, som brukes i brannskum, er svært skadelig for mennesker og miljø og måtte skiftes ut. På Statoils produksjonsinstallasjoner er utskiftingen av PFOS-holdig skum nå på det nærmeste ferdig. Tilsvarende utskiftinger vil bli gjort på flyterigger.

Internasjonal undersøkelse og produksjon

Nøkkeltall (i millioner kroner)	2005	2004	2003
Driftsinntekter	19 563	9 765	6 615
Res. før finans, andre poster, skatt og min. int.	8 364	4 188	1 781
Brutto investeringer	25 295	18 987	8 019

Driftsresultatet i den internasjonale lete- og produksjonsvirksomheten økte med 100 prosent fra 2004 til 2005. Produksjonen økte i samme periode med 60 prosent, fra 115 000 fat oljeekvivalenter per dag i 2004 til 184 000 fat i 2005.

I tillegg er det foretatt viktige strategiske skritt for å gi grunnlag for langsiktig produksjonsvekst for Statoil gjennom samarbeidsavtaler, leterunder samt kjøp av leteprospekter og påviste funn. Veksten i internasjonal leting og produksjon avspeiles i investeringene som har økt fra 8 milliarder kroner i 2003 til over 25 milliarder kroner i 2005.

2006 vil også bli et viktig år gjennom oppstart av tre nye felt i Angola, Aserbajdsjan og Algerie. Grunnlag for langsiktig vekst vil blant annet legges gjennom letevirksomheten. Vi regner med å delta i 15-20 letebrønner neste år, hvorav fire til fem vil opereres av Statoil.

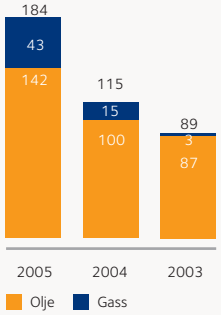
Algerie

Statoils prosjektportefølje i Algerie består av gassfeltet In Salah, som kom i produksjon i 2004, samt gass- og kondensatfeltet In Amenas som forventes å komme i drift i løpet av første halvår 2006. I tillegg er Statoil operatør for leteblokken Hassi Mouina. I 2005 har vi samlet seismikk for dette området og planen er å starte leteboring i løpet av 2006.

Statoil signerte i august en intensjonsavtale med Algeries statlige olje- og gasselskap Sonatrach om samarbeid mellom de to selskapene i Algerie, Norge og internasjonalt. Selskapene skal undersøke mulighetene for å etablere et integrert prosjekt for flytende naturgass (LNG) i Algerie. Et slikt prosjekt vil trolig omfatte leting, utvikling samt markedsføring av gass mot Nord-Amerika.

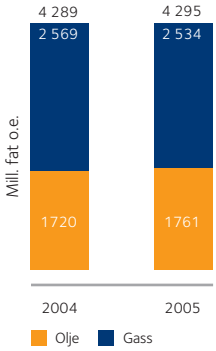
Libya

Statoil åpnet kontor i Libya sommeren 2005. I en leterunde i oktober fikk Statoil tildelt operatørskap i to lisenser. I lisens Cyrenaica 94 eier selskapet en andel på 100



Statoils olje- og gassproduksjon utenfor Norge	2005	2004	2003
Olje (tusen fat per dag)	142	100	87
Naturgass (tusen fat o.e. per dag)	43	15	3
Samlet produksjon (tusen fat o.e. per dag)	184	115	89

STATOILS OLJE- OG GASSRESERVER



prosent, og i lisens Kufra 171 har Statoil og British Gas 50 prosent hver. Til sammen dekker de to lisensene 21 000 kvadratkilometer. Statoil planlegger å skyte seismikk i 2007, og forventer å bore den første letebrønnen tidligst i 2008.

Angola

På angolansk sokkel har Statoil sin største internasjonale produksjon. Den var på over 70 000 fat per dag i 2005, og det utgjør om lag 40 prosent av samlet internasjonal olje- og gassproduksjon.

Statoil har 13,33 prosent eierandel i hver av blokkene 15, 17 og 31. Kizomba B i blokk 15 startet produksjon i juli, betydelig før plan. I løpet av 2005 er tre nye utbyggin-ger i blokk 15 sanksjonert: Mondo, Saxi-Batuque og Marimba. Oppstart av Dalia i blokk 17 forventes mot slutten av 2006. Også i 2005 har Statoil hatt letesuksess i landet, med funn i syv letebrønner.

Aserbajdsjan

Første fase av hovedfeltet i Azeri-Chirag-Gunashli (ACG) startet produksjon i februar 2005 og fase 2 startet produksjon i slutten av desember 2005. Oljen fra Azeri-Chirag-Gunashli skal fraktes gjennom den 1 770 kilometer lange oljerørledningen Baku-Tiblisi-Ceyhan (BTC) til Tyrkia, hvor oljen skipes ut. Første utskiping er forventet i mai 2006. Statoil deltar også i gass- og kondensatfeltet Shah Deniz, som forventes å starte produksjon i andre halvdel av 2006.

Mexicogolfen

I april inngikk Statoil en avtale med EnCana om kjøp av selskapets dypvannslisenser i amerikansk del av Mexicogolfen. Kjøpesummen på 2 milliarder USD representerer Statoils største oppkjøp noensinne. Det er flere påviste funn og spennende leteprospekter. Statoil forventer at Mexicogolfen kan utvikle seg til et sentralt vekstområde med produksjon på over 100 000 fat per dag.

Venezuela

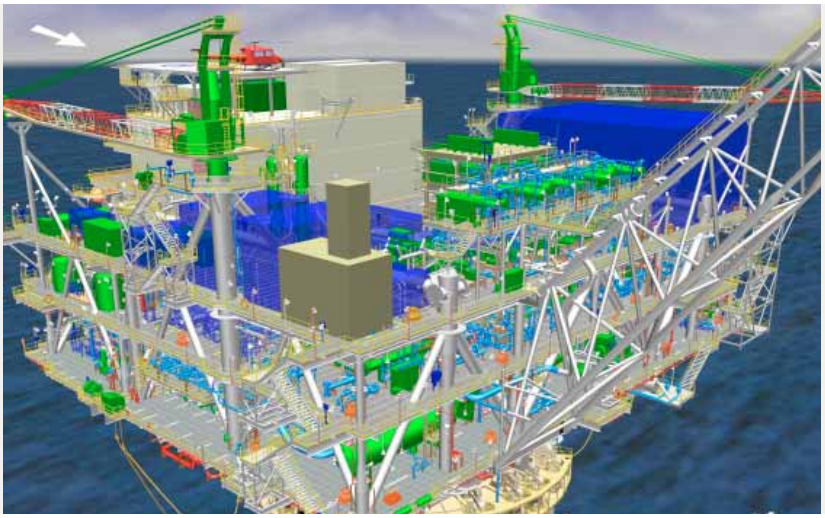
Venezuela er et viktig satsingsområde for Statoil. Nesten all produksjon på om lag 25 000 fat per dag kommer fra Sincor-feltet nordøst i landet. Statoil, sammen med franske Total, er i forhandlinger angående en videreutvikling av Sincor-prosjektet. I tillegg er Statoil operatør for en letelisens i blokk 4 i Plataforma Deltana.

I løpet av 2005 ble de kon-

Statoils olje- og gassproduksjon internasjonalt
(1 000 fat oljeekvivalenter/dag)

Felt	2005	Eierandel
Girassol+Jasmin, Angola	27,4	13,33%
Xikomba, Angola	5,0	13,33%
Kizomba A, Angola	28,1	13,33%
Kizomba B, Angola	13,7	13,33%
In Salah (gass), Algerie	40,6	31,85%
Azeri-Chirag-Gunashli, Aserbajdsjan	10,5	8,56%
Azeri (Phase 1&2), Aserbajdsjan	9,0	8,56%
Sincor, Venezuela	24,2	15,00%
LL652, Venezuela	0,8	27,00%
Lufeng, Kina	6,8	75,00%
Alba, Storbritannia	9,8	17,00%
Dunlin, Storbritannia	1,5	28,76%
Merlin, Storbritannia	0,05	2,35%
Schiehallion, Storbritannia	3,9	5,88%
Caledonia, Storbritannia	0,4	21,32%
Jupiter (gass), Storbritannia	1,9	30,00%
Total produksjon	183,65	

www.statoil.com/statoils_verden



Feltutbygging i Mexigolfen

I august ble første fase av utbyggingen av Tahiti-feltet i Mexicogolfen besluttet utbygget. Statoil deltar med 25 prosent, og øvrige partnere er Total og Chevron som er operatør.
Datategningen viser prosessanlegget på Tahiti som bygges på en flytende bæresøyle, kalt Spar-design. Produksjonskapasiteten vil være på 125 000 fat olje og to millioner kubikkmeter gass per dag. Tahiti er lokalisert i et vanndyp på 1220 meter 300 kilometer sør-vest for New Orleans. Utvinnbare reserver er estimert til mellom 400 og 500 millioner fat olje, og produksjonen forventes å starte sommeren 2008.

traktsmessige betingelsene rundt dagens Sincor-engasjement innskjerpet, noe som medfører økte royalty-betalinger til myndighetene. Denne innskjerpelsen bestrides av partnerne i prosjektet, som er i forhandlinger med myndighetene for å komme til en samlet løsning for Sincor.

Iran

Statoil er operatør for offshoreutbyggingen av fasene 6, 7 og 8 i gassfeltet South Pars. Utbyggingen består av tre produksjonsplattformer og tre rørledninger til land. Understellene til produksjonsplattformene og to av rørledningene er ferdig installert.

Bore-, kompletterings- og testprogrammet ble ferdigstilt i januar 2006, raskere enn planlagt og med gode testresultater.

Imidlertid er installasjon og ferdigstillelse av dekkene, samt legging av tredje rørledning betydelig forsinket. Dette har ført til betydelige kostnadsøkninger og forsinkelser. Statoil har skrevet ned den bokførte verdien av South Pars 6-8 i fjerde kvartal 2005 med 2,2 milliarder kroner.

Russland

Statoil har de siste årene økt innsatsen knyttet til forretningsutvikling i Russland, og forhandler med Gazprom om deltakelse i utviklingen av gassfeltet Shtokman i Barentshavet. I slutten av april 2005 leverte Statoil sitt forslag til mulige utbyggingsløsninger av feltet. Etter å ha vurdert disse har Gazprom senere invitert Statoil til videre samarbeid fram mot en endelig avgjørelse av hvilke selskaper som skal inngå i partnerskapet på Shtokman.

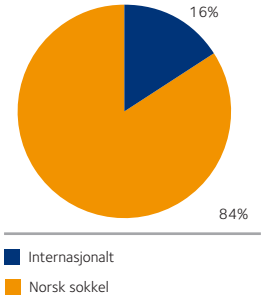
Leting

I august ble Statoil i en budrunde tildelt 45 prosent i blokk 315 utenfor kysten av Nigeria. Petrobras er operatør for denne blokken, som ligger på mer enn 1500 meters vanndyp ut fra den nordlige delen av Niger-deltaet.

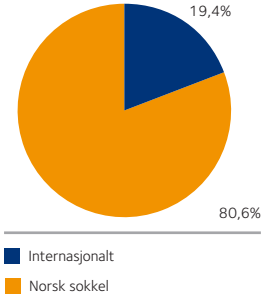
I Brasil ble Statoil i den sjuende lisensrunden tildelt andeler i ytterligere to dypvannsblokker. Statoil deltar nå i syv blokker utenfor kysten av Brasil, og er operatør for tre av disse.

I den andre lisensrunden på Færøyene ble Statoil i januar 2005 tildelt andeler i fire blokker, hvorav tre som operatør. Samlet har Statoil nå andeler i seks lisenser på Færøyene og er operatør for fem av disse.

PRODUKSJONSFORDELING I 2005



FORDELINGEN AV RESERVENE I 2005



Prosjekter under utbygging

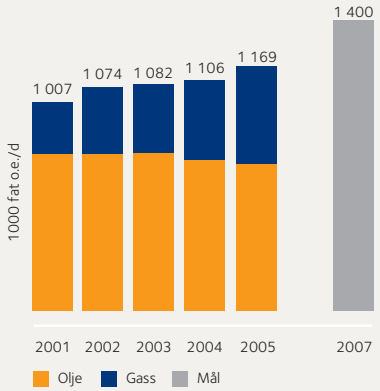
Felt	Statoils andel	Produksjons-start	Plataproduksjon Statoils andel[1]	Levetid antall år
ACG Phase 3	8,56%	2008	20 000	19
Shah Deniz	25,50%	2006	37 000	25
Dalia	13,33%	2006	27 000	20
Rosa	13,33%	2007	18 000	19
Marimba	13,33%	2007	5 000	15
Tahiti	25,00%	2008	30 000	25
Corrib	36,50%	2008	20 000	18
South Pars 6, 7 og 8	37,00%	2007	15 000	4[2]
In Amenas	50,00%	2006	28 000	17
Agbami	18,85%	2008	40 000	17

1) Fat o.e./dag basert på oljepris rundt 30 USD/bbl. 2) Tilbakebetalingsperiode.

Venezuela viktig produsentland

Yanet Silva arbeider som operatør på Sincor-prosjektet i Venezuela, hvor Statoil har en andel på 15 prosent. Det ga en produksjon på 24 200 fat oljeekvivalenter i 2005, og plasserer Sincor blant Statoils største internasjonale produsenter. Statoil driver også leteviksomhet offshore Venezuela på Plataforma Deltana-feltet.

SAMLET OLJE- OG GASSPRODUKSJON



Naturgass

Nøkkeltall (i millioner kroner)	2005	2004	2003
Driftsinntekter	45 823	33 326	25 452
Res. før finans, andre poster, skatt og min. int.	5 901	6 784	6 005
Brutto investeringer	2 542	2 368	860

Statoil er i dag en av de største leverandørene av naturgass til Europa. Mesteparten av denne gassen utvinnes fra norsk kontinentalsokkel, men Statoil har også ambisjoner om fortsatt vekst i den internasjonale gassvirksomheten. I juni la selskapet fram en ambisjon om å doble sin egenproduksjon av naturgass innen 2015. Ambisjonen innebærer en økning av den årlige egenproduksjonen av gass fra dagens nivå på om lag 25 milliarder kubikkmeter gass til 50 milliarder kubikkmeter. Dette skal skje ved vekst både i Norge og internasjonalt.

Gassambisjonen innebærer tre hovedutfordringer for Statoil: For det første å gjennomføre en rekke prosjekter for utbygging av felt og infrastruktur på norsk sokkel. For det andre å sikre tilgang til nye gassressurser internasjonalt gjennom forretningsutvikling og leting. Og endelig å sikre markedsadgang for nye gassvolumer.

Forbruket stiger i Europa

Forbruket av naturgass fortsetter å stige i Europa og nådde 535 milliarder kubikkmeter i 2004. Tall fra det internasjonale energibyrået IEA viser en vekst på 3,9 prosent i de tre første kvartalene av 2005. IEA forventer et forbruk på 690 milliarder kubikkmeter i Europa i 2020. Dagens høye gasspriser representerer imidlertid en usikkerhet for veksten i gassforbruket, ettersom høye priser åpner for mer utstrakt bruk av alternative energikilder. IEA har derfor redusert sitt anslag noe for vekst i gassforbruket.

Prisen for naturgass steg kraftig i løpet av 2005. Det gjelder så vel for gass solgt under langsiktige kontrakter med pris indeksert hovedsakelig mot oljeprodukter, og for gass solgt i markeder der prisen bestemmes av tilbud og etterspørsel etter gass. En stram forsyningssituasjon i løpet av høsten 2005 resulterte i svært høye spotpriser for gass i det britiske markedet. Det forventes en bedre balanse mellom tilbud og etterspørsel etter hvert som nye rørledninger og nye mottaksanlegg for flytende gass (LNG) kommer i drift, både i Storbritannia og på kontinentet.

Også i Nord-Amerika er gassmarkedet kjennetegnet av høye gasspriser og forventninger om økt forbruk. IEA venter en vekst i gassetterspørselen fra dagens nivå på 772 milliarder kubikkmeter til 965 milliarder kubikkmeter i 2020. I USA vil utflating av innenlandsk produksjon åpne for betydelig import av LNG, og i 2004 steg importen av LNG med 28 prosent i forhold til 2003.

Sterk markedsposisjon

I tillegg til egen gass markedsfører Statoil statens gass (Statens Direkte Økonomiske Engasjement - SDØE) fra norsk sokkel. En realisering av gassambisjonen vil gjøre det mulig for Statoil inkludert SDØE, å ivareta sine markedsposisjoner i de voksende europeiske gassmarkedene de neste 10-15 år.

For å lykkes med disse vekstambisjonene er det nødvendig å sikre

Landkjenning for Langeled

Leggingen av den sørlige delen av gassrørledningen Langeled ble fullført i 2005. Bildet viser utstyr for ilandtrekking av ledningen ved Easington i det sørøstlige England. Ledningen skal transportere gass fra Ormen Langefeltet, og den får en transportkapasitet som tilsvarer 20 prosent av forbruket i Storbritannia i dag. Statoil er operatør for rørledningsprosjektet og Hydro for feltutbyggingen.Ved utgangen av 2005 var 50 prosent av den 1 200 kilometer lange ledningen lagt.

tilstrekkelig kapasitet for behandling og transport av gass. Det kan bli behov for å utvide landanleggene på Kårstø, Kollsnes og Melkøya, og å sikre ytterligere kapasitet for transport av gass til Europa.

Statoil er en av de største leverandører av naturgass til Europa med en markedsandel på om lag 10 prosent, inkludert SDØE. Leveranser skjer til 13 land, og de største volumer går til Tyskland, Storbritannia og Frankrike. Statoils markedsandel i Tyskland var på rundt 15 prosent i 2004 og på hele 25 prosent i Frankrike. I det britiske markedet styrker Statoil stadig sin posisjon gjennom inngåelse av nye kontrakter.

I den internasjonale veksten vil særlig posisjonene våre i Nord-Afrika og Kaspi-regionen være sentrale. I 2006 leverer vi gass til Tyrkia, Georgia og Aserbajdsjan for første gang. Gjennom den verdikjeden som er etablert for LNG fra Snøhvit til Cove Point på USAs østkyst, vil Statoil søke å etablere nye posisjoner for produksjon av flytende gass.

Nye gassalg

Statoil oppnådde nær full utnyttelse av sine produksjonstillatelser for 2005, og genererte i tillegg ekstra verdier gjennom handel og optimalisering av selskapets posisjoner. Det er for tiden stor etterspørsel etter gass i hele det europeiske markedet, og i 2005 inngikk Statoil nye salg som omfattet totalt 20 milliarder kubikkmeter. Det ble inngått en tiårskontrakt med det britiske gass- og elektrisitetsselskapet Scottish Power, med årlig leveranse av 0,5 milliarder kubikkmeter gass. Leveransene starter i oktober 2007. Avtalen er med på å styrke vår posisjon i det britiske markedet og bidrar til økt utnyttelse av Statoils økte transportkapasitet til Storbritannia.

Salg til norsk kraftproduksjon

Det ble inngått en avtale med den norske kraftprodusenten Statkraft for å dekke deres gassbehov i Naturkrafts kommende gasskraftverk på Kårstø. Volumet utgjør ca. 0,3 milliarder kubikkmeter gass årlig for en tiårsperiode med oppstart oktober 2007. Kontrakten representerer en stor økning i Statoils gassalgsavtaler i Norge. Statoil forlenget også sin eksisterende gassavtale med det tyske gasselskapet Verbundnetz Gas Aktiengesellschaft (VNG) med seks år. Forlengelsen innebærer nye leveranser på totalt 12 milliarder kubikkmeter gass fram til 2022.

Salg av andel i kraftverk

Statoil solgte i januar 2006 sin

Økt kapasitet på Kårstø

Kapasiteten på gassbehandlingsanlegget på Kårstø i Rogaland er utvidet for å prosessere gass fra det Statoil-opererte Kristin-feltet i Norskehavet. Utvidelsen ble i oktober 2005 ferdigstilt på tid, til en totalkostnad på 4,1 milliarder kroner. Det er en innsparing på 1,6 milliarder kroner i forhold til opprinnelig kostnadsestimat. Kårstø Expansion Project 2005 (KEP2005) rangeres som et av Norges største industriprosjekt på land. Utvidelsen innebærer en økning av kapasiteten med 20 prosent til 88 millioner kubikkmeter gass daglig. Et anlegg for utvinning av etan samt fjerning av karbondioksid fra salgsgassen er også bygget som en del av KEP2005.

Det er primært fire viktige årsaker til suksessen med utvidelsen: Grundig forarbeid før prosjektstart, ingen endringer underveis, riktig tidspunkt for kontraktsinngåelser i forhold til pris, og god prosjektgjennomføring.

30 prosent eierandel i selskapet Synergen Power som eier gass-kraftverket Ringsend i Irlands hovedstad Dublin. Kjøper er Royal Bank of Scotland Power Investments. Den andre eieren, det irske elektrisitetsselskapet Electricity Supply Board International (ESBI), beholder sin andel på 70 prosent. Statoil skal fortsatt levere gass til Synergen. Selskapet har en langsiktig avtale om å levere om lag 600 millioner kubikkmeter gass per år til kraftverket.

Teknisk driftskompetanse

Det norske gasstransportsystemet er eiet av partnerskapet i Gassled, med det statlige selskapet Gassco som operatør. Statoil innehar rollen som teknisk driftsoperatør for hoveddelen av dette systemet. Både som eier av infrastruktur gjennom Gassled og som bruker av transportsystemet har Statoil sterk interesse av en sikker drift med høy regularitet. I tillegg gjør denne oppgaven det mulig for oss å videreutvikle operasjonell og teknologisk kompetanse innenfor gasstransport og –prosessering. Denne kompetansen har stor betydning for de vekstambisjonene som er satt for Statoils gassforretning både i Norge og internasjonalt. Derfor er rollen som teknisk driftsoperatør viktig for selskapet.

Foredling og markedsføring

Nøkkeltall (i millioner kroner)	2005	2004	2003
Driftsinntekter	339 380	267 177	218 642
Res. før finans, andre poster, skatt og min. int.	7 646	3 921	3 555
Brutto investeringer	1 630	4 162	1 546

Statoil er en av verdens største nettoselgere av råolje. I 2005 solgte Statoil om lag 2,1 millioner fat olje per dag. Det tilsvarer omtrent ti ganger Norges dagsbehov.

Det internasjonale råoljemarkedet var i 2005 preget av forventninger om sterk etterspørselsvekst og liten ledig kapasitet i medlemslandene i Organisasjonen av oljeeksporterende land (OPEC). Etter hvert reagerte markedet også mer på en mulig knapphet av produkter på grunn av full utnyttelse av raffineringskapasitet. Dette drev prisnivået oppover. Frykten for bortfall materialiserte seg i august og september da orkanene Katrina og Rita førte til nedstenging av all produksjon i den amerikanske golfen. Produksjonen ved raffineriene i delstatene Texas og Louisiana ble også kraftig redusert.

Rekordhøy oljepris

Referanseoljen Brent Blend nådde en toppnotering på hele 67,3 USD per fat, men falt noe tilbake da amerikanske myndigheter og Det internasjonale energibyrået IEA kunngjorde at de ville frigjøre volum

www.statoil.com/mongstad

Raffineri og terminal

Raffineriet på Mongstad i Hordaland er et moderne, høyt oppgradert oljeraffineri med en kapasitet på 10 millioner tonn råolje per år, som eies av Statoil med 79 prosent og Shell 21 prosent.
På Mongstad er det i tillegg en stor terminal for mellomlagring av råolje. Oljen lagres i store fjellhaller med en samlet lagringskapasitet på 9,4 millioner fat.

fra strategiske lagre. Gjennomsnittsprisen for 2005 ble ny rekord på 54,5 USD per fat.

Raffineringsmarginene i Nordvest-Europa var vesentlig sterkere i 2005 enn i 2004. Et høyt etterspørselsnivå de siste tre år har lagt et generelt press på verdens raffineringskapasitet. Statoil benyttet 16 prosent av sin oljeproduksjon i egne raffinerier, og produserte totalt om lag 15 millioner tonn raffinerte produkter i 2005. 40 prosent av de raffinerte produktene ble avsatt gjennom Statoils eget markedsføringsapparat.

Statoil omsatte i tillegg en større mengde av tredjepartsprodukter. Hovedmarkedene var de nordiske land, det øvrige nordvestlige Europa samt Nord-Amerika.

Økt press på drivstoffmarginer i enkelte land og stigende oljepris har preget detaljhandelsvirksomheten i 2005. Etter overtakelsen av ICAs 50 prosent eierandel i Statoil Detaljhandel Skandinavia (SDS), er det blitt iverksatt flere forbedringstiltak for å ta ut gevinster av en mer samordnet virksomhet i de ulike landene der Statoil driver stasjonsnett. Dette arbeidet vil fortsette det neste året.

Vil selge i Irland

Statoil offentliggjorde tidlig i 2006 planer om å selge bensinstasjonskjeden og salgsvirksomheten innen energiprodukter i Irland. Statoil har vært i det irske markedet siden 1992, og har i denne perioden avansert fra en femteplass til å ha en ledende markedsposisjon. Selskapet har i dag 20 prosent av detaljhandelsmarkedet, 1100 ansatte, 236 servicestasjoner, og eierandeler i tankanlegg og distribusjonsselskap for fyringsprodukter. Begrunnelsen for å gå ut av det irske markedet er av strategisk karakter.

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

Statoil har inngått en ti-års kontrakt med det amerikanske selskapet Enterprise Products Operating LP, om salg og eksport av flytende petroleumsgass (LPG) fra selskapets terminal i Mont Belvieu i Texas. Avtalen omfatter også lagring av LPG ved terminalen. Avtalen vil danne grunnlag for å videreutvikle Statoils handel med LPG i det amerikanske markedet, som er en viktig avtaker av LPG fra Nordsjøen.

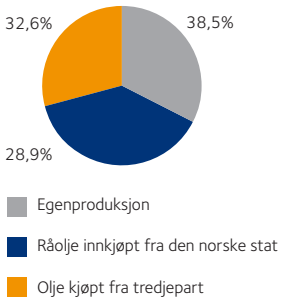
Enterprise har betydelig virksomhet innen prosessering og rørtransport av LPG, olje og gass, og selskapet opererer den største terminalen for import, lagring og eksport av LPG i USA. Selskapet har en markedsandel på 10 prosent av verdens LPG-handel som transporteres med skip.

Salg av Borealis

Statoil solgte i 2005 sin 50 prosents eierandel i petrokjemiselskapet Borealis til International Petroleum Investment Company (IPIC) fra Abu Dhabi og OMV Aktiengesellschaft i Østerrike.. Salgssummen var 1 milliard Euro, tilsvarende 7,8 milliarder kroner. Salget ga Statoil en regnskapsmessig gevinst på 1,5 milliarder kroner.

Statoil solgte sin andel i Borealis fordi det ikke lenger var en del av konsernets kjernevirksomhet. Salget til IPIC og OMV innebærer i tillegg en god industriell løsning for Borealis. Statoil har vært medeier i

SAMMENSETNINGEN AV RÅOLJEN STATOIL SELGER



www.statoil.com/produkthandel

www.statoil.com/crudeinfo

Oljeprisen (USD per fat)	2005	2004
Laveste:	38,2	29,1
Høyeste:	67,3	52,0
Gjennomsnitt:	54,3	37,8

Servicestasjoner i ni land

Statoil har om lag 2 000 servicestasjoner i ni land. I Russland er stasjonene konsentrert i Murmansk-området.

	Norge	Sverige	Danmark	Irland	Polen	Litauen	Latvia	Estland	Murmansk
Antall stasjoner	521	587	305	208	195	65	60	51	6
Markedsposisjon	1	1	3	1	3*	2	1	1	1
Markedsandel (%)	27	24	16	16	5	22	21	30	48

*Rangert blant internasjonale selskaper

Borealis siden det i 1994 ble etablert på basis av Statoils og finske Nestes petrokjemivirksomheter. Selskapet har bidradd til å utvikle Borealis industrielt og finansielt fram til den sterke posisjonen selskapet har i dag. Med de store investeringsbehov Borealis står overfor, blant annet i Abu Dhabi, er selskapet best tjent med et eierskap som har petrokjemi som kjernevirksomhet. Borealis forblir en viktig partner for Statoil framover fordi selskapet er Statoils største våtgasskunde.

Teknologi og prosjekter

Forretningsområdet Teknologi og prosjekter har ansvar for Statoils teknologikompetanse og teknologiutvikling, samt forskning, planlegging og gjennomføring av større utbyggingsprosjekter. Formålet med å ha teknologi og prosjekter i samme organisasjon er å styrke selskapets evne til å gjennomføre utbyggingsprosjekter.

Statoil er blant de ledende operatører av flytende produksjonsplattformer og produksjonsskip med totalt 11 enheter i drift. Selskapet er verdens nest største operatør av olje- og gass fra havbunnsanlegg etter Petrobras. Ved utgangen av 2005 opererte Statoil 284 havbunnsbrønner fordelt på 23 anlegg.

Selskapet står overfor nye og krevende oppgaver i områdene Halten og Nordland i Norskehavet med sikte på å øke produksjonen fra havbunnsbrønner og å separere olje, gass og vann i brønnstrømmen fra havbunnsanleggene. Separering av vann fra olje og gass gir flere fordeler. Utvinningsgraden økes ved å reinjisere direkte. Det er ikke behov for å rense produsert vann for utslipp. Transportkapasitet av olje og gass økes og behovet for lagringskapasitet på installasjonene blir mindre.

Det er betydelige teknologiske og miljørelaterte utfordringer knyttet til videreutvikling av produksjonsanlegg på store havdyp og i havområder der værforholdene er svært krevende å operere i. Statoil arbeider også med å videreutvikle produksjonsanlegg for små og økonomisk marginale felt.

www.statoil.com/technology

Teknologiske nyvinninger

Prosjektet for økt uvinning på Tordisfeltet, Tordis IOR, antas å øke utvinningsgraden fra 49 til 55 prosent. Det øker uttaket av olje fra feltet med 35 millioner fat. Teknologien som skal benyttes, innebærer at Tordis blir verdens første felt med undervannsprosessering. Vann og sand som følger brønnstrømmen opp til havbunnsinstallasjonene, separeres fra oljen og pumpes ned i en undergrunnsformasjon for lagring. Ved hjelp av en flerfasepumpe sendes olje og gass via eksisterende rørledning til Gullfaks C for videre prosessering og transport.

Tordis IOR representerer et vesentlig bidrag til å øke utvinningen fra mindre felt, felt på dypt vann, og felt langt fra faste installasjoner. Prosjektet bidrar også til at utslippene produsert vann reduseres betydelig.

Tyrihans-feltet, utenfor kysten av Midt-Norge, representerer en annen teknologisk nyvinning. Feltet skal settes i produksjon i 2009, og vil bli den første havbunnsutbyggingen der

Statoils viktige teknologiområder

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

- **Miljøteknologi**
- **Leteteknologi**
- **Reservoarstyring**
- **Undervannsteknologi**
- **Gassteknologi**

Havbunnsanlegg:
Sikrere, renere og mer effektive

Havbunnsanlegg produserer olje og gass fra anlegg plassert på havbunnen, i motsetning til produksjonsanlegg på konvensjonelle plattformer. Med bruk av slike anlegg blir det økonomisk interessant å knytte små felt til større anlegg og feltsentre, og i områder uten etablert infrastruktur kan havbunnsanlegg bli direkte forbundet med prosessanlegg på land.

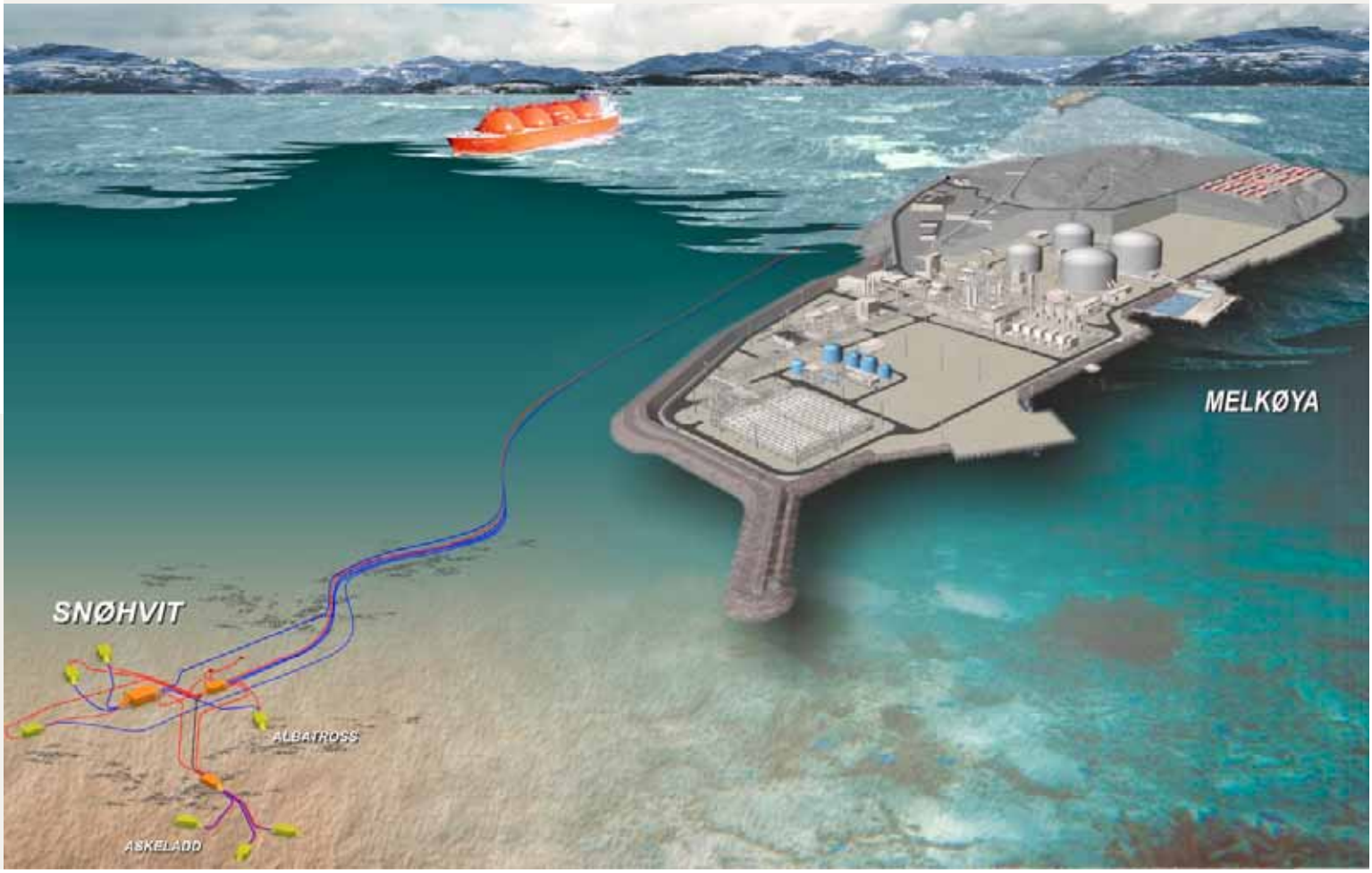
I tillegg til å oppnå fordeler som reduserte utbyggingskostnader og økt produksjon, oppnår vi ved havbunnsløsninger andre fordeler knyttet til helse, miljø og sikkerhet. Skipstrafikk og fiske kan foregå med langt større sikkerhet i områder der produksjonsanleggene befinner seg på havbunnen. Anleggene er ikke påvirket av ekstreme værforhold, enten det dreier seg om islagte farvann i Arktis eller subtropiske stormer. I tillegg vil havbunnsseparasjon av produsert vann fra olje og gass, og injeksjon av vannet i geologiske formasjoner under havbunnen, føre til kraftig utslippsreduksjon av mulige skadelige avfallsprodukter.

Statoil har betydelig erfaring på dette området, og vi planlegger å styrke vår posisjon ytterligere i årene som kommer. De Statoil-opererte feltene Åsgard og Norne i Norskehavet representerer det nyeste innen offshoreteknologien når det dreier seg om utbygging av havbunnsanlegg og bruk av produksjonsskip. Tilsvarende representerer oppstarten av gass- og kondensatfeltet Kristin et gjennombrudd i produksjon på ekstreme havdyp fra reservoarer med høyt trykk og høy temperatur.

I tillegg er offshoredelen av utbyggingen av Snøhvit i den arktiske delen av norsk kontinentalsokkel basert på en gjennomført havbunnsløsning. Feltet er forbundet med prosessanlegget og fabrikken på land for produksjon av flytende naturgass (LNG), gjennom en 143 kilometer lang flerfaseledning som transporterer den ubehandlede brønnstrømmen. LNG-anlegget, som ligger på Melkøya utenfor Hammerfest, vil komme i produksjon innen utgangen av 2007.

www.statoil.com/snohvit

Offshoredelen av Snøhvit-prosjektet er en gjennomført havbunnsutbygging.



ubehandlet sjøvann blir injisert fra pumper på havbunn og inn i reservoaret for å oppnå økt produksjon. Løsningen kan gi en økt produksjon på 18 millioner fat olje. Feltet vil bli forbundet med Kristin-feltet gjennom en 43 kilometer lang rørledning som blir varmet opp elektrisk for å forhindre isdannelser.

Økt oljeutvinning

Utvikling og bruk av ny teknologi gir store muligheter for økt oljeutvinning og er et viktig satsingsområde for Statoil. Økt utvinning bidrar til lengre levetid for eksisterende installasjoner og annen infrastruktur, og øker verdien på modne felt.

Statoil er ledende i utvikling av ny teknologi for økt utvinning. På våre opererte felt var det i 2005 hele 100 ulike tiltak i gang med sikte på å oppnå økt utvinning. På felt med undervannsbrønner er utvinningsgraden nærmere 42 prosent med allerede besluttede tiltak. På grunn av endringer i opprinnelig tilstedeværende volumer, reserveanslag og sammensetning av porteføljen, vil utvinningsgraden variere noe fra år til år. Ambisjonen er å øke utvinningsgraden for undervannsfelt til 55 prosent i løpet av feltenes levetid. På felt med plattformbaserte brønner er utvinningsgraden beregnet til 58 prosent med besluttede tiltak. Ambisjonen er å nå 70 prosent i løpet av feltenes levetid.

Økt utvinning oppnås gjennom en rekke virkemidler. De omfatter utstrakt bruk av firedimensjonal seismikk der tidsdimensjonen tas inn, ny boreteknologi, nye brønner og innfasing av satellitt-felt.

CO_2 for økt utvinning

Som klimagass er CO_2 et problem, men den representerer også en forretningsmulighet som injeksjonsgass, for å oppnå økt utvinning fra modne felt. Muligheten består i å frakte CO_2 til feltene med skip eller i rørledning og injisere den i reservoarene der den presser de resterende oljemengdene mot produksjonsbrønnene. Vanligvis brukes naturgass til dette, men CO_2 har langt bedre egenskaper til å få ut mer olje. I tillegg oppnås en betydelig positiv miljøeffekt ved at CO_2 blir lagret etter at den er separert fra oljen. Statoil undersøker mulighetene for å bruke CO_2 til å øke oljeutvinningen fra flere felt i Nordsjøen.

Bore- og brønnoperasjoner

Statoil er verdens nest største maritime boreoperatør. Til enhver tid er selskapet engasjert i om lag 15-20 bore- og brønnoperasjoner i forbindelse med produksjons- og letevirksomheten. Et eget program er iverksatt for å effektivisere operasjonene. Ett av tiltakene er etablering av et sentralt senter bemannet med dyktige og erfarne fagfolk som bistår ved bore- og brønnoperasjonene ute på de mobile riggene og på produksjonsanleggene. Sanntidig dataoverføring mellom hav og land er et viktig verktøy i dette arbeidet.

Programmet har som mål å øke den effektive boretiden fra 77 til 90 prosent innen utgangen av 2007. Statoils bore- og brønnvirksomhet omfatter 750 egne ansatte. Virksomheten sysselsetter imidlertid 7000 ansatte i leverandørbedrifter som Statoil har et tett samarbeid med.

Prosjektgjennomføring

I 2005 har vi arbeidet med forbedringstiltak for å levere utbyggingsprosjekter innenfor investeringsrammer og tid, med forventet kvalitet og uten skader på mennesker eller miljø. Arbeidet er konsentrert om sammensetting av lederlag, etablering av effektive prosesser for prosjektutvikling og gjennomføring, integrasjon og samarbeid med industrien og repetisjon av gode løsninger. Det er opprettet et eget prosjektakademi.

I løpet av 2005 har vi besluttet å sette i verk tiltak for å øke produksjonen på flere eksisterende felt. Statfjord senfase er besluttet, Huldra haleproduksjon, og økt utvinning på Tordis-feltet samt utbygging av feltene Volve og Tyrihans som skal knyttes opp mot eksisterende infrastruktur

www.statoil.com/co2

20 års samarbeid mellom Det Norske Videnskaps-Akademi og Statoil ble markert med utgivelse av publikasjonen *Historien om et uvanlig samarbeid.*

20 års vellykket samarbeid om forskning

Statoil har de siste 20 årene bidratt med om lag 200 millioner kroner i støtte til grunnforskning på områder som har stor betydning for norsk olje- og gassindustri. Støtten har vært kanalisert gjennom Det Norske Videnskaps-

Kommersialisering av ny teknologi

Statoil investerer mellom 100 og 300 millioner kroner hvert år i nyetablerte selskaper for å bidra til utvikling og kommersialisering av gode teknologiideer. Hovedtyngden av etableringene har sitt utspring i konsernets operative eller forskningsbaserte virksomhet. Ved utgangen av 2005 omfattet engasjementet 30 selskaper med om lag 250 arbeidsplasser.

De siste årene har viktige satsingsområder vært vann- og gassrenseteknologi, lete- og reservoarteknologi og teknologi knyttet til transport og industriell utnyttelse av gass.

Simulator for skip og offshore

I 2005 gikk Statoil inn på eiersiden i selskapet Marine Cybernetics AS og investerte i utvikling av ny teknologi for testing av kontroll- og styringssystem for skip og offshoreinstallasjoner. Selskapets produkt er simulatoren CyberSea Simulator som konstruerer mulige feil og driftsproblemer ved å koble inn en simulatorboks som en del av kontrollenhetene i et styringssystem. Med den nye teknologien kan kontrollsystemer testes mens skip eller installasjoner både er under bygging og i drift. Teknologien gir økt sikkerhet, bedre effektivitet og reduserte kostnader for rederier og operatørselskaper.

Siden 1991 har Statoil sitt Leverandørutviklingsprogram støttet kreative ideer som utvikles i små og mellomstore bedrifter. 15-20 prosjekter får årlig støtte. Ved utgangen av 2005 pågikk det 15 prosjekter. Ti nye ble etablert i 2005.

Rensesystem for ballastvann

Gjennom dette programmet er det inngått teknologiutviklingsavtale med det norske selskapet MetaFil AS som skal utvikle og industrialisere et rensesystem for ballastvann på skip. Introduksjon av fremmede arter og organismer gjennom utslipp av ballastvann utgjør en global miljøtrussel og anses å være et av de fire største havforurensingsproblemene. MetaFils teknologi ble i 2005 testet ut i fullskala og skal etter planen være kommersielt tilgjengelig for salg i løpet av 2006. Systemet skal møte utslippskravene fra FNs maritime organisasjon IMO (International Maritime Organisation) som trer i kraft for nybygde skip fra 2009.

www.statoil.com/lup

Island Wellserver er spesielt designet for å kunne utføre brønnintervensjoner så kostnadseffektivt som mulig.

Akademi i et eget program under navnet VISTA.

Statoils virksomhet og langsiktige behov er styrende for programinnholdet i VISTA som i dag dekker de fire kjerneområdene leting, økt utvinning, olje- og gassforedling og miljø. Prosjektstøtten går til doktorgradsstudier, post doc kandidater, drift av prosjektene og finansiering av professorater.

Initiativet til etableringen av VISTA kom fra Statoils ledelse som tidlig i 1980-årene så at det var behov for å øke den nasjonale kompetansen gjennom å stimulere grunnforskning og å få ulike fagmiljøer til å spille sammen. Det var ikke minst viktig å bygge opp undergrunnskompetanse for å få redusert letekostnadene og øke utvinningsgraden på feltene på norsk sokkel.

Direktør Ingve Theodorsen ved Statoils forskningssenter er styreleder i VISTA. Han peker på at utfordringene er blitt større og oppgavene vanskeligere. Funnene som gjøres nå er mindre enn før, og reservoarene er mer krevende å produsere.»Vi trenger derfor forskningsmiljøer som er dyktigere enn hva vi har sett til nå,» sier han.

Mennesker og samfunn

Vi har beskrevet våre verdier og lederprinsipper i dokumentet Vi i Statoil. Dette dokumentet ble oppdatert i desember 2004 og beskriver den forretningskulturen vi ønsker å utvikle i fellesskap. De reviderte verdiene er blitt introdusert for organisasjonen i 2005 gjennom en rekke opplærings- og kommunikasjonsaktiviteter. Våre verdier og lederprinsipper innarbeides nå i konsernets personal- og organisasjonsaktiviteter.

Vi har i 2005 også revidert det etiske regelverket og utgitt et eget hefte kalt Etikk i Statoil.

Alle enheter i morselskapet Statoil ASA har gjennomført opplæring i etikk og samfunnsansvar i tillegg til at 400 toppledere gjennomførte opplæring i bekjempelse av korrupsjon. Det er etablert etikkomiteer på konsern- og forretningsområdenivå.

Over 25 000 ansatte

Statoil hadde ved utgangen av året 25 644 medarbeidere. I 2005 rekrutterte vi 4 397 nye medarbeidere, mens 2 747 sluttet. I Statoil ASA er gjennomtrekken av arbeidskraft svært lav (0,65 prosent). I nedstrømsvirksomheten, hvor gjennomtrekken tradisjonelt har vært høy, arbeider vi nå for å snu trenden.

Statoil videreførte i 2005 sitt konserntrainee-program. Gjennom strukturerte utviklingsløp skal programmet dekke deler av Statoils langsiktige kompetansebehov innen utvalgte fagområder. Programmet rekrutterte 24 nye deltakere hvorav 10 fra land utenfor Norge. Målet for 2006 er å øke antall traineer til 50.

Statoil ASA er Norges største lærlingbedrift med et stabilt og høyt nivå på utdanning av fagarbeidere. I 2005 tok vi inn 129 lærlinger mot 128 i 2004. Ved utgangen av 2005 hadde vi 269 lærlinger fordelt på 11 fag.

Likestilling

Likestilling er en integrert del av personalpolitikken i Statoil. I dag har morselskapet en kvinneandel på 27,5 prosent. Av de eksternt rekrutterte i 2005 var kvinneandelen på 33 prosent, og det er en økning på to prosent fra 2004.

Andelen kvinnelige ledere i Statoilkonsernet er 25 prosent. Blant ledere under 45 år er andelen 34 prosent. Det er noe ulik andel mellom de forskjellige forretningsområdene, men de forretningsområdene med lavest andel har vist forbedringer det siste året. Statoil har egne utviklingsprogram for ledere, og andelen kvinnelige deltagere har de siste årene vært rundt 30 prosent.

Høy andel fagarbeidere

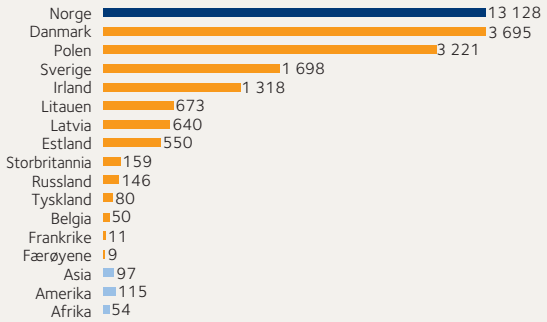
Statoil er en kompetansebedrift hvor 27 prosent av de ansatte har fagbrev og 55 prosent har høyskole- eller universitetsutdanning. 20 prosent av våre fagarbeidere er kvinner. I 2005 var kvinneandelen av nyansatte fagarbeidere i morselskapet Statoil ASA 41 prosent.

I gjennomsnitt har kvinnelige fagarbeidere noe lavere grunnlønn enn mannlige fagarbeidere. Dette skyldes forskjell i stilling og antall års erfaring mellom kvinner og menn.

Kvinnene er relativt godt representert innenfor tekniske disipliner. 22 prosent av overingeniørene er kvinner, og de tjener i gjennomsnitt 98,5 prosent av hva mannlige kolleger tjener. Lønnsforskjellen skyldes i hovedsak ulik

Kvinner i Statoil	2005	2004
Ansatte i Statoil ASA	27,5%	27%
Lederstillingene i konsernet	25%	26%
Lærlingene i Statoil ASA	31%	29%
Nyansatte i Statoil ASA	33%	31%

GEOGRAFISK FORDELING AV ANSATTE I UTVALGTE LAND (PER 31.12.2005)



erfaringslengde. Blant overingeniørene, som har inntil 20 års erfaring, er kvinneandelen 32 prosent, og lønnsnivået er likt mellom kvinner og menn.

Tallene som er gjengitt i avsnittene over, representerer en positiv utvikling siste år. Unntak fra dette er andelen kvinnelige ledere som har gått tilbake med ett prosentpoeng. Dette er noe vi vil følge opp i 2006.

Revidert likestillingsavtale

Bedriften og fagforeningene har i 2005 arbeidet med og blitt enig om revidert likestillingsavtale i Statoil ASA.

Ansatte i Statoil ASA belønnes i forhold til stilling, kompetanse, resultater og atferd. 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 ansatt 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.

Helse og arbeidsmiljø

Et høyt nivå innen helse og arbeidsmiljø skaper trivsel og effektivitet. Vårt mål er null arbeidsrelaterte skader og sykdommer. I 2005 har Statoil hatt økt oppmerksomhet rettet mot utfordringer innen helse og arbeidsmiljø knyttet til veksten i vår internasjonale virksomhet.

En rekke «føre var»-prinsipper som skal ivareta arbeidstakernes helse og arbeidsmiljø, er implementert, deriblant forebyggende tiltak mot sykdommer som malaria, innføring av strenge helsekrav ved arbeid under ekstreme klimatiske forhold samt økt kontroll med hygiene.

Statoil legger vekt på at ansatte med helseproblemer skal kunne fortsette i arbeidet med god oppfølging og tilrettelegging. Gjennomsnittlig pensjonsalder i Statoil var 62,2 år i 2005. Sykefraværet i Statoil er stabilt lavt på 3,5 prosent i 2005, og det er rundt det halve av gjennomsnittet i Norge.

Arbeidsmiljøundersøkelsen

De ansattes vurdering av ledelse og organisasjonsforhold kartlegges i den årlige arbeidsmiljø- og organisasjonsundersøkelsen (Amou). Undersøkelsen er anonymisert, og svarandelen har ligget på 85 prosent de siste årene.

Resultatene fra Amou-undersøkelsen høsten 2005 viser at Statoil har gode tillitsforhold og et godt arbeidsmiljø. De ansatte opplever at HMS-forhold på arbeidsplassen blir høyt prioritert.

Sikkerhet

Målet er å drive vår virksomhet på en måte som ikke er til skade for mennesker eller miljø, men i 2005 har dessverre to leverandøransatte mistet livet i arbeid for Statoil. En person omkom 31. januar i forbindelse med ferdigstillelse av Kristin-plattformen ved Aker Stord. Den andre dødsulykken skjedde 2. oktober i forbindelse med ombordløfting av forsyninger til en tankbåt som lå ved oljeterminalen på Mongstad. Begge ulykkene er gransket, og tiltak er iverksatt.

Den 28. november 2004 inntraff en alvorlig gasslekkasje fra en brønn på Snorre A-plattformen. Vår interne granskingsrapport, samt gransking utført av Petroleumstilsynet, har avdekket flere kritikkverdige forhold. Det er i 2005 arbeidet med en rekke oppfølgingstiltak etter denne alvorlige hendelsen.

Positiv utvikling i skadestatistikken

Statoils måleindikatorer innen sikkerhet er for 2005 de beste som

Ekstreme værforhold stiller store krav både til utstyr og sikkerhetstenkning. Her er en slepebåt i grov sjø og kraftig vind i arbeid med å hjelpe et lasteskip ut fra kai på Melkøya.

Statoils etiske standarder og krav og selskapets verdier er samlet i disse to heftene.

Verdiene:

- Nyskapende
- Tett på
- Profesjonell
- Sannferdig
- Omtenksom

noen gang er registrert, og vi ser en klar forbedring i 2005 sammenlignet med 2004. Personskadefrekvensen er forbedret fra 5,9 til 5,1, mens alvorlig hendelsesfrekvens er forbedret fra 3,2 til 2,3.

Vi vil fortsette det systematiske og grundige sikkerhetsarbeidet for å forbedre våre sikkerhetsresultater ytterligere. Vi opplever et stort HMS-engasjement på tvers av konsernet omkring våre forbedringsaktiviteter der opplæring, samarbeid med våre leverandører og risikostyring i et internasjonalt perspektiv står sentralt.

For mer informasjon henvises til HMS-regnskapet på side 134.

Samfunnsansvar

Statoil har i 2005 utarbeidet en strategi for samfunnsansvar som gjør det lettere å integrere dette arbeidet i vår daglige drift og forretningsvirksomhet. Strategien iverksettes gjennom individuelle planer for de enkelte land der Statoil er engasjert, og den er bygget opp omkring tre innsatsområder:

- åpenhet om økonomiske transaksjoner
- menneskerettigheter og arbeidstakerrettigheter
- lokale ringvirkninger

Innsatsområdene

I bærekraftrapporten gjør vi rede for landplanen for samfunnsansvar i Algerie, og i denne rapporten ser vi på vårt arbeid med å gi samfunnsansvar et konkret innhold i Murmansk og Arkhangelsk i det nordvestlige Russland.

Vi publiserer en rekke nøkkeltall fra våre produksjonsland så som inntekter, betalte skatter og lønnsutgifter. Vi ønsker gjennom dette å bidra til større åpenhet rundt vår egen forretning, samt å påvirke industrien og de ulike myndigheter i samme retning. Åpenhet om økonomiske transaksjoner vil føre til større stabilitet i våre rammebetingelser, fordi olje- og gassindustrien blir mer forutsigbar og åpen for innsyn og dermed mer motstandsdyktig mot korrupsjon.

Menneskerettigheter

Det viktigste arbeidet med menneskerettigheter og arbeidstakerrettigheter skjer i den daglige virksomheten i konsernet. Arbeidet er forankret i Statoils overordnede verdier, og konkretisert gjennom tilslutning til flere internasjonale initiativ. Et av de aller viktigste er Global Compacts ti prinsipper som Statoil har sluttet seg til. Global Compact er et frivillig samarbeidsinitiativ mellom FN, bedrifter, organisasjoner og myndigheter om å forplikte seg til å arbeide for en bærekraftig utvikling ved å etterleve prinsipper som dekker temaene menneskerettigheter, arbeidslivsstandarder, miljø og korrupsjonsbekjempelse.

Sosiale investeringer

Statoil brukte omlag 10 millioner USD i sosiale investeringsprosjekter i 2005. Det er en markant økning fra 2004, da beløpet var 6,5 millioner USD. Økningen er en konsekvens av vår voksende internasjonale virksomhet.

Investeringene er fordelt på ulike prosjekter i 11 land og går til prosjekter som faller innenfor rammen av våre tre satsingsområder; åpenhet, menneskerettigheter og lokale ringvirkninger. Investeringene reflekterer samtidig omfanget av Statoils aktiviteter i de respektive landene.

Akassa-prosjektet i Nigeria, som Statoil er grunnlegger av sammen med to ideelle organisasjoner, fikk utmerkelsen for beste samfunnsprosjekt i 2005 av World Petroleum Councils. Prosjektet omtales nærmere i bærekraftrapporten på side 62.

Linda Kolstø (til v) og Mariann Gaard har tatt fagprøve i kran- og løfteoperasjoner. Om lag 500 personer arbeider med løfteoperasjoner på Statoil-opererte anlegg på norsk sokkel. 300 av dem er kranoperatører.

Tema:

Samarbeid med Murmansk og Arkhangelsk

I 2005 innledet Statoil et samarbeid med myndighetene i Murmansk og Arkhangelsk fylker med sikte på å utvikle en plan for ivaretakelse av samfunnsansvar i dette området. Utgangspunktet for samarbeidet er Statoils langsiktige perspektiv på petroleumsutviklingen i nordområdet.

Olje- og gassforekomstene både på land og til havs antas å være blant de største i verden. Beslutningen om å utvikle det store gassfeltet Shtokman i russisk del av Barentshavet, har ført til økende optimisme i en region preget av mangel på arbeidsplasser og en svakt utviklet næringsstruktur.

Lokalt eierskap

Statoil har i nært samarbeid med de to fylkesmyndighetene identifisert en rekke prosjekter, og vil stille til disposisjon nærmere 40 millioner kroner over en periode på tre til fem år i form av personellressurser og økonomisk bistand. Det er myndighetene eller interesseorganisasjoner som skal ha eierskap til prosjektene og drive dem fram. Statoil skal hovedsakelig stille ekspertise til disposisjon og sikre at prosjektene finansieres og organiseres slik at de gjennomføres på en forsvarlig måte.

Prosjektene kan deles inn i fire hovedkategorier:

- Kartlegging og utvikling av leverandørindustrien i regionen
- Styrking av utdannelsessektoren for å møte kravene til en ny industrialisering representert ved petroleumsindustrien
- Øke forståelsen for og innsatsen på miljøsiden i forbindelse med den nye virksomheten
- Bidra til å bygge ut sosialsektoren.

Når det gjelder utvikling av leverandørindustrien har Statoil valgt å bygge på de gode erfaringene som er gjort i Vest-Finnmark i forbindelse med Snøhvit-utbyggingen. Her har lokalt næringsliv selv tatt initiativ til å danne en næringsforening som har nær dialog med Statoil som operatør og med viktige leverandørbedrifter. Statoil har tilbudt myndighetene i Murmansk og Arkhangelsk å bidra til å opprette tilsvarende lokale næringsorganisasjoner, og har tilbudt faglig kompetanse fra de som står bak utviklingen av Snøhvit Næringsforening.

Samarbeid mellom universiteter

Innen utdanning har Statoil en nær

Norsk-russisk samarbeid i praksis: Peter Aleksandrovich Lazarev sveiser stålkonstruksjoner i Murmansk som skal til Statoils gassterminal på Kollsnes i Hordaland.

dialog med universitetet i Arkhangelsk med sikte på å bidra til å utvikle utdanningsprogrammer innenfor økonomi og administrasjon med vekt på petroleumsledelse. Dette programmet er delfinansiert av utenriksdepartementet i et nært samarbeid med universitetet i Trondheim.

Statoil har bidratt til faglig dialog mellom Arkhangelsk Tekniske Universitet og Universitetet i Stavanger med sikte på å utvide studieprogrammet i Arkhangelsk til også å omfatte avansert bore-, offshore- og havbunnsteknologi. Planen er å iverksette det utvidede studieprogrammet høsten 2006. Det er også innledet en dialog med det medisinske universitetet i Arkhangelsk med sikte på erfarings- og informasjonsutveksling innen områder knyttet til arktisk medisin.

Samarbeid på miljøområdet

Miljøutfordringene står høyt på dagsorden i begge fylkene, og det er en økende oppmerksomhet og engasjement knyttet til miljøkonsekvenser av industriell virksomhet i Russland. Statoil deltar i et bredt samarbeid på miljøområdet gjennom faglig dialog, erfaringsoverføring og iverksetting av konkrete tiltak.

Statoil skal bidra til at det blir laget en miljøplan for Kolafjorden, og vil i Arkhangelsk også bidra med erfaringsoverføring fra norsk sokkel når det gjelder samarbeid mellom oljeindustrien og fiskeriinteressene.

Norsk utstyr til oljeoppsamling

I Murmansk-området er to prosjekt i ferd med å bli realisert. Det ene prosjektet består i å overføre oppgradert norsk oljeoppsamlingsutstyr til et beredskapssenter i Murmansk og å bidra til opplæring på utstyret. Det andre prosjektet tar sikte på å opprette et laboratorium for oljeprøver. Hensikten med laboratoriet er å ta og oppbevare oljeprøver, for å kunne forutsi oljens fysiske utvikling ved et eventuelt utslipp eller havari. Det norske selskapet SINTEF har utviklet et avansert analyseprogram som Statoil stiller til rådighet. Dette muliggjør at en gjennom analyser kan forutsi oljens fysiske utvikling over tid, noe som er helt avgjørende for hvordan man kan anvende det mest effektive oppsamlingsutstyr. Dette er et viktig miljøforebyggende tiltak ettersom et økende antall russiske oljelaster passerer Norskekysten.

Støtte til sosialt nødstilte

Innen sosialsektoren ser Statoil på muligheten for å støtte lokale og internasjonale organisasjoner som arbeider med sosialt nødstilte. Flere norske organisasjoner er allerede aktive i Nordvest-Russland. Statoils primære mål er å inngå flerårige samarbeidsavtaler der programmene er rettet inn mot kapasitets- og kompetansebygging hos lokale myndigheter og organisasjoner. Behovet er stort for å støtte barne- og ungdomshjem og fosterfamilieordninger.

Statoil bidrar også på kulturområdet ved å støtte det filharmoniske orkesteret i Murmansk. Statoil har en avtale med Den Norske Opera om årlige oppsetninger i Murmansk. Selskapet bidrar også til flere felles norsk-russiske kulturprosjekt som har sitt utspring i det nære kultursamarbeidet mellom Øst-Finnmark og Kolahalvøya.

Statoils samarbeid med Murmansk (bildet) og Arkhangelsk omfatter både utdanning, miljøvern og støtte til innsats for sosialt nødstilte.

Miljø

Statoils mål er null skade på mennesker og miljø. Vi arbeider målrettet og kontinuerlig med forbedringstiltak for å minimere avfall og utslipp, og for å sikre effektiv og miljøriktig bruk av naturressurser. Vår ambisjon er å drive vår virksomhet på en miljømessig forsvarlig måte og være i fremste rekke på verdensbasis.

Utslipp og miljøpåvirkning

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

Utslipp til luft omfatter i hovedsak karbondioksid, metan, flyktige organiske forbindelser og svovel- og nitrogenoksider. Disse bidrar til drivhuseffekt, dannelse av bakkenær ozon og sur nedbør. I Statoil har sokkelvirksomheten hoveddelen av CO_2- og NO_x-utslippene, mens raffinerivirksomheten har hoveddelen av SO_2-utslippene.

Internasjonale avtaler regulerer i stor grad utslipp til luft. 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- og svoveloksider, samt flyktige organiske forbindelser som oljedamp (VOC).

Økt vannproduksjon

Utslipp til sjø omfatter i hovedsak olje, andre organiske forbindelser og kjemikalier, og kommer først og fremst 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 har økt betydelig de siste årene, fordi flere av de store oljefeltene er kommet i en sen fase. I Tampen-området i Nordsjøen produseres det nå mer enn dobbelt så mye vann som olje.

OSPAR-konvensjonen regulerer utslipp av olje og kjemikalier til Nordøst-Atlanteren. Fra 2006 skal total årlig oljemengde reduseres med 15 prosent i forhold til 2000-nivået, og fra 2007 skal oljeinnhold i produsert vann som slippes ut, ikke overstige 30 mg/l. Gjennomsnittlig oljeinnhold i produsert vann fra Statoil-operert virksomhet på norsk sokkel er 16,1 mg/l i 2005.

Ut over OSPAR-kravene stiller norske myndigheter krav om null

Verdens største CO_2-prosjekt for økt utvinning

Shell og Statoil inngikk i mars 2006 en avtale om å utrede verdens største offshore-prosjekt for bruk av CO_2 til økt oljeutvinning. Prosjektet består av et gasskraftverk på Tjeldbergodden i Midt-Norge, som skal forsyne CO_2 til bruk på olje- og gassfeltene Draugen og Heidrun i Norskehavet. Elektrisitet fra kraftverket vil bli overført til plattformene og bringe installasjonene ned mot null utslipp av CO_2 og nitrogenoksider (NO_x).

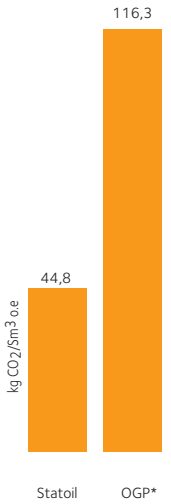
Prosjektet er i tråd med internasjonale og nasjonale målsettinger for klimatiltak og er et svar på utfordringene som knytter seg til behovet for økt energiproduksjon og dermed økende CO_2-utslipp. Prosjektet kan potensielt utnytte og lagre mellom 2 og 2,5 millioner tonn CO_2 hvert år i Draugen-feltet og etterhvert Heidrun-feltet.

Å etablere denne CO_2-verdikjeden er teknologisk og økonomisk utfordrende. Prosjektet forutsetter medvirkning fra andre industrielle aktører, og vil være avhengig av betydelig statlig finansiering og samarbeid.

Shell var et pionerselskap for å ta i bruk CO_2 for økt oljeutvinning på 1970-tallet.

Statoil har vært et pionerselskap ved å fange og lagre CO_2 på Sleipner-feltene i Nordsjøen fra 1996 og gjennom arbeidet i prosjektene Snøhvit utenfor Hammerfest og In Salah i Algerie.

CO_2 fra gasskraftverk i Midt-Norge skal sendes til plattformene Draugen og Heidrun (bildet) der klimagassen skal brukes til å øke oljutvinningen.



Utslipp av CO_2 per produsert mengde olje/gass (Sm^3 o.e) fra Statoil-operert virksomhet på norsk sokkel sammenlignet med verdensgjennomsnittet i bransjen

*International Association of Oil & Gas Producers (OGP)2004

www.statoil.com/hms

skadelige utslipp fra olje- og gassinstallasjonene. 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.

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 i tråd med myndighetenes krav om null skadelige utslipp innen utgangen av 2005. Noen få felt på norsk sokkel måtte imidlertid av praktiske grunner utsette sine tiltak til 2006.

Kjemikaliestyring har vært et viktig innsatsområde også i 2005. Statoils kjemikalieutslipp fra virksomheten på norsk sokkel er redusert til 43 800 tonn i 2005 mot 53 600 tonn i 2004, og består av 84 prosent kjemikalier som har liten eller ingen miljørisiko, mens 16 prosent av utslippet er kjemikalier med akseptable miljøegenskaper. Mulige miljøfarlige kjemikalier utgjør 0,1 prosent (0,3 prosent i 2004).

Tilstanden i området rundt plattformene følges gjennom regelmessige overvåkingsprogrammer. Miljøovervåkingen omfatter både vannkvalitet og bunnsedimenter og viser små eller ingen virkninger av utslippene. Tilsvarende gjennomføres det overvåkning rundt landanleggene, spesielt med tanke på forsuring og overgjødsling. Også her er virkningene små eller ikke påvisbare.

Klima og kvotehandel

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.

Vi arbeider for å nå vårt mål om reduksjon i årlige klimagassutslipp fra våre anlegg, med 1,5 millioner tonn CO_2 (ut fra eierandel) innen 2010, i forhold til om ikke særskilte tiltak iverksettes. Ved utgangen av 2005 har vi nådd 47 prosent av 2010-målet. Reduksjon som følge av CO_2-injeksjon på Sleipner kommer i tillegg. Vi vektlegger konsekvent rapportering i forhold til internasjonale retningslinjer for definisjon av klimatiltak, og beregningsgrunnlaget for tiltak gjennomført tidligere år, er derfor oppdatert i 2005.

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.

Biologisk mangfold

Bevaring av biologisk mangfold er avgjørende for en bærekraftig utvikling. Vårt mål er å verne det biologiske mangfoldet gjennom å opprettholde naturlige leveområder, unngå introduksjon av fremmede arter, og unngå å påvirke bestandsnivået til planter og dyr som følge av våre aktiviteter. Statoil deltar i et bredt internasjonalt samarbeid med miljøorganisasjoner og andre selskaper for å ivareta biologisk mangfold.

Strenge krav til transport

Rundt 100 millioner tonn hydrokarboner ble transportert med tankskip fra felt, terminaler og raffinerier til

Overvåker renseprosessen

Prosesstekniker Jørgen A. Olsen holder et våkent øye med vannrenseanlegget på Statfjord C. Denne plattformen var den første som fikk installert Statoils renseteknologi CTour som er utviklet i samarbeid med Rogalandsforskning.

kunder over hele verden, med hovedaktivitet i Nord-Europa. Tankskipsaktiviteten i 2005 har ikke medført vesentlige olje- eller kjemikalieutslipp.

Statoils egne og innleide tankbiler kjørte i 2005 om lag 46 millioner kilometer for å transportere våre produkter til servicestasjoner og kunder. CO_2-utslipp fra tankbilene i 2005 er beregnet til 57 200 tonn i 2005 , og det utgjør rundt 0,6 prosent av totalt CO_2-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. I Danmark har Statoil senket svovelinnholdet i fyringsolje, og leverer nå kun olje med 50 ppm (eller 10 ppm) svovel. I Norge og Sverige er svovelinnholdet høyere, men i Sverige tilbyr vi fyringsolje med 10 ppm svovel, og i Norge tilbyr vi fyringsolje med 50 ppm svovel. Resultatet er lavere forbruk og reduserte utslipp.

All bensin og diesel som leveres til det skandinaviske marked fra Kalundborg- og Mongstad-raffineriet, er nå tilnærmet svovelfri (svovelinnhold under 10 ppm).

Reduserte utslipp med biodrivstoff

Bruk av biodrivstoff gir reduserte utslipp av klimagasser. I Sverige selger Statoil bensin med bioetanol og diesel med rapsolje som biodrivstoff. All 95 oktan bensin vi selger i Sverige, har innblandet 5 prosent bioetanol, og ved 90 stasjoner i Sverige tilbyr vi E-85 som er bensin med 85 prosent bioetanol.

Statoil leverer stadig større mengder fornybar energi gjennom produksjon og salg av trepellets som lages av avfallsprodukter fra skogbruksindustrien. Trepellets utgjør et alternativ til fyringsolje, naturgass og elektrisitet. I 2005 var salgsvolumet av trepellets på 191 000 tonn, noe som tilsvarer 10 prosent av det totale markedet.

Investeringer og kostnader

Per 31. desember 2005 er det i regnskapet satt av 20 milliarder kroner til framtidig nedstengning og fjerningsutgifter av olje- og gassproduserende installasjoner og anlegg. I 2005 er resultatregnskapet belastet med 1,3 milliarder kroner relatert til fjerning og nedstengning.

Gjenbruk av installasjoner og utstyr fra sokkelvirksomheten gir økonomiske og miljømessige gevinster. I 2005 omsatte Statoil overskuddsmateriell for 65 millioner kroner, en økning fra 48 millioner kroner i 2004.

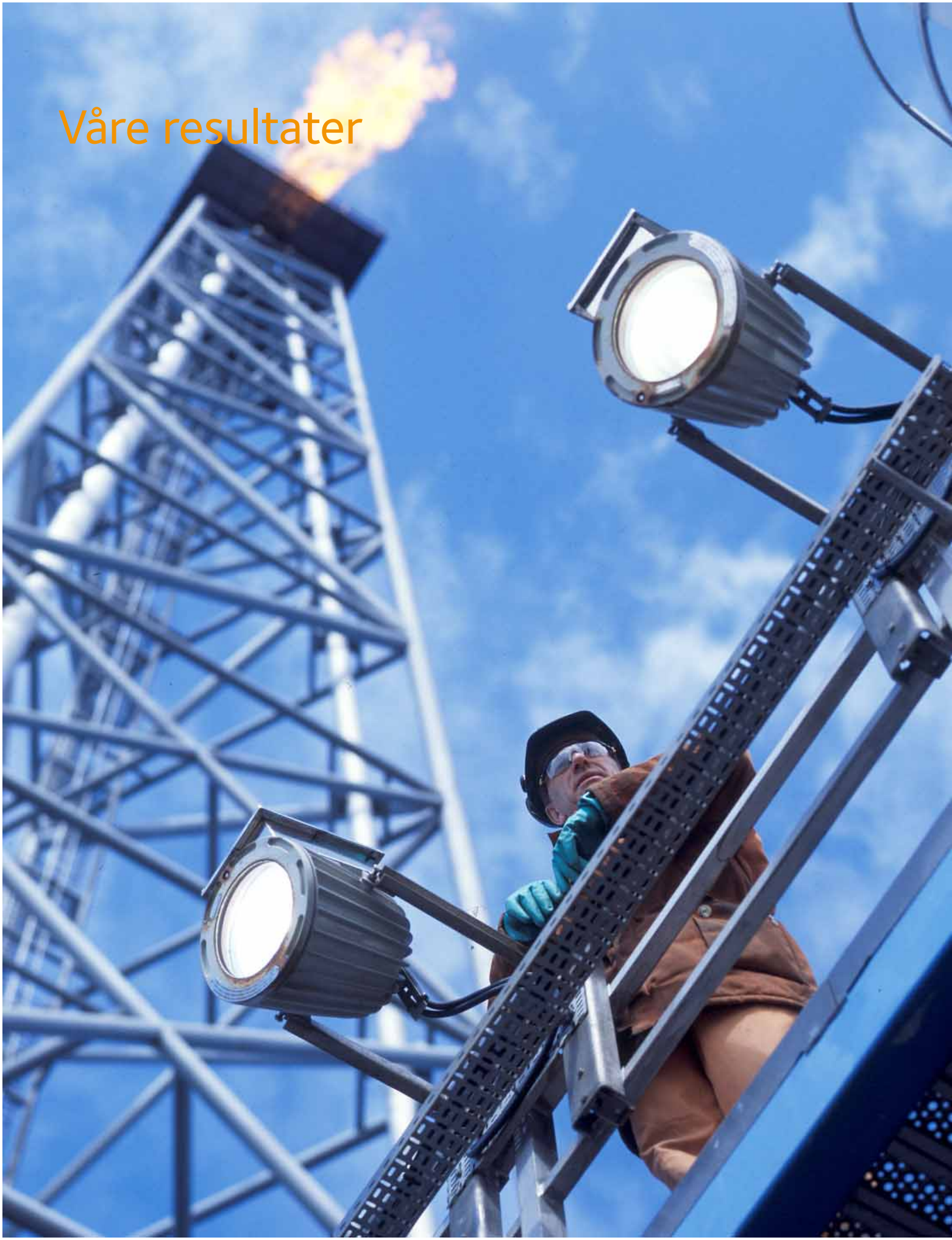
CO_2-avgift innbetalt i 2005 for våre utslipp på norsk kontinentalsokkel utgjør en kostnad på 801 millioner kroner.

Mer informasjon om Statoil og miljø finnes i HMS-regnskapet på side 134 og i miljøkapitlet på side 41 i Statoils bærekraftrapport

Verdens største tankskip

Sikkerheten er i høysetet med tre bukserbåter langs skipssiden når den franske råoljetankeren *Flandre* legger ut fra kai ved Mongstad for a sette kursen mot Canada. Det er et stort skip med plass til 300 000 tonn olje om bord. Men Mongstad kan ta imot supertankere på hele 440 000 tonn dw. Det vil med noen få unntak si at de største tankskipene i verden kan anløpe Mongstad.

Våre resultater



RESULTATER

Statoils industrielle posisjon er sterkere enn noensinne, og selskapet kan bygge videre på en klar strategi, et sterkt finansielt fundament, solide markedsposisjoner og en dyktig organisasjon.

Det er Statoils styre som trekker opp dette perspektivet i årsberetningen som begynner på neste side. Styret gir klart uttrykk for at det sterke resultatet i 2005 legger et godt grunnlag for Statoils ambisjon om å bli et globalt konkurransedyktig selskap og en unik arbeidsplass for prestasjoner og utvikling.

Styrets mål er videre å sikre selskapets aksjonærer best mulig avkastning, og det innebærer et forslag om et ordinært og ekstraordinært utbytte per aksje på totalt 8,20 kroner. Går vi tilbake til 2001 som var det første året Statoil-aksjen ble notert, er utbyttet per aksje nær tredoblet i perioden.

I dette hovedkapitlet har vi i tillegg samlet årsregnskap, HMS-regnskap, finansiell analyse, aksjonærinformasjon og en fyldig orientering om eierstyring og selskapsledelse som er betydelig utvidet siden forrige rapport.

Årsberetning 2005

Statoils industrielle og finansielle stilling ved inngangen til 2006 er sterk. Konsernet leverte i 2005 sitt beste årsresultat, og produksjon og lønnsomhet var høyere enn i noe år tidligere. Samtidig ble det i 2005 fattet utbyggingsvedtak for et rekordhøyt antall nye oppstrømsprosjekter. Sammen med målrettet forbedringsarbeid legger dette et godt grunnlag for ambisjonen om å bli et globalt konkurransedyktig selskap.

Tidenes beste årsresultat

Statoilkonsernets årsresultat etter amerikanske regnskapsprinsipper (USGAAP) på 30,7 milliarder kroner er 5,8 milliarder kroner høyere enn i 2004. Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var 95,1 milliarder kroner, mot 65,1 milliarder kroner i 2004. Avkastning på sysselsatt kapital i 2005 var 27,6 prosent, sammenlignet med 23,5 prosent året før. Økningen skyldes i hovedsak høyere olje- og gasspriser, og økt produksjon. Ved normaliserte markedsforhold på USD 22 per fat var avkastningen på sysselsatt kapital 11,7 prosent i 2005, mot 12,4 prosent i 2004. Hovedårsaken til endringen er økte investeringer.

Høy olje- og gassproduksjon er en viktig bidragsyter til rekordresultatet. Statoils olje- og gassproduksjon i 2005 var 1 169 000 fat oljeekvivalenter (o.e.) per dag. Dette er 63 000 fat o.e. mer per dag enn i 2004. Høyere gassproduksjon og økt produksjon fra den internasjonale virksomheten bidro til den høyeste produksjonen noensinne. Normaliserte produksjonskostnader er redusert fra 23,3 kroner per fat o.e. i 2004 til 22,3 kroner per fat o.e. i 2005.

Høy oljepris bidrar til vesentlig høyere inntjening og lønnsomhet i internasjonale prosjekter med produksjonsdelingsavtaler (PSA) enn det som ble lagt til grunn da Statoil i 2004 satte mål for 2007. Det betyr at disse prosjektene tidligere enn antatt går fra en fase hvor inntektene skal dekke utbyggingskostnader til en fase hvor det genereres overskudd. I PSA-kontrakter tilfaller det mindre produksjon til partnerne jo høyere oljeprisen er når feltet er i overskuddsposisjon. Den konkrete effekten varierer mellom ulike avtaler og land.

Statoils mål for 2007 er en daglig olje- og gassproduksjon på 1 400 000 fat o.e. Dette målet er basert på en gjennomsnittlig oljepris på om lag

Jannik Lindbæk (67)
Styreleder
I styret siden november 2003.
Utdanning og yrkesbakgrunn: Direktør og konsernsjef i Storebrand, konsernsjef i Nordiska Investeringsbanken, viseadministrerende direktør i International Finance Corporation.
Andre verv: Styreleder i Festspillene i Bergen, Transparency International Norge, Plan International Norge og Gearbulk. Styremedlem i Kristian Gerhard Jebsen Skipsrederi.
Antall aksjer i Statoil: 0

USD 30 per fat i perioden 2005-2007. Dersom oljeprisen gjennom hele 2006 og 2007 skulle holde seg på dagens nivå, vil den negative effekten på internasjonale PSA-prosjekter i 2007 være i størrelsesorden 50-60 000 fat o.e. per dag. Statoil kommer derfor til å justere for slike PSA-effekter når det rapporteres på produksjon og produksjonsenhetskostnader mot 2007.

PSA-effekten, og til dels økt leteaktivitet og økte investeringer, er faktorer som har sammenheng med høy oljepris. Disse vil ha en negativ innvirkning på normalisert avkastning på sysselsatt kapital. Det er derfor sannsynlig at normalisert avkastning i 2007, gitt de forutsetninger for normalisering som ble fastsatt i 2004, kommer under målet på 13 prosent.

I 2005 erstattet selskapet 102 prosent av produksjonen med nye olje- og gassreserver, mot 106 prosent i 2004. Sikre gjenværende reserver ved utgangen av 2005 utgjør 4,3 milliarder fat o.e.

Styret foreslår for Generalforsamlingen et samlet ordinært og ekstraordinært utbytte på 8,20 kroner per aksje for 2005, mot 5,30 kroner per aksje for 2004. Dette er en økning på 55 prosent.

Letevirksomheten er trappet betydelig opp. Totalt ble 20 lete- og avgrensningsbrønner ferdigstilt i 2005, hvorav 14 resulterte i funn. Endelig evaluering av en brønn gjenstår. I tillegg ble det gjort funn i fire av fem leteforlengelser. I 2004 ble 12 brønner ferdigstilt.

Statoil gjorde i 2005 det største oppkjøpet i konsernets historie med overtagelsen av kanadiske EnCanas dypvannsportefølje i Mexicogulfen. Porteføljen passer godt med Statoils kjernekompetanser, og består av flere funn og leteprospekter av høy kvalitet.

For å styrke Statoils kjernevirksomhet har selskapet justert porteføljen i løpet av 2005. Eierandelen på 50 prosent i petrokjemiselskapet Borealis ble solgt for én milliard euro med en regnskapsført gevinst på 1,5 milliarder kroner. I begynnelsen av 2006 solgte Statoil sin 30 prosent andel i det irske gasskraftverket Ringsend.

Det pågår et omfattende arbeid med forbedringsinitiativene som ble lansert i 2004. Initiativene skal fremme operasjonell forbedring og nye forretningsmuligheter. Dette er viktige kilder til økt verdiskaping mot 2007.

Det er viktig for Statoil å oppnå gode resultater innenfor helse, miljø og sikkerhet. Selskapet jobber for null skade på mennesker og miljø. Statoils sikkerhetsindikatorer viser fortsatt forbedring. Selskapet har høye ambisjoner og legger til grunn at alle ulykker kan forebygges. Det er derfor sterkt beklagelig at to mennesker mistet livet under arbeid for Statoil i 2005.

I forhold til det høye ambisjonsnivået er det fremdeles for mange uønskede hendelser i virksomheten. Styret vil derfor prioritere oppfølging av forbedringsarbeidet på dette området.

Statoil vedtok forelegget på 80 millioner kroner, som selskapet fikk etter gassutblåsningen på Snorre A-plattformen i Nordsjøen i november 2004. Dette var en alvorlig hendelse med stort skadepotensial. Det er utarbeidet en omfattende tiltaksplan for å hindre at en tilsvarende situasjon oppstår i fremtiden. Sikkerheten ved konsernets anlegg og installasjoner er et område styret vier stor oppmerksomhet.

Statoil er fortsatt under etterforskning av amerikanske myndigheter for mulig overtredelse av amerikanske straffe- og verdipapirlover, herunder «The Foreign Corrupt Practices Act». Etterforskningen gjelder avtalen med Horton Investment Ltd. angående konsulenttjenester i Iran. Statoil samarbeider med amerikanske myndigheter for å fremskaffe nødvendig informasjon.

Markeder og omgivelser

Den positive økonomiske utviklingen i USA og Kina, samt fremgang i Europa og Japan, var viktige årsaker

Kaci Kullmann Five (55)
Nestleder
I styret siden august 2002. Konstituert styreleder september-november 2003. Nestleder fra november 2003.
Yrke: Selvstendig næringsdrivende.
Utdanning og yrkesbakgrunn: Cand.Polit fra Universitet i Oslo. Medlem av Stortinget 1981-1997. Handelsminister 1989-1990. Leder for Høyre 1991-1994. Konserndirektør i Aker RGI 1998-2002.
Andre verv: Medlem av Den Norske Nobelkomite
Antall aksjer i Statoil: 1000

til fortsatt global økonomisk vekst i 2005. Veksten i den globale økonomien bidro til en ytterligere økning i energietterspørselen. Vedvarende knapphet på produksjons- og raffineringskapasitet, forsterket av værbetinget produksjonsbortfall og politisk usikkerhet i viktige produsentland, resulterte i rekordhøye olje- og gasspriser i 2005. Gjennomsnittlig oljepris for 2005 ble USD 53,6 per fat, mot USD 38,1 per fat året før. Målt i norske kroner gikk gjennomsnittsprisen opp med 88 kroner per fat til 345 kroner i 2005.

Viktige energimarkeder som Europa og USA blir stadig mer avhengige av gassimport, og forsyningssikkerhet har fått økt politisk oppmerksomhet. Statoil satser offensivt på å utvikle langsiktige kilder for stabil gassforsyning til disse markedene. Gassprisene i Europa og USA fortsatte å stige i 2005. Gjennomsnittlig realisert gasspris i 2005 var 145 øre per kubikkmeter mot 110 øre per kubikkmeter i 2004.

Standardiserte raffineringsmarginer (FCC – raffineri) steg fra 6,4 USD per fat i 2004 til 7,9 USD per fat i 2005. Gjennomsnittlig kontraktspris for metanol gikk opp fra 213 EUR per tonn i 2004 til 225 EUR per tonn i 2005.

Aktivitetsøkningen i industrien de siste årene har medført betydelig kapasitets- og prispress i flere leverandørmarkeder, herunder markedene for stål, rigger, marine operasjoner, prosjektering og fabrikasjon.

I olje- og gassindustrien øker konkurransen om tilgang til nye ressurser og industrielle muligheter. Styret legger til grunn at konkurransen vil skjerpes ytterligere i årene som kommer. Statoil er godt posisjonert for verdiskaping og vekst, og de gode resultatene i 2005 styrker selskapets langsiktige muligheter ytterligere.

Undersøkelse og produksjon Norge: Rekordresultater og nye prosjekter

Statoils ambisjon for norsk sokkel er å opprettholde et produksjonsnivå på én million fat o.e. per dag så lenge som mulig ut over 2010.

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var 74,1 milliarder kroner i 2005, mot 51,0 milliarder kroner i 2004. Hovedårsaken til forbedringen er høyere olje- og gasspriser.

Statoils produksjon fra norsk sokkel var i gjennomsnitt 985 000 fat o.e. per dag i 2005. Dette er noe lavere enn året før, og noe under målsetningen for året. Nedgangen forventes å være av forbigående karakter og skyldes hovedsakelig uforutsett produksjonsbortfall fra viktige felter og forsinket oppstart av nye felter. Oljeproduksjonen fra modne felter går tilbake, men kompenseres av nye felter, økt gassproduksjon og tiltak for økt oljeutvinning.

Styret er tilfreds med Statoils offensive holdning til industri- og forretningsutvikling på norsk sokkel. Produksjon fra fem nye Statoil-opererte prosjekter, blant annet det teknologisk banebrytende Kristin-feltet, startet i 2005. I tillegg ble hele 12 nye oppstrømsprosjekter godkjent for utbygging. Ett av disse var Statfjord senfase, som skal sikre fortsatt lønnsom produksjon fra Statfjord-feltet frem mot 2020.

Kontinuerlig høy leteaktivitet er en forutsetning for å innfri Statoils langsiktige produksjonsambisjoner på norsk sokkel. Statoil har en offensiv letestrategi og ser store muligheter både i modne og nye områder. I 2005 deltok selskapet i ferdigstillingen av ni lete- og avgrensningsbrønner på norsk sokkel, hvorav seks resulterte i funn. I tillegg ble det gjort funn i fire av fem leteforlengelser. Statoil ble tildelt 16 nye lisensandeler i 2005, og leverte en bred søknad til 19. konsesjonsrunde.

En ny gjennomgang av Snøhvit-prosjektets framdrift og gjenstående arbeidsomfang gjorde det nødvendig å øke kostnadsrammen på Snøhvit-prosjektet med syv milliarder til 58,3 milliarder kroner. Statoils eierandel i Snøhvit er 33,53 prosent. I tillegg ble

Knut Åm (62)
I styret siden april 1999.
Yrke: Frittstående konsulent.
Utdanning og yrkesbakgrunn: Sivilingeniør fra Norges Tekniske Høyskole. Konserndirektør i Phillips Petroleum med ansvar for undersøkelse og produksjon, og tidligere ansatt i Norges geologiske undersøkelse, Oljedirektoratet og Statoil.
Andre verv: Formann i Industrielt Råd i Norges tekniske vitenskapsakademi, styreformann i IOR-Chemco AS, EnVision AS og EnVision StreamLine AS. Styremedlem i Badger Explorer AS og Physics of Geological Processes-Senter for fremragende forskning ved Universitetet i Oslo.
Antall aksjer i Statoil: 14 594

planlagt oppstart av regulære gassleveranser forskjøvet med åtte måneder til desember 2007. Hovedårsaken til endringene var forsinket prosjektering, og kvalitetsmangler og forsinkelser på underleveranser. Mer av arbeidet er overført til Melkøya, noe som forlenger og fordyrer ferdigstillingen. Statoil har iverksatt en rekke tiltak som skal bidra til at prosjektet sluttføres på en sikker og effektiv måte. Prosjektansvaret er overført til forretningsområdet Teknologi og prosjekter for å styrke gjennomføringen.

Effektiv prosjektgjennomføring er viktig for selskapets økonomiske resultater, og for Statoils omdømme som utbyggingsoperatør. Styret legger vekt på at erfaringene fra Snøhvit-prosjektet utnyttes i fremtidige prosjekter. Prosjektet er lønnsomt, og strategisk og industrielt viktig. Det utvikler ny teknologi på flere områder, åpner muligheter i Barentshavet og Russland, og introduserer norsk gass i det amerikanske markedet gjennom Statoils posisjon på gassterminalen i Cove Point.

Internasjonal undersøkelse og produksjon: Sterk produksjonsvekst

Statoils internasjonale virksomhet skal bygge posisjoner som legger grunnlag for langsiktig produksjonsvekst.

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser i 2005 var 8,4 milliarder kroner, mot 4,2 milliarder kroner i 2004. Forbedringen skyldes sterk produksjonsvekst og høyere olje- og gasspriser.

Internasjonal olje- og gassproduksjon steg med 60 prosent fra et daglig gjennomsnitt på 115 000 fat o.e. i 2004 til 184 000 fat o.e. i 2005.

Tre nye felter kom i produksjon i 2005: Kizomba B i Angola, og i Aserbajdsjan fase 1 og den første av to utbygginger i fase 2 (West Azeri) i Azeri-Chirag-Gunashli-feltet. I 2005 har Statoil også fattet utbyggingsvedtak for fem nye internasjonale prosjekter.

På grunn av betydelige kostnadsøkninger og forsinkelser i utviklingen av det iranske gass- og kondensatfeltet South Pars i Iran, har Statoil skrevet ned den bokførte verdien med 1,6 milliarder kroner etter skatt. Hovedårsaken var produktivitets- og kvalitetsproblemer hos hovedleverandøren, som var valgt før Statoil tok over som operatør.

Internasjonalt deltok Statoil i 11 ferdigstilte lete- og avgrensningsbrønner i 2005. Det er påvist funn i åtte av brønnene, mens evaluering av en brønn pågår. I 2005 har Statoil skaffet seg 11 nye letelisenser. Styret legger vekt på at internasjonal forretningsutvikling og letevirksomhet skal videreføres på et høyt nivå, for å bidra til selskapets langsiktige vekst.

Med oppkjøpet av EnCanas portefølje i Mexicogolfen har Statoil lagt grunnlaget for et nytt internasjonalt vekstområde. Posisjonen gir mulighet til å utnytte selskapets kompetanse innenfor leting, reservoarstyring og undervannsteknologi. Statoil inngikk i 2005 også en avtale med ExxonMobil om letevirksomhet i Mexicogolfen som styrket posisjonen i Mexicogolfen ytterligere.

Statoils forslag til mulige utbyggingsløsninger av Shtokmanfeltet i Barentshavet ble levert Gazprom i april. Statoil er en av fem søkere som ble invitert til å delta videre i tildelingsprosessen for Shtokman.

Det ble i 2005 åpnet nye kontorer i USA, Qatar, Jordan og Libya.

Naturgass: Rekordhøyt gassalg til høye priser

Naturgass er i øyeblikket den raskest voksende energibæreren i verden, og markedsutsiktene i Europa og USA er gode. Statoil har som ambisjon å doble egenproduksjonen av naturgass til 50 milliarder kubikkmeter innen 2015. Det vil kreve nye prosjekter på norsk sokkel, tilgang til internasjonale gassressurser, og videreutvikling av selskapets markedsposisjoner.

Resultat før finans, skatt og

Finn Hvistendahl (64)
I styret siden april 1999, leder av styrets revisjonskomite.
Yrke: Rådgiver, forretningsutvikling.
Utdanning og yrkesbakgrunn: Sivilingeniør. Har vært økonomidirektør og administrerende direktør i Norsk Hydro og konsernsjef i Den Norske Bank.
Andre verv: Styreleder i Kredittilsynet.
Antall aksjer i Statoil: 2 947

minoritetsinteresser var 5,9 milliarder kroner, en reduksjon på 0,9 milliarder kroner fra 2004. Nedgangen skyldes hovedsakelig høyere internpris på gass fra norsk sokkel.

Forretningsområdet har aldri solgt mer gass enn i fjor. Det totale gassalget økte til 27,3 milliarder kubikkmeter mot 25,0 milliarder kubikkmeter i 2004. Av det totale gassalget i 2005 var 24,6 milliarder kubikkmeter egen gass.

Det er inngått nye gassalgskontrakter med Scottish Power, nederlandske NUON og norske Statkraft. Statoil har forlenget gassalgsavtalen med tyske Verbundnetz Gas med seks år.

Statoil har inngått en 20-årsavtale knyttet til utvidelse av mottaksterminalen for LNG ved Cove Point i USA. Gjennomføring av avtalen vil øke Statoils årlige forsyningskapasitet fra 2,4 til over 10 milliarder kubikkmeter. Det pågår arbeid med nødvendig myndighetsgodkjenning for utvidelsen, samt etablering av forsyningskjede for økt LNG-eksport til USA. Terminalposisjonen på Cove Point har betydelig strategisk verdi for Statoil.

En forutsetning for å realisere Statoils gassambisjon er å sikre tilstrekkelig kapasitet for behandling og transport av gass. Gassbehandlingsanlegget på Kårstø ble i 2005 utvidet med 20 prosent for å ta imot ny gass fra Kristin-feltet. Prosjektet ble levert til en kostnad som er 1,6 milliarder kroner lavere enn opprinnelig kostnadsestimat.

Foredling og markedsføring: God drift og høye raffineringsmarginer

Foredling og markedsføring skal hente størst mulige verdier ut av selskapets samlede tilgang på råoljer, våtgass og raffinerte produkter. Integrasjon, varemerkebygging og aktiv utnyttelse av lønnsomme synergi- og vekstmuligheter skal bidra til økt verdiskaping.

Forretningsområdet leverte i 2005 sitt beste årsresultat noensinne. Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var 7,6 milliarder kroner i 2005 mot 3,9 milliarder kroner i 2004. Hovedårsakene til økningen er vesentlig høyere raffineringsmarginer i Europa, høy regularitet for raffineringsvirksomheten, og salget av andelen i Borealis.

Økt press på drivstoffmarginer og høye oljepriser har preget detaljhandelsvirksomheten i 2005. Styret legger stor vekt på det pågående forbedringsprogrammet for å innfri lønnsomhetsmålet for 2007.

Statoil solgte 13. oktober 2005 sin 50 prosents eierandel i petrokjemiselskapet Borealis for 7,8 milliarder kroner. Salget ble gjennomført som et ledd i arbeidet med å styrke selskapets kjernevirksomhet.

Statoils resultat fra Borealis før finans, skatt og minoritetsinteresser frem til salgstidspunktet var 2,2 milliarder kroner, mot 0,8 milliarder kroner i 2004. 1,5 milliarder kroner av dette var en skattefri gevinst ved salg av eierandelen. Inngåtte avtaler om råstoffleveranser til Borealis videreføres.

Statoil ble ved inngangen til 2006 gitt konsesjon til bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden. Statoil vil evaluere prosjektet nøye i lys av endelige myndighetsvilkår og lønnsomhet.

Teknologi og prosjekter: Nye prosjekter med banebrytende teknologi

Forretningsområdets viktigste strategiske oppgave er å videreutvikle Statoil som en effektiv industriell aktør og prosjektutvikler med førsteklasses teknologi og kompetanse.

Statoil har gjennom mange år løst store og kompliserte utbyggingsoppgaver som har bidratt til høy verdiskaping. Kravene til effektiv prosjektgjennomføring skjerpes imidlertid kontinuerlig, og styret legger stor vekt på kontinuerlig forbedring på dette området.

Ny teknologi har skapt betydelige tilleggsverdier for Statoil. Banebrytende teknologi lå til grunn for utbyggingsbeslutningen for to nye Statoil-opererte prosjekter: Prosjektet for økt oljeutvinning på Tordis-feltet (Tordis IOR) utvikler teknologi som vil

Grace Reksten Skaugen (52)
I styret siden juni 2002.
Yrke: Selvstendig næringsdrivende.
Utdanning og yrkesbakgrunn: Doktorgrad i laserfysikk fra Imperial College, London, MBA fra Handelshøyskolen BI. Director Enskilda Securities, Oslo, Corporate Finance. Rådgiver for Aircontactgruppen, Oslo og Fearnley Finans Ltd, London. Forsker innenfor mikroelektronikk ved University of Columbia i New York.
Andre verv: Styreleder i Entra Eiendom, Nestleder i Opera Software. Styremedlem i Tandberg , Storebrand, Atlas Copco AB og Berg-Hansen Holding.
Antall aksjer i Statoil: 0

gjøre feltet til verdens første med undervannsprosessering av vann, sand og olje. Tyrihans-feltet vil bli den første havbunnsutbyggingen der havbunnspumper injiserer ubehandlet sjøvann inn i reservoaret for å øke produksjonen. Teknologiløsningene i disse prosjektene kan gi Statoil konkurransefortrinn både på norsk sokkel og internasjonalt.

I 2005 overtok Teknologi og prosjekter det formelle ansvaret for å ferdigstille det krevende Snøhvit-prosjektet. På norsk sokkel har forretningsområdet bidratt vesentlig til den positive utviklingen innenfor reserveerstatning og økt oljeutvinning. Forretningsområdet har også levert avgjørende bidrag til selskapets internasjonale forretningsutvikling.

Konsernets økonomiske utvikling

Statoil hadde samlede driftsinntekter på 393,3 milliarder kroner i 2005, mot 306,2 milliarder kroner i 2004.

Statoilkonsernets resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var på 95,1 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 65,1 milliarder kroner året før.

Årsoverskuddet ble 30,7 milliarder kroner, som var 5,8 milliarder kroner høyere enn året før. Det ble i 2005 oppnådd et resultat per aksje på 14,19 kroner, mot 11,50 kroner i 2004.

Kontantstrøm fra driften var 56,3 milliarder kroner i 2005, opp fra 38,8 milliarder kroner i 2004. Hovedårsaken til økningen er høyere priser og marginer. Kontantstrøm benyttet til investeringer var 37,7 milliarder kroner i 2005, mot 32,0 milliarder året før.

Konsernets samlede rentebærende gjeld utgjorde 34,2 milliarder kroner ved utgangen av 2005, mot 36,2 milliarder kroner året før. Konsernets gjeldsgrad, definert som netto rentebærende gjeld i forhold til sysselsatt kapital, var på 15,3 prosent per 31. desember 2005, mot 19,0 prosent på samme tidspunkt i 2004.

Samlede bankinnskudd og andre likvide verdipapirer utgjorde 13,9 milliarder kroner ved utgangen av 2005 mot 16,6 milliarder kroner i 2004.

Statoil benytter avledede finansielle instrumenter, såkalte derivater, for å styre risiko som følger av 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.

Selskapet 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 bruker også derivater for å etablere posisjoner basert på markedsforventninger, men denne virksomheten har ingen vesentlige effekter for konsernregnskapet.

Rente- og valutarisiko utgjør en betydelig finansiell risiko for Statoilkonsernet. Den samlede eksponeringen styres på porteføljenivå i samsvar med strategiene og fullmaktene i det konsernomfattende risikostyringsprogrammet, og overvåkes av konsernets risikokomité. 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 26 i NGAAP-regnskapet viser forskjellen mellom de to konsernregnskapene.

Styret bekrefter at grunnlaget for videre drift er til stede, jfr. regnskapslovens paragraf 3-3 a. Årsregnskapet for 2005 er utarbeidet under forutsetning av fortsatt drift.

Ingrid Wiik (61)
I styret siden juni 2005.
Yrke: Konsernsjef i Alpharma Inc, New York.
Utdanning og yrkesbakgrunn: Cand. pharm. Universitetet i Oslo M. Sc (Biopharmacy), University of London, Master of Business Administration (MBA), BI
Ulike lederfunksjoner i Nygaard & Co (nå Amersham/Nycomed), Apothekernes Laboratorium/Alpharma.
Andre verv: Styremedlem i Alpharma, Coloplast og Norske Skog.
Antall aksjer i Statoil: 500

I henhold til norske regnskapsprinsipper ble årsresultatet for morselskapet Statoil ASA på 32,0 milliarder kroner.

2005 var preget av særlig gunstige markedsforhold og gode økonomiske resultater.

Styret legger til grunn at dette gir rom for et ekstraordinært engangsutbytte på 4,60 kroner per aksje. Med et ordinært utbytte på 3,60 kroner per aksje, vil styret derfor foreslå et samlet utbytte på 8,20 kroner per aksje for generalforsamlingen.

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

Avsatt til utbytte	17 756
Avsatt til annen egenkapital	6 786
Avsatt til fond for vurderingsforskjeller	7 467
Sum disponert	32 009

Selskapets frie egenkapital etter disponeringer utgjør 63,2 milliarder kroner.

Eierstyring og selskapsledelse

God eierstyring og selskapsledelse er styrets viktigste redskap for å sikre at Statoils ressurser forvaltes på en optimal måte og bidrar til best mulig verdiskaping for selskapets eiere. Styret skal påse at Statoil til enhver tid har gode systemer for internkontroll og risikostyring. Dette gjør virksomheten mer robust og reduserer usikkerhet rundt selskapets disposisjoner.

Statoils styre foretok i 2005 en grundig vurdering av den norske anbefalingen for eierstyring og selskapsledelse, og slutter seg til anbefalingen i sin helhet.

I Statoil baseres eierstyring og selskapsledelse på åpenhet og likebehandling av selskapets aksjonærer og utøves gjennom selskapets styre, bedriftsforsamling og generalforsamling. Statoils styre har i tillegg etablert en egen revisjonskomité og en kompensasjonskomité.

Det er foretatt tre endringer blant de aksjonærvalgte styrerepresentantene i 2005: Eli Sætersmoen trådte ut av styret med virkning fra 22. juni 2005. Fra samme dato tiltrådte Ingrid Wiik og Lars Thunell som nye styremedlemmer. Thunell trådte ut av styret 31. desember 2005, da ny stilling i Verdensbanksystemet ikke tillot fortsatt deltagelse i Statoils styre.

I 2005 har det vært avholdt 16 møter i Statoils styre. Av saker som er viet særlig oppmerksomhet, finner styret grunn til å fremheve følgende:

- Arbeidet med helse, miljø og sikkerhet
- Løpende oppfølging av konsernets drift og økonomiske utvikling
- Strategier og planer for forretningsutvikling på norsk sokkel og internasjonalt
- Fremdrift og kostnadsutvikling på viktige utbyggingsprosjekter

Styret har fulgt opp selskapets arbeid med å bringe interne kontrollsystemer i tråd med regelverket i seksjon 404 i Sarbanes-Oxley Act (SOX404). Dette arbeidet vil bidra til å sikre og dokumentere kvaliteten i selskapets internkontroll tilknyttet finansiell rapportering.

Styremedlemmene har en bred og variert erfarings- og kompetansebakgrunn som gir et godt grunnlag for styrets arbeid. Styret har i 2005 gjennomført en egenevaluering av sin arbeidsform.

Ingen av styrets medlemmer har i 2005 vært delaktig i transaksjoner av en vesentlighetsgrad som har gjort det nødvendig med verdivurderinger av en uavhengig tredjepart.

Styrets revisjonskomité fungerer som forberedende organ for styret i regnskaps- og revisjonssaker. Komiteens medlemmer per 31. desember 2005 var Finn A. Hvistendahl (leder), Morten Svaan, Ingrid Wiik og Knut Åm. De to sistnevnte kom inn som nye medlemmer i oktober 2005. I tråd med amerikanske lovkrav har styret vurdert Finn A. Hvistendahl som regnskapsekspert slik U.S. Securities and Exchange Commision (SEC) definerer begrepet.

Revisjonskomiteen har i 2005

Stein Bredal (55)
I styret siden april 2000. Representant for de ansatte.
Yrke: Materialforvalter
Utdanning og yrkesbakgrunn: Økonomisk gymnas. Har arbeidet på installasjoner i Nordsjøen siden 1976, og har vært konserntillitsvalgt de siste syv år.
Andre verv: Leder for Yrkesorganisasjonenes Sentralforbund (YS) i Statoil.
Antall aksjer i Statoil: 352

avholdt åtte møter, med særlig oppmerksomhet rundt:

- løpende regnskapsoppfølging
- fremdrift i implementeringen av SOX404
- kommunikasjon med eksternrevisor
- konsernrevisjonens uavhengighet
- konsernets arbeid med sikring og risikostyring

I henhold til instruks fastsatt av styret, skal kompensasjonskomiteen bistå i styrets arbeid med ansettelsesvilkår for Statoils konsernsjef, samt med prinsipper og strategi for belønning av selskapets sentrale ledere. Komiteens medlemmer per 31. desember 2005 var Jannik Lindbæk (leder), Grace R. Skaugen og Knut Åm. Komitéen har avholdt seks møter i 2005.

En sunn driftsfilosofi

Statoil arbeider målrettet mot ambisjonen om null skader på mennesker og miljø. Dessverre mistet to personer livet under arbeid for to av Statoils leverandører i 2005, henholdsvis ved arbeidsulykker på Kristin-plattformen og ombord på et tankskip som lå til kai på Mongstad.

Både Statoils og Petroleumstilsynets granskninger av gasslekkasjen på Snorre A- plattformen i november 2004 avdekket flere kritikkverdige forhold, blant annet en rekke avvik fra gjeldende regelverk. Statoil vedtok boten på 80 millioner kroner.

Hendelsen på Snorre A hadde stort skadepotensial. Gasslekkasjen på Snorre A, sammen med andre mindre alvorlige hendelser i 2005, er påminnelser om viktigheten av sikkerhetsarbeidet. Det skal aldri herske noen tvil om Statoils forpliktelse for sikker drift.

Statoils sikkerhetsindikatorer har forbedret seg ytterligere i 2005. Personskadefrekvensen for 2005 er forbedret fra 5,9 til 5,1 i forhold til 2004, mens alvorlig hendelsesfrekvens er redusert fra 3,2 til 2,3. Det er grunn til å tro at konsernets systematiske arbeid for bedring av atferd og holdninger i hele organisasjonen er en medvirkende årsak. Ved utgangen av 2005 var det i regi av «Kollegaprogrammet for bedre sikkerhet» avholdt 95 samlinger for mer enn 22 000 egne ansatte og leverandøransatte. Kollegaprogrammet skal videreføres og styret legger vekt på at forbedringsarbeidet videreføres med uforminsket styrke.

Sykefraværet gikk opp fra 3,2 prosent i 2004 til 3,5 prosent i 2005. Styret vil følge utviklingen på dette området nøye.

Miljøtiltak

Statoil arbeider kontinuerlig for å begrense utslipp av klimagasser. Samlede utslipp av CO2 fra Statoil-opererte anlegg var 10,3 millioner tonn i 2005, mot 9,8 millioner tonn i 2004. Økningen skyldes i hovedsak økt produksjon ved Statoils raffinerier, og økt produksjon av gass, som er mer energikrevende enn oljeproduksjon.

Statoil har lenge vært en pionér innenfor fangst og lagring av CO2. Selskapet opererer i dag, alene eller sammen med andre, tre av verdens fire store prosjekter på dette området: Sleipner, Snøhvit og In Salah i Algerie. Styret legger til grunn at etablering av levedyktige CO2-kjeder på norsk sokkel forutsetter en klar industriell forankring og et betydelig økonomisk engasjement fra myndighetene. I Norge har Statoil også tatt til orde for å erstatte dagens avgiftssystem for CO2 med en modell der offshoreaktiviteten tas inn i kvotehandelssystemet.

Statoils virksomhet er innrettet etter prinsippet om null skade på miljøet. Styret legger stor vekt på å finne industrielle løsninger som ivaretar det ytre miljø og sikrer sameksistens mellom viktige næringer.

Norske miljømyndigheter har satt krav om null skadelige utslipp til sjø innen utgangen av 2005. De aller fleste av Statoils felter på norsk sokkel har gjennomført nullutslippstiltak innen tidsfristen. På enkelte felter har det vært nødvendig å videreføre arbeidet inn i 2006.

Mennesker, selskap og samfunn

Statoils virksomhet styres etter tre

Lill-Heidi Bakkerud (42)
I styret siden juni 2004 og i perioden 1998 til 2002 .
Representant for de ansatte.
Yrke: Prosesstekniker.
Utdanning og yrkesbakgrunn: Fagarbeider prosess/kjemi med praksis fra petrokjemisk industri og olje- og gassproduksjon.
Andre verv: Heltids tillitsvalgt for Norsk olje- og petrokjemisk fagforbund (NOPEF). Styremedlem NOPEF og medlem i Landsorganisasjonens representantskap.
Antall aksjer i Statoil: 165

resultatdimensjoner: Den økonomiske, den miljømessige og den samfunnsmessige. Styret legger vekt på at det skal være en god balanse mellom de ulike dimensjonene i Statoils styringsmodell.

Statoil arbeider målrettet for å utvikle en sunn prestasjonskultur forankret i klare verdier og etiske prinsipper. En verdifundert prestasjonskultur er avgjørende for et selskaps evne til langsiktig verdiskaping. Det arbeides systematisk med dette i alle deler av organisasjonen.

Alle enheter i Statoil ASA har gjennomgått opplæring i etikk og samfunnsansvar. Statoil gjennomfører nå et eget program om korrupsjonsbekjempelse for konsernets 300 øverste ledere. Selskapets etiske regelverk er videreutviklet og gjort kjent for alle ansatte.

Statoil er en kompetansebedrift der 55 prosent av de ansatte har høyskole- eller universitetsutdanning. De neste årene vil mange høyt kvalifiserte medarbeidere gå av med pensjon. Det er derfor viktig for konsernet å videreutvikle og erstatte kompetanse i stadig hardere konkurranse om kunnskapsressursene.

Statoil ser en egenverdi i en variert medarbeiderstab med hensyn til kjønn, alder og kulturell bakgrunn. Ansatte i Statoil ASA belønnes i forhold til stilling, kompetanse, resultater og atferd.

Mer enn 27 prosent av de ansatte i Statoil ASA er kvinner, og likestillingsarbeidet er en prioritert oppgave for selskapet. I dag er 25 prosent av selskapets ledere kvinner, noe som er en svak nedgang fra året før. Andelen kvinner blant ledere under 45 år er 34 prosent. Kvinneandelen i Statoils lederutviklingsprogrammer har de siste årene ligget stabilt rundt 30 prosent. Statoil har lenge satset på å rekruttere kvinnelige fagarbeidere. I 2005 var 20 prosent av våre fagarbeidere kvinner, mot 18 prosent året før. Blant overingeniørene er 22 prosent kvinner.

Ansatte i Statoil ASA belønnes i forhold til stilling, kompetanse, resultater og atferd. Prinsippet om lik lønn for arbeid av lik verdi ivaretas gjennom den årlige individuelle lønnsjusteringen.

Statoil har gjennom mange år jobbet systematisk med bedrifters samfunnsansvar.

For andre år på rad ble Statoil i 2005 rangert som beste olje- og gasselskap i verden på Dow Jones' bærekraftindeks. Det ble også etablert en ny og helhetlig strategi for konsernets arbeid med samfunnsansvar. Strategien vektlegger tre satsingsområder: Åpenhet om økonomiske transaksjoner, menneskerettigheter og arbeidstakerrettigheter samt lokale ringvirkninger. Dette er områder der Statoil kan yte positive bidrag til utvikling i vertslandet. I 2005 økte Statoils sosiale investeringer med mer enn 50 prosent, til 10 millioner US dollar. Dette er midler som kan ha stor innvirkning på tilværelsen til enkeltmennesker og lokalsamfunn.

Det er styrets overbevisning at gode resultater langs alle tre resultatdimensjonene over tid vil bygge et robust omdømme og bidra til at Statoil får tilgang til nye ressurser og muligheter.

Konsernets videreutvikling

Statoils industrielle plattform er sterkere enn noensinne, og selskapet kan bygge videre på en klar strategi, et sterkt finansielt fundament, solide markedsposisjoner og en dyktig organisasjon.

Det er styrets mål at Statoils eiere skal sikres best mulig avkastning på sine eierandeler i selskapet. Arbeidet med forbedring og effektivisering skal fortsatt stå høyt på styrets agenda. Dette er nødvendig for å møte skjerpet internasjonal konkurranse.

Det viktigste bidraget til å opprettholde konkurransekraft er evnen til stadig forbedring. Frem mot 2007 skal forbedringsarbeidet gi vesentlige bidrag til virksomheten. I tillegg til produksjonsmålene har Statoil hevet ambisjonene for letevirksomheten, gass- og nedstrømsaktiviteten.

Statoils operasjonelle og

Morten Svaan (49)
I styret siden juni 2004. Representant for de ansatte.
Yrke: Prosjektleder HMS.
Utdanning og yrkesbakgrunn: Dr.ing. i kjemi fra Norges Tekniske Høyskole og bedriftsøkonom BI.
Har arbeidet i Statoil i Foredling og markedsføring, Petrokjemi og Forskning og utvikling.
Andre verv: Har vært hovedtillitsvalgt for NIF/Tekna i perioden 1999-2003.
Antall aksjer i Statoil: 469

finansielle målsetninger for 2007 ligger fast. Siden 2004, da 2007-målene ble satt, er imidlertid rammeforutsetningene vesentlig endret. PSA-effekter, og i noen grad også økt leteaktivitet og økte investeringer, har satt Statoils mål for 2007 under press. Gitt de forutsetninger for normalisering som ble fastsatt i 2004, er det sannsynlig at Statoil kommer under det normaliserte avkastningsmålet på 13 prosent i 2007. Selskapet vil justere for PSA-effekter i rapporteringen av produksjon og produksjonsenhetskostnader mot 2007.

Statoils strategi skal bidra til å realisere langsiktig, lønnsom vekst og det arbeides kontinuerlig med å videreutvikle selskapet. Statoil har en klar strategi og offensive planer for å opprettholde et høyt produksjonsnivå på norsk sokkel. Selskapet satser målrettet for å skaffe seg og videreutvikle nye posisjoner som sikrer internasjonal produksjonsvekst også etter 2007. Kombinasjonen av Statoils bakgrunn som nasjonalt oljeselskap, industrierfaring og teknologikompetanse er særegen, og representerer etter styrets oppfatning et konkurransefortrinn som har gitt, og fortsatt bør kunne gi interessante internasjonale posisjoner.

Statoil vil ta i bruk tilgjengelige virkemidler for å sikre fremtidig vekst innenfor rammen av streng kapitaldisiplin. Videreutviklingen av selskapet skal fortsatt ha utgangspunkt i organiske tiltak. Leteaktiviteten er trappet betydelig opp både på norsk sokkel og internasjonalt. Uorganiske vekttiltak vil også bli vurdert såfremt de understøtter Statoils strategi, og skaper langsiktig merverdi for selskapets aksjonærer.

Styret legger stor vekt på arbeidet med å videreutvikle Statoils organisasjon og lederskap for å møte økt konkurranse. Sammen med en offensiv strategi og de resultatene Statoil har oppnådd i 2005, danner dette et godt utgangspunkt for å utvikle konsernet videre.

Stavanger, 9. mars 2006

I STYRET FOR STATOIL ASA

JANNIK LINDBÆK
STYRELEDER

STEIN BREDAL

LILL-HEIDI BAKKERUD

MORTEN SVAAN

KACI KULLMANN FIVE

FINN A. HVISTENDAHL

GRACE R. SKAUGEN

INGRID WIIK

KNUT ÅM

HELGE LUND
KONSERNSJEF

Konsernledelsen

Helge Lund (43)
Konsernsjef

Konsernsjef siden august 2004.
Utdanning og yrkesbakgrunn: Siviløkonom fra Norges Handelshøyskole i Bergen og Master of Business Administration (MBA) fra INSEAD i Frankrike.
Kom til Statoil fra stillingen som konsernsjef i Aker Kværner ASA, og hadde sentrale leder-stillinger i Aker RGI-systemet fra 1999. Har vært politisk rådgiver for Høyres stortings-gruppe, konsulent i McKinsey & Co og viseadministrerende direktør for Nycomed Pharma AS.
Verv: Ingen eksterne verv. Antall aksjer i Statoil: 3256

Terje Overvik (54)
Konserndirektør, Undersøkelse og produksjon Norge

I konsernledelsen siden august 2002.
Konserndirektør Teknologi fra august 2002 til august 2004. I nåværende stilling siden august 2004.
Utdanning og yrkesbakgrunn: Dr. ing. fra NTNU i Trondheim.
Har hatt en rekke sentrale stillinger i forretningsområdet Undersøkelse og produksjon Norge, bl.a. produksjonsdirektør for Statfjord-feltet.
Verv: Styreformann i Institutt for energiteknikk. Antall aksjer i Statoil: 1217

Peter Mellbye (56)
Konserndirektør, Internasjonal undersøkelse og produksjon

I konsernledelsen siden mars 1992.
Konserndirektør Naturgass fra mars 1992 til august 2004. I nåværende stilling siden september 2004.
Utdanning og yrkesbakgrunn: Cand. polit. fra Universitetet i Oslo.
Ansatt i Handelsdepartementet og Norges Eksportråd før han begynte i Statoil i 1982.
Verv: Styremedlem i Energy Policy Foundation of Norway
Antall aksjer i Statoil: 3250

Rune Bjørnson (47)
Konserndirektør, Naturgass

I konsernledelsen siden september 2004
Utdanning og yrkesbakgrunn: Cand. polit fra Universitetet i Bergen.
Ansatt i Statoil siden 1985. Har hatt ulike lederstillinger i forretningsområdet Naturgass og i perioden 2001-2003 vært direktør i Statoil UK.
Verv: Ingen eksterne verv.
Antall aksjer i Statoil: 297

Jon Arnt Jacobsen (48)
Konserndirektør, Foredling og markedsføring

I konsernledelsen siden september 2004.
Utdanning og yrkesbakgrunn: Siviløkonom fra handelshøyskolen BI i Oslo, og Master of Business Administration (MBA) fra University of Wisconsin.
Finansdirektør i Statoil fra1998 til 2004. Har vært banksjef og leder for DnBs avdeling i Singapore.
Verv: Ingen eksterne verv. Antall aksjer i Statoil: 1707

Margareth Øvrum (47)
Konserndirektør, Teknologi og prosjekter

I konsernledelsen siden september 2004.
Konserndirektør Helse, miljø og sikkerhet fra september 2004 til april 2005. I nåværende stilling siden april 2005. Utdanning og yrkesbakgrunn: Sivilingeniør fra NTNU i Trondheim, med spesialisering i teknisk fysikk. Har hatt sentrale lederstillinger i Statoil. Var selskapets første kvinnelige plattformsjef, på Gullfaksfeltet. Har vært produksjonsdirektør for Veslefrikk og direktør for Driftsstøtte norsk sokkel. Verv: Styremedlem i Elkem og medlem av representantskapet i Storebrand ASA. Antall aksjer i Statoil: 2875

Nina Udnes Tronstad (47)
Konserndirektør, Helse, miljø og sikkerhet

I konsernledelsen siden april 2005.
Utdanning og yrkesbakgrunn: Sivilingeniør fra NTNU i Trondheim, med spesialisering i kjemi.
Ansatt i Statoil i 1983. Har hatt lederstillinger i konsernet og i datterselskapene i Danmark og Sverige. Har vært IT-direktør og produksjonsdirektør for Kristin-feltet.
Verv: Styremedlem i Strømme ASA.
Antall aksjer i Statoil: 832

Eldar Sætre (50)
Konserndirektør, Økonomi og finans

I konsernledelsen siden oktober 2003.
Utdanning og yrkesbakgrunn: Siviløkonom fra Norges Handelshøyskole i Bergen.
Ansatt i Statoil i 1980. Har hatt flere lederstillinger i konsernet innenfor økonomi og finans.
Verv: Ingen eksterne verv.
Antall aksjer ni Statoil: 1478

Jens R. Jenssen (52)
Konserndirektør, Personal og organisasjon

I konsernledelsen siden oktober 2004.
Utdanning og yrkesbakgrunn: Cand. psycol. fra Universitetet i Oslo.
Har hatt en rekke lederstillinger innen personal og organisasjon i Aker-konsernet og har arbeidet innenfor samme fagfelt i Det Norske Veritas. Har vært frittstående rådgiver innenfor ledelse, organisasjonsutvikling og bedriftskultur.
Verv: Ingen eksterne verv. Antall aksjer i Statoil: 500

Reidar Gjærum (45)
Konserndirektør, Kommunikasjon

I konsernledelsen siden mai 2005.
Utdanning og yrkesbakgrunn: Kom til Statoil fra stilling som konserndirektør for kommunikasjon og markedsføring i EDB Business Partner ASA. Har bakgrunn fra journalistikk og ulike politiske rådgiverstillinger. Har vært informasjonsdirektør i Næringslivets Hovedorganisasjon, direktør for ekstern kommunikasjon i Telenor og daglig leder av konsulentselskapet JKL AS (kommunikasjon).
Verv: Ingen eksterne verv. Antall aksjer i Statoil: 1397

Eierstyring og selskapsledelse

Statoils mål er å skape verdier for eierne gjennom lønnsom drift og bærekraftig forretningsutvikling. Det forutsetter en effektiv organisasjonsstruktur og gode systemer for internkontroll og risikohåndtering.

Eierstyring og selskapsledelse (Corporate Governance) er et samlebegrep for de retningslinjer og styringsprinsipper som klargjør rollefordelingen mellom eiere, styret og ledelsen. Det innbefatter blant annet aksjonærrettigheter, styrets uavhengighet, insentivsystemer for ledende ansatte og organisering av revisjonsprosessen. Formålet med slike retningslinjer er å sikre effektiv og sikker bruk av selskapets ressurser og gi størst mulig verdiskaping til beste for selskapets eiere, ansatte og de samfunn selskapet er integrert i.

Redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse

Statoilaksjen er notert ved Oslo Børs og New York Stock Exchange (NYSE). Selskapet er således underlagt både norsk og amerikansk regelverk.

Selskapet tilstreber å etterleve alle krav som følger av å være notert ved de to børsene. Prinsippene som legges til grunn for selskapets eierstyring og selskapsledelse tar utgangspunkt i «Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse», og søker samtidig å imøtekomme forventninger som følger av at selskapet er i det internasjonale kapitalmarkedet.

I henhold til NYSE's regelverk, er vi pålagt å redegjøre for hva som skiller vår praksis innen eierstyring og selskapsledelse fra de standarder som gjelder for amerikanske selskaper som er notert på NYSE. Forskjellene dreier seg i hovedsak om definisjon av uavhengighet, og hvilken beslutningsmyndighet som ligger hos styret. En detaljert redegjørelse for disse forskjellene gis på vårt nettsted om eierstyring www.statoil.com/cg

Den norske anbefalingen for eierstyring og selskapsledelse omfatter 14 hovedpunkter. Selskapets styre har i 2005 foretatt en grundig gjennomgang av samtlige punkter og legger disse til grunn for den påfølgende redegjørelsen.

Virksomhet

Vedtektene og den norske allmennaksjeloven danner den selskapsrettslige ramme om Statoils virksomhet. Vedtektene beskriver virksomhetens formål, samt bestemmelser om generalforsamling, styre og bedriftsforsamling.

Selskapets virksomhet er delt inn i fem forretningsområder. Konsernets strategi og mål er beskrevet i et eget kapittel på side 4.

Selskapskapital og utbytte

Egenkapital

Konsernets bokførte egenkapital per 31. desember 2005 var på 106,6 milliarder kroner, hvilket utgjorde 36,9 prosent av totalkapitalen. Styret anser dette som tilfredsstillende gitt selskapets behov for soliditet i lys av uttalte mål, strategi og risikoprofil.

Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse

Norsk utvalg for eierstyring og selskapsledelse (NUES) står bak den norske anbefalingen som norske børsnoterte selskap forventes å redegjøre for etter «følg eller forklar» prinsippet. Organisasjonene bak anbefalingen innbefatter: Aksjonærforeningen i Norge, Den norske Revisorforening, Eierforum, Finansnæringens Hovedorganisasjon, Norske Finansanalytikeres Forening, Norske Pensjonskassers Forening, Næringslivets Hovedorganisasjon, Oslo Børs og Verdipapirfondenes Forening. Den norske stat har deltatt i utarbeidelsen av anbefalingen gjennom Nærings- og handelsdepartementets medlemskap i Eierforum.
Utvalgets nettsider: http://www.nues.no/

Utbyttepolitikk

Statoils målsetting er å gi selskapets aksjonærer en konkurransedyktig avkastning på investert kapital over tid. Avkastningen skal oppnås gjennom en kombinasjon av verdistigning på aksjen og utbytte. I forkant av Statoils børsnotering i 2001 ble følgende utbyttepolitikk vedtatt:

«Styret har til hensikt å forslå et årlig utbytte i størrelsesorden 45-50 prosent av konsernets årsoverskudd i henhold til USGAAP. I et enkelt år kan hensynet til å bevare selskapets finansielle handlefrihet medføre at utbyttet utgjør en høyere eller lavere andel av årsoverskuddet enn 45 til 50 prosent. Et eventuelt avvik vil være basert på en vurdering av olje- og gassprisenes sykliske karakter, selskapets kontantstrøm, finansieringsbehov og investeringsplaner.»

I kommunikasjon med markedet har Statoil også vektlagt selskapets ambisjon om å betale et økende ordinært utbytte.

Kapitalforhøyelse

Det foreligger ikke emisjonsfullmakter gitt til styret. Den norske stat eier 70,9 prosent av antall utestående aksjer.

Kjøp av egne aksjer

Styret i Statoil fikk på ordinær generalforsamling den 11. mai 2005 fullmakt til å erverve egne aksjer for gjennomføring av aksjespareprogram for ansatte. Fullmakten kan benyttes til å erverve egne aksjer med en samlet pålydende verdi på inntil NOK 10 000 000. Statoil eier per 31. desember 2005 totalt 766 327 aksjer under aksjespareprogrammet.

Likebehandling av aksjeeiere og transaksjoner med nærstående

Aksjeklasse

Statoil har en aksjeklasse og hver aksje gir en stemme på generalforsamlingen. Vedtektene inneholder ingen begrensninger i forhold til stemmerett.

Kjøp av egne aksjer

Tilbakekjøp av egne aksjer som anvendes til aksjespareprogrammet gjennomføres via Oslo Børs.

Transaksjoner med nærstående

Styremedlemmer, ledende ansatte og nærstående som ønsker å foreta kjøp og salg av Statoilaksjer er pålagt å klarere transaksjonen med selskapet i forkant.

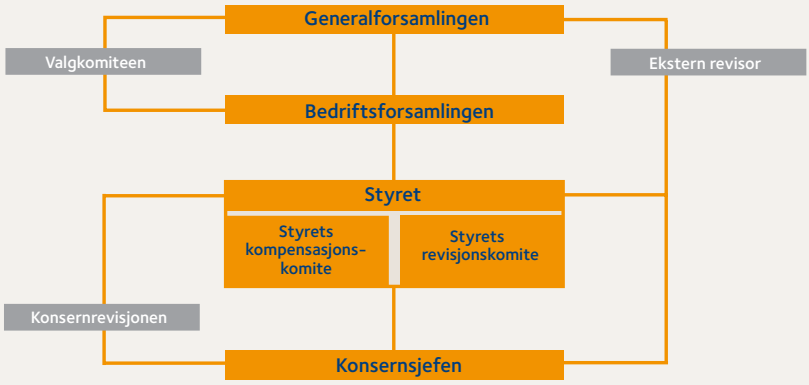
Selskapets etiske retningslinjer fastslår at ingen som opptrer på vegne av Statoil har anledning til å arbeide eller befatte seg med en sak der en selv, eller en nærstående, har noen direkte eller indirekte økonomiske interesser.

I henhold til selskapets vedtekter er det Statoils oppgave å avsette statens olje og naturgass sammen med vår egen. Den norske stat har en felles eierskapsstrategi for å maksimere den samlede verdien av sine eierinteresser i Statoil og sine egne olje- og gassinteresser. Denne er nedfelt i en eierinstruks, vedtatt av Statoils generalforsamling, som pålegger oss i vår virksomhet på den norske kontinentalsokkel å legge vekt på disse samlede eierinteressene ved beslutninger som kan ha betydning for gjennomføringen av avsetningsordningen. Statsaksjeselskapet Petoro AS ivaretar de forretningsmessige forhold knyttet til den norske stats direkte engasjement i petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel og virksomhet i tilknytning til dette.

Fri omsettelighet

Statoilaksjen er notert på Oslo Børs og tilknyttede depotbevis (ADR) er notert på New York Stock Exchange. Aksjen er fritt omsettelig.

Styrende organ i Statoil



Generalforsamling

Generalforsamlingen er selskapets øverste organ.

Statoils vedtekter og norsk allmennaksjelov fastsetter generalforsamlingens rolle og mandat.

Ordinær generalforsamling skal avholdes innen utgangen av juni hvert år. De siste årene, har Statoils generalforsamling vært avholdt i første halvdel av mai.

Innkalling og saksdokumenter til generalforsamlingen sendes ut sammen med årsrapporten i månedsskiftet mars/april. Dokumentasjon fra avholdte generalforsamlinger finnes på selskapets internettsider.

Alle aksjonærer som er registrert i verdipapirsystemet (VPS) mottar innkalling til generalforsamlingen, og har rett til å fremme forslag og avgi sin stemme direkte, eller gjennom fullmektig. Påmeldingsfristen er maks fem virkedager før generalforsamlingen.

Møteleder av generalforsamlingen vil normalt være bedriftsforsamlingens leder. Dersom det skulle være uenighet rundt enkeltsaker hvor leder av bedriftsforsamlingen tilhører en av fraksjonene, eller av andre grunner ikke regnes som upartisk, vil en annen møteleder utpekes for å sikre uavhengighet til sakene som behandles.

Gitt det store antall aksjonærer og deres geografiske spredning vil det være begrenset hvor mange som har anledning til å delta på generalforsamlingen ved personlig frammøte. Statoil tilbyr derfor elektronisk overføring av lyd og bilde fra generalforsamlingen. Fra og med 2006 vil generalforsamlingen også simultanoversettes til engelsk.

Statoil vil introdusere elektronisk stemmegivning på sine generalforsamlinger så snart norsk lovgivning åpner for dette.

Ekstraordinær generalforsamling

I henhold til norsk lov kan revisor eller aksjeeiere som representerer minst 5 prosent av aksjekapitalen, be om at det avholdes ekstraordinær generalforsamling for å få behandlet et bestemt angitt emne. Styret skal sørge for at generalforsamlingen holdes innen en måned etter at kravet er fremsatt.

Utover dette er det styret og bedriftsforsamlingen som har mandat til å kalle inn til ekstraordinær generalforsamling.

Valgkomité

Selskapets valgkomité er sammensatt og valgt i henhold til Statoils vedtekter. Komiteen er uavhengig av både styret og den daglig ledelse i selskapet.

Valgkomiteen har til oppgave å:

- Avgi innstilling til generalforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer til bedriftsforsamlingen
- Avgi innstilling til bedriftsforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer til styret
- Fremlegge forslag til honorar for styrets og bedriftsforsamlingens medlemmer

En ny instruks til Statoils valgkomité ble utarbeidet i 2005. Instruksen åpner for at aksjonærer kan fremme kandidatforslag til styre og bedriftsforsamling. Instruksen og skjema for kandidatforslag er lagt ut på selskapets nettsider (http://www.statoil.com/cg)

I henhold til instruksen, skal valgkomiteens innstillinger begrunnes, og inneholde relevant informasjon om kandidatene.

Valgkomiteens innstilling til bedriftsforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer til styret offentliggjøres sammen med innkallingen til det aktuelle møtet i bedriftsforsamlingen.

Medlemmer av valgkomiteen mottar 4 000 kroner i godtgjørelse per møte. Det er i 2005 til sammen

10 år gamle Olav Tørres Skjesol fra Flekkerøy i Vest-Agder kjøpte 15 aksjer i Statoil. Så skrev han brev til konsernsjef Helge Lund og fortalte at han ville komme på selskapets generalforsamling. Han fikk et hyggelig svar, og da han møtte opp på generalforsamlingen 11. mai 2005 fikk han hilse på både konsernsjefen og styrets leder og nestleder.

utbetalt 128 000 i honorar til valgkomiteens medlemmer.

Valgkomiteens medlemmer er: Anne Kathrine Slungård (leder), Jens Ulltveit-Moe, Wenche Meldahl og Villa Kulild.

Bedriftsforsamling og styre

I henhold til norsk allmennaksjelov skal selskaper med mer enn 200 ansatte velge en bedriftsforsamling. To tredeler av bedriftsforsamlingens medlemmer velges av generalforsamlingen, mens en tredel av bedriftsforsamlingens medlemmer velges av og blant de ansatte. Medlemmer til bedriftsforsamlingen velges for en periode på to år. Medlemmer av styret og daglig leder kan ikke være medlem av bedriftsforsamlingen, men har rett til å være til stede og til å uttale seg på møter i bedriftsforsamlingen, om ikke bedriftsforsamlingen for det enkelte tilfellet bestemmer noe annet.

Bedriftsforsamlingens oppgave er å velge styret, og å overvåke styrets og konsernsjefens forvaltning av selskapet.

Bedriftsforsamlingen gir uttalelse til generalforsamlingen om styrets forslag til regnskaper, fatter vedtak i investeringssaker av betydelig omfang, samt ved rasjonalisering eller omlegging av driften som vil medføre større endring eller omdisponering av arbeidsstyrken. I 2005 møttes bedriftsforsamlingen 4 ganger.

Leder av bedriftsforsamlingen mottok i 2005 en godtgjørelse på 85 000 kroner, nestleder mottok 45 000 kroner, mens øvrige medlemmer fikk en godtgjørelse på 30 000 kroner hver.

Det er i 2005 til sammen utbetalt 510 000 kroner i honorar til bedriftsforsamlingens medlemmer.

Sammensetning og uavhengighet

Valgkomiteen er ansvarlig for at kandidatene som fremmes for henholdsvis bedrifts- og generalforsamlingen har den nødvendige erfaring, kompetanse og kapasitet til å utføre de aktuelle vervene på en tilfredsstillende måte. Komiteen skal også se til at krav og uavhengighet hos styre- og bedriftsforsamlingsmedlemmene i forhold til selskapet etterleves. Valgkomiteen mottar styrets egenevaluering.

Valgkomiteens innstillinger skal oppfylle de krav til sammensetning av styre og bedriftsforsamling som til enhver tid måtte følge av gjeldende lovgivning og regelverket til børser hvor selskapets aksjer er notert.

Statoils styre hadde gjennom 2005 en kvinneandel på minst 40 prosent.

Norsk lov tilsier at selskaper med mer enn 200 ansatte skal ha minst tre representanter valgt av og blant de ansatte. Ingen av de aksjonærvalgte medlemmene har nå eller tidligere hatt ledende stilling i selskapet og anses som uavhengige både i henhold til norsk lov og amerikanske regler. Heller ingen av de tre ansatterepresentantene har ledende stilling i selskapet.

Styrets arbeid

Styret har det overordnete ansvar for forvaltning av konsernet og å føre tilsyn med daglige ledelse og konsernets virksomhet.

Styrets arbeid baseres på instruks som beskriver styrets ansvar og saksbehandling. Styreinstruksen, samt instruks for styrets revisjons- og kompensasjonskomite,kan lastes ned fra nettstedet http://www.statoil.com/cg

Godtgjørelse til styret

Medlemmer av styret mottar godtgjørelse i henhold til den enkeltes rolle. Styremedlemmenes godtgjørelse er ikke resultatavhen-

Eierstyring og selskapsledelse fikk i 2005 sitt eget nettsted: www.statoil.com/cg

Styrets møtedeltakelse, 2005

Navn	Medlem siden	Møte deltakelse 2005 (av mulige)	Medlem i revisjons-komiteen siden	Møtedeltakelse, revisjons-komiteen	Møtedeltakelse, Kompensasjons-komiteen*
Jannik Lindbæk	Leder siden nov. 2003	16 (16)			6 (6)
Kaci Kullmann Five	aug. 2002	16 (16)			
Knut Åm	apr. 1999	16 (16)	Okt. 2005	2 (2)	6 (6)
Finn A. Hvistendahl	apr. 1999	16 (16)	Jun. 2003	8 (8)	
Ingrid Wiik	jun. 2005	7 (8)	Okt. 2005	2 (2)	
Grace Reksten Skaugen	jun. 2002	16 (16)			6 (6)
Lars Thunell	jun. 2005	5 (6)			
Ansattes representanter					
Morten Svaan	jun. 2004	16 (16)	Sep. 2004	8 (8)	
Lill-Heidi Bakkerud	jun. 2004	16 (16)			
Stein Bredal	apr. 2000	16 (16)			

* Statoils kompensasjonskomité ble etablert januar 2005

gig, og ingen av styremedlemmene har pensjonsordning eller avtale om etterlønn fra selskapet.

I 2005 mottok styrets medlemmer kompensasjon etter følgende satser:
Styrets leder: 400000 kroner
Nestleder: 250 000 kroner
Medlem: 200 000 kroner

Varamedlem: 5 000 kroner per møte

Styrets revisjonskomite:
Leder 75 000 kroner
Medlem 50 000

Det er til sammen utbetalt 2 300 000 kroner i styrehonorar for 2005, inklusiv styrets revisjonskomité. Medlemmer av kompensasjonskomiteen mottok i 2005 ikke ekstra vederlag utover ordinært styrehonorar.

Godtgjørelse til ledende ansatte

Styret har nedsatt en egen kompensasjonskomité bestående av tre medlemmer fra styret. Komiteen bistår styret i arbeidet med ansettelsesvilkår for Statoils konsernsjef og med prinsipper og strategi for belønning av selskapets ledende ansatte.

Styret fastsetter konsernsjefens lønn og øvrige vilkår. Konsernsjefen har en bonusordning som kan gi inntil 30 prosent bonus basert på de mål som styret har bestemt for konsernsjefen.

I 2005 mottok konsernsjef Helge Lund lønn og andre godtgjørelser, samt innbetalt pensjonspremie, på 5 128 647 kroner fra selskapet.

Helge Lund vil i 2006 motta sin første bonusutbetaling basert på oppnådde resultater gjennom virksomhetsåret 2005.

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 ytelser fra Folketrygden, og hvor opptjeningstiden er 15 år og pensjonsalder er 62 år.

Nåverdien av konsernsjef Helge Lunds fremtidige pensjonsytelser, som regnskapsmessig anses opptjent per 31. desember 2005, er 4 828 443 kroner.

Øvrige medlemmer av konsernledelsen omfattes av det felles prestasjonslønnssystem Statoil har etablert for sine øverste ledere.

Summen av lønn og andre godtgjørelser for den øvrige konsernledelsens medlemmer, beløp seg i 2005 til 28 529 000 kroner. Godtgjørelsen består i ordinær lønn, pensjonspremie, bonus oppnådd for virksomhetsåret 2004 og naturalytelser som fri bil, pendlerbolig og telefon. Statoil har ingen opsjonsordning for de ansatte.

Nåverdien av den øvrige konsernledelsens fremtidige pensjonsytelser, som anses opptjent per 31. desember 2005, er 113 315 233 kroner.

Pensjonsordningene følger i hovedsak de samme retningslinjer som for øvrige ansatte i Statoil ASA.

Prestasjonslønn

Selskapets øverste ledere omfattes av et prestasjonslønnssystem som kan gi en variabel godtgjørelse basert på forhåndsavtalte mål. Det legges særlig vekt på hva den enkelte leder leverer på avtalte mål og at ledelse utøves i henhold til Statoils verdigrunnlag og ledelseskrav.

Oppfyllelse av forhåndssatte mål vil kunne gi 10 prosent årlig bonus. Ved resultater utover målnivå, kan bonusen maksimalt bli 20 prosent. Bonus beregnes av den enkeltes grunnlønn. Konsernbonus som gis

Implementering av Sarbanes-Oxley loven

Den amerikanske loven kjent som «the Sarbanes-Oxley Act», pålegger selskap som er notert på amerikanske børser å verifisere sine interne kontrollrutiner. Lovens intensjon er å styrke tilliten blant aksjonærer og andre interessegrupper ved at de mottar dokumentasjon på at interne regler følges og at selskapsrisiko håndteres på en forsvarlig måte.

Statoil er i gang med implementeringsarbeidet, og vil fra virksomhetsåret 2006 også rapportere i henhold til Sarbanes-Oxley 404-reglene. Denne prosessen er med å ytterligere forsterke selskapets oppmerksomhet på god risikostyring og effektive forretningsprosesser.

til alle ansatte i Statoil ASA vil være inkludert i denne bonusen.

Informasjon og kommunikasjon

Statoil er opptatt av likebehandling av norske og internasjonale investorer og sørger for tidsriktig informasjon slik at verdsettelsen av selskapet skjer på best mulig grunnlag.

Investor Relations (IR) har det faglige og koordineringsmessige ansvar for konsernets kommunikasjon med kapitalmarkedene og for relasjonene mellom Statoil og selskapets eksisterende og potensielle investorer.

Avdelingen 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.

Selskapets kvartalspresentasjoner overføres direkte over internett. Tilhørende rapporter legges ut sammen med annen relevant informasjon på nettsidene: http://www.statoil.com/ir

Investor Relations rapporterer til konsernledelsen.

Overtakelse

Statoils styre slutter seg til prinsippene om likebehandling av alle aksjonærer, og vil tilstrebe at fullstendig informasjon gis i situasjoner der aksjonærenes interesser berøres.

Revisor

Statoils eksterne revisor velges av generalforsamlingen som også godkjenner revisors honorar for Statoil ASA.

I henhold til instruks, er styrets revisjonskomité ansvarlig for å påse at selskapet har en uavhengig og effektiv ekstern og intern revisjon.

I evalueringen av ekstern revisor legges det vekt på selskapets kompetanse, kapasitet, tilgjengelighet lokalt og internasjonalt og honorarets størrelse.

Revisjonskomiteen vurderer og gir sin innstiling til valg av ekstern revisor, og har ansvar for å se til at ekstern revisor oppfyller de krav som stilles av myndigheter i Norge og i de land der Statoil er børsnotert. Amerikansk lovgivning krever at ansvarlig revisjonspartner ikke kan inneha vervet i mer enn fem sammenhengende år.

Styrets revisjonskomité behandler alle rapporter fra ekstern revisor før styrebehandling. Revisjonskomiteen har regelmessige møter med ekstern-revisor uten at administrasjonen er til stede.

Styret har vurdert at Finn A Hvistendahl oppfyller kravene som regnskapsekspert slik de er definert av amerikansk lovgivning. Revisjonskomiteen ble utvidet med ett medlem i 2005 og består nå av fire styremedlemmer.

Ernst & Young er selskapets nåværende eksterne revisor. I 2005 mottok ekstern revisor 36,5 millioner kroner i samlede konsernhonorar.

www.statoil.com/ir

Statoil holder jevnlig presentasjoner for analytikere og investorer. Her er en gruppe analytikere på besøk i Algerie i september 2005 for å se på Statoils virksomhet i landet.

Aksjer og aksjonærforhold

Statoil legger til grunn at selskapets aksjonærer skal oppnå en konkurransedyktig avkastning på investert kapital over tid, gjennom en kombinasjon av verdistigning på aksjen og utbytte.

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 verdivurderingen. 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.

Aksjens utvikling gjennom 2005

Statoil er det største selskapet notert på Oslo Børs. I løpet av året steg børsverdien på selskapet fra 206 milliarder kroner til 336 milliarder kroner, noe som utgjør en verdistigning på 63 prosent. Ved årets slutt representerte Statoil 24 prosent av de totale selskapsverdiene registrert ved Oslo Børs.

Gjennom hele 2005 har Statoil-aksjen vært den mest omsatte på Oslo Børs, og aksjen sto for 21,5 prosent av omsatt markedsverdi gjennom året (se illustrasjon). Daglig gjennomsnittlig omsetning økte til 10,1 millioner aksjer per dag fra 6,7 millioner aksjer i 2004.

Den norske stat gjennomførte et nedsalg på 117,65 millioner aksjer i februar 2005. Statens eierandel ble med det endret fra 76,3 til 70,9 prosent. Statoil-aksjens frie flyt i markedet økte dermed til 29,1 prosent.

Statoil har ved utgangen av 2005 om lag 64 000 aksjonærer registrert i den norske verdipapirsentralen (VPS), noe som tilsvarer en økning på cirka 5 000 aksjonærer i løpet av året. Antallet depotbevis (American Depositary Receipts) registret på New York Stock Exchange økte med 38,1% i løpet av året fra 29,6 millioner til 40,9 millioner aksjer.

Utbytte

Statoils utbyttepolitikk beskrives i kapittelet «Eierstyring og selskapsledelse» på side 55.

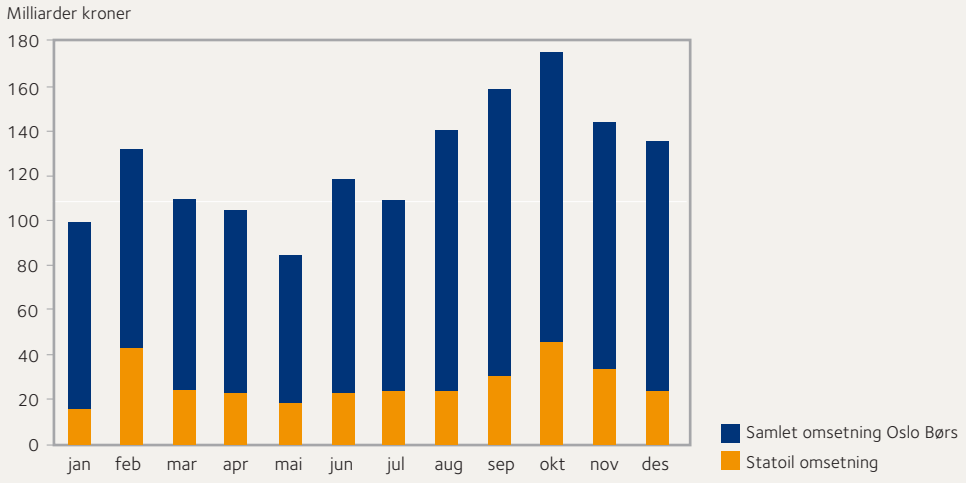
På bakgrunn av spesielt gunstige markedsforhold og en god finansiell situasjon, er det foreslått å betale et ekstraordinært utbytte på 4,60 kroner per aksje samt et ordinært utbytte på 3,60 kroner per aksje for 2005. Utbyttet utgjør dermed 58 prosent av nettoresultatet for 2005.

Selskapets aksjekapital

Statoil ble delprivatisert og børsnotert 18. juni 2001. Siden børsnoteringen har Statoils aksjekapital bestått av totalt 2 189 585 600 aksjer.

I forkant av børsnoteringen i 2001 ble det opprettet 25 millioner aksjer for bruk i bonusprogram rettet mot privataksjonærer. Den ubenyttede resterende aksjebeholdningen er per 31.12.2005 på 23 441 885 aksjer, og står oppført i aksjeregisteret (VPS) som Statoils egne aksjer. Disse aksjene kan ikke disponeres uten at det blir gitt en styrefullmakt av generalforsamlingen. Aksjeposten er ikke inkludert i aksjer i omløp.

På selskapets generalforsamling 10. mai 2006 fremmer styret



Søylene viser totalomsetningen på Oslo Børs og Statoils andel gjennom årets 12 måneder.

forslag om å slette denne posten av bonusaksjer gjennom nedskrivning av aksjekapitalen.

Aksjespareprogram

Statoil opprettet i 2004 et aksjespareprogram for selskapets ansatte. Aksjespareprogrammet har til formål å forsterke den enkelte ansattes eierskap til selskapet og gir derigjennom et insentiv til at selskapet når sine mål. 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. Dersom aksjene beholdes i to hele kalenderår med sammenhengende ansettelse i Statoil, vil de ansatte bli tildelt en bonusaksje for hver andre aksje de har kjøpt.

Styret i Statoil fikk på ordinær generalforsamling 11. mai 2005 fullmakt til å erverve egne aksjer for gjennomføring av aksjespareprogram for egne ansatte. Statoil kjøper tilbake aksjene som skal brukes til aksjespareprogrammet i månedlig transaksjoner til gjeldende børsverdi. Statoil eier per 31. desember 2005 totalt 766.327 aksjer under aksjespareprogrammet.

Siden aksjespareprogrammet ble opprettet har Statoil-ansatte ervervet vel 1,5 millioner aksjer. Ved utgangen av 2005, deltar over 8 000 ansatte i spareprogrammet.

Investorkontakt

Statoils Investor Relations-avdeling er koordinator for selskapets kontakt med investorene. I mai 2005 mottok Statoil pris for beste norske selskap i Investor Relations under Nordic Investor Relations Awards.

Nettstedet www.statoil.com/ir, som er laget særlig med tanke på investorer og analytikere som følger selskapet, inneholder blant annet oppdatert informasjon om aksjen, finansiell kalender og opplysninger som har betydning for verdsettelsen av selskapet. Statoil oppfyller kravene til informasjons- og engelskmerket som utstedes av Oslo Børs.

Tickerkoder

Oslo Børs	STL
New York Stock Exchange	STO
Reuters	STL.OL
Bloomberg	STL NO

20 største aksjonærer per 31. desember 2005		
1	DEN NORSKE STAT	70,90%
2	STATE STREET BANK & TRUST CO.*	2,66%
3	BANK OF NEW YORK, ADR DEPARTMENT *	1,89%
4	JPMORGAN CHASE BANK *	1,57%
5	MELLON BANK *	0,88%
6	FOLKETRYGDFONDET	0,84%
7	THE NORTHERN TRUST CO.*	0,66%
8	FIDELITY FUNDS EUROPE	0,59%
9	INVESTORS BANK & TRUST COMPANY *	0,52%
10	JPMORGAN CHASE BANK *	0,50%
11	VITAL FORSIKRING ASA	0,46%
12	STATE STREET BANK & TRUST CO.*	0,45%
13	CLEARSTREAM BANKING S.A.*	0,44%
14	MELLON BANK AS AGENT FOR ABN AMRO *	0,39%
15	DEUTSCHE BANK AG *	0,35%
16	SIS SEGAINTERSETTLE AG*	0,33%
17	SKANDINAVISKA ENSKILDA BANKEN	0,33%
18	DEUTSCHE BANK AG FRANKFURT*	0,32%
19	DRESDNER BANK AG*	0,32%
20	SKANDINAVISKA ENSKILDA BANKEN*	0,31%

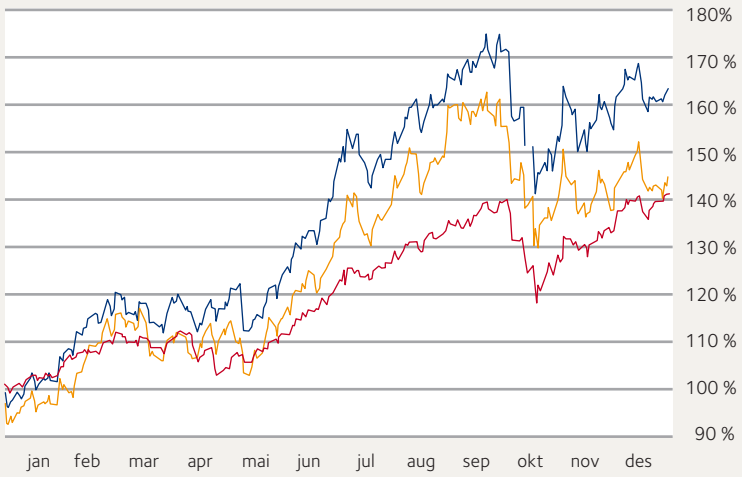
* Forvalterkontoer eller lignende

Aksjekapital per 31.12.2005:

Antall ordinære aksjer: 2.189.585.600
Antall aksjer i omløp (justert for egne bonusaksjer): 2.166.143.715
Antall utestående aksjer (justert for egne bonusaksjer og aksjer til bruk i aksjespareprogrammet): 2.165.377.388

	2005	2004	2003
Høyeste sluttkurs	166,50	103,50	75,25
Laveste sluttkurs	91,25	74,00	51,50
Sluttkurs per 31.12	155,00	95,00	74,75
Markedsverdi 31.12 (mrd kroner)	336	206	162
Daglig omsetning (mill. aksjer)	10,1	6,7	3,3
Resultat per aksje	14,19	11,50	7,64
Ordinært utbytte	3,60*	3,20	2,95
Ekstraordinært utbytte	4,60*	2,10	-
RISK justering**	0,89	3,26	2,43

* Foreslått utbytte for 2005. Fremlegges for generalforsamlingen den 10. mai 2006.
** 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.



Statoil-aksjens utvikling gjennom året på børsene i Oslo og New York sammenlignet med hovedindeksen på Oslo Børs.

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 2005 var 393,3 milliarder kroner, mens resultat etter skatt var 30,7 milliarder kroner. I 2005 produserte Statoil 256 millioner fat olje og 27,0 milliarder Sm^3 naturgass, tilsvarende en produksjon på totalt 426 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.). Konsernets sikre reserver per 31. desember 2005 utgjorde 1 761 millioner fat olje og NGL og 403 milliarder Sm^3 naturgass, totalt 4 295 millioner fat o.e.

Virksomheten deles inn i følgende fire segmenter:

- Undersøkelse og Produksjon Norge (U&P Norge), som omfatter all lete-, utbyggings- og produksjonsvirksomhet knyttet til olje og naturgass på norsk sokkel.
- Internasjonal Undersøkelse og Produksjon (Internasjonal U&P), som omfatter all lete-, utbyggings- 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. Naturgass er også 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 og industrirettet markedsføring. Foredling og Markedsføring selger Statoils egenvolumer, tredjepartsvolumer og SDØE-volumer.

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

- **Oppkjøp av EnCanas dypvannsportefølje i Mexicogolfen i 2005**
- **Kjøp av eierandeler i de to feltene In Salah og In Amenas i Algerie i 2003 (godkjent av algirske myndigheter i 2004)**
- **Salg av vår eierandel tilsvarende 50 prosent av aksjene i petrokjemiselskapet Borealis i 2005.**
- **Porteføljejusteringer hovedsakelig på norsk sokkel i 2005, 2004 og 2003**
- **Kjøp av ICA/Aholds 50 prosent andel i Statoil Detaljhandel Skandinavia (SDS) i 2004**
- **Salg av shippingvirksomheten i Navion i 2003, samt påfølgende salg av vår 50 prosent andel i Partsrederiet West Navigator DA og multifunksjonsskipet** *MST Odin* **i 2004**
- **Salg av aksjeposten i det tyske gassalgselskapet VNG (Verbundnetz Gas AG) i 2004**

Forhold som påvirker resultatene

Resultatene påvirkes i betydelig grad av:

- nivået på råolje- og naturgasspriser,
- utviklingen i valutakursen mellom USD, som råoljeprisene vanligvis er notert i og som inntekter fra langsiktige gassalgsavtaler også er knyttet til, og NOK, som våre regnskaper regnskapsføres i, og som en betydelig andel av våre kostnader påløper i,
- Statoils produksjonsvolumer av olje og naturgass, som igjen avhenger av våre egenvolmer under produksjonsdelingsavtaler (production sharing agreements = PSA) og av tilgjengelige petroleumsreserver, samt Statoils egen og partneres 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 myndighetene i de statene der vi har virksomhet eller mulige fortsatte tiltak av medlemmene i Organisasjonen av petroleumseksporterende land (OPEC) som påvirker prisnivå og volum,
- raffineringsmarginer,
- 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 prisen på råolje, kontraktsprisene på naturgass, raffineringsmarginen FCC (fluid catalytic cracking) og valutakursen NOK/USD for årene 2005, 2004 og 2003.

Gjennomsnitt for året	2005	2004	2003
Råolje (USD per fat Brent Blend)	54,5	38,3	28,8
Naturgass (kroner per Sm^3) (1)	1,45	1,10	1,02
FCC-marginer(2)	7,9	6,4	4,4
NOK/USD-valutakurs	6,45	6,74	7,08

(1) Fra norsk sokkel
(2) Raffineringsmarginer

Sensitiviteter basert på resultatene for 2005
Tabellen nedenfor viser hvordan visse endringer i prisen på råolje, kontraktsprisene på naturgass, raffineringsmarginer og valutakursen mellom NOK og USD, dersom endringen opprettholdes gjennom året, kan påvirke henholdsvis resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser og årsresultat basert på et aktivitetsnivå som i 2005.

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 gjenspeilet 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 forserte salg, også i perioder med vesentlig svekkede markedsforhold. Vi har kjøpt nedsidebeskyttelse for noe av oljeproduksjonen slik at prisrisikoen under USD 16 per fat i 2003 ble 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 ble cirka 20 prosent av raffineringsmarginen sikret basert på Statoils vurdering av markedet. Grunnet den styrkede finansiell robustheten til Statoil og utviklingen i markedet har Statoil ikke inngått nye sikringsarrangement for olje- og gassprisrisiko eller raffineringsmarginrisiko for 2006 og senere.

Endringer i valutakursene kan ha betydelig innvirkning på våre resultater. Våre driftsinntekter og kontantstrømmer er hovedsakelig i eller drevet av USD, mens våre driftskostnader og skattebetalinger for en stor del påløper i NOK. Statoil prøver å styre denne eksponeringen ved å ta opp langsiktig gjeld i USD og ved å foreta valutasikring. Dette er en del av vårt totale risikostyringsprogram. Vi styrer også valutarisiko for å dekke behov for annen valuta enn USD, hovedsakelig norske kroner. Statoil styrer risikoen knyttet til sin renterisiko ved å benytte rentederivater (hovedsakelig rentebytteavtaler) basert på fastsatte mål for rentebindingstiden for vår samlede låneportefølje. Vanligvis vil en økning i verdien på USD i forhold til NOK føre til en økning i våre inntekter. Fordi vår gjeld er i USD, vil imidlertid fordelen 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 avsnittet—Likviditet og kapitalressurser—Risikostyring for mer informasjon.

Statoil markedsfører og selger Den norske stats andel av olje- og gassproduksjon fra norsk sokkel. 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. Kostnader refundert av staten inkluderer påløpte kostnader relatert til aktiviteter og investeringer som er nødvendige for å oppnå markedstilgang og for å optimere fortjenesten fra salget av statens naturgass. For salg av statens naturgass, både til oss selv og til tredjepart, er betalingen til Den norske stat basert enten på oppnådde priser, en nettoverdiformel eller markedsverdi. Statoil kjøper en liten andel av statens gass.

Statoils samlede kjøp av olje og NGL fra Den norske stat var på henholdsvis 97 078 millioner kroner (281 millioner fat o.e.), 81 487 millioner kroner (319 millioner fat o.e.) og 68 479 millioner kroner (336 millioner fat o.e.) i henholdsvis 2005, 2004 og 2003. Kjøp av naturgass fra Den norske stat utgjorde 262, 237 og 255 millioner kroner i henholdsvis 2005, 2004 og 2003.

(i milliarder kroner)	Endring i resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	Endring i årsresultat
Oljepris (+/- 1 USD/fat)	1,6	0,5
Gasspris norsk sokkel (+/- 10 øre/Sm^3)	2,5	0,5
Raffineringsmarginer (+/- 1 USD/fat)	0,8	0,5
Virkningen av kursen på USD på driftsinntekter og kostnader (+/- 0,50 NOK)	6,3	2,0
Virkningen av kursen på USD på gjeld (+/- 0,50 NOK) (1)	n/a	1,3

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

Høy oljepris bidrar til vesentlig høyere inntjening og lønnsomhet i internasjonale prosjekter med produksjonsdelingsavtaler enn det som ble lagt til grunn da Statoil i 2004 satte mål for 2007. Under produksjonsdelingsavtaler har partnerne vanligvis rett til produserte volumer som dekker utbyggingskostnader og en avtalt andel av de gjenstående volumene. Når oljeprisene er høye, betyr dette at disse prosjektene tidligere enn antatt går fra en fase hvor inntektene skal dekke utbyggingskostnader til en fase hvor det genereres overskudd. I produksjonsdelingsavtaler tilfaller det mindre produksjon til partnerne jo høyere oljeprisen er når feltet er i overskuddsposisjon. Den konkrete effekten varierer mellom ulike avtaler og land. Den effekten som produksjonsdelingsavtaler har på vår evne til å nå våre konsernmål er beskrevet i avsnittet «Konsernets mål» nedenfor.

Frem til 31. desember 2005 var Statoil forpliktet til å betale en produksjonsavgift til staten for olje fra norsk sokkel som er produsert på noen felt godkjent for utbygging før 1. januar 1986. Oljefeltene som betalte produksjonsavgift i 2005 var Gullfaks og Oseberg. De feltene som betalte produksjonsavgift representerte samlet henholdsvis 11, 13 og 16 prosent av vår totale petroleumsproduksjon på norsk sokkel i 2005, 2004 og 2003. Produksjonsavgiften som betales i form av avgiftsolje og er basert på leveranse av olje eller kjøpes til en beregnet markedspris, varierte i 2005 fra 1,4 til 1,7 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. Betaling av produksjonsavgift fra Gullfaks og Oseberg ble avskaffet ved utgangen av 2005.

I Venezuela betaler vi produksjonsavgift i kontanter til den Venezuelanske staten for produksjonen fra Sincor-feltet. Produksjonsavgiften fra Sincor-feltet blir beregnet basert på verdien av tungoljeproduksjonen forut for oppgraderingen til Syncrude. Fra oppstart av kommersiell produksjon i mars 2002 og frem til utgangen av september 2004 betalte vi 1 prosent produksjonsavgift. Den 1. oktober 2004 ble satsen for produksjonsavgift økt til 16,7 prosent. Den 24. juni 2005 økte den venezuelanske staten satsen for produksjonsavgift ytterligere opp til 30 prosent for produksjon over 114 500 fat o.e. per dag basert på den totale produksjonen fra Sincor-feltet. Økningen i produksjonsavgiftsbetalinger fra 2004 til 2005 er forklart ved endringen i produksjonsavgift beskrevet ovenfor.

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 det på en betydelig andel av norske offshoreinntekter betales offshoreskatt på 78 prosent i perioder med overskudd, og av de betydelige skattemessige fradragene norsk offshorevirksomhet gir i perioder med underskudd. 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. En overveiende del av skattene Statoil betaler, betales til Den norske stat.

Resultat for virksomheten

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

Regnskapsårene 2005, 2004 og 2003
Salgsinntekter. 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.

Samlede salgsinntekter var på 390,5 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 303,8 milliarder kroner i 2004 og 248,5 milliarder kroner i 2003.

Økningen på 29 prosent i salgsinntekter fra 2004 til 2005 skyldtes hovedsakelig en 34 prosent økning i oljepris, og en 31 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 oljehandel og -salg

	2005	2004	2003
RESULTATREGNSKAP			
Driftsinntekter:			
Salgsinntekter	99,3%	99,2%	99,7%
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	0,3%	0,4%	0,2%
Andre inntekter	0,4%	0,4%	0,1%
Sum driftsinntekter	100%	100%	100%
Kostnader:			
Varekostnader	59,9%	61,5%	60,0%
Driftskostnader	7,7%	8,9%	10,7%
Salgs- og administrasjonskostnader	2,0%	2,1%	2,2%
Av- og nedskrivninger	5,4%	5,7%	6,5%
Undersøkelseskostnader	0,8%	0,6%	1,0%
Sum kostnader før finans	75,8%	78,7%	80,4%
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	24,2%	21,3%	19,6%

på 70 øre per fat. Økningen i salgsinntekter ble delvis motvirket av reduserte solgte oljevolum, hovedsakelig knyttet til volumer solgt på vegne av SDØE. 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. Økningen i eierandelen i SDS til 100 prosent bidro med om lag 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 ble delvis motvirket av reduserte solgte oljevolumer, hovedsakelig knyttet til volumer solgt på vegne av SDØE.

Statoils **daglige oljeproduksjon (løfting)** ble redusert fra 712 600 fat i 2004 til 701 000 fat i 2005. Reduksjonen på 2 prosent skyldtes hovedsakelig redusert produksjon fra modne felt som Statfjord, Gullfaks, Åsgard og Troll olje, samt redusert produksjon som følge av hyppigere og større vedlikeholdsstanser i 2005 sammenlignet med 2004. Denne reduksjonen ble delvis motvirket av produksjon fra flere nye felt internasjonalt, som Central Azeri-delen av ACG-feltet og Kizomba B, som kom i produksjon i henholdsvis første og tredje kvartal 2005, en opptrapping av produksjonen fra Kizomba A-feltet, som kom i produksjon tredje kvartal 2004, og økt produksjon fra Lufeng-feltet som en følge av kompletteringen av et sidespor i boreprogrammet i andre kvartal 2005. Ved utgangen av 2005 var vi i en underløftposisjon på omtrent 3 000 fat o.e. per dag sammenlignet med et underløft på omtrent 12 000 fat o.e. per dag i 2004.

Fra 2003 til 2004 ble Statoils daglige oljeproduksjon (løfting) redusert fra 737 500 fat til 712 600 fat. Reduksjonen på 3 prosent skyldtes 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 tredje kvartal 2004. Ved utgangen av 2004 var vi i en underløftposisjon med 12 000 fat o.e. per dag, sammenlignet med et underløft på 9 000 fat o.e. per dag i 2003.

Salg av egenprodusert gass var 27,0 milliarder Sm^3 i 2005, sammenlignet med 22,1 milliarder Sm^3 i 2004 og 19,3 milliarder Sm^3 i 2003. Gassvolumene økte hovedsakelig på grunn av en økning i langsiktige gassalgskontrakter til det europeiske kontinentet, samt økt kortsiktig salg, hovedsakelig til Storbritannia. Gassvolumene i 2005 og 2004 inkluderte også en større andel gass fra segmentet Internasjonal U&P, som et resultat av produksjonsoppstart på gassfeltet In Salah i Algerie i juli 2004. I 2005 kom 2,5 milliarder Sm^3 av våre solgte naturgassvolumer fra våre internasjonale operasjoner.

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 selskaper inkluderer i prinsippet vår 50 prosent eierandel i Borealis, som ble solgt i 2005, vår 50 prosent eierandel i Statoil Detaljhandel Skandinavia, som er et heleid datterselskap fra juli 2004, vår 50 prosent eierandel i boreskipet West Navigator, som ble solgt i 2004, samt diverse andre selskaper. Vår andel av resultat i tilknyttede selskaper var 1,1 milliarder kroner i 2005, 1,2 milliarder kroner i 2004 og 0,6 milliarder kroner i 2003. Økningen fra 2003

til 2004 skyldtes hovedsakelig økt bidrag fra Borealis som et resultat av økte marginer og volumer.

Andre inntekter. Andre inntekter var på 1,7 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 1,3 milliarder kroner i 2004 og 0,2 milliarder kroner i 2003. Inntekten på 1,7 milliarder kroner i 2005 var hovedsakelig knyttet til salget av aksjene i Borealis. Inntekten på 1,3 milliarder kroner i 2004 var 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.

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

Varekostnaden økte til 235,7 milliarder kroner i 2005, fra 188,2 milliarder kroner i 2004 og 149,6 milliarder kroner i 2003.

Økningen på 25 prosent i 2005 sammenlignet med 2004, og 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.

Driftskostnader. Våre driftskostnader inkluderer produksjonskostnader i felt og i transportsystem knyttet til vår andel av olje- og gassproduksjonen. Driftskostnadene var 30,3 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 27,4 milliarder kroner i 2004 og 26,7 milliarder kroner i 2003. Økningen fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak økt aktivitet.

Økningen fra 2003 til 2004 skyldtes i hovedsak konsolideringen av SDS i Statoils regnskaper.

Salgs- og administrasjonskostnader. Våre salgs- og administrasjons-kostnader omfatter kostnader knyttet til salg og markedsføring av produkter inkludert forretningsutviklingskostnader, lønnskostnader og andre ytelser til ansatte. Salgs- og administrasjonskostnadene var 7,8 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 6,3 milliarder kroner i 2004 og 5,5 milliarder kroner i 2003.

Økningen fra 2004 til 2005 var hovedsakelig knyttet til økt aktivitet, samt 0,4 milliarder kroner i økte forsikringskostnader. Årsaken til dette var økte forpliktelser i de to gjensidige forsikringsselskapene hvor Statoil Forsikring a.s deltar, hovedsakelig på grunn av orkanene Katrina og Rita i USA.

Økningen fra 2003 til 2004 skyldtes hovedsakelig at SDS ble konsolidert inn i konsernets regnskaper, samt at forsikringspremier økte i 2004, sammenlignet med 2003. Økningen ble delvis motvirket av reduserte riggavsetninger.

Av- og nedskrivninger. Av- og nedskrivningene inkluderer avskrivning av produksjonsinstallasjoner og transportsystem, nedskrivning av felt i produksjon, amortisering av immaterielle eiendeler og avskrivning av balanseførte undersøkelsesutgifter og nedskrivning av forringede varige driftsmidler. Av- og nedskrivningskostnaden var 21,1 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 17,5 milliarder kroner i 2004 og 16,3 milliarder kroner i 2003.

Økningen fra 2004 til 2005 var hovedsakelig knyttet til økte av- og nedskrivninger i vår internasjonale oppstrømsvirksomhet, grunnet en nedskrivning på 2,2 milliarder kroner av bokført verdi av Statoils andel i det iranske gassprosjektet South Pars fase 6-7-8, økt løfting fra eksisterende internasjonale felt og nye felt som kom i produksjon internasjonalt. En annen grunn til økningen i av- og nedskrivninger var en reduksjon i estimatene på sikre reserver som anvendes i beregningene av avskrivninger i fjerde kvartal 2005, noe som reflekterer en reduksjon i sikre reserver grunnet den effekten som høyere oljepriser har på produksjonen for internasjonale prosjekter under produksjonsdelingsavtaler.

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

Undersøkelsesutgifter. Undersøkelsesutgiftene blir balanseført i den utstrekning leteaktivitetene medfører antatt kommersielle funn; hvis ikke blir de kostnadsført i den perioden utgiften oppstår. Undersøkelseskostnadene inkluderer den kostnadsførte delen av undersøkelsesutgiftene for inneværende periode og nedskrivning av undersøkelsesutgifter balanseført i tidligere perioder. Undersøkelseskostnadene var 3,3 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 1,8 milliarder kroner i 2004 og 2,4 milliarder kroner i 2003.

Økningen på 78 prosent i letekostnader fra 2004 til 2005 var hovedsakelig knyttet til høyere leteaktivitet, høyere kostnader knyttet til seismikk og generelt mer kostbare brønner. Totalt 20 lete- og avgrensningsbrønner ble ferdigstilt i 2005, ni på norsk sokkel og 11 internasjonalt. Av disse brønnene resulterte 14 i funn, mens én brønn avventer endelig evaluering.

Reduksjonen i undersøkelseskostnader på 23 prosent fra 2003 til 2004 var hovedsakelig knyttet til 0,4 milliarder kroner i 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 avgrensningsbrønner ferdigboret i 2004, hvorav ni resulterte i funn.

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser. Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser var 95,1 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 65,1 milliarder kroner i 2004 og 48,9 milliarder kroner i 2003.

Økningen på 46 prosent fra 2004 til 2005 var hovedsakelig knyttet til en 34 prosent økning i gjennomsnittlig oljepris målt i norske kroner, 31 prosent økning i gasspriser målt i norske kroner, 7 prosent økning i løfting av olje og gass, og en netto økning på 0,9 milliarder kroner fra salg av aksjer. I tillegg har økte marginer og økt regularitet fra raffineriene vært hovedårsaken til økningen i resultatet fra nedstrømsvirksomheten.

Resultatøkningen fra 2004 til 2005 ble delvis motvirket av en økning i kostnader relatert til økt aktivitet og økte forsikringskostnader.

Økningen i resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser fra 2003 til 2004 på 33 prosent skyldtes 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 leteaktivitet sammenlignet med fjoråret. Blant annet bidro høyere raffinerings- 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 skyldtes valutaeffekter på varelager. Statoil Detaljhandel Skandinavia AS (SDS) er fra juli 2004 konsolidert inn i Statoils regnskaper.

I 2005, 2004 og 2003 var driftsmarginen, målt som den prosentandelen resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser utgjorde av driftsinntektene, på henholdsvis 24, 21 og 20 prosent av grunner diskutert ovenfor.

Leting (i millioner kroner)	2005	2004	2003
Leteutgifter (aktivitet)	4 337	2 466	2 445
Kostnadsføring av tidligere balanseførte utgifter	158	110	256
Balanseført andel av årets leteaktivitet	-1 242	-748	-331
Undersøkelseskostnader	3 253	1 828	2 370

Netto finansposter. For 2005 rapporterer Statoil en netto finanskostnad på 3,6 milliarder kroner, sammenlignet med en netto finansinntekt på 5,7 milliarder kroner i 2004 og en netto finansinntekt på 1,4 milliarder kroner i 2003. Endringene fra år til år skyldtes i all hovedsak urealiserte valutagevinster på Statoils utestående langsiktige USD-gjeld samt valutatap og -gevinster på korte USD-balanser knyttet til vår sikringspolicy for norske kroner, i begge tilfeller knyttet til endringen i NOK/USD-kursen. Valutabytteavtaler brukes for risikostyringsformål, for å sikre at langsiktig rentebærende gjeld holdes 100 prosent i USD. Som resultat av dette er gjelden vår eksponert for endringer i NOK/USD-valutakursen. Den norske kronen svekket seg med 0,73 kroner i løpet av 2005 og styrket seg med 0,64 kroner i løpet av 2004, sammenlignet med USD.

Renteinntekter og andre finansinntekter for 2005 utgjorde 1,4 milliarder kroner, sammenlignet med 1,0 milliarder kroner i 2004 og 1,2 milliarder kroner i 2003. Økningen fra 2004 til 2005 skyldtes hovedsakelig økt mottatt utbytte. Reduksjonen fra 2003 til 2004 skyldtes i hovedsak lavere renteinntekter som følge av generelt rentefall i perioden.

Rentekostnader og andre finanskostnader for 2005 var 0,6 milliarder kroner, sammenlignet med 0,3 milliarder kroner i 2004. Økningen fra 2004 til 2005 skyldtes hovedsakelig en økning i kortsiktige rentekostnader, som ble delvis motvirket av en økning i balanseførte renter. I 2003 var rentekostnader og andre finanskostnader 0,9 milliarder kroner.

Resultatet fra verdipapirforvaltningen, ga et resultat på 1,4 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 0 i 2004, hovedsakelig knyttet til aksjeinvesteringer eiet av Statoil Forsikring a.s og sertifikater eiet av Statoil ASA.

Norges Banks sluttkurs for NOK/USD var 6,77 den 31. desember 2005, 6,04 den 31. desember 2004 og 6,68 den 31. desember 2003. Sluttkursene legges til grunn ved omregning av balanseposter i utenlandsk valuta i Statoils regnskaper.

Andre poster. Det var ingen andre poster i 2005, som 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 den norske 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 65,6, 64,1 og 62,0 prosent i henholdsvis 2005, 2004 og 2003. Justert for effekten av den skattefrie gevinsten på salget av aksjene våre i Borealis ville skattesatsen i 2005 vært 66,7 prosent.

Skattesatsen for 2004 var sterkt påvirket av de positive skatteeffektene knyttet til endringer i den norske skattelovgivningen relatert til utbytte mottatt fra selskaper (Fritaksmodellen) og de norske skattemyndighetenes aksept for Statoils metode for å allokere kontorkostnader mot sokkelinntekten. Justert for disse to periodefremmede effektene, ville skattesatsen vært 66,7 prosent i 2004. I 2003 var skattesatsen 67,9 etter justering for effekten av opphevelsen av Fjerningstilskuddsloven.

Effektiv skattesats er skattekostnad dividert med resultat før skatt og minoritetsinteresser. Svingningene i effektiv skattesats fra år til år skyldtes hovedsakelig poster som ikke er fradragsberettigede/skattepliktige (permanente forskjeller), 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 2005 var på 0,8 milliarder kroner, sammenlignet med 0,5 milliarder kroner i 2004 og 0,3 milliarder kroner i 2003. Minoritetsinteressene består hovedsakelig av Shell sin eierandel i Mongstad råoljeraffineri på 21 prosent.

Årsresultat. Årsresultatet i 2005 var på 30,7 milliarder kroner, sammenlignet med 24,9 milliarder kroner i 2004 og 16,6 milliarder kroner i 2003. De bakenforliggende forholdene for disse resultatene er forklart ovenfor.

Segmentene

Tabellen på neste side viser utvalgt finansiell informasjon for våre fire segmenter. Når resultatene fra segmentene summeres, foretar konsernet elimineringer 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. En stor del av oljen og en liten del av gassen som produseres av segmentet Internasjonal U&P selges på samme måte som oljen og gassen fra U&P Norge. Statoil har 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 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 Sm^3 var 1,04 kroner i 2005, 0,71 kroner i 2004 og 0,59 kroner i 2003.

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon for segmentene, inkludert interne elimineringer for årene 2005, 2004 og 2003. Langsiktige utsatte skattefordeler er ekskludert i langsiktige eiendeler for segmentene, men inkludert i langsiktige eiendeler for Øvrig virksomhet og elimineringer.

Resultat av virksomheten (i millioner kroner)	2005	2004	2003
U&P Norge			
Driftsinntekter	97 623	74 050	62 494
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	74 132	51 029	37 855
Langsiktige eiendeler	86 386	81 629	76 468
Internasjonal U&P			
Driftsinntekter	19 563	9 765	6 615
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	8 364	4 188	1 781
Langsiktige eiendeler	62 163	37 956	31 875
Naturgass			
Driftsinntekter	45 823	33 326	25 452
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	5 901	6 784	6 005
Langsiktige eiendeler	19 237	17 535	15 772
Foredling og Markedsføring			
Driftsinntekter	339 380	267 177	218 642
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	7 646	3 921	3 555
Langsiktige eiendeler	23 163	30 055	23 226
Øvrig virksomhet og elimineringer			
Driftsinntekter	-109 091	-78 100	-63 828
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	-947	-815	-280
Langsiktige eiendeler	21 012	15 999	15 090

U&P Norge
Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, operasjonelle nøkkeltall og prosentvise endringer for forretningsområdet U&P Norge for 2005, 2004 og 2003.

Regnskapsårene 2005, 2004 og 2003
U&P Norge hadde **driftsinntekter** på på 97,6 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 74,1 milliarder kroner i 2004 og 62,5 milliarder kroner i 2003.

Økningen på 32 prosent i inntekter fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak en 41 prosent økning i gjennomsnittlig oljepris i USD på olje solgt fra U&P Norge til Foredling og Markedsføring, en 47 prosent økning i internprisen målt i norske kroner på naturgass solgt fra U&P Norge til Naturgass, samt en økning i løftet gassvolum. Dette ble delvis motvirket av en 8 prosent reduksjon i løftede oljevolumer.

Økningen på 18 prosent i inntekter fra 2003 til 2004 skyldtes 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 løftet gassvolum. Dette ble delvis motvirket av en 5 prosent reduksjon i den gjennomsnittlige NOK/USD-valutakursen og en 6 prosent reduksjon i løftede oljevolum.

Gjennomsnittlig daglig oljeproduksjon (løfting) i U&P Norge ble redusert til 561 600 fat i 2005 fra 612 800 fat i 2004 og 651 900 fat i 2003.

Reduksjonen på 8 prosent i daglig oljeproduksjon fra 2004 til 2005 på 63 000 fat per dag var i hovedsak knyttet til en fortsatt reduksjon fra feltene Statfjord, Gullfaks, Åsgard og Troll olje, samt redusert produksjon forårsaket av mer hyppige og større vedlikeholdsstanser i 2005 sammenlignet med 2004. Dette ble delvis motvirket av økte volumer fra nye felt som kom i produksjon, Kvitebjørn og Sleipner Vest Alfa Nord i slutten av 2004, samt Kristin, Urd og Visund gass som kom i produksjon i slutten av 2005.

Reduksjonen på 6 prosent fra 2003 til 2004 skyldtes i hovedsak reduksjon fra feltene Statfjord, Norne og Troll, tekniske problemer på Glitne gjennom hele året, riggstreik og lockout og den ukontrollerte brønnsituasjonen på Snorre. De nye feltene Kvitebjørn og Sleipner Vest Alfa Nord, som kom i produksjon i fjerde kvartal 2004, kunne ikke fullstendig erstatte produksjonsreduksjonen fra gamle felt.

Gjennomsnittlig gassproduksjon per dag var på 67,2 millioner Sm^3 i 2005, sammenlignet med 58,1 millioner Sm^3 i 2004 og 52,6 millioner Sm^3 i 2003.

Økningen på 16 prosent fra 2004 til 2005 og økningen på 11 prosent fra 2003 til 2004 var hovedsakelig knyttet til økte langsiktige kontrakter for gassvolumer og høyt avtak på eksisterende kontrakter.

Produksjonsenhetskostnaden var 3,35 USD per fat i 2005, 3,34 USD per fat i 2004 og 3,10 USD per fat i 2003. Økningen fra 2003 til 2004 skyldtes 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 økt fra 21,93 kroner per fat i 2003 til 22,45 kroner per fat i 2004, og redusert til 21,59 kroner i 2005.

Drifts-, salgs- og admininistrasjonskostnader var 10,2 milliarder kroner i 2005, 9,9 milliarder kroner i 2004 og 11,3 milliarder kroner i 2003. Økningen på 4 prosent fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak en økning i plattformkostnader på 0,6 milliarder kroner, en økning i transportkostnader for NGL på 0,3 milliarder kroner og en reversering av riggavsetninger på 0,4 milliarder kroner i 2005 sammenlignet med 1,0 milliarder kroner i 2004, som ble delvis motvirket av et realisert tap på riggavsetninger på 0,3 milliarder kroner. Fra januar 2005 har varekostnaden relatert til kjøp av tredjeparts NGL blitt reklassifisert til en reduksjon i salgsinntekt. Varekostnaden knyttet til NGL utgjorde 0,7 milliarder kroner i 2004 og 0,5 milliarder kroner i 2003.

Reduksjonen på 13 prosent fra 2003 til 2004 skyldtes hovedsakelig reversering av riggavsetninger på 1,0 milliard kroner sammenlignet med en

USGAAP Resultatregnskap (i millioner kroner)	2005	2004	endring	2003	endring
Driftsinntekter	97 623	74 050	32%	62 494	18%
Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader	10 223	9 863	4%	11 305	-13%
Av- og nedskrivninger	11 450	12 381	-8%	11 969	3%
Undersøkelseskostnader	1 818	777	134%	1 365	-43%
Resultat før finans, andre poster skatt og minoritetsinteresser	74 132	51 029	45%	37 855	35%
Oljepris (USD/fat) (1)	54,1	38,4	41%	29,1	32%
Operasjonelle data:					
Olje (1000 fat o.e./dag)	561,6	612,8	-8%	651,9	-6%
Naturgass (millioner Sm^3/dag)	67,2	58,2	16%	52,6	11%
Samlet produksjon (1 000 fat o.e./dag)	984,2	978,3	1%	982,4	0%
Produksjonskostnad (USD/fat o.e.) (2)	3,35	3,34	0%	3,10	8%
Produksjonskostnad (NOK/fat o.e.) (2)	21,59	22,45	-4%	21,93	2%

(1) I 2005 og 2004 er oljeprisen for U&P Norge et volumvektet gjennomsnitt av olje og NGL prisen mottatt for olje løftet av segmentet. For året 2003 inkluderer prisen ikke NGL.
(2) Produksjonsenhetskostnader beregnes ved å dividere driftskostnader forbundet med produksjonen (løfting) av olje og naturgass med samlet produksjon (løfting) av olje og naturgass i et gitt år.

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 11,5 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 12,4 milliarder kroner i 2004 og 12,0 milliarder kroner i 2003. Reduksjonen fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak økte reserver på flere felt, som reduserte avskrivningsraten, og nedskrivninger på Murchinson i 2004. Dette ble delvis motvirket av produksjonsoppstart på de nye feltene Kvitebjørn og Tune sent i 2004 og Kristin, Urd og Visund gass sent i 2005.

Økningen fra 2003 til 2004 skyldtes hovedsakelig nedskrivninger på Murchison, nedskrivning 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, samt lavere løftede oljevolumer.

Undersøkelsesutgiftene (aktiviteten) var 2,2 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 1,1 milliarder kroner i 2004 og 1,2 milliarder kroner i 2003. Økningen på 100 prosent fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak flere borede brønner og mer seismisk aktivitet, samt generelt mer kostbare brønner. Reduksjonen på 8 prosent fra 2003 til 2004 skyldtes færre borede brønner.

Undersøkelseskostnadene i 2005 var 1,8 milliarder kroner, sammenlignet med 0,8 milliarder kroner i 2004 og 1,4 milliarder kroner i 2003. Den økte letekostnaden fra 2004 til 2005 var hovedsakelig knyttet til høyere leteaktivitet i 2005 enn i 2004 og høyere balanseført letekostnad i tidligere år, men skrevet av i 2005 enn i 2004. Dette ble delvis motvirket av høyere balanseførte leteutgifter i 2005 enn i 2004.

Den reduserte undersøkelseskostnaden i 2004 sammenlignet med 2003 skyldtes hovedsakelig høyere balanseført leting i 2004 enn i 2003 og lavere bidrag fra kostnadsføring av tidligere perioders balanseførte undersøkelsesutgifter i 2004 enn i 2003. Undersøkelseskostnaden i 2005 inkluderte 0,2 milliarder kroner i kostnadsføring av tidligere balanseførte undersøkelsesutgifter, sammenlignet med 0,1 milliarder kroner i 2004 og 0,3 milliarder kroner i 2003.

I 2005 ble ni lete- og avgrensningsbrønner ferdigstilt, hvorav seks resulterte i funn. I tillegg ble fem leteforlengelser av produksjonsbrønner ferdigstilt i 2005, hvorav fire resulterte i funn. I 2004 ble det ferdigstilt seks lete-

og avgrensningsbrønner, 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 avgrensningsbrønner, hvorav seks 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 2005 var 74,1 milliarder kroner, sammenlignet med 51,0 milliarder kroner i 2004 og 37,9 milliarder kroner i 2003. Økningen på 45 prosent i resultat fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak økte inntekter som følge av en økning i oljeprisen målt i norske kroner på 35 prosent og en økning på 47 prosent i internprisen for naturgass målt i norske kroner. Av- og nedskrivninger ble redusert med 8 prosent, men denne reduksjonen ble delvis motvirket av en økning på 134 prosent i letekostnader og en økning på 4 prosent i drifts-, salgs- og administrasjonskostnader.

Økningen på 35 prosent fra 2003 til 2004 skyldtes 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. 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.

Leting (i millioner kroner)	2005	2004	2003
Undersøkelsesutgift (aktivitet)	2 188	1 092	1 215
Kostnadsført, tidligere balanseført undersøkelsesutgift	158	61	256
Balanseført del av periodens undersøkelsesutgift	-528	-376	-106
Undersøkelskostnader	1 818	777	1 365

Internasjonal U&P
Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, operasjonelle nøkkeltall og tilhørende prosentvise endringer for forretningsområdet Internasjonal U&P for 2005, 2004 og 2003.

Regnskapsårene 2005, 2004 og 2003
Internasjonal U&P hadde driftsinntekter på 19,6 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 9,8 milliarder kroner i 2004 og 6,6 milliarder kroner i 2003.

Økningen på 100 prosent fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak en økning på 59 prosent i løftede volumer, som bidro med 4,8 milliarder kroner og en økning på 37 prosent i segmentets realiserte oljepriser målt i norske kroner som bidro med 4,5 milliarder kroner.

Økningen på 48 prosent fra 2003 til 2004 skyldtes i hovedsak økt løfting av olje og gass og høyere priser for råolje som hver bidro med 1,9 milliarder kroner. Priseffekten ble delvis motvirket av en svekkelse i NOK/USD-valutakursen som reduserte inntektene med 0,5 milliarder kroner.

Gjennomsnittlig daglig oljeproduksjon (løfting) var på 139 500 fat per dag i 2005, sammenlignet med 99 800 fat per dag i 2004 og 85 600 fat per dag i 2003. Økningen på 40 prosent i gjennomsnittlig daglig produksjon av olje fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak nye felt slik som Central Azeri-delen av ACG-feltet, og Kizomba B, som kom i produksjon i henholdsvis første kvartal og tredje kvartal 2005. I tillegg ble produksjonen trappet opp ved Kizomba A-feltet, som kom i produksjon i tredje kvartal 2004, og produksjonen fra Lufeng-feltet som startet opp igjen i andre kvartal 2005, noe som bidro med økt produksjon i 2005. Disse økningene ble delvis motvirket av redusert egenproduksjon under produksjonsdelingsavtaler fra Xikomba og Girassol/Jasmim feltene i Angola, samt en lavere produksjon fra Alba- og Schiehallion-feltene i Storbritannia.

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 lavere produksjon fra feltene Alba og Schiehallion i Storbritannia, og Girassol i Angola.

Gjennomsnittlig gassproduksjon i 2005 var 6,8 millioner Sm^3 per dag, sammenlignet med 2,4 millioner Sm^3 per dag i 2004 og 0,4 millioner Sm^3 per dag i 2003. Den store økningen fra 2003 til 2004 og fra 2004 til 2005 skyldtes feltet In Salah i Algerie, som kom i produksjon i juli 2004.

Av- og nedskrivninger beløp seg i 2005 til 6,3 milliarder kroner, sammenlignet med 2,2 milliarder kroner i 2004 og 1,8 milliarder kroner i 2003. Økningen på 183 prosent fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak en nedskrivning på 2,2 milliarder kroner av bokført verdi av Statoils andel i prosjektet South Pars fase 6-7-8 i Iran. Økt løfting fra eksisterende felt og nye felt som kom i produksjon bidro også til økningen i av- og nedskrivninger. En annen grunn til økningen i av- og nedskrivninger var en reduksjon i estimatene på sikre reserver i fjerde kvartal 2005, som anvendes i beregningene av avskrivninger. Denne reduksjonen i sikre reserver kommer av den effekten som høyere oljepriser har på produksjonen for internasjonale prosjekter under produksjonsdelingsavtaler.

Økningen i av- og nedskrivninger på 24 prosent fra 2003 til 2004 skyldtes i hovedsak økt løfting, men ble delvis motvirket av nedskrivningen på 0,2 milliarder kroner på Dunlin-feltet i Storbritannia i 2003.

USGAAP Resultatregnskap (i millioner kroner)	2005	2004	endring	2003	endring
Driftsinntekter	19 563	9 765	100%	6 615	48%
Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader	3 491	2 311	51%	2 045	13%
Av- og nedskrivninger	6 273	2 215	183%	1 784	24%
Undersøkelseskostnader	1 435	1 051	37%	1 005	5%
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	8 364	4 188	100%	1 781	135%
Oljepris (USD/fat) (1)	51,0	35,7	43%	27,6	29%
Operasjonelle data:					
Olje (1 000 fat o.e./dag)	139,5	99,8	40%	85,6	17%
Naturgass (millioner Sm^3/dag)	6,8	2,4	185%	0,5	397%
Samlet produksjon (løfting) (1 000 fat o.e./dag)	182,0	114,8	59%	88,2	30%
Produksjonskostnad (løfting) (USD per fat o.e.) (2)	3,90	4,59(3)	-15%	3,88	18%

(1) I 2005 og 2004 er oljeprisen for segmentet Internasjonal U&P et volumvektet gjennomsnitt av internprisen og eksternprisen for solgte oljevolum.
(2) Produksjonskostnaden er beregnet ved å dividere driftskostnader relatert til produksjon (løfting) av gass og olje på samlet produksjon (løfting) av petroleum i et gitt år.
(3) Den tidligere rapporterte produksjonenhetskostnaden på 4,74 USD per fat i 2004 inkluderte produksjonsavgift betalt på Sincor, som per definisjon ikke utgjør en del av driftskostnadene relatert til produksjon av olje og gass. Justert for Sincor produksjonsavgiften var produksjonsenhetskostnaden 4,59 USD per fat i 2004.

Produksjonsenhetskostnad på 12 måneders gjennomsnitt var 3,9 USD per fat o.e. i 2005, sammenlignet med en produksjonskostnad i 2004 på 4,59 USD per fat o.e., en reduksjon på 15 prosent. Reduksjonen skyldtes hovedsakelig økt løfting som følge av opptrappingen av produksjonen fra store felt som In Salah, Kizomba A, Kizomba B og ACG. Økningen i produksjonsenhetskostnaden på 18 prosent fra 2003 til 2004 var hovedsakelig knyttet til økte driftskostnader på Lufeng, der leiekostnaden for produksjonsskipet var knyttet til oljeprisen, samt en planlagt vedlikeholdsstans på Sincor, som finner sted hvert tredje år.

Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader. Grunnet høyere løfting, nye felt som kom i produksjon og sterkere kostnadspress har driftskostnadene økt med 1,2 milliarder kroner fra 2004 til 2005. Økningen i driftskostnadene på 0,3 milliarder kroner fra 2003 til 2004 skyldtes høyere løfting og høyere gjennomsnittlig driftskostnad.

Undersøkelsesutgifter (aktiviteten) var på 2,1 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 1,4 milliarder kroner i 2004 og 1,2 milliarder kroner i 2003. Økningen fra 2004 til 2005 er hovedsakelig forklart ved økt aktivitetsnivå, mer kostbare brønner og mer kjøp av seismiske data.

Undersøkelseskostnadene var 1,4 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 1,1 milliarder kroner i 2004 og 1,0 milliarder kroner i 2003.

Totalt ble 11 lete- og avgrensningsbrønner ferdigstilt i 2005, hvorav åtte brønner resulterte i funn og én brønn avventer endelig evaluering. I 2004 ble det ferdigstilt totalt seks lete- og avgrensningsbrønner, hvorav fem resulterte i funn. I 2003 ble det avsluttet totalt 14 lete- og avgrensningsbrønner, hvorav 11 resulterte i funn og forble balanseført.

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

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser for Internasjonal U&P var 8,4 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 4,2 milliarder kroner i 2004 og 1,8 milliarder kroner i 2003. Økte inntekter

var et resultat av økt løfting og høyere priser for olje og naturgass. Totale kostnader økte med 5,6 milliarder kroner fra 2004 til 2005, hovedsakelig grunnet økte av- og nedskrivninger inkludert en nedskrivning av bokført verdi av Statoils andel i prosjektet South Pars fase 6-7-8 og høyere driftskostnader grunnet økt løfting. Letekostnader og salgs-, administrasjons- og forretningsutviklingskostnader økte også fra 2004 til 2005 grunnet økt aktivitet på alle områder.

Økningen på 135 prosent i resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser fra 2003 til 2004 skyldtes økte inntekter som følge av økt løfting og høyere olje- og gasspriser, reduserte forretningsutviklingskostnader, samt nedskrivningen på 0,2 milliarder kroner på Dunlin-feltet i Storbritannia i 2003. Driftskostnader økte totalt sett, og av- og nedskrivninger økte i 2004 sammenlignet med 2003 grunnet høyere løfting.

Leting (i millioner kroner)	2005	2004	2003
Undersøkelsesutgift (aktivitet)	2 149	1 374	1 230
Kostnadsført, tidligere balanseført undersøkelsesutgift	0	49	0
Balanseført del av periodens undersøkelsesutgift	-714	-372	-225
Undersøkelseskostnader	1 435	1 051	1 005

Naturgass

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, voluminformasjon og prosentvise endringer for forretningsområdet Naturgass for 2005, 2004 og 2003.

Regnskapsårene 2005, 2004 og 2003

Inntekter i Naturgass-virksomheten består hovedsakelig av gassalg under våre langsiktige gassalgskontrakter, tariffinntekter fra rørledninger, transport og inntekt fra vår andel av prosesseringsanlegg. Naturgass hadde driftsinntekter på 45,8 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 33,3 milliarder kroner i 2004 og 25,5 milliarder kroner i 2003. Økningen på 37 prosent fra 2004 til 2005 er i hovedsak knyttet til økte gassalg, høyere gasspriser målt i norske kroner og høyere inntekter fra prosessering og transport.

Økningen på 31 prosent fra 2003 til 2004 er hovedsakelig relatert til økte gassalg, økte gasspriser, salg av aksjene i VNG, høyere inntekter fra salg av etan og høyere inntekter fra prosessering og transport.

Gassalg. Statoil solgte 27,3 milliarder Sm^3 i 2005, sammenlignet med 25,0 milliarder Sm^3 naturgass i 2004 og 21,1 milliarder Sm^3 i 2003. Økningen i gassalg på 9 prosent fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak høyere avtak under eksisterende kontrakter, en økning i vår portefølje av langsiktige gassalgskontrakter, økte produksjonstillatelser og økt tredjeparts gassalg i USA.

Økningen i gassalget på 18 prosent fra 2003 til 2004 skyldtes hovedsakelig høyere avtak fra eksisterende kunder, økt gassalg fra nye gassalgskontrakter i vår portefølje og økte tredjeparts gassalg til USA.

Av totalt gassalg i 2005 var 24,6 milliarder Sm^3 egenprodusert. Gjennomsnittlige priser på vår gass solgt i Europa var 1,45 kroner per Sm^3 i 2005, sammenlignet med 1,10 kroner per Sm^3 i 2004, en økning på 32 prosent sammenlignet med 1,02 kroner i 2003, en økning på 8 prosent. Den økte prisen fra år til år skyldtes hovedsakelig økte priser på oljeprodukter, konkurrerende energikilder samt høyere gasspriser på National Balancing Point (NBP) i Storbritannia. Gass fra feltet In Salah blir ikke solgt av segmentet Naturgass, og derfor er Statoils salgsvolum fra dette feltet ikke inkludert i det rapporterte salget fra segmentet Naturgass.

Varekostnaden økte med 59 prosent fra 2004 til 2005, og med 50 prosent fra 2003 til 2004. Dette skyldtes høyere internpris til U&P Norge for gass, høyere priser betalt for volum som ble videresolgt i USA samt høyere volumer for både Statoil-produserte volumer for salg i Europa og tredjepartsvolumer for salg i USA.

Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader økte med 27 prosent fra 2004 til 2005 og med 11 prosent fra 2003 til 2004, hovedsakelig på grunn av høyere transportkostnader knyttet til økte gassalgsvolumer.

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser for forretningsområdet Naturgass i 2005 var 5,9 milliarder kroner, sammenlignet med 6,8 milliarder kroner i 2004 og 6,0 milliarder kroner i 2003. Reduksjonen på 13 prosent fra 2004 til 2005 var i hovedsak knyttet til en økning i varekostnaden. Salget av aksjene i VNG bidro også til økt resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser i 2004.

Økningen i resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser på 13 prosent fra 2003 til 2004 skyldtes hovedsakelig salget av aksjene i VNG. Økt salg og en 8 prosent økning i gassalgsprisen ble motvirket av økte varekostnader grunnet høyere internpris på gass samt en økning i solgte gassvolumer.

USGAAP Resultatregnskap (i millioner kroner)	2005	2004	endring	2003	endring
Driftsinntekter	45 823	33 326	37%	25 452	31%
Salg av naturgass (1)	41 565	29 703	40%	22 041	35%
Prosessering og transport	4 258	3 623	18%	3 411	6%
Varekostnader	30 826	19 350	59%	12 932	50%
Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader	8 321	6 540	27%	5 896	11%
Av-og nedskrivninger	775	652	19%	619	5%
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	5 901	6 784	-13%	6 005	13%
Priser:(2)					
Naturgasspris (NOK/Sm^3) (3)	1,45	1,10	31%	1,02	8%
Internpris naturgass (NOK/Sm^3)	1,04	0,71	47%	0,59	20%
Volumer solgt:(4)					
For vår egen regning (milliarder Sm^3 per år) (5)	27,3	25,0	9%	21,1	18%
For SDØEs regning (milliarder Sm^3 per år)	31,6	30,3	4%	25,9	15%

(1) Inntekter fra salget av VNG-aksjer på 0,6 milliarder kroner er inkludert i salg av naturgass for 2004.
(2) Gasspriser er volumvektede gjennomsnitt.
(3) Beregningen av gjennomsnittlig naturgasspris ekskluderer inntekter fra tredjepartssalg i USA, etan og volum rapportert av segmentet Internasjonal U&P
(4) Alle volum er forutsatt målt ved en brutto varmeverdi på 40 MJ/Sm^3.
(5) Ekskluderer naturgassvolum solgt av segmentet Internasjonal U&P, men inkluderer tredjeparts volum solgt av segmentet Naturgass

Foredling og Markedsføring

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, operasjonelle data og prosentvise endringer for forretningsområdet Foredling og Markedsføring for 2005, 2004 og 2003.

Regnskapsårene 2005, 2004 og 2003

Foredling og Markedsføring hadde **driftsinntekter** på 339,4 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 267,2 milliarder kroner i 2004 og 218,6 milliarder kroner i 2003. Økningen på 27 prosent fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak høyere priser målt i USD for råolje, men ble delvis motvirket av en styrkning av den norske kronen sammenlignet med USD og en reduksjon i totale råoljevolum med 3 prosent. Foredling og Markedsføring selger Statoils egenolje, tredjepartsolje og SDØE-volumer.

Varekostnaden økte fra 200,5 milliarder kroner i 2003, til 247,0 milliarder kroner i 2004 og til 313,3 milliarder kroner i 2005. Økningen fra 2004 til 2005 skyldtes hovedsakelig høyere priser i USD for råolje og det at SDS var konsolidert i konsernet i 12 måneder i 2005 mot bare seks måneder i 2004. Konsolideringen av SDS økte varekostnadene i 2004 med 6 prosent sammenlignet med 2003.

Drifts-, salgs- og admininistrasjonskostnader økte med 13 prosent i 2005 sammenlignet med 2004, hovedsakelig grunnet fullårseffekten av konsolideringen av SDS og restruktureringskostnader i markedsføringsvirksomheten. I 2004 sammenlignet med 2003 økte drifts-, salgs- og admininistrasjonskostnadene med 10 prosent, hovedsakelig på grunn av konsolideringen av SDS sine eiendeler i konsernets regnskap.

Av- og nedskrivninger utgjorde i alt 2,2 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 1,7 milliarder kroner i 2004 og 1,4 milliarder kroner i 2003. Økningen fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak avskrivning av SDS eiendelene som var konsolidert i 12 måneder i 2005, sammenlignet med seks måneder i 2004.

Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser for Foredling og Markedsføring var 7,6 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 3,9 milliarder kroner i 2004 og 3,6 milliarder kroner i 2003. Gevinsten fra salget av Statoils aksjer i Borealis og høyere marginer kombinert med høyere regularitet innenfor foredlingsvirksomheten var hovedårsakene til økningen på 3,6 milliarder kroner fra 2004 til 2005. Navion ble solgt i 2003, og bidro med 0,5 milliarder kroner i resultat i 2003.

Innenfor **foredling** økte resultatet med 1,7 milliarder kroner fra 2004 til 2005, hovedsakelig grunnet høyere raffineringsmarginer og høyere regularitetsnivåer. Høyere raffineringsmarginer bidro med 0,6 milliarder kroner i resultatøkning fra 2003 til 2004. Gjennomsnittlig raffinerimargin (FCC-margin) var 23 prosent høyere, tilsvarende 1,5 USD per fat, i 2005 sammenlignet med 2004. Gjennomsnittlig kontraktspris på metanol var rundt 6 prosent høyere i norske kroner i 2005 enn i 2004.

Innenfor **Oljesalg, handel og forsyning (O&S)** økte resultatet med 0,7 milliarder kroner fra 2004 til 2005, hovedsakelig grunnet gode resultater fra handelsvirksomheten og valutagevinster på kommersielle lager, som ble delvis motvirket av et lavere bidrag fra det betingede vederlaget knyttet til salget av Melakaraffineriet. Resultatet ble redusert med 0,3 milliarder kroner i 2004 sammenlignet med 2003, hovedsakelig grunnet valutaeffekter og endringer i markedsverdi på lager. Dette motvirkes delvis av en netto inntektsføring knyttet til et betinget vederlag fra salget av Melakaraffineriet. Den endelige betalingen av den betingede kompensasjonen fra salget av Melakaraffineriet er forventet mottatt i andre kvartal 2006.

Resultatet fra **markedsføringsvirksomheten** ble svakt redusert i 2005 sammenlignet med 2004 og redusert med 0,2 milliarder kroner i 2004 sammenlignet med 2003. Reduksjonen fra 2004 til 2005 skyldtes lavere marginer, særlig i Sverige, samt restruktureringskostnader.

Resultatbidraget fra **Borealis** til Foredling og Markedsføring var en inntekt på 2,2 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 0,8 milliarder kroner i 2004 og 0,1 milliarder kroner i 2003. Bidraget fra Borealis økte fra 2004 til 2005 grunnet gevinsten fra salget av Statoils 50 prosent andel i Borealis til International Petroleum Investment Company (IPIC) og OMV Aktiengesellschaft. Statoil mottok 1 milliarder euro for salget, tilsvarende 7,8 milliarder kroner, noe som gav en regnskapsmessig gevinst på 1,5 milliarder kroner i fjerde kvartal 2005. Økningen fra 2003 til 2004 skyldtes meget høye marginer, økte volumer og driftsforbedringer.

USGAAP Resultatregnskap (i millioner kroner)	2005	2004	endring	2003	endring
Driftsinntekter	339 380	267 177	27%	218 642	22%
Varekostnader	313 125	246 971	27%	200 453	23%
Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader	16 402	14 566	13%	13 215	10%
Av- og nedskrivninger	2 207	1 719	28%	1 419	21%
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	7 646	3 921	95%	3 555	10%
Operasjonelle data:					
FCC margin (USD/fat)	7,9	6,4	23%	4,4	45%
Kontraktspris metanol (EUR/tonn)	225	213	6%	226	-6%
Petrokjemimargin (EUR/tonn)	161	153	5%	119	29%

Øvrig virksomhet

Regnskapsårene 2005, 2004 og 2003
Annen virksomhet består av virksomheten til Konserntjenester, Konsernsenteret, Finanstjenester og konsernets tekniske tjenesteleverandør Teknologi og Prosjekter (T&P). Annen virksomhet viste et underskudd før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser på 0,9 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 0,8 milliarder kroner i 2004 og 0,3 milliarder kroner i 2003. Segmentet Øvrig virksomhet inkluderer økt forsikringskostnad på 0,8 milliarder kroner i 2005, som skyldtes ekstra forsikringspremie og forpliktelser i to gjensidige forsikringsselskap hvor Statoil Forsikring a.s deltar. Tilsvarende økning for 2004 er 0,4 millarder kroner.

Likviditet og kapitalressurser

Kontantstrøm fra driften
Vår viktigste kontantstrømkilde er midler generert fra drift. Kontantstrøm fra driften utgjorde 56,3 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 38,8 milliarder kroner i 2004 og 30,8 milliarder kroner i 2003.

Økningen i kontantstrøm fra driften på 17,4 milliarder kroner i 2005 sammenlignet med 2004, skyldtes i hovedsak økt kontantstrøm fra underliggende operasjoner som bidro med 27,5 milliarder kroner. Kortsiktige investeringer bidro med 7,1 milliarder kroner. En økning i betalte skatter reduserte kontantstrøm fra driften med 15,5 milliarder kroner, mens endring i arbeidskapital og langsiktige poster knyttet til driften reduserte kontantstrøm fra driften med 1,6 milliarder kroner.

Økningen på 8,0 milliarder kroner fra 2003 til 2004 skyldtes hovedsakelig 17,6 milliarder kroner økt kontantstrøm før skatt, hovedsakelig på grunn av høyere priser og marginer. Dette ble delvis motvirket 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.

Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter utgjorde 37,7 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 32,0 milliarder kroner i 2004 og 23,2 milliarder kroner i 2003.

Bruttoinvesteringer, definert som investeringer i varige driftsmidler og balanseførte undersøkelsesutgifter, økte til 46,2 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 42,8 milliarder kroner i 2004 og 24,1 milliarder kroner i 2003. Bruttoinvesteringer inkluderer også investeringer i immaterielle eiendeler og langsiktige aksjeinvesteringer. Økningen fra 2004 til 2005 i bruttoinvesteringer skyldtes hovedsakelig oppkjøpet av eiendeler fra EnCana i Mexicogolfen for 13,2 milliarder kroner i andre kvartal 2005.

Økningen fra 2003 til 2004 var hovedsakelig knyttet til økte investeringer i U&P Norge og Internasjonal U&P som en følge av et økt antall utbyggingsprosjekter.

Forskjellen på 8,5 milliarder mellom kontantstrøm til investeringer på 37,7 milliarder kroner og bruttoinvesteringer på 46,2 milliarder kroner i 2005 var hovedsakelig knyttet til salget av aksjene i Borealis og porteføljetransaksjoner på norsk sokkel.

Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter
Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter utgjorde 16,5 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 9,1 milliarder kroner i 2004 og 7,9 milliarder kroner i 2003. Nye langsiktige låneopptak ble redusert med 4,2 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 2004, og tilbakebetaling av langsiktig gjeld ble redusert med 3,4 milliarder kroner i 2005 sammenlignet med 2004.

Økningen på 7,5 milliarder kroner i kontantstrøm til finansieringsaktiviteter fra 2004 til 2005 var hovedsakelig relatert til endringer i kontantstrøm knyttet til reduksjon i nye langsiktige lån og en økning i utbetalt utbytte, delvis motvirket av en reduksjon i tilbakebetaling av langsiktige lån. I 2005 betalte Statoil et utbytte til aksjonærene på 11,5 milliarder kroner, mens utbyttet utbetalt til aksjonærene i 2004 var 6,4 milliarder kroner og 6,3 milliarder kroner i 2003.

Arbeidskapital
Arbeidskapitalen (omløpsmidler minus kortsiktig gjeld) ble redusert med 4,5 milliarder kroner fra 2004 til 2005, fra en positiv arbeidskapital på 3,9 milliarder kroner per 31. desember 2004 til en negativ arbeidskapital på 0,6 milliarder kroner per 31. desember 2005. Dette skyldes i hovedsak økt skyldig betalbar skatt som følge av økte oljepriser. Arbeidskapitalen per 31. desember 2003 var på 1,7 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 møte 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 og vedlikehold. 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 og investeringer. Vårt investeringsprogram er spredt over året. Investeringsnivået i årene som kommer er forventet fortsatt å ligge høyt i årene som kommer, på et nivå på 110-115 milliarder kroner for perioden 2005-2007 (ekskludert kjøpet av eiendelene i Mexicogolfen fra EnCana på 13,2 milliarder kroner). 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. Statoil forventer imidlertid så langt at kontantstrøm fra drift vil være tilstrekkelig til å møte likviditetsbehovet for 2006 totalt sett. Det er vår intensjon å holde forholdstall knyttet til netto gjeld på nivåer som er forenlig med vår målsetting om å opprettholde konsernets langsiktige kredittrating innenfor A kategorien (for nåværende ratingnivå, se nedenfor). Per 31. desember 2005 hadde Statoil likvide midler på 13,9 milliarder kroner, inkludert omtrent 6,8 milliarder kroner i kortsiktige investeringer (både norske og internasjonale kapitalmarkedsinvesteringer), og 7,0 milliarder kroner i betalingsmidler. Per 31. desember 2005 var cirka 18 prosent av vår beholdning av betalingsmidler holdt i aktiva notert i norske kroner, 75 prosent i USD og 7 prosent i andre valutaer. Alle valutabeholdninger er før effekten av valutabytteavtaler og terminkontrakter. Plasseringene i kapitalmarkedet ble redusert med 4,8 milliarder kroner i løpet av 2005, sammenlignet med ved utgangen av 2004. Kontanter ble redusert med 2,0 milliarder kroner i 2005 sammenlignet med 2004.

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 norske kroner) økt siden 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 notert i norske kroner, 10 prosent i USD, 15 prosent i euro og 5 prosent i andre valuta, før effekten av valutabytteavtaler og terminkontrakter.

Statoils generelle mål er å holde likviditetsreserver i form av betalingsmidler samt kommitterte, ubenyttede kredittfasiliteter og kredittlinjer for å sikre at vi har tilstrekkelige finansielle ressurser til å møte 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 2005 hadde konsernet tilgjengelig en kommittert kredittfasilitet på USD 2,0 milliarder som inneholder en «swingline»-opsjon på USD 0,5 milliarder, tilsvarende cirka 3,4 milliarder norske kroner. Denne fasiliteten ble etablert i 2004 og er tilgjengelig for utnyttelse frem til desember 2009. Ved utgangen av 2005 var den ubenyttet. I tillegg er det av en internasjonal finansinstitusjon på bilateral basis opprettet en kredittlinje på 200 millioner euro i vår favør. Frem til juni 2006 er denne kredittlinjen, som kan trekkes på med 15 dagers varsel, tilgjengelig for nedtrekk i en eller flere transjer. Disse kan nedbetales over perioder på 3-7 år. Vår langsiktige kredittklassifisering fra Moody's ble oppgradert til Aa2 i juni 2005 da Moody's introduserte en ny vurderingsmetodikk for statlig relaterte låntakere. Moody's kortsiktige klassifisering av Statoil er P-1. Standard & Poor sin kort- og langsiktige klassifisering av Statoil er henholdsvis A og A-1.

Rentebærende gjeld. Total rentebærende gjeld var 34,2 milliarder kroner ved utgangen av 2005, sammenlignet med 36,2 milliarder kroner ved utgangen av 2004. På tross av høye investeringer og en økt NOK/USD- valutakurs, ble gjelden redusert, hovedsakelig på grunn av økt kontantstrøm fra driften, salget

av aksjene i Borealis og nedbetaling av gjeld som oversteg behovet for ny gjeld. Per 31. desember 2003 var total rentebærende gjeld 37,3 milliarder kroner.

Netto rentebærende gjeld er definert som rentebærende kortsiktig og langsiktig gjeld fratrukket betalingsmidler og kortsiktige investeringer. Netto rentebærende gjeld per 31. desember 2005 var 19,5 milliarder kroner, sammenlignet med 20,3 milliarder kroner ved utgangen av 2004. Reduksjonen skyldes hovedsakelig redusert brutto rentebærende gjeld som referert til ovenfor, som ble delvis motvirket av en reduksjon på 1,6 milliarder kroner i justerte betalingsmidler. Per 31. desember 2003 var netto rentebærende gjeld 20,9 millioner kroner.

Gjeldsgraden, definert som netto rentebærende gjeld i forhold til sysselsatt kapital, var 15,3 prosent ved utgangen av 2005, sammenlignet med 19,0 prosent ved utgangen av 2004 og 22,6 prosent ved utgangen av 2003. Reduksjonen i dette forholdstallet skyldtes hovedsakelig økning i egenkapital. Vår metode for beregning av gjeldsgraden inkluderer visse justeringer, og gjeldsgraden anses følgelig som et non-GAAP finansielt måltall. Gjeldsgraden uten disse justeringene var 15,8 prosent i 2005, 18,4 prosent i 2004 og 22,4 prosent i 2003. For beregning og forklaring av måltallet se avsnittet –Bruk av non-GAAP finansielle måltall.

Statoils lånebehov dekkes hovedsakelig ved korte og langsiktige låneutstedelser i kapitalmarkedet, inkludert utnyttelse av et USD «Commercial Paper» program og et «Euro Medium Term Note» (EMTN)-program på henholdsvis 2 milliarder USD (økt fra 1 milliard USD i Januar 2006) og 3 milliarder USD, og gjennom utnyttelse av kommitterte kredittfasiliteter og -linjer. Bortsett fra trekk på omtrent 45 millioner USD under BTC prosjektfinansieringen beskrevet nedenfor, har det ikke funnet sted noe langsiktig låneopptak i 2005.

Statoil er part i en avtale vedrørende et prosjektlån som beløper seg til 225 millioner USD, hvorav 32 millioner USD ytes fra bankmarkedet og resten gjennom et sponsorlån i Statoils eget navn. Hensikten med denne finansieringen er å dekke deler av Statoils forpliktelse med hensyn til selskapets deltakerandel i rørprosjektet BTC Co i Aserbajdsjan, Georgia og Tyrkia. Dette prosjektlånet er fullt garantert av Statoil frem til produksjonsoppstart og visse operasjonelle betingelser har blitt oppfylt. Ved utgangen av 2005 var omtrent 212 millioner USD blitt utbetalt under denne avtalen. Prosjektlånet forventes å være fullt tilbakebetalt innen 2015.

Per 31. desember 2005, er vår langsiktige låneportefølje totalt på 32,7 milliarder kroner, med en gjennomsnittlig løpetid på 10,6 år, og en gjennomsnittlig vektet rentesats på 5,4 prosent per år. Per 31. desember 2004 var vår samlede langsiktige gjeldsportefølje på 31,5 milliarder kroner med en gjennomsnittlig løpetid på 11 år og en vektet gjennomsnittlig rentesats på 5,0 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.

Etter effekten av valutabytteavtaler, er lånene våre 100 prosent i USD.

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. Statoil velger valuta for sine 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 hovedsaklig er i USD. I tillegg styrer Statoil renteeksponeringer ved å benytte rentederivater, hovedsakelig rentebytteavtaler, basert på en fastsatt ramme for rentebindingsprofil for den samlede låneporteføljen.

Ny langsiktig gjeld utgjorde totalt 0,4 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med 4,6 milliarder kroner i 2004, og 3,2 milliarder kroner i 2003. Statoil betalte tilbake cirka 3,2 milliarder kroner i 2005, sammenlignet med cirka 6,6 milliarder kroner i 2004 og cirka 2,8 milliarder kroner i 2003. Per 31. desember 2005 skulle 1,1 milliarder kroner av gjelden betales tilbake i løpet av ett år, 8,7 milliarder kroner av gjelden hadde en løpetid på to til fem år og 24,0 milliarder kroner mer enn fem år. Til sammenligning var tallene per 31. desember 2004 henholdsvis 3,0, 8,9 og 22,5 milliarder kroner og per 31. desember 2003 henholdsvis 3,2, 9,3 og 23,7 milliarder kroner.

Konsernets selskaps-, prosjektfinansierings- samt øvrige finansfunksjoner utfører sentraliserte tjenester vedrørende den totale innlånsaktivitet og valuta- og rentestyring. Virksomheten gjennomføres innenfor rammen av de retningslinjer og risikogrenser som autoriseres og regelmessig gjennomgås av vår konserndirektør for økonomi og finans. Gjeldsporteføljen forvaltes i samarbeid med konsernets risikostyringsavdeling, og vi benytter forskjellige derivatinstrumenter. Internkontrollen gjennomgås med jevne mellomrom av interne revisorer for vurdering av risiko. Nærmere opplysninger om vår risikostyring er inntatt i avsnittet Risikostyring nedenfor.

Kontraktsforpliktelser og andre kommersielle forpliktelser
Tabellen nedenfor oppsummer våre kontraktsforpliktelser og andre kommersielle forpliktelser per 31. desember 2005. Tabellen nedenfor viser kontraktuelle forpliktelser eksklusiv derivater og andre sikringsinstrument (se Risikostyring). Forpliktelser som konsernet skal betale til tilknyttede selskaper som ikke er konsolidert inn i konsernets regnskaper er inkludert brutto i tabellen nedenfor. I de tilfellene hvor konsernet derimot både har eierandeler og kostnader knyttet til transportkapasitet for en rørledning i det konsoliderte regnskapet, inkluderer tabellen transportforpliktelsene utover det som tilsvarer Statoils eierandel.

Kontraktsmessige investeringsforpliktelser beløp seg til 23 milliarder kroner ved utgangen av 2005, hvorav 13,5 milliarder kroner forfaller innen ett år fra 31. desember 2005.

Beregnede pensjonsforpliktelser beløp seg til 22,6 milliarder kroner og virkelig verdi av eiendeler beløp seg til 20,3 milliarder kroner per 31. desember 2005. Totale forhåndsbetalte pensjoner fratrukket urealiserte tap og urealiserte «prior service» kostnader beløp seg til 1,8 milliarder kroner per 31. desember 2005.

Virkninger av inflasjon
I de senere årene har resultatene i liten grad blitt påvirket av inflasjon. Inflasjonen i Norge, målt ved konsumprisindeksen, var i årene 2005, 2004 og 2003 på henholdsvis 1,8, 1,1 og 0,5 prosent.

Kritiske regnskapsprinsipper og estimater

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

Sikre olje- og gassreserver. Selskapets eksperter har estimert Statoils olje- og gassreserver i henhold til bransjestandarder og de krav som stilles av Securities and Exchange Commission (SEC). Selskapets 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 satt opp. I prisene som benyttes er det kun tatt hensyn til kontraktsfestede endringer i eksisterende priser, og ikke til generelle endringer i antatte priser og marginer. Sikre reserver benyttes ved beregning av avskrivninger. Reserveestimater benyttes også ved vurdering av mulig nedskrivningsbehov for oppstrømseiendeler. Fremtidige endringer i sikre olje- og gassreserver, for eksempel som følge av endringer i priser, kan ha en vesentlig effekt for avskrivninger og periodiseringen av nedstengnings- og fjerningskostnader,

		Gjenværende løpetid			
Kontraktsmessige forpliktelser (i millioner kroner)	**Sum**	**Under 1 år**	**1-3 år**	**4-5 år**	**> 5 år**
Langsiktig gjeld	33 800	1 131	4 512	4 142	24 015
Finansielle leieavtaler	680	54	72	47	507
Operasjonelle leieavtaler	15 184	3 121	5 601	3 017	3 445
Transportkapasitet og lignende forpliktelser	48 874	4 853	9 333	7 563	27 125
Sum kontraktsmessige forpliktelser	98 538	9 159	19 518	14 769	55 092

samt for vurderingene av eventuelt nedskrivningsbehov, som kan ha en vesentlig negativ effekt på resultatet på grunn av økte av- eller nedskrivninger.

Letekostnader og kjøpte leterettigheter. I samsvar med Statement of Financial Accounting Standards (FAS) nummer 19 balanseférer Statoil midlertidig utgifter til boring av letebrønner i påvente av en vurdering av om brønnene har funnet sikre olje- og gassreserver. Selskapet balanseférer 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 vil 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 (balanseførte utgifter til leteboring) og den effekt vår vurdering har på de beløp som balanseføres midlertidig, se den følgende tabellen som er en oppsummering av balanseførte leteutgifter på eiendelene 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 og immaterielle eiendeler. Endringer i forventningsverdi knyttet til de enkelte eiendeler kan resultere i at den bokførte verdien blir 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.

Kompleksitet er relatert til modellering av relevante udiskonterte fremtidige kontantstrømmer, til evalueringen av omfanget av eiendelen som nedskrivningen vurderes for, 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 estimere virkelig verdi 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 skjønn involvert både i å etablere disse, i å bestemme andre relevante faktorer slik som terminpriskurver, estimere fremtidig produksjon eller i å estimere en rimelig endelig avhendingsverdi for eiendelen. Verdsettelse av en eiendel krever videre en høy grad av skjønn i mange tilfeller hvor det ikke finnes noe eksisterende tredjepartsmarked der en kan observere virkelig verdi for den eiendelen som vurderes.

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse. Statoil har betydelige juridiske forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning av installasjoner ved utgangen av produksjonsperioden. Myndighetspålegg knyttet til nedstengning og fjerning av anleggsmidler regnskapsføres til virkelig verdi når kravet oppstår. Ved innregning av en forpliktelse skal den estimerte fremtidige fjerningsutgiften balanseføres som en del av den relaterte varige eiendelen og avskrives over levetiden til driftsmidlet.

Det er vanskelig å estimere kostnaden av disse nedstengnings- og fjerningsaktivitetene, som er basert på løpende reguleringer og teknologi. Mesteparten av fjerningsaktivitetene vil finne sted mange år inn i fremtiden og teknologi og fjerningskostnader er i konstant forandring. Et resultat av dette er at både den første innregningen av en nedstengnings- og fjerningsforpliktelse, de balanseførte kostnadene knyttet til nedstengnings- og

Balanseførte leteutgifter aktivert i påvente av bokføring av sikre reserver:

(i millioner kroner)	2005	2004	2003
Balanseførte leteutgifter per 1. januar	2 277	2 747	2 550
Tilgang	1 236	935	365
Reklassifisert til Produksjonsanlegg for olje og gass, inkludert rørledninger basert på bokføring av sikre reserver (1)	-480	-1 235	-63
Kostnadsførte, tidligere balanseførte leteutgifter	-149	-61	-59
Omregningsdifferanser	146	-109	-46
Balanseført per 31. desember (2)	3 030	2 277	2 747

(1) I tillegg er 238 millioner kroner i leteutgifter relatert til ikke sikre reserver som ble reklassifisert til konstruksjonsarbeid grunnet det faktum at utbyggingsaktiviteten ble igangsatt forut for den forventede endelige evalueringen av sikre reserver i 2005.
(2) Balanseførte undersøkelsesutgifter beroende på endelig evaluering inkluderer ikke signaturbonuser og andre kjøpte rettigheter til henholdsvis 11 071, 609 og 1 045 millioner kroner ved utgangen av 2005, 2004 og 2003.

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 2005, 2004 og 2003:

(i millioner kroner)	2005	2004	2003
Netto bokført verdi på tomter, anlegg og utstyr	181 481	152 916	126 528
Netto bokført verdi ikke håndfaste eiendeler	2 388	2 374	2 156
Nedskrivning som er ført i resultatregnskapet i løpet av året	2 211	315	182

fjerningsforpliktelsen, og den påfølgende justeringen av disse balansepostene involverer anvendelse av betydelig skjønn. Ved utgangen av 2005 hadde Statoil bokført 3,6 milliarder kroner i økte eiendeler, og totale forpliktelser knyttet til fjerning beløp seg til 20,0 milliarder kroner.

Pensjonsforpliktelser. Ved estimering av nåverdien av definerte forpliktelser knyttet til pensjonsutbetalinger som representerer en langsiktig 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 diskonteringsrate som skal anvendes på fremtidige utbetalinger, den forventede avkastningen på pensjonseiendeler og den årlige raten av vekst i kompensasjonene. 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 kontoene.

Akkumulerte gevinster og tap over 10 prosent av den største av utbetalingsforpliktelsen og virkelig verdi av eiendeler blir amortisert over den gjenværende tjenestetiden 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.

Nedenfor er en spesifikasjon av netto tap som enda 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 balanseører alle derivater til markedsverdi. Derivater som ikke er sikringsaktiviteter, skal justeres til markedsverdi over resultatregnskapet.

Bruken av disse reglene krever utstrakt skjønn og valg av utforming av de ulike kontraktene som kvalifisert sikring kan påvirke tidspunktet når en foretar inntekts- eller kostnadsføringer relatert til derivatkontraktene, som kan tilsvare, men som ikke nødvendigvis tilsvarer, endringer i virkelig verdi av fysiske posisjoner, kontrakter og forventede transaksjoner, som ikke forventes å føres til markedsverdi i henhold til FAS 133. Regnskapsføring av ikke-funksjonelle valutabytteavtaler 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.

Når det ikke finnes direkte observerbare markedspriser via meglerestimat, må virkelig verdi av derivatkontraktene 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 kalkulerte langsiktige kontrakter, med virkning på inntekter eller kostnader i resultatregnskapet.

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, reguleringer og relevante domsavsigelser. Kvaliteten på disse estimatene avhenger i stor grad av vår evne til på en god måte å anvende til tider meget komplekse sett av regler, å erkjenne endringer i gjeldende regler og, i tilfellet av visse avsetninger, vår evne til å forutse fremtidig inntjening fra aktivitetene som kan medføre fremførbare tapsposisjoner mot fremtidige inntektsskatter.

Tabellen på neste side er en oppsummering av inntektsskatteeiendeler og forpliktelser i vår balanseoppstilling, samt årlig skattekostnad bokført i resultatregnskapet:

Forpliktelser utenfor balanseoppstillingen
Som en betingelse for tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass kan deltakerne måtte forplikte seg til å bore et visst antall brønner. Ved utgangen av 2005 er Statoil forpliktet til å delta i 16 brønner på norsk sokkel og 16 brønner i utlandet, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 50 prosent. Statoils andel av antatte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omkring 4

(i millioner kroner)	2005	2004	2003
Ikke realiserte netto tap (en eiendel i balanseoppstillingen)	3 811	2 685	4 248
Amortisering av tap (en kostnad i perioden)	53	175	54

Nøkkelforutsetninger for beregning av forventede fremtidige pensjonsutbetalinger	2005	2004	2003
Vektet gjennomsnittlig diskonteringssats	4,75%	5,50%	5,50%
Vektet gjennomsnittlig forventet avkastning på eiendelene	5,75%	6,50%	6,00%
Vektet gjennomsnittlig rate på veksten i kompensasjoner	3,00%	3,50%	3,50%

(i millioner kroner	2005	2004	2003
Betalbar skatt i balansen	29 750	19 117	17 676
Kortsiktige utsatt skattefordel	3 733	0	0
Langsiktig utsatt skattefordel	372	205	626
Langsiktig utsatt skattegjeld	43 347	44 270	37 849
Årets skattekostnad	60 039	45 425	27 447

milliarder kroner. Ytterligere brønner som Statoil kan bli forpliktet til å delta i boringen av, avhengig av fremtidige funn i 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 Statoils forholdsmessige kostnader for rørledningstransporten basert på bestilt kapasitet. I tillegg har konsernet inngått forpliktelser knyttet til avgifter på inngangskapasitet, terminalkapasitet, prosessering, lager og kapasitetsforpliktelser knyttet til skipstransport. Tilsvarende kostnad for året 2005 var 4,5 milliarder kroner.

Statoil har i 2004 signert en avtale med det USA-baserte energiselskapet Dominion relatert til ytterligere kapasitet ved Cove Point-terminalen for flytende naturgass (LNG) i USA. Denne avtalen involverer årlig terminalkapasitet på rundt 7,7 milliarder kubikkmeter med gass over en 20-årsperiode med planlagt oppstart i 2008, beroende på godkjennelse fra myndighetene i USA.

Forpliktelser knyttet til transportkapasitet og lignende forpliktelser per 31. desember 2005 er spesifisert i tabellen «Kontraktsmessige forpliktelser» under Likviditet og kapitalressurser.

Risikostyring

Oversikt. Statoil eksponeres for en rekke forskjellige markedsrisikoer som oppstår i forbindelse med vår vanlige forretningsvirksomhet. Markedsrisiko er muligheten for at endringer i valutakurser, rentesatser, raffineringsmarginer 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 det kan inntreffe tap i olje- og gassproduksjonen eller en katastrofe offshore innenfor vår virksomhet. 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 konsernrisikokomité ledes av vår konserndirektør for økonomi og finans (CFO), og består blant annet av representanter fra våre hovedforretningsområder. Konsernrisikokomiteen har ansvar for å definere og iverksette våre strategiske retningslinjer for håndtering av markedsrisiko, og møtes én gang i måneden for å fastsette våre strategier for risikostyring, inkludert sikrings- og handelsstrategier og verdsettelsesmetoder.

Vi deler risikostyring inn i forsikringsbare risikoer som styres av vårt eget forsikringsselskap som opererer i det norske og internasjonale forsikringsmarkedet; taktiske risikoer, som er kortsiktig handelsrisiko basert på underliggende eksponering og som styres av linjeledelsen; samt strategiske risikoer som er langsiktige grunnleggende risikoer, og som overvåkes av vår konsernrisikokomité 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 der verdien er basert på 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 konsernrisikokomité 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.

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 OTC 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 futures-kontrakter og opsjoner som handles over regulerte børser, OTC 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 forskjellig typer valutakontrakter for å styre vår valutarisiko. Vi benytter valutaterminkontrakter hovedsakelig for å styre valutarisiko knyttet til eksisterende kortsiktige fordringer og gjeld, inkludert likviditetssaldoer i utenlandske valutaer.

Renterisiko. Vi er eksponert for rentesvingninger 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 ut fra et avtalt referansebeløp og faste eller flytende renter.

Markedsverdi på finansielle og råvarebaserte derivater. Markedsverdiene på futureskontrakter og børsomsatte opsjonskontrakter er basert på markedspriser fra NYMEX eller fra IPE. Markedsverdiene på bytteavtaler og andre OTC 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 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 de valgte forutsetningene.

Tabellen nedenfor gir en oversikt per 31. desember 2005 over netto markedsverdi for OTC råvare- og finansielle derivater regnskapsført som derivater i henhold til FAS 133, fordelt henholdsvis etter tidspunkt for kontraktsutløp og kilde for fastsettelse av markedsverdi.

Andre eksterne kilder for råvarederivater som oppgitt i tabellen nedenfor er 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 øverst på neste side viser en avstemning av endring i netto markedsverdi for alle råvarebaserte og finansielle derivater som bokført enten per 31. desember 2005 eller 31. desember 2004, hensyntatt betalte depositum. Derivatkontrakter som ble inngått og senere oppgjort i løpet av 2005 er ikke inkludert i tabellen.

Kilde til markedsverdi	Netto markedsverdi				
Per 31. desember 2005 (i millioner kroner)	Kontraktsutløp innen 1 år	Kontraktsutløp 1-3 år	Kontraktsutløp 4-5 år	Kontraktsutløp etter 5 år	Sum netto markedsverdi
Noterte markedspriser	195	-2	0	0	193
Priser fra andre eksterne kilder	-64	-9	-4	0	-77
Pris basert på modeller eller andre verdsettelsesteknikker	0	0	0	0	0
Sum råvarebaserte derivater	131	-11	-4	0	116
Finansielle derivater:					
Noterte markedspriser	-2 033	896	1 302	1 235	1 400
Priser fra andre eksterne kilder	0	0	0	0	0
Pris basert på modeller eller andre verdsettelsesteknikker	0	0	0	0	0
Sum finansielle derivater	-2 033	896	1 302	1 235	1 400

(i millioner kroner)	Råvarederivater	Finansielle derivater
Netto markedsverdi på derivatkontrakter per 31. desember 2004	623	6 978
Kontrakter som er realisert eller gjort opp i perioden	-599	-2 452
Markedsverdi på nye kontrakter inngått i året	3	-1 944
Endring i markedsverdi grunnet endring i forutsetninger eller verdsettelsesteknikker	0	-1 182
Andre endringer i markedsverdi	-28	0
Netto markedsverdi på derivatkontrakter per 31. desember 2005	-1	1 400

Kredittrisiko for derivater

Futures-kontrakter har liten kredittrisiko fordi motpartene er organiserte børser. Kredittrisikoen for Statoils OTC råvarebaserte derivater er knyttet til motparten i transaksjonen. Terminhandler i Brent-markedet og andre markeder, bytteavtaler og andre OTC 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 kredittesponeringen 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 førsteklasses internasjonal bank. Ved utgangen av 2005 hadde Statoil totalt 1,8 milliarder kroner i kontanter som sikkerhet for urealiserte gevinster på OTC derivater.

Kredittrisiko knyttet til OTC 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 24 år, i tråd med løpetiden til de tilsvarende langsiktige gjeldspostene som sikres eller risikostyres ved hjelp av bytteavtalene.

Den følgende tabellen viser markedsverdi av OTC finansielle og råvarebaserte derivateiendeler, netto av nette-avtaler og sikkerhetsstillelser, per 31. desember 2005, fordelt i henhold til motpartens kredittverdighet slik Statoil vurderer den:

Kategoriene for kredittverdighet i tabellen over er basert på Statoil-konsernets interne kredittvurderinger, og samsvarer ikke nødvendigvis direkte med ratinger etablert av de store kredittvurderingsbyråene. Interne ratinger vil normalt samsvare med eksterne ratinger der slike er tilgjengelige, men kan i noen tilfeller variere på grunn av interne vurderinger. I tråd med Statoils 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 reservoarrisiko, 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 reassuranseprogram. Som en del av dette reassuranseprogrammet var nesten 64 prosent av det samlede forsikrede beløpet på cirka 205 milliarder kroner reassurert i de internasjonale markedene per 31. desember 2005. Vårt forsikringsselskap arbeider også sammen med vår konsernavdeling for risikostyring for å styre andre typer driftsrisiko som kan forsikres.

Selskapets nedstrømsanlegg er også dekket gjennom vårt forsikringsselskap, som reassurerer mesteparten av risikoen i det internasjonale forsikringsmarkedet. Om lag 29 prosent av risikoen er beholdt.

Som alle andre lisenspartnere har Statoil ubegrenset forpliktelse for eventuelle krav som oppstår fra offshore virksomheten, inkludert transportsystemer. Selskapet er forsikret for å dekke dette kravet med opptil 0,8 milliarder US dollar (4,8 milliarder norske kroner) for hvert tilfelle, inkludert forpliktelse fra krav som oppstår knyttet til forurensning.

OTC derivateiendeler, fordelt i forhold til motpartens kredittverdighet (i millioner kroner)	Markedsverdi på derivateiendeler
Motparts relatert eksponering	
«Investment grade», med rating A eller høyere	2 416
Annen «Investment grade»	144
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	83

Statoil Forsikring a.s er medlem av to gjensidige forsikringsselskaper, Oil Insurance Ltd og sEnergy Insurance Ltd. Medlemskap i disse to selskapene innebærer at Statoil Forsikring a.s er ansvarlig for sin relative andel av mulige tap som kan oppstå i forbindelse med driften av selskapene. Selskapenes medlemmer har felles 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 1 066 millioner kroner i 2005, sammenlignet med 1 027 millioner kroner i 2004 og 1 004 millioner kroner i 2003.

Konsernets mål

Statoil benytter konsernmål for å følge økning i produksjon, effektiv utnyttelse av kapital og for å bedre effektiviteten i driften. På slutten av 2004 la konsernledelsen frem mål for 2007 for nøkkeltallene normalisert avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (normalisert ROACE), produksjon og normalisert produksjonskostnad per fat o.e.. 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 nøkkeltall 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. Nøkkeltallene 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 nøkkeltallene, samt avstemminger mellom disse nøkkeltallene og tall som er fremkommet i henhold til US GAAP, se avsnittet –Bruk av non-GAAP finansielle måltall nedenfor for mer informasjon.

Oppsummering av mål - 2007

Statoil vil søke å oppfylle følgende mål:

- ROACE på 13,0 prosent på normalisert basis for 2007. For å kunne måle resultatene mot 2007 ROACE-målet, forutsettes en gjennomsnittlig oppnådd oljepris på 22 USD per fat, gasspris på 90 øre per Sm^3, raffineringsmargin (FCC-margin) på 5,0 USD per fat, Borealismargin på 140 EUR per tonn og en NOK/USD-valutakurs på 6,75. Normaliseringsforutsetningen knyttet til Borealismarginen er kun relevant når en rapporterer på oppnådd normalisert ROACE i 2005 sammenlignet med 2007-målet. Alle priser og marginer inflasjonsjusteres fra 2004.

- Samlet olje- og gassproduksjon på 1 400 000 fat per dag i 2007.

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

- Redusere produksjonsenhetskostnadene til under 22 kroner per fat o.e, normalisert til en NOK/USD-valutakurs på 6,75 for den internasjonale porteføljen.

Målene for 2007 representerer Statoil slik selskapets portefølje var ved utgangen av 2004. Framover i tid er disse målene basert på en fortsatt organisk utvikling av Statoil og ekskluderer følgelig effekter relatert til større kjøp eller salg som ikke var kjent på det tidspunktet da målet ble satt. Større transaksjoner kan påvirke våre mål betydelig og kan medføre at vi må revidere målene våre som et resultat av virkningen av slike kjøp og salg.

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. Disse inkluderer, men er ikke begrenset til, 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 reserveestimater, 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.

Målet for produksjon i 2007 på 1 400 000 fat o.e. per dag er basert på en gjennomsnittlig oljepris på om lag USD 30 per fat i perioden 2005-2007. Dersom oljeprisen gjennom hele 2006 og 2007 holder seg på dagens nivå (USD 60 per fat), vil PSA-effekten i 2007 være i størrelsesorden 50 000-60 000 fat per dag. Statoil kommer derfor til å justere for PSA-effekter når det rapporteres på produksjon og produksjonsenhetskostnader mot 2007.

PSA-effekten og til dels økt leteaktivitet og økte investeringer er faktorer som har sammenheng med høy oljepris. Disse vil påvirke normalisert ROACE negativt, mens effekten av høy oljepris blir normalisert bort. Det er derfor sannsynlig at normalisert ROACE i 2007, gitt de forutsetninger for normalisering som ble fastsatt i 2004, kommer under målet på 13 prosent.

Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital
Vår virksomhet er kapitalkrevende. Dessuten omfatter våre investeringer flere betydelige prosjekter som karakteriseres ved at de strekker seg over flere år og involverer store beløp. 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 i sysselsatt kapital =

$$\frac{\text{Årsresultat + Minoritetsinteresser - Netto finansposter etter skatt}}{\text{Netto rentebærende gjeld + Egenkapital + Minoritetsinteresser}}$$

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 avsnittet –Bruk av non-GAAP finansielle måltall. Statoils historiske ROACE basert på en sysselsatt kapital med disse justeringene var for 2005, 2004 og 2003 på henholdsvis 27,6, 23,5 og 18,7 prosent.

ROACE og normalisert ROACE er non-GAAP finansielle måltall. For nærmere beskrivelse, se avsnittet –Bruk av non-GAAP finansielle måltall nedenfor.

For å vurdere vår prestasjon i forhold til målene for 2007, forutsetter vi en oljepris på 22 USD per fat, en gasspris på 90 øre per Sm^3, raffineringsmargin på 5,0 USD per fat, Borealis-margin på 140 EUR per tonn og en NOK/USD-valutakurs på 6,75. Alle priser og marginer justeres for inflasjon fra 2004. I beregningen av normalisert avkastning, foretas 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. 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 fremtidige 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. Målet for 2007 er basert på organisk utvikling av selskapet og ekskluderer derfor effektene av betydelige oppkjøp eller salg som ikke var kjent da målene ble satt. Normalisering blir gjort for å ekskludere faktorer som Statoil ikke kan påvirke i prestasjonsmålene. For avstemming av ROACE og normalisert ROACE til de nærmest sammenlignbare finansielle måltall beregnet i henhold til GAAP, se tabellen «ROACE beregning» i avsnittet –Bruk av non-GAAP finansielle måltall nedenfor.

Normalisert ROACE var 11,7 prosent i 2005.

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-målsetning vil påvirkes av vår evne til å generere overskudd. Nivået på våre resultater etter skatt er gjenstand for en rekke risikoer og usikkerhetsfaktorer som beskrevet ovenfor. Disse usikkerhetsfaktorene inkluderer blant annet

variasjon i etterspørselen, marginer innenfor detaljmarkedsføringsleddet, endringer i våre produserte olje og gassvolumer og trender i den internasjonale oljeindustrien.

Produksjonskostnad per fat o.e. for de siste 12 månedene var 3,44 USD per fat for året 2005, sammenlignet med 3,46 USD per fat o.e. for året 2004 og 3,17 USD per fat o.e. for året 2003. Tilsvarende var produksjonskostnaden 22,2 kroner per fat o.e. for året 2005, sammenlignet med 23,3 kroner per fat o.e. for året 2004 og 22,4 kroner per fat o.e. i 2003. Normalisert produksjonskostnad er et non-GAAP finansielt måltall grunnet normaliseringen ved hjelp av en fastsatt NOK/USD-valutakurs. For beregning og forklaring, se avsnittet –Bruk av non-GAAP finansielle måltall nedenfor.

For å vurdere vår prestasjon i forhold til 2007-målet for produksjonsenhetskostnaden forutsetter vi en valutakurs for NOK/USD på 6,75. Normalisert produksjonsenhetskostnad i 2005 var 22,3 kroner per fat.

Reserveerstatningsrate. Sikre olje- og gassreserver var estimert til 4 295 millioner fat o.e. ved utgangen av 2005, sammenlignet med 4 289 millioner fat o.e. ved utgangen av 2004 og 4 264 millioner fat o.e. ved utgangen av 2003.

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 i en periode.

Endringer i sikre reserver kommer vanligvis fra estimatrevisjoner som skyldes observert produksjonsytelse, utvidelser av påviste områder gjennom boreaktiviteter eller inkludering av sikre reserver i nye funn gjennom godkjennelse av utviklingsprosjekter. Disse formene for tilgang til sikre reserver oppstår som følge av vår kontinuerlige virksomhet og forventes fortsatt 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-

Post (millioner fat o.e.)	2005	2004	2003
Revisjoner og økt utvinning	141	165	206
Utvidelser og funn	292	46	186
Kjøp av påviste reserver	20	246	0
Salg av påviste reserver	-19	-29	0
Sum tilgang reserver	434	428	392
Produksjon	-427	-402	-395
Netto endring i påviste reserver	7	26	-3

og gasspriser vanligvis tillater mer olje og gass å bli utvunnet fra reservoarene, vil Statoils sikre reserver av olje og gass under produksjonsdelingsavtaler og lignende 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 i tabellen ovenfor.

Reserver i nye funn blir vanligvis kun bokført 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 opptil 20-25 år.

Tabellen ovenfor viser reservetilgang for hver kategori relatert til reserveerstatningsraten for årene 2003-2005.

Totalt 434 millioner fat o.e. ble tilført i 2005, hvorav 77 millioner fat o.e. var sikre utbygde reserver. De resterende 357 millioner fat o.e. var sikre ikke-utbygde reserver.

Reserveerstatningsraten var 102 prosent i 2005, sammenlignet med 106 prosent i 2004, og 99 prosent i 2003. Gjennomsnittlig reserveerstatningsrate de siste tre år var 102 prosent inkludert kjøp og salg.

Ledelsen sikter mot en reserveerstatningsrate over 1 over tid, men anser ikke reserveerstatningsraten for å være et egnet mål på årlig prestasjon. Hovedårsakene til dette er volatiliteten i oljeprisene, den påvirkning som olje- og gasspriser har på reservebokføring under produksjonsdelingsavtaler, sensitiviteter relatert til tidspunkt for prosjektgodkjennelser og tidsforskyvning mellom undersøkelsesutgifter og reservebokføring. Derfor er ikke dette nøkkeltallet inkludert i målene for 2007.

Reserveerstatningsrate (tre års gjennomsnitt)	2005	2004	2003
Konsern	1,02	1,01	0,95
U&P Norge	0,84	0,76	0,79
Internasjonal U&P	2,46	3,60	2,96

Produksjon. Samlet gjennomsnittlig olje- og gassproduksjon var 1 169 000 fat o.e. per dag i 2005, sammenlignet med 1 106 000 fat o.e. per dag i 2004, og 1 080 000 fat o.e. per dag i 2003.

Vår forventede produksjonsvekst ut 2007 er basert på en løpende karakteristikk av våre reservoarer og våre planlagte investeringer og utbyggingsprosjekter. Produksjonsmålet for 2007 er satt til 1 400 000 fat o.e. per dag justert for effekten av produksjonsdelingsavtaler som beskrevet ovenfor.

Trendinformasjon

Den forventede veksten i årene fremover vil kreve en økning i investeringer fra dagens nivå og vil følgelig legge press på ROACE i 2006. Av de prosjektene som forventes å bidra til å nå produksjonsmålet på 1 400 000 fat o.e. per dag for 2007 er 100 prosent vedtatte prosjekter, men PSA-effekter forventes å redusere de produserte volumene hvis dagens prisnivå (60 USD per fat) opprettholdes, som beskrevet under konsernmålene ovenfor. Dersom dagens prisnivå opprettholdes gjennom 2006, forventes Statoils produksjon å være om lag 1 200 000 fat o.e. per dag i 2006. Med oljeprisforutsetningen som ble lagt til grunn i 2004 (30 USD per fat) ville produksjonen blitt om lag 25 000 fat o.e. høyere per dag i 2006.

Investeringer. Tabellen nedenfor viser investeringer for hvert segment og tilhørende andel av totale investeringer i perioden 2003 til 2005.

Investeringer per segment ved utgangen av årene 2003-2005 er gitt i tabellen nedenfor.

Samlede investeringer forventes å beløpe seg til omtrent 110-115 milliarder kroner i de tre årene fra 2005 til 2007, ekskludert 13,2 milliarder kroner relatert til kjøp av dypvannsporteføljen i Mexicogolfen i april 2005.

Konsernet hadde en nivåøkning i **leteaktiviteten** i 2005, og leteutgiftene ble på 4,3 milliarder kroner i 2005. En ny nivåøkning i leteaktiviteten til et nivå på omlag 6,5 milliarder kroner forventes i 2006 og 2007. Konsernet forventer å delta i boringen av 30-40 brønner i 2006. 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 allerede borede og fremtidig borede brønner vil påvirke andel av leteutgiften som blir balanseført

og kostnadsført. Se avsnittet–Kritiske regnskapsprinsipper og estimater –Letekostnader og kjøpte rettigheter ovenfor.

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 som et resultat av haleproduksjon på modne felt, dersom ikke tiltak blir iverksatt for å redusere kostnader. Konserninitativene, som ble introdusert på kapitalmarkedsdagen i 2004, forventes blant annet å redusere kostnadsnivået. Nye internasjonale felt er forventet samlet sett å redusere konsernets produksjonskostnad per fat.

(i millioner kroner)	2005	%	2004	%	2003	%
U&P Norge	16 257	35	16 776	39	13 136	55
Internasjonal U&P	25 295	55	18 987	44	8 019	33
Naturgass	2 542	6	2 368	6	860	4
Foredling og Markedsføring	1 630	4	4 162	10	1 546	6
Annet	470	1	551	1	530	2
Sum	46 194	100	42 844	100	24 091	100

Dette avsnittet beskriver våre estimerte investeringer i 2006 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 for Statoil og ekskluderer mulige kostnader relatert til oppkjøp. Derfor kan estimatene og beskrivelsene av forretningsområdene med hensyn til investeringer nedenfor komme til å avvike betydelig fra virkelige investeringer.

U&P Norge. En stor andel av våre 2006-investeringer er allokert til den pågående utbyggingen av prosjektene Snøhvit og Ormen Lange, Gullfaks IOR og satelittene Skinfaks og Rimfaks som skal knyttes tilbake til Gullfaks C, og Tyrihans, som vil bli knyttet til Kristin, samt senfase-prosjektene på Statfjord og Gullfaks.

Internasjonal U&P. For øyeblikket anslår vi at en stor andel av investeringene i 2006 vil fordeles på følgende igangsatte og planlagte utbyggingsprosjekter: Agbami, Tahiti, Shah Deniz, In Amenas og ACG .

Naturgass. Rørledningene Langeled og Tampen link og South Caucasus-rørledningen knyttet til gassfeltet Shah Deniz er prosjekter som krever en stor andel av investeringene til segmentet i 2006. Vi vil fortsette å fokusere på å øke kapasiteten og fleksibiliteten til vår infrastruktur for transport og prosessering av naturgass. Dette gjøres gjennom en utvidelse av prosesseringsanlegget på Kårstø og Aldbrough gasslagerprosjektet på østkysten av Storbritannia og andre investeringer.

Foredling og Markedsføring. Vi konsentrerer investeringene om vårt nett av bensinstasjoner og oppgradering av raffinerier for å gjøre dem 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 segmenter eller prosjekt. Slike forhold kan blant annet være:

- resultater av undersøkelser og vurderinger, for eksempel positive eller negative seismiske data eller avgrensningsbrønner,
- kostnadsøkninger, for eksempel høyere undersøkelses- og produksjonskostnader og kostnader i forbindelse med bygging av anlegg, rørledninger og fartøyer,
- statlig godkjenning av prosjekter,
- statlig tildeling av nye produksjonstillatelser,
- godkjenning av partnere,
- utvikling og tilgjengelighet av tilfredsstillende transportinfrastruktur,
- utviklingen av markeder for petroleum og andre produkter, herunder prisutviklingen,
- politiske, reguleringsmessige og skattemessige risikoer,
- ulykker og naturlige farer som brann eller eksplosjoner på plattformer,
- vanskelige værforhold,

- miljøproblemer, for eksempel begrensninger i adgangen til å foreta utbygging, kostnader i forbindelse med å overholde lover og regler eller virkninger av petroleumsutslipp, og
- krig, terrorisme og sabotasje.

Bruk av non-GAAP finansielle måltall

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.

ROACE

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 brukt og godkjent 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-margin (petrokjemi) og NOK/USD-valutakursen ekskludert fra det normaliserte tallet.

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

Fra 2005 er forutsetningene som benyttes for beregning av normalisert ROACE (justert for en antatt inflasjon på 2,5 prosent fra basisåret 2004):

- oljepris på 22 USD per fat.
- naturgasspris på 90 øre per Sm^3.
- FCC-raffineringsmargin på 5,0 USD per fat.
- petrokjemimargin på 140 EUR per tonn.
- NOK/USD-valutakurs på 6,75.

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 dette benyttes for å måle prestasjon konsistent over tid. Å holde fokus på disse forbedringene vil være spesielt vanskelig i perioder hvor prisene er høye og valutakursen gunstig for selskapet. Normaliserte resultater bør derimot ikke ses på som et alternativ til å måle virkelig finansiell prestasjon. Ledelsen vurderer begge målene, både virkelige og normaliserte resultater ved prestasjonsvurderinger. Normaliserte resultater vil typisk få mer oppmerksomhet i perioder hvor virkelige priser, marginer og valutakurser er høyere enn settet av normaliserte priser, marginer og valutakurser.

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 i beregninger av justert og normalisert ROACE.

Normalisert ROACE er basert på en organisk utvikling av selskapet og tallet for 2005 ekskluderer følgelig gevinsten relatert til salget av aksjene i Borealis på 1,5 milliarder kroner og nedskrivningen av South Pars på 1,6 milliarder kroner etter skatt. Sysselsatt kapital er normalisert for effekten av kjøp av eiendelene i Mexicogolfen fra EnCana i andre kvartal 2005, inkludert følgeinvesteringene i utbyggingsprosjektet Tahiti.

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)	2005	2004	2003
Resultat siste 12 måneder	30 730	24 916	16 554
Minoritetsinteresser siste 12 måneder	765	505	289
Netto finansposter etter skatt siste 12 måneder	937	-1 947	-496
Resultat justert for minoritetsinteresser og netto finansposter etter skatt (A1)	32 432	23 474	16 347
Tellerjustering for gevinst fra salget av Borealis	-1 518	n/a	n/a
Tellerjustering for nedskrivningen på South Pars	1 593	n/a	n/a
Effekt av normaliserte priser og marginer	-20 220	n/a	n/a
Effekt av normalisert NOK/USD-valutakurs	679	n/a	n/a
Normalisert resultat (A2)	12 966	n/a	n/a
Beregnet gjennomsnittlig sysselsatt kapital			
Gjennomsnittlig sysselsatt kapital (B1) (1)	117 327	99 246	88 016
Justert gjennomsnittlig sysselsatt kapital (B2) (1)	117 300	99 768	87 361
Nevnerjusteringer på gjennomsnittlig sysselsatt kapital EnCana transaksjonen(2)	-6 838	n/a	n/a
Gjennomsnittlig sysselsatt kapital justert for EnCana transaksjonen (B3)	110 462	n/a	n/a

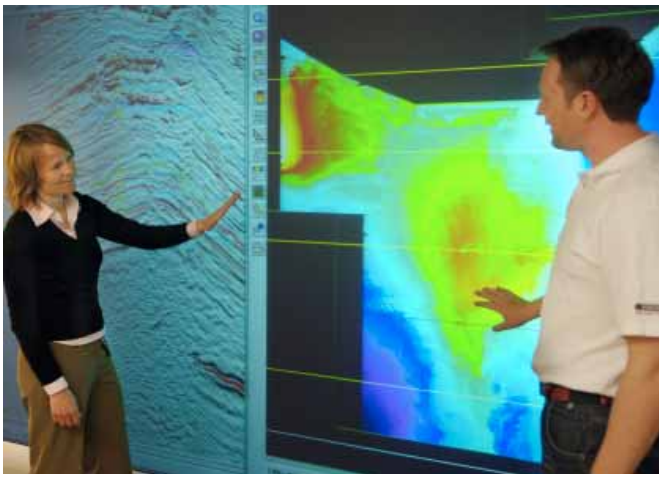
ROACE beregning	2005	2004	2003
Beregnet ROACE ved gjennomsnittlig sysselsatt kapital (A1/B1)	27,6%	23,6%	18,6%
Beregnet ROACE ved justert gjennomsnittlig sysselsatt kapital (A1/B2)	27,6%	23,5%	18,7%
Normalisert ROACE (A2/B3)	11,7%	n/a	n/a

(1) For beregning av sysselsatt kapital, se tabell Beregning av sysselsatt kapital og gjeldsgrad i avsnittet Gjeldsgrad nedenfor. Gjennomsnittlig sysselsatt kapital benyttet i beregningen av ROACE er gjennomsnittet av inngående og utgående balanse i det relevante året.

(2) Sysselsatt kapital relatert til denne transaksjonen inngikk i virkelig utgående balanse for perioden, men ikke i den inngående balansen, noe som medfører en effekt på gjennomsnittlig sysselsatt kapital på 50 prosent av dette beløpet.

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

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



Produksjonskostnad per fat	2005	2004	2003
Totale produksjonskostnader siste 12 måneder (i millioner kroner)	9 429	9 336	8 747
Løftede volum siste 12 måneder (millioner fat o.e.)	426	400	391
Gjennomsnittlig NOK/USD-valutakurs	6,44	6,74	7,07
Produksjonskostnad per fat o.e. (USD per fat o.e.)	3,44	3,46	3,17
Produksjonskostnad per fat o.e. (NOK per fat o.e.)	22,2	23,3	22,4

Normalisert produksjonskostnad per fat o.e.	2005
Total produksjonskostnad siste 12 måneder (i millioner kroner)	9 429
Produksjonskostnader siste 12 måneder Internasjonal U&P (i millioner USD)	259
Normalisert NOK/USD-valutakurs	6,75
Produksjonskostnader siste 12 måneder Internasjonal U&P, normalisert til NOK/USD 6,75	1 747
Totale produksjonskostnader siste 12 måneder (normalisert i NOK)	9 501
Løftede volum siste 12 måneder (millioner fat o.e.)	426
Produksjonskostnad (NOK per fat o.e.) normalisert til NOK/USD 6,75	22,3

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 likviditet. To andre justeringer foretas av to ulike grunner:

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

Netto rentebærende gjeld justert for disse to postene inngår også i beregningen av gjennomsnittlig justert sysselsatt kapital, som igjen inngår i beregningen av ROACE og normalisert ROACE.

Tabellen under viser avstemmingen 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)	2005	2004	2003
Egenkapital	106 644	85 030	70 174
Minoritetsinteresser	1 492	1 616	1 483
Sum egenkapital og minoritetsinteresser (A)	108 136	86 646	71 657
Kortsiktig gjeld	1,529	4 730	4 287
Langsiktig gjeld	32,669	31 459	32 991
Sum rentebærende gjeld	34 198	36 189	37 278
Betalingsmidler	-7 025	-5 028	-7 316
Kortsiktige investeringer	-6 841	-11 621	-9 314
Sum likvider	-13 866	-16 649	-16 630
Netto rentebærende gjeld (B1)	20 332	19 540	20 648
Sysselsatt kapital (A+B1)	128 468	106 186	92 305
Gjennomsnittlig sysselsatt kapital	117 327	99 246	88 016
Gjeldsgrad (B1/(A+B1))	15,8%	18,4%	22,4%
Beregning av justert netto rentebærende gjeld			
Justering av netto rentebærende gjeld for prosjektlån (1)	-2 623	-2 209	-1 500
Justering av netto rentebærende gjeld for andre elementer (2)	1 783	2 995	1 758
Netto rentebærende gjeld etter justeringer (B2)	19 492	20 326	20 906
Beregning av justert sysselsatt kapital			
Justert sysselsatt kapital (A+B2)	127 628	106 972	92 563
Gjennomsnittlig justert sysselsatt kapital	117 300	99 768	87 361
Gjeldsgrad B2/(A+B2)	15,3%	19,0%	22,6%

(1) Justering for konsernintern prosjektfinansiering via ekstern bank.

(2) 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 finansielle posisjon, forretningsstrategi, reserveestimater, estimater for fremtidig produksjon og kapasitet, mål og marginer, prestasjon og vekstrater, driftskostnader, forventet lete- og utviklingsaktiviteter og utgifter. Disse utsagnene om fremtiden reflekterer nåværende syn på fremtidige forhold og er, av natur, utsatt for vesentlig risiko og usikkerhet fordi de er knyttet til hendelser og er avhengig av omstendigheter som vil finne sted i fremtiden. Av mange årsaker kan våre faktiske resultater avvike i stor grad fra de forventningene som kommer til uttrykk i utsagn om fremtidige forhold. Disse inkluderer blant annet nivå på tilbud og etterspørsel i markedet, prising, valutakurser, politisk stabilitet og økonomisk vekst i enkelte deler av verden, utvikling og bruk av ny teknologi, geologiske eller tekniske vanskeligheter, konkurrenters handlinger, handlinger til lisenspartnere, naturkatastrofer og andre endringer i rammevilkår. Tilleggsinformasjon, inkludert informasjon om faktorer som kan påvirke vår virksomhet, er omtalt i Statoil sin «Registration Statement on Form F-1» sendt inn til US Securities and Exchange Commission (SEC) i forbindelse med børsnoteringen. Oppdateringen av opplysningene i registreringsdokumentet hos SEC vil skje i forbindelse med innsendingen av årsrapporten forventet i mars 2006.

Statoilkonsernet – USGAAP

KONSERNRESULTATREGNSKAP – USGAAP

(i millioner kroner)	2005	2004	2003
DRIFTSINNTEKTER			
Salgsinntekter	**390 540**	303 756	248 527
Resultatandel fra tilknyttede selskap	**1 090**	1 209	616
Andre inntekter	**1 668**	1 253	232
Sum driftsinntekter	**393 298**	306 218	249 375
KOSTNADER			
Varekostnader	**-235 722**	-188 179	-149 645
Driftskostnader	**-30 327**	-27 350	-26 651
Salgs- og administrasjonskostnader	**-7 803**	-6 298	-5 517
Av- og nedskrivninger	**-21 097**	-17 456	-16 276
Undersøkelseskostnader	**-3 253**	-1 828	-2 370
Sum kostnader før finansposter	**-298 202**	-241 111	-200 459
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	**95 096**	65 107	48 916
Netto finansposter	**-3 562**	5 739	1 399
Andre poster	**0**	0	-6 025
Resultat før skatt og minoritetsinteresser	**91 534**	70 846	44 290
Skattekostnad	**-60 039**	-45 425	-27 447
Minoritetsinteresser	**-765**	-505	-289
Årets resultat	**30 730**	24 916	16 554
Resultat per aksje	14,19	11,50	7,64
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer	2 165 740 054	2 166 142 636	2 166 143 693

Driftsinntekter er eksklusiv bensinavgifter på 23 336, 22 910 og 20 753 millioner kroner i henholdsvis 2005, 2004 og 2003.

Se noter til konsernregnskapet.

KONSERNBALANSE – USGAAP

(i millioner kroner)	31. desember 2005	2004
EIENDELER		
Betalingsmidler	**7 025**	5 028
Kortsiktige investeringer	**6 841**	11 621
Sum likvider	**13 866**	16 649
Fordringer	**43 361**	31 736
Varelager	**8 635**	6 971
Forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler	**10 989**	9 713
Sum omløpsmidler	**76 851**	65 069
Investering i tilknyttede selskap	**4 451**	10 339
Langsiktige fordringer	**9 691**	8 176
Varige driftsmidler	**181 481**	152 916
Andre anleggsmidler	**16 505**	11 743
SUM EIENDELER	**288 979**	248 243
GJELD OG EGENKAPITAL		
Kortsiktig rentebærende gjeld	**1 529**	4 730
Leverandørgjeld	**23 262**	19 282
Leverandørgjeld – nærstående parter	**9 766**	5 621
Påløpte kostnader	**13 145**	12 385
Betalbar skatt	**29 750**	19 117
Sum kortsiktig gjeld	**77 452**	61 135
Langsiktig rentebærende gjeld	**32 669**	31 459
Utsatt skatt	**43 347**	44 270
Annen gjeld	**27 375**	24 733
Sum gjeld	**180 843**	161 597
Minoritetsinteresser	**1 492**	1 616
Aksjekapital (pålydende 2,50 kroner), 2 189 585 600 registrerte og utstedte aksjer	**5 474**	5 474
Egne aksjer, 24 208 212 og 23 452 876 aksjer	**-156**	-60
Annen innskutt egenkapital	**37 304**	37 273
Opptjent egenkapital	**65 402**	46 153
Akkumulerte andre endringer i egenkapital	**-1 380**	-3 810
Sum egenkapital	**106 644**	85 030
SUM GJELD OG EGENKAPITAL	**288 979**	248 243

Se noter til konsernregnskapet.

KONSOLIDERTE EGENKAPITALOPPSTILLINGER – USGAAP

(i millioner kroner, unntatt aksjedata)	Antall utstedte aksjer	Aksjekapital	Egne aksjer	Annen innskutt egenkapital	Opptjent egenkapital	Akkumulerte andre endringer i egenkapital	Sum
1. januar 2003	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
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
Utbytte					-6 390		-6 390
31. desember 2004	2 189 585 600	5 474	-60	37 273	46 153	-3 810	85 030
Årsresultat					30 730		30 730
Omregningsdifferanser og andre endringer i egenkapital						2 430	2 430
«Comprehensive income»							33 160
Verdi av aksjeprogram				31			31
Kjøp egne aksjer			-96				-96
Utbytte					-11 481		-11 481
31. desember 2005	2 189 585 600	5 474	-156	37 304	65 402	-1 380	106 644

I andre endringer i egenkapital er det hensyntatt skattefordel på 161, 38 og 81 millioner kroner i henholdsvis 2005, 2004 og 2003.

Utbytte utbetalt per aksje var 5,30, 2,95 og 2,90 kroner i henholdsvis 2005, 2004 og 2003.

Se noter til konsernregnskapet.

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING – USGAAP

(i millioner kroner)	2005	2004	2003
OPERASJONELLE AKTIVITETER			
Årets resultat	**30 730**	24 916	16 554
Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter:			
Minoritetsinteresser	**765**	505	289
Av- og nedskrivninger	**21 097**	17 456	16 276
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter	**158**	110	256
Tap/gevinst på valutatransaksjoner	**1 330**	-1 919	781
Utsatt skatt	**-5 078**	5 006	-6 177
Tap/gevinst ved salg av anleggsmidler og andre poster	**-1 605**	-1 531	5 719
Endringer i arbeidskapital (unntatt betalingsmidler):			
• Endring i varelager	**-1 664**	-1 645	349
• Endring i fordringer	**-11 625**	-1 149	2 054
• Endring i forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler	**-1 842**	-4 590	-1 511
• Endring i kortsiktige investeringer	**4 780**	-2 307	-4 047
• Endring i leverandørgjeld	**7 923**	-147	-949
• Endring i påløpte kostnader	**282**	1 449	2 436
• Endring i betalbar skatt	**10 522**	1 387	-682
Endring i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter	**477**	1 266	-551
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	**56 250**	38 807	30 797
INVESTERINGSAKTIVITETER			
Kjøp av virksomhet, fratrukket kontanter	**-13 154**	0	0
Investeringer i varige driftsmidler	**-31 389**	-31 800	-22 075
Balanseførte undersøkelsesutgifter	**-1 242**	-748	-331
Endring i utlån og andre langsiktige poster	**-734**	-2 650	-7 682
Salg av virksomhet	**7 802**	0	0
Salg av eiendeler	**1 053**	3 239	6 890
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	**-37 664**	-31 959	-23 198

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING – USGAAP

(i millioner kroner)	2005	2004	2003
FINANSIERINGSAKTIVITETER			
Ny langsiktig rentebærende gjeld	**422**	4 599	3 206
Nedbetaling langsiktig gjeld	**-3 187**	-6 574	-2 774
Beløp betalt til minoritetsaksjonærer	**-910**	-559	-356
Betalt utbytte	**-11 481**	-6 390	-6 282
Netto endring kortsiktige lån, kassekreditt og annet	**-1 358**	-131	-1 656
Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter	**-16 514**	-9 055	-7 862
Netto endring i betalingsmidler	**2 072**	-2 207	-263
Effekt av valutaendringer på betalingsmidlene	**-75**	-81	877
Betalingsmidler ved årets begynnelse	**5 028**	7 316	6 702
Betalingsmidler ved årets utgang	**7 025**	5 028	7 316
Betalte renter	2 004	1 179	1 336
Betalte skatter	54 625	38 844	34 230

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 finansieringsaktivieter, 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 eneeier. Statoils virksomhet består i hovedsak av leting etter olje og naturgass, produksjon, transport, videreforedling og markedsføring av petroleum og petroleumsprodukter. I 1985 overførte staten eiendeler fra Statoil til Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), som også var heleid av staten.

I forkant av delprivatiseringen av Statoil i juni 2001 restrukturerte staten sine eierinteresser innen olje og gass på den norske kontinentalsokkelen. I forbindelse med restruktureringen overførte staten SDØE-eiendeler med en balanseført bruttoverdi 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. Kontantvederlaget blir gjennomgått av Den norske stat, og Statoil regnskapsførte i 2004 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 datterselskap i oppstrømsvirksomheten og Oljehandel og forsyning 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, petroleumsprodukter og kjemiske produkter samt andre varer regnskapsføres når eiendomsretten overføres til kunden på varenes leveringstidspunkt basert på de kontraktsfestede vilkårene i avtalen. Inntekter regnskapsføres eksklusiv toll, forbruksavgifter og produksjonsavgifter som betales i form av avgiftsolje.

Fysiske råvaresalg og –kjøp som ikke gjøres opp på nettobasis 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.

Inntekter knyttet til olje og gassproduksjon fra felt hvor vi har eierandel sammen med andre selskaper, regnskapsføres i henhold til salgsmetoden. Salgsmetoden innebærer at salget resultatføres i den perioden volumene løftes og selges til kundene.

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 en 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 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 konsesjons- eller avtaleperioden. 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 konsesjons- eller avtaleperioden. Lineær avskrivning av andre eiendeler er basert på følgende estimat for økonomisk levetid:

Maskiner, utstyr og transportmidler	3 — 10 år
Produksjonsanlegg på land	15 — 20 år
Bygninger	20 — 33 år
Skip	20 — 25 år
Immaterielle eiendeler	10 — 20 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.

Nedskrivning av varige driftsmidler og immaterielle eiendeler
Driftsmidler, immaterielle eiendeler og goodwill testes for nedskrivning hvis forhold inntrådt i løpet av perioden tilsier at den balanseførte verdien ikke kan forsvares. Goodwill testes for nedskrivning årlig.

Mulig nedskrivning av driftsmidler og immaterielle eiendeler 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 diskonterte forventede kontantstrømmer.

Mulig nedskrivning av goodwill testes for hver rapporteringsenhet (reporting unit) ved å sammenligne regnskapsført verdi (inkludert goodwill) med antatt markedsverdi. Normalt blir antatt markedsverdi anslått ved å benytte forventede neddiskonterte kontantstrømmer.

Eiendeler som holdes for salg
Eiendeler som holdes for salg klassifiseres som kortsiktig dersom kriteriene i henhold til god regnskapsskikk 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.

For raffineri- og prosesseringsanlegg som ikke har en forventet konsesjonsperiode anser vi at levetiden er ubestemt og det er derfor ikke mulig å estimere fjerningsforpliktelse for disse anleggene.

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
Ytelsesplaner, det vil si planer hvor de ansatte har rett til pensjon av et nærmere angitt beløp, resultatføres over opptjeningsperioden. Estimatavvik utover 10 prosent av det høyeste av pensjonsmidler eller -forpliktelser resultatføres over gjenværende opptjeningstid. Pensjonsplanendringer, hvor verdien av tidligere opptjening endres, resultatføres over gjenværende opptjeningstid for de aktive deltakerne i pensjonsplanen.

Tilskuddsplaner, det vil si planer hvor selskapets forpliktelse er å yte et nærmere angitt beløp til den enkeltes pensjonssparing, resultatføres i den perioden som tilskuddet skal dekke. Planer hvor flere selskaper deltar uten at eiendelene kan henføres til hver enkelt deltaker (Multi-employer planer) regnskapsføres på samme måte som en tilskuddsplan.

Aksjebasert avlønning
Statoil innførte regnskapsstandarden FAS 123 (R) og fortolkninger i 2004 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 antatt verdi av aksjene som skal tildeles, 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).

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 verdijustering dersom det ikke er sannsynlig at fordelen kan benyttes. Skatteeffekten av friinntekt 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

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

selskapet sikringsbokføring i henhold til FAS 133, og inngår også andre derivatkontrakter som medfører økonomisk sikring av visse risikoer, selv om sikringsbokføring enten ikke er tillatt etter regnskapsstandarden, eller ikke anvendes av selskapet.

Ved anvendelse av sikringsbokføring for derivater klassifiserer selskapet derivatet formelt enten som markedsverdisikring av en balanseført eiendel, 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.

Reklassifiseringer
Det er gjort enkelte reklassifiseringer for å gjøre tidligere års sammenligningstall konsistente med presentasjonen av årsregnskapet for 2005.

Nye regnskapsstandarder og endringer i reguleringer
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 2004 implementerte Statoil regnskapsstandarden FAS 123 (R) Share-Based Compensation (aksjebasert avlønning). Ansatte har mulighet for å kjøpe aksjer for inntil 5 prosent av brutto grunnlønn. Aksjer de ansatte har hatt i minimum to hele kalenderår gir rett til en bonusaksje for hver andre aksje kjøpt i ordningen. Bonuselementet verdsettes ved starten av opptjeningsperioden og kostnadsføres over perioden frem til tildeling av bonusaksjer. Effekten på Konsernresultatregnskapet og Konsernbalansen er uvesentlig.

Per 1. januar implementerte Statoil «Financial Accounting Standard Board (FASB) Staff Position FSP FAS 19-1» regnskapsføring av balanseførte leteutgifter. Ved implementeringen vurderte Statoil alle eksisterende balanseførte leteutgifter i henhold til denne uttalelsen. Implementeringen hadde ingen effekt på Statoils Konsernresultatregnskap eller økonomisk stilling.

1. juli 2005 implementerte Statoil FAS 153 Bytte av eiendeler. Før implementering av FAS 153 regnskapsførte Statoil noen bytteavtaler ved å videreføre de regnskapsførte verdiene. Etter implementering av FAS 153 videreføres de regnskapsførte verdiene bare hvis transaksjonen ikke har forretningsmessig substans. Regnskapsstandarden skal bare benyttes på transaksjoner etter 1. juli og det er derfor ingen akkumulert effekt knyttet til denne innføringen.

FASB utga i mars 2005 «Interpretation No. 47 (FIN 47)» regnskapsføring av betingede fjerningsforpliktelser. FIN 47 gjelder fra første regnskapsår som avsluttes etter 15. desember 2005 og klargjør kravene til regnskapsføring av forpliktelser knyttet til pålegg om å fjerne driftsmidler når forpliktelsen avhenger av fremtidige hendelser. Statoil implementerte FIN 47 i fjerde kvartal 2005. De nye reglene resulterte i en økning i balanseverdien av anleggsmidlene med 35 millioner kroner, økt avsetning til fjerning med 95 millioner kroner og redusert utsatt skatt med 17 millioner kroner. Økningen gjelder fjerningsforpliktelser knytte til bensinstasjonsvirksomheten. For raffineri og prosesseringsanlegg som ikke har en forventet konsesjonsperiode anser vi at levetiden er ubestemt og det er derfor ikke mulig å estimere fjerningsforpliktelse for disse anleggene. Implementeringseffekten på 43 millioner kroner etter skatt er medtatt under Driftskostnader i Øvrig virksomhet. Dersom den nye standarden hadde blitt implementert per 1. januar 2003 ville effekten på Statoils resultat og egenkapital for årene 2003, 2004 og 2005 vært uvesentlig.

Fra 1. januar 2006 vil Statoil implementere FAS 154 Endring av regnskapsprinsipper og estimater og korrigering av feil, en erstatning av APB 20 (Accounting Principles Board Opinions) og FAS 3. APB 20 krevde at de fleste frivillige endringer i regnskapsprinsipper skulle resultatføres i den perioden endringen skjedde. Resultatføringen skulle tilsvare den akkumulerte effekten av endring til det nye prinsippet. FAS 154 krever imidlertid normalt at sammenligningstallene endres som om det nye prinsippet alltid hadde vært benyttet. Standarden krever også at endringer i avskrivningsmetode regnskapsføres som estimatendring forårsaket av en endring i regnskapsprinsipp.

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.

Naturgass har per 1. januar 2004 overtatt internasjonale aktiviteter knyttet til salg av gass fra Internasjonal undersøkelse og produksjon. Aktivitetene omfatter gassalgsaktiviteter 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. Tall for 2003 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 samtidig operatørskapet. Eiendeler relatert til Kollsnes ble overført fra Undersøkelse og produksjon Norge til Naturgass med en regnskapsført verdi på 4,2 milliarder kroner. Tall for 2003 er justert for å reflektere den nye strukturen.

Segmentet Øvrig virksomhet inkluderer økt forsikringskostnad på 0,8 milliarder kroner i 2005, som skyldes ekstra forsikringspremie og forpliktelser i to gjensidige forsikringsselskap hvor Statoil Forsikring a.s deltar. Tilsvarende økning for 2004 er 0,4 millarder kroner.

Informasjon om segmentene for årene 2005, 2004 og 2003 vises nedenfor:

(i millioner kroner)	Undersøkelse og produksjon Norge	Internasjonal undersøkelse og produksjon	Naturgass	Foredling og markedsføring	Øvrig virksomhet og eliminering	Sum
Året 2005						
Eksternt salg	2 114	6 366	44 973	338 318	437	392 208
Mellom segmenter	95 417	13 197	586	236	-109 436	0
Resultatandel fra tilknyttede selskap	92	0	264	826	-92	1 090
Sum driftsinntekter	97 623	19 563	45 823	339 380	-109 091	393 298
Av- og nedskrivninger	11 450	6 273	775	2 207	392	21 097
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	74 132	8 364	5 901	7 646	-947	95 096
Beregnet skattekostnad for segmentet	-56 030	-3 027	-4 013	-1 288	0	-64 358
Resultat for segmentet	18 102	5 337	1 888	6 358	-947	30 738
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

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

(i millioner kroner)	Undersøkelse og produksjon Norge	Internasjonal undersøkelse og produksjon	Naturgass	Foredling og markedsføring	Øvrig virksomhet og eliminering	Sum
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

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)	2005	2004	2003
Resultat for segmentene	30 738	20 543	15 208
Netto finansposter	-3 562	5 739	1 399
Andre poster (se note 2)	0	0	-6 025
Endring i utsatt skatt vedrørende lovendring (se note 2)	0	0	6 712
Skatt på finansposter og andre skattemessige justeringer	4 319	-2 261	-451
Tilbakeholdt overskudd i utenlandske selskaper *	0	1 400	0
Minoritetsinteresser	-765	-505	-289
Årets resultat	30 730	24 916	16 554
Beregnet skattekostnad for segmentene	64 358	44 564	33 708
Endring i utsatt skatt vedrørende lovendring (se note 2)	0	0	-6 712
Skatt på finansposter og andre skattemessige justeringer	-4 319	2 261	451
Tilbakeholdt overskudd i utenlandske selskaper *	0	-1 400	0
Skattekostnad	60 039	45 425	27 447

* 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.

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 2005			
Undersøkelse og produksjon Norge	16 257	252	86 134
Internasjonal undersøkelse og produksjon	25 295	0	62 163
Naturgass	2 542	3 261	15 976
Foredling og markedsføring	1 630	818	22 345
Øvrig virksomhet	470	120	20 892
Sum	46 194	4 451	207 510
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

Driftsinntekter etter geografisk område

(i millioner kroner)	2005	2004	2003
Norge	290 708	224 361	186 823
Europa (unntatt Norge)	48 189	44 465	27 436
USA	35 106	26 974	26 486
Andre områder	18 205	9 209	8 014
Sum driftsinntekter (unntatt resultatandel fra tilknyttede selskaper)	392 208	305 009	248 759

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Langsiktige eiendeler etter geografisk område

(i millioner kroner)	2005	2004	2003
Norge	132 828	121 511	112 993
Europa (unntatt Norge)	34 041	35 890	26 620
USA	15 490	678	638
Andre områder	29 397	24 890	21 554
Sum langsiktige eiendeler (unntatt langsiktig utsatt skattefordel)	211 756	182 969	161 805

4. KJØP OG SALG AV VIRKSOMHETER

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 overførte andeler fra 1. januar 2003. Etter mottak av nødvendige myndighetsgodkjennelser 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 kjøpte i 2004 detaljhandelskjeden ICAs 50 prosent eierandel i Statoil Detaljhandel Skandinavia AS (SDS) og eier nå 100 prosent av SDS. Etter at godkjennelse 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. 0,5 milliarder kroner av kostprisen for SDS er allokert til goodwill og 0,7 milliarder kroner er allokert til immaterielle eiendeler, som i hovedsak vedrører franchiseavtaler. 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 dypvannsboreskipet *West Navigator*, til Smedvig ASA. 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.

Den 27. april 2005 inngikk Statoil en avtale med et datterselskap av Encana Corporation med eierinteresser i Mexicogulfen om kjøp av eiendeler til en kjøpesum på USD 2,0 milliarder pluss påløpte kostnader i perioden 1. januar 2005 til dato for endelig overtakelse av eiendelene. Oppkjøpet inkluderer interesser i seks funn, inkludert en 25 prosent eierandel i Tahiti-funnet som nå er under utbygging, samt en gjennomsnittlig 40 prosent eierandel i 239 blokker som dekker cirka 1,4 millioner acre (5 665 kvadratkilometer). Endelig overtakelse fant sted 26. mai 2005 og oppkjøpte eiendeler og gjeld ble inkludert i Statoils regnskap med virkning fra denne dato. Investeringen er inkludert i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon. Det pågår for tiden et arbeid med fordeling av kostpris basert på markedsverdien til de oppkjøpte eiendeler.

I juni 2005 solgte Statoil sin 50 prosent andel i Borealis A/S til IOB Holding AS, et selskap eid av International Petroleum Investment Company og OMV Aktiengesellschaft. Aktiviteten i Borealis består primært av produksjon av olefiner og polyolefiner som benyttes som råmaterialer til plastikkproduksjon. Inkludert et utbytte på EUR 80 millioner, utgjorde salgsprisen EUR 1 milliard. Endelig oppgjør fant sted 13. oktober 2005 og gevinsten på cirka 1,5 milliarder kroner (før og etter skatt) er klassifisert som Andre inntekter i konsernregnskapet og inkludert i segmentet Foredling og markedsføring.

5. NEDSKRIVNING AV EIENDELER

I 2005 ble 2,2 milliarder kroner før skatt (1,6 milliarder etter skatt) kostnadsført under regnskapsposten Av- og nedskrivninger i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon for å skrive ned bokført verdi av Statoils andel i det iranske gassprosjektet South Pars. Nedskrivningen skyldes betydelige kostnadsøkninger og forsinkelser i utbyggingen av prosjektfasene 6-7-8. Virkelig verdi ble beregnet basert på en vurdering av forventede diskonterte kontantstrømmer for prosjektet.

6. GODTGJØRELSE TIL REVISOR

(i millioner kroner)	Revisjonshonorar	Revisjonsrelaterte tjenester	Skatterelaterte tjenester	Sum
2005				
Ernst & Young - Norge	11,8	10,2	0,1	22,1
Ernst & Young - utenfor Norge	13,2	1,2	0	14,4
Sum	25,0	11,4	0,1	36,5
2004				
Ernst & Young - Norge	11,4	4,1	2,3	17,8
Ernst & Young - utenfor Norge	12,4	0,4	2,8	15,6
Sum	23,8	4,5	5,1	33,4

I tillegg utgjør revisjonshonorar relatert til Statoil-opererte lisenser henholdsvis 3,8 og 3,5 millioner kroner for 2005 og 2004.

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 2005	2004
Råolje	4 383	3 664
Petroleumsprodukter	5 915	3 344
Annet	1 157	1 253
Sum varelager verdsatt etter FIFO-prinsippet	11 455	8 261
Justering til LIFO-verdi	-2 820	-1 290
Sum	8 635	6 971

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

8. SAMMENDRAG AV FINANSIELL INFORMASJON FOR TILKNYTTEDE SELSKAPER REGNSKAPSFØRT ETTER EGENKAPITALMETODEN

Selskapets investeringer i tilknyttede selskaper inkluderte fram til 13. oktober 2005 en andel på 50 prosent i det petrokjemisk produksjonsselskap Borealis A/S, og inkluderte frem til 8. juli 2004 en andel på 50 prosent i bensinstasjonskjeden Statoil Detaljhandel Skandinavia AS (SDS). Fra 8. juli 2004 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.

Spesifikasjon av de viktigste tilknyttede selskap - bruttobeløp

	Borealis A/S			SDS		
(i millioner kroner)	2005	2004	2003	2005	2004	2003
31. desember						
Omløpsmidler	-	8 321	7 286	-	-	2 799
Anleggsmidler	-	17 548	19 085	-	-	6 787
Kortsiktig gjeld	-	8 502	7 058	-	-	3 717
Langsiktig gjeld	-	2 323	6 140	-	-	1 951
Annen gjeld	-	2 785	2 375	-	-	444
Netto eiendeler	-	12 259	10 798	-	-	3 474
Året						
Brutto driftsinntekter	28 755	38 504	30 936	-	13 244	24 615
Resultat før skatt	1 806	2 205	126	-	60	210
Resultat	1 409	1 689	135	-	46	148
Investeringer i varige driftsmidler	1 255	1 805	1 002	-	237	779

Statoil har mottatt 861 millioner kroner i utbytte fra Borealis for 2005, av disse er 627 millioner kroner deklarert og mottatt som en del av Borealis salgstransaksjon, se note 4. Det er ikke mottatt utbytte fra Borealis for årene 2004 og 2003.

Utbytte mottatt fra SDS utgjorde 100 og 65 millioner kroner i henholdsvis 2004 og 2003.

Informasjon om tilknyttede selskap rapportert etter egenkapitalmetoden

		(i millioner)			(i millioner kroner)	
	Valuta	Pålydende	Selskapets aksjekapital	Eierandel	Bokført verdi	Resultatandel
Borealis A/S	EUR	-	-	-	-	705
South Caucasus Pipeline Holding Company Limited	USD	253	1 012	25,5%	1 743	-
Andre selskap		-	-	-	2 708	385
Sum					4 451	1 090

Stemmeberettiget andel korresponderer med eierandelen.

South Caucasus Pipeline Holding Company Limited legger en rørledning fra Baku i Aserbajdsjan til Tyrkia. Rørledningen forventes å være i drift fra 2007.

9. INVESTERINGER

Kortsiktige investeringer

(i millioner kroner)	31. desember 2005	2004
Kortsiktige innskudd	12	53
Sertifikater	6 621	9 735
Pengemarkedsfond	47	1 662
Andre investeringer	161	171
Sum kortsiktige investeringer	6 841	11 621

Kostpris for kortsiktige investeringer var henholdsvis 6 795 og 11 876 millioner kroner per 31. desember 2005 og 2004. Alle kortsiktige investeringer anses å inngå i en handelsportefølje og regnskapsføres til virkelig verdi med urealisert gevinst og tap inkludert i resultatet.

Langsiktige investeringer inkludert i Andre anleggsmidler

(i millioner kroner)	31. desember 2005	2004
Aksjer i andre selskaper	2 921	2 206
Sertifikater	1 408	1 810
Obligasjoner	5 422	2 891
Børsnoterte aksjer	3 994	2 257
Sum langsiktige investeringer	13 745	9 164

Inkludert i balanseposten Aksjer i andre selskaper er Statoil BTC Caspian AS' investering på 8,71 prosent av aksjene i BTC Pipeline Company. Investeringen hadde en bokført verdi på henholdsvis 2 272 og 1 543 millioner kroner per årsslutt 2005 og 2004. BTC Pipeline Company står for utbyggingen av en oljerørledning som skal gå fra Baku i Aserbajdsjan til Ceyhan i Tyrkia. Forventet oppstart for rørledningen er i løpet av 2006.

10. Varige driftsmidler

(i millioner kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler	Prod.anlegg olje og gass, inkl. rørled.	Prod. anlegg på land	Bygninger og tomter	Skip	Anlegg under oppføring	Balanseførte leteutgifter i letefasen **	Sum
Anskaffelseskost 1. januar 2005	10 729	249 412	39 292	11 441	754	36 101	2 886	350 615
Akkum. av- og nedskrivninger 1. januar	-6 947	-167 217	-20 905	-2 467	-160	-3	0	-197 699
Tilgang og overføringer	968	28 460	1 060	728	121	4 101	10 319	45 757
Avgang til balanseført verdi	-41	-24	-52	-147	-502	-5	-3	-774
Nedskrivning på tidligere balanseførte leteutgifter	0	0	0	0	0	0	-158	-158
Årets av- og nedskrivninger	-854	-15 085	-2 250	-479	-31	-2 211	0	-20 910
Omregningsdifferanse	-97	1 146	851	99	-3	1 597	1 057	4 650
Balanseført verdi 31. desember 2005	3 758	96 692	17 996	9 175	179	39 580	14 101	181 481
Estimert levetid	3-10 år	*	15-20 år	20-33 år	20-25 år			

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Goodwill og immaterielle eiendeler er inkludert i posten Andre anleggsmidler i balansen. Immaterielle eiendeler avskrives over 10-20 år.

* Avskrives etter produksjonsenhetsmetoden, se note 2.

I 2005, 2004 og 2003 ble det balanseført henholdsvis 1 672, 829 og 442 millioner kroner i byggelånsrenter. I tillegg til årets avskrivninger spesifisert ovenfor er immaterielle eiendeler avskrevet med 187 millioner kroner.

** Balanseførte leteutgifter i letefasen inkluderer signaturbonuser og andre kjøpte leterettigheter med henholdsvis 11 071, 609 og 1 045 millioner kroner ved utgangen av 2005, 2004 og 2003.

Balanseførte leteutgifter aktivert i påvente av bokføring av sikre reserver

(i millioner kroner)	2005	2004	2003
Balanseførte utgifter 1. januar	2 277	2 747	2 550
Tilgang	1 236	935	365
Reklassifisert til Produksjonsanlegg for olje og gass, inkludert rørledninger basert på bokføring av sikre reserver	-480	-1 235	-63
Kostnadsført tidligere balanseførte leteutgifter	-149	-61	-59
Omregningsdifferanser	146	-109	-46
Balanseførte utgifter 31. desember	3 030	2 277	2 747

I tillegg til balanseførte signaturbonuser og andre kjøpte leterettigheter på 11 071 millioner kroner, består balanseførte leteutgifter ved utgangen av 2005 av følgende balanseførte leteutgifter som er avhengig av fremtidig bokføring av sikre reserver.

	Millioner kroner	Antall brønner
Leteutgifter som har vært balanseført i ett år eller mindre (A)	1 461	20
Leteutgifter som har vært balanseført i mer enn ett år, fordelt per år (B)		
- Avsluttet i 2004	413	6
- Avsluttet i 2003	306	12
- Avsluttet i 2002	233	8
- Avsluttet i 2001	340	3
- Avsluttet i 2000	97	4
- Avsluttet i 1999	66	2
- Avsluttet i 1998	114	2
Delsum	1 569	37
Leteutgifter som har vært balanseført i mer enn ett år, per kategori (B)		
- Brønner i et område hvor ytterligere leteboring er igangsatt eller planlagt i nær fremtid	519	13
- Brønner med økonomiske reserver hvor beslutning om utbygging er planlagt i nær fremtid	973	23
- Brønner med økonomiske reserver hvor beslutning om utbygging er avhengig av tilgjengelig kapasitet i infrastruktur	77	1
Delsum	1 569	37
Sum balanseførte leteutgifter (A+B)	3 030	57

11. AVSETNINGER

De siste tre årene er følgende avsetninger bokført mot eiendeler (unntatt varige driftsmidler og immaterielle eiendeler):

(i millioner kroner)	1. januar	Omregnings-differanse	Kostnad	Tilbakeføring	Avskrivning	Annet 1)	31. desember
Året 2005							
Avsetninger relatert til langsiktige eiendeler	0	0	4	0	0	0	4
Avsetninger for tap på krav	255	-4	54	-9	-75	38	259
Året 2004							
Avsetninger relatert til langsiktige eiendeler	0	0	0	0	0	0	0
Avsetninger for tap på krav	275	0	29	-39	-22	12	255
Året 2003							
Avsetninger relatert til langsiktige eiendeler	0	0	0	0	0	0	0
Avsetninger for tap på krav	153	0	59	-5	-5	73	275

1) Annet består i hovedsak av avsetning for tap på krav i oppkjøpt virksomhet.

12. FINANSPOSTER

(i millioner kroner)	2005	2004	2003
Renter og andre finansinntekter	738	775	1 057
Agioeffekter, netto	-5 835	5 031	98
Renter og andre finanskostnader	-589	-317	-877
Utbytte på aksjer	700	271	179
Realisert gevinst/tap ved salg av verdipapirer	755	286	205
Urealisert verdipapirgevinst/-tap	669	-307	737
Netto finansposter	-3 562	5 739	1 399

13. SKATTER

Resultat før skatt fremkommer som følger

(i millioner kroner)	2005	2004	2003
Norge			
Sokkel	75 414	55 709	43 516
Land	-208	7 532	3 121
Andre land 1)	16 328	7 605	3 678
Andre poster (se note 2)	0	0	-6 025
Sum	91 534	70 846	44 290

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Spesifikasjon av skattekostnaden

(i millioner kroner)	2005	2004	2003
Norge			
Sokkel	63 120	40 548	34 754
Land	4	133	2
Andre land 1)	4 122	1 635	737
Skatteeffekt av friinntektsfradrag	-2 129	-1 897	-1 869
Betalbar skattekostnad	65 117	40 419	33 624
Norge			
Sokkel	-4 287	3 512	-376
Land 2)	-188	722	859
Andre land 1)	-603	772	52
Endring i utsatt skatt etter bortfall av Fjerningsfordelingsloven (se note 2)	0	0	-6 712
Endring i utsatt skatt	-5 078	5 006	-6 177
Sum skattekostnad	60 039	45 425	27 447

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 ble det i 2004 tilbakeført 1,4 milliarder kroner i avsatt utsatt skatt på tilbakeholdte overskudd i datter- og tilknyttede selskaper.

Spesifikasjon av utsatt skatt

	31. desember	
(i millioner kroner)	2005	2004
Utsatte skattefordeler		
Varelager	2 930	1 825
Andre kortsiktige poster	1 665	331
Underskudd til fremføring	1 278	1 160
Varige driftsmidler	3 930	1 837
Avsetning for fjerning og nedstengning	13 107	10 289
Andre langsiktige poster	1 462	1 596
Avsetning for verdijustering	-2 592	-1 923
Sum utsatte skattefordeler	21 780	15 115
Utsatt skattegjeld		
Andre kortsiktige poster	864	1 179
Varige driftsmidler	46 714	43 045
Balanseførte undersøkelsesutgifter og renter	8 002	8 367
Andre langsiktige poster	5 442	6 589
Sum utsatt skattegjeld	61 022	59 180
Netto utsatt skattegjeld	39 242	44 065

Utsatt skatt i balansen er klassifisert som følger

(i millioner kroner)	31. desember 2005	2004
Kortsiktig utsatt skattefordel	-3 733	0
Langsiktig utsatt skattefordel	-372	-205
Langsiktig utsatt skattegjeld	43 347	44 270
Netto utsatt skattegjeld	39 242	44 065

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 reserve ikke lenger er påkrevd vil den resterende netto utsatte skattefordelen inntektsføres.

Avstemming mellom norsk nominell lovfestet skattesats på 28 prosent og effektiv skattesats

(i millioner kroner)	2005	2004	2003
Beregnet skatt etter nominell sats	25 630	19 837	14 088
Særskatt petroleum etter nominell sats	37 707	27 855	21 758
Skatteeffekt av friinntektsfradrag	-2 129	-1 897	-1 869
Kjøp og salg av virksomhet, omregningsdifferanse og annet	-1 169	-370	182
Endring i utsatt skatt etter bortfall av Fjerningsfordelingsloven (se note 2)	0	0	-6 712
Skattekostnad	60 039	45 425	27 447

Inntekter fra olje- og gassvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen skattlegges i henhold til Petroleumskatteloven. I tillegg til vanlig selskapsbeskatning fastsettes det en særskatt på 50 prosent etter fradrag for friinntekt. Friinntekten fratrekkes med 7,5 prosent per år i fire år fra det år investeringen foretas. Ikke periodisert friinntekt på 10,8 milliarder kroner vil anvendes over en periode på fire år.

Ved utgangen av 2005 hadde Statoil fremførbare skattemessige underskudd på 3,9 milliarder kroner, i hovedsak i USA og Irland. Kun mindre deler av de fremførbare underskuddene utløper før 2019.

14. KORTSIKTIG RENTEBÆRENDE GJELD

(i millioner kroner)	31. desember 2005	2004
Banklån og kassekreditt	288	1 541
Kortsiktig andel av langsiktig gjeld	1 131	2 971
Annen kortsiktig gjeld	110	218
Sum	1 529	4 730
Vektet gjennomsnittlig rentesats	4,81%	3,64%

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

15. LANGSIKTIG RENTEBÆRENDE GJELD

	Vektet gjennomsnittlig rentesats		I millioner kroner 31. desember	
	2005	2004	2005	2004
Obligasjonslån				
Amerikanske dollar (USD)	6,25%	6,25%	14 609	13 219
Norske kroner (NOK)	2,69%	2,19%	500	499
Euro (EUR)	5,06%	4,27%	5 891	8 127
Sveitsiske franc (CHF)	4,01%	4,01%	1 128	1 197
Japanske yen (JPY)	0,91%	0,95%	2 469	2 632
Britiske pund (GBP)	6,13%	6,13%	3 069	2 948
Sum			27 666	28 622
Usikrede banklån				
Amerikanske dollar (USD)	4,40%	2,39%	1 391	2 108
Sikrede banklån				
Amerikanske dollar (USD)	5,21%	3,46%	3 899	3 332
Andre valutaer	3,51%	6,10%	306	13
Annen gjeld			538	355
Sum rentebærende gjeld			33 800	34 430
Fratrukket kortsiktig andel			1 131	2 971
Sum langsiktig rentebærende gjeld			32 669	31 459

Tabellen ovenfor viser markedsverdi av lån per lånetype og valuta, og viser således ikke den økonomiske effekten av inngåtte valutabytteavtaler til USD.

Konsernet har et obligasjonslån på USD 500 millioner med en fast rente på 6,5 prosent og forfall i 2028. Per 31. desember 2005 og 2004 var henholdsvis 3 343 og 2 981 millioner kroner utestående. Lånerenten er omgjort til LIBOR-basert flytende rente gjennom en rentebytteavtale.

Konsernet har et obligasjonslån på USD 500 millioner med en fast rente på 5,125 prosent og med forfall i 2014. Per 31. desember 2005 og 2004 var henholdsvis 3 382 og 3 017 millioner kroner utestående. Lånerenten er omgjort til LIBOR-basert flytende rente gjennom rentebytteavtaler.

Konsernet har også et obligasjonslån på EUR 500 millioner med en fast rente på 5,125 prosent og med forfall i 2011. Per 31. desember 2005 og 2004 var henholdsvis 3 961 og 4 081 millioner kroner utestående. Av hele lånet er EUR 200 millioner omgjort til EURIBOR-basert flytende rente gjennom en rentebytteavtale.

Konsernet har et obligasjonslån på GBP 225 millioner med en fast rente på 6,125 prosent og forfall i 2028. Per 31. desember 2005 og 2004 var henholdsvis 2 622 og 2 619 millioner kroner utestående. Lånet er i sin helhet omgjort til USD LIBOR-basert flytende rente gjennom rente- og valutabytteavtaler.

Konsernet har et obligasjonslån på USD 375 millioner med en fast rente på 5,75 prosent og med forfall i 2009. Per 31. desember 2005 og 2004 var henholdsvis 2 528 og 2 252 millioner kroner utestående. Netto etter tilbakekjøp utgjorde dette henholdsvis 2 197 og 1 955 millioner kroner til oppgjørskurs ved årsslutt.

I tillegg til USD obligasjonslån på totalt 14 609 millioner kroner, bruker Statoil valutabytteavtaler til å styre valutarisiko knyttet til langsiktig gjeld. Som en følge av dette er ytterligere 13 057 millioner kroner av konsernets 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.

Konsernets sikrede banklån i USD er sikret ved en garantiforpliktelse på USD 83 millioner i tillegg til pant i aksjer i et datterselskap og andre investeringer med en samlet bokført verdi på 4 490 millioner kroner, et bankinnskudd med en bokført verdi på 1 494 millioner kroner, samt konsernets andel av inntekter fra visse prosjekter.

Konsernet har utestående totalt 20 obligasjonslån, som netto etter tilbakekjøp utgjør 23 743 millioner kroner til oppgjørskurs per 31. desember 2005. Avtalene inneholder bestemmelser som gir Statoil rett til å kjøpe tilbake gjelden til pålydende, eller til en forhåndsavtalt kurs før endelig innløsningsdato, dersom det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning.

Tilbakebetaling av langsiktig gjeld forfaller som følger:

(i millioner kroner)	
2006	1 131
2007	2 255
2008	2 257
2009	3 612
2010	530
Deretter	24 015
Sum	33 800

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 2005. Beredskapsprovisjonen er 0,0575 prosent per år.

Per 31. desember 2005 og 2004 hadde Statoil ingen kommitterte kortsiktige kredittfasiliteter tilgjengelig 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. 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 Statoilkonsernet. Den samlede eksponeringen styres på porteføljenivå i samsvar med strategiene og fullmaktene i det konsernomfattende risikostyringsprogrammet, og overvåkes av konsernets markedsrisikokomite. Selskapets renteeksponering er i hovedsak knyttet til konsernets gjeldsforpliktelser og forvaltningen av midlene i Statoil Forsikring a.s. 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 tidligere klassifisert enkelte derivater som sikring mot endringer i framtidige kontantstrømmer fra salg av råolje og petroleumsprodukter i perioder opp til årsslutt 2005. I 2005 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 393 millioner kroner etter skatt. Nettobeløpet som i 2005 er reklassifisert fra Akkumulerte andre endringer i egenkapital til resultatregnskapet er 470 millioner kroner etter skatt. Den 31. desember 2005 var netto utsatt sikringstap inkludert i Akkumulerte andre endringer i egenkapital null, og resultatet vil ikke påvirkes i 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 2005.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

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 2005. Netto resultatført gevinst knyttet til ineffektivitet i markedsverdisikringen var 22 millioner kroner og er for året 2005 inkludert i Resultat før skatt og minoritetsinteresser.

Finansielle instrumenters markedsverdi

Bortsett fra regnskapsført verdi av langsiktige fastrentelån 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 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 2005			
Gjeldsrelaterte instrumenter	3 443	-18	3 425
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	8	-2 033	-2 025
Gjeldsinstrumenter med fast rente	0	-28 498	-26 570
Råolje og raffinerte produkter	681	-755	-74
Gass og elektrisitet	230	-83	147
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

Markedsverdi beregnes ut fra børskurser, estimater 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 kredittrisiko

Selskapet styrer konsentrasjonen av kredittrisiko for finansielle instrumenter ved å kjøpe verdipapirer utstedt av motparter med høy kredittverdighet, spredd over en rekke forhåndsgodkjente motparter. Det føres oversikt med tillatte rammer for kommersielle motparter, og denne gjennomgås regelmessig sammen med retningslinjer for vurdering av motparters finansielle stilling og krav om sikkerhetsstillelse.

Kredittrisiko knyttet til handel i råvarederivater er redusert tilsvarende gjennom vedlikehold, gjennomgang og ajourføring av liste over godkjente motparter ved vurdering av motpartens finansielle posisjon og eventuelt krav om sikkerhet når det er relevant i forhold til kontrakten og et krav i henhold til interne prosedyrer. Sikkerhet vil typisk være i form av depositum eller bankgaranti fra en internasjonal bank med høy kredittverdighet.

Kredittrisikoen knyttet til rente- og valutabytteavtaler som handles i OTC-markedet knyttes til motparten i disse transaksjonene. Motpartene er finansinstitusjoner med høy kredittverdighet. Kredittverdigheten vurderes minst en gang per år og Statoils kredittrisiko 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 24 år, tilsvarende forfallstrukturen til sikret eller risikostyrt langsiktig gjeld.

Konsentrasjonen av kredittrisiko med hensyn til fordringer er begrenset på grunn av det store antallet motparter, spredt over hele verden i ulike bransjer.

17. PENSJONSORDNINGER FOR ANSATTE

Pensjonsytelser

De ansatte i Statoil ASA samt i noen av datterselskapene er dekket av en pensjonsordning med definerte framtidige ytelser. Pensjonsytelsene er vanligvis avhengig av opptjeningstid og lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder. Enkelte datterselskap har tilskuddsplaner og multi-employer planer.

Netto pensjonskostnader

(i millioner kroner)	2005	2004	2003
Nåverdi av årets opptjening	1 079	1 062	849
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	1 025	938	791
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-1 125	-902	-843
Amortisering av tap	53	175	54
Amortisering av planendringer	37	34	34
Amortisering av implementeringseffekt	0	0	-15
Netto pensjonskostnader på ytelsesplaner	1 069	1 307	870
Tilskuddsplaner	47	34	27
Multi-employer planer	26	21	0
Sum netto pensjonskostnader	1 142	1 362	897

Deler av pensjonskostnaden belastes partnerne i Statoil-opererte aktiviteter.

Endring i påløpt forpliktelse

(i millioner kroner)	2005	2004
Påløpt forpliktelse (inklusiv lønnsvekst) 1. januar	19 021	17 642
Nåverdi av årets opptjening	1 079	1 062
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	1 025	938
Estimatavvik	1 840	-388
Utbetalte ytelser fra ordningene	-372	-350
Kjøp/salg av virksomhet	14	117
Omregningsdifferanse	-39	0
Påløpt forpliktelse 31. desember	22 568	19 021

Endring i pensjonsmidler

(i millioner kroner)	2005	2004
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 1. januar	17 319	15 143
Avkastning på pensjonsmidlene	1 807	1 157
Innbetalt av selskapet*	1 488	1 154
Utbetalte ytelser fra ordningene	-234	-188
Kjøp/salg av virksomhet	10	53
Omregningsdifferanse	-43	0
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 31. desember	20 347	17 319

* I 2004 inkluderte dette beløpet fripoliser overført fra eksterne selskaper.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Pensjonsordningenes status avstemt mot balansen

(i millioner kroner)	2005	2004
Netto pensjonsforpliktelse 31. desember	-2 221	-1 702
Estimatavvik	3 811	2 685
Ikke amortiserte planendringer	256	295
Sum netto forskuddsbetalt pensjon 31. desember	1 846	1 278

Netto forskuddsbetalt pensjon er i regnskapet balanseført som:

(i millioner kroner)	2005	2004
Forskuddsbetalt pensjon 31. desember	5 538	4 633
Påløpte pensjonsforpliktelser	-4 564	-3 960
Immaterielle eiendeler	258	295
Akkumulert endring i egenkapital uten resultateffekt	614	310
Netto balanseført beløp 31. desember	1 846	1 278

Økonomiske forutsetninger for resultatelementer (vektet gjennomsnitt)

(i prosent)	2005	2004
Diskonteringsrente	5,50	5,50
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	6,50	6,00
Forventet lønnsvekst	3,50	3,50

Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanseelementer (vektet gjennomsnitt)

(i prosent)	2005	2004
Diskonteringsrente	4,75	5,50
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	5,75	6,50
Forventet lønnsvekst	3,00	3,50

Påløpt minsteforpliktelse (inklusiv lønnsvekst), minsteforpliktelsen (uten lønnsvekst) og den virkelige verdien av pensjonsmidler i ordningene hvor minsteforpliktelsene overstiger pensjonsmidlene

	31. desember	
(i millioner kroner)	2005	2004
Påløpt pensjonsforpliktelse (inklusiv lønnsvekst)	5 754	4 894
Minsteforpliktelse (uten lønnsvekst)	4 557	3 648
Pensjonsmidler til virkelig verdi	470	365

Den totale minsteforpliktelsen (uten lønnsvekst) var 18 550 millioner kroner 31. desember 2005.

Forventede utbetalinger (fra de sikrede ordningene)

(i millioner kroner)	
2006	232
2007	260
2008	295
2009	336
2010	381
2011-2015	2 823
Sum forventede utbetalinger de neste 10 årene	4 327

Fordeling av pensjonsmidlene på ulike investeringsklasser

	31. desember	
(i prosent)	2005	2004
Egenkapitalinstrumenter	30	26
Obligasjoner	46	32
Pengemarkedsplasseringer	10	31
Eiendom	5	6
Andre eiendeler	9	5
Sum	100	100

Pensjonsmidlene plasseres langsiktig i forhold til pensjonsforpliktelsene de skal dekke. Målet er å oppnå høyest mulig avkastning på pensjonsmidlene begrenset av reguleringer fra det offentlige og en fornuftig risikoeksponering. For å kunne nå nevnte mål må det foretas investeringer med høyere risiko enn risikofrie plasseringer. Risiko håndteres ved å sørge for en veldiversifisert investeringsportefølje. Pensjonsmidler blir diversifisert både i forhold til sted og type investering. Derivater benyttes innenfor gitte rammer for å gjennomføre forvaltningen på en kostnadseffektiv måte.

Statoils pensjonskasser investerer i både eiendom og finansielle eiendeler. For eiendom forventes en avkastning som ligger mellom avkastningen på aksjer og obligasjoner. Tabellen under viser porteføljevekt og avkastningsforventning for finansporteføljen vedtatt av styret i Statoils pensjonskasser for 2006.

Finansportefølje Statoils pensjonskasser		Porteføljevekt 1)	Avkastnings-forventning
Aksjer	35,0%	(+/- 5,0%)	X + 4,0%
Obligasjoner	64,5%	(+5,5%/-10,0%)	X
Pengemarked	0,5%	(+15,0%/-0,5%)	X - 0,4%
Sum finansportefølje	100,0%		

1) Parentesene 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 1,0 milliarder kroner årlig. Pensjonspremien for 2005 var 2,5 milliarder kroner, hvorav 1,2 milliarder kroner ble trukket fra premiefondet.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

18. NEDSTENGNINGS- OG FJERNINGSFORPLIKTELSER

Forpliktelsen omfatter fremtidige nedstengnings- og fjerningsutgifter. Rentekostnad på forpliktelsen klassifiseres som Driftskostnad i resultatregnskapet.

(i millioner kroner)	2005	2004
Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse 1. januar	18 602	16 494
Tilgang nye fjerningsprosjekter/estimatendringer	796	1 515
Rentekostnad på forpliktelsen	840	771
Avgang	-69	-22
Faktisk fjerning	-212	-89
Omregningsdifferanse	77	-67
Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse 31. desember	20 034	18 602
Langsiktig eiendel knyttet til fjerning 1. januar	3 388	2 757
Netto tilgang nye prosjekter/estimatendring	615	1 470
Avskrivninger	-437	-821
Omregningsdifferanse	40	-18
Langsiktig eiendel knyttet til fjerning 31. desember	3 606	3 388

Regnskapstallene for 2005 i tabellene ovenfor inkluderer implementeringseffekt av FIN 47. Se note 2 for mer informasjon om implementeringen.

19. FORSKNINGS- OG UTVIKLINGSUTGIFTER

Forsknings- og utviklingsutgifter (FoU) var 1 066, 1 027 og 1 004 millioner kroner i henholdsvis 2005, 2004, og 2003. FoU-utgifter er delvis finansiert av partnere på Statoil-opererte aktiviteter.

20. LEIEAVTALER

Statoil leier enkelte eiendeler, i hovedsak skip og borerigger.

Leiekostnadene utgjorde 4 502, 4 367 og 4 893 millioner kroner i henholdsvis 2005, 2004 og 2003.

Opplysningene i tabellen nedenfor viser fremtidig minimumsleie i henhold til uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2005. I tillegg er det inngått fremleieavtaler som innebærer fremtidige leieinntekter på 1 970 millioner kroner, herav 1 390 millioner kroner for 2006.

Statoil har inngått flere generelle eller feltspesifikke 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 2005.

(i millioner kroner)	Operasjonelle leieavtaler	Finansielle leieavtaler
2006	3 121	54
2007	2 680	47
2008	2 921	25
2009	1 887	24
2010	1 130	23
Deretter	3 445	507
Sum fremtidig leie	15 184	680
Renteandel		-486
Netto nåverdi		194

Varige driftsmidler inkluderer følgende beløp for leieavtaler som er balanseført per 31. desember 2005 og 2004:

(i millioner kroner)	31. desember 2005	2004
Skip og utstyr	307	190
Akkumulerte avskrivninger	-128	-97
Balanseført verdi	179	93

21. ANDRE FORPLIKTELSER

Kontraktsmessige forpliktelser

(i millioner kroner)	2006	Deretter	Sum
Kontraktsmessige forpliktelser knyttet til investeringer og varige driftsmidler	13 458	9 552	23 010

Disse kontraktsmessige forpliktelsene 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 kostnader for årene 2005 og 2004 var henholdsvis 4 460 og 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.

Transportkapasitets- og øvrige forpliktelser 31. desember 2005:

(i millioner kroner)	
2006	4 853
2007	5 002
2008	4 331
2009	3 839
2010	3 724
Deretter	27 125
Sum	48 874

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 kubikkmeter gass for en periode på 20 år med planlagt oppstart i 2008, og er inngått med forbehold om godkjennelse fra amerikanske myndigheter. I påvente av slik myndighetsgodkjennelse er forpliktelser knyttet til økt kapasitet ved Cove Point-terminalen ikke inkludert i tabellen over ved utløpet av 2005.

Garantier

I 2004 avga Statoil som eier i BTC Co Ltd garantier for finansieringen knyttet til utbyggingen av BTC-rørledningen. Ved utløpet av 2005 beløper garantiene seg til USD 110 millioner (0,7 milliarder kroner), og omfattes av kravene om balanseføring i FIN 45. Den estimerte virkelige verdien av disse garantiene er regnskapsført som en forpliktelse i balansen, og kostnaden er regnskapsført under finansielle kostnader.

Statoil Detaljhandel har avgitt garantier på totalt 1,1 milliarder svenske kroner (0,9 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 2005.

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 for inntil cirka USD 0,8 milliarder (5,4 milliarder kroner) for hvert skadetilfelle, inkludert forurensningsansvar. Statoil Forsikring a.s. er forsikringsgiver for de fleste av konsernets produksjonsanlegg, og benytter det internasjonale forsikringsmarkedet til å reassurere store deler av risikoen. Egenforsikringsgraden utgjør cirka 23 prosent.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Statoil Forsikring a.s er medlem i to gjensidige forsikringsselskap, Oil Insurance Ltd og sEnergy Insurance Ltd. Medlemskapene medfører at Statoil Forsikring a.s er ansvarlig for sin forholdsmessige andel av et eventuelt tap som måtte oppstå i forbindelse med disse selskapenes 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 16 brønner på norsk sokkel og 16 brønner utenfor Norge, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 50 prosent. Statoils andel av estimerte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omkring 4 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.

Prisrevisjon for to langsiktige gass-salgskontrakter er for tiden gjenstand for voldgift. Kontraktspriser for et volum på 3,2 milliarder kubikkmeter gass levert frem til 31. desember 2005, samt for fremtidige leveranser, kan bli positivt eller negativt påvirket av voldgiften. På dette tidspunkt kan endelig utfall ikke estimeres.

Olje- og energidepartementet i Venezuela har utfordret produksjonsnivået og royaltysatsene for Sincor partnerskapet. Fra 24. juni 2005 har Sincor i henhold til mottatt krav betalt en 30 prosent høyere royaltysats for produksjon som overstiger 114 000 fat o.e. per dag. Statoil og vår partner har sendt administrativ anke for å få annulert kravet om slike betalinger, og kommuniserer med departementet for å komme fram til en totalløsning for Sincor.

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 rettssakene 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.

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-korrupsjonsbestemmelsene 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 97 078 millioner kroner (282 millioner fat oljeekvivalenter), 81 487 millioner kroner (319 millioner fat oljeekvivalenter) og 68 479 millioner kroner (336 millioner fat oljeekvivalenter) i henholdsvis 2005, 2004 og 2003. Kjøp av naturgass utgjorde 262, 237 og 255 millioner kroner i henholdsvis 2005, 2004 og 2003. Skyldig beløp til staten for disse kjøpene er tatt med i Leverandørgjeld - nærstående parter i konsernbalansen. 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 allmennheten ved børsnoteringen i 2001. Disponering av egne aksjer krever godkjenning av generalforsamlingen.

Selskapet har én 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 100 ganger pålydende verdi. Fullmakten gjelder til november 2006. Per 31. desember 2005 har Statoil 766 327 aksjer i henhold til denne fullmakten.

Opptjent egenkapital som kan utdeles som utbytte utgjør 80 952 millioner kroner (før avsetning til utbytte for regnskapsåret 2005 på 17 756 millioner kroner) per 31. desember 2005. 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 65 402 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. 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 Statoilkonsernet.

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 én 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 programmene 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 2005 ved estimering av virkelig verdi er vist i tabellen under.

Risikofri rente	3,0%
Risikopremie	5,5%
Beta	1,0
Forventet avkastning/diskonteringsrente	8,5%

Modellen krever input av svært skjønnsmessige forutsetninger. Siden endringer i de skjønnsmessige 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-, 2005- og 2006-programmene (avtaler inngått i 2005) utgjør dette beløpet henholdsvis 54, 121 og 162 millioner kroner.

Beregnet kostnad for Statoil relatert til 2004-, 2005- og 2006-programmene inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift utgjør henholdsvis 35, 72 og 96 millioner kroner. Gjenstående beløp per 31. desember 2005 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 150 millioner kroner.

25. HENDELSER ETTER REGNSKAPSÅRETS UTGANG

Den 31. januar 2006 offentliggjorde Statoil ASA sin beslutning om å vurdere selskapets strategiske muligheter, inkludert salg, for sin bensinstasjonskjede og salgsvirksomhet innen energiprodukter i Irland. Beslutningen er et resultat av en gjennomgang av porteføljen innen detaljhandel og intensjonen om økt strategisk engasjement i markedet i Skandinavia og det østlige Europa. Type og tidspunkt for en eventuell transaksjon er usikker, men den er forventet å finne sted i løpet av 2006. Omløpsmidler og langsiktige eiendeler i Statoil Irland utgjør henholdsvis EUR 132 og EUR 127 millioner per 31. desember 2005. Kortsiktig gjeld utgjør EUR 96 millioner per 31. desember 2005.

Den 8. mars 2006 inngikk Statoil en avtale med BP om kjøp av BPs andel på 25 prosent i lisens 218 i blokkene 6706/10 og 6706/12 i Norskehavet. Avtalen innebærer at Statoil etter denne transaksjonen får en eierandel på 75 prosent i lisensen. Det er gjort flere gassfunn i dette lisensområdet, inkludert Luva-funnet. Investeringen vil bli inkludert i segmentet Undersøkelse og produksjon Norge.

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

I samsvar med FAS 69 «Disclosures about Oil and Gas Producing Activities» og regler fra den amerikanske Securities and Exchange Commission (SEC) gir selskapet enkelte tilleggsopplysninger om lete- og produksjonsvirksomheten for olje og gass. Selv om disse opplysningene er utarbeidet med rimelig forsiktighet og lagt frem i god tro, understrekes det at noen av opplysningene nødvendigvis vil være unøyaktige og bare vil utgjøre tilnærmede beløp fordi slike opplysninger blir utarbeidet ut fra en subjektiv vurdering. Derfor vil ikke disse opplysningene nødvendigvis representere selskapets nåværende økonomiske stilling eller de resultater selskapet forventer å skape i fremtiden.

Virkningen av SDØE-transaksjonen er innarbeidet i alle tabellene (se note 1 til regnskapet).

Olje- og gassreserver

Selskapets eksperter har estimert Statoils olje- og gassreserver i henhold til bransjestandarder og de krav som stilles av SEC. Reservene inkluderer ikke produksjonsavgift som betales med petroleum, eller mengder som forbrukes i produksjon. Reserveestimater er å betrakte som utsagn om fremtidige hendelser.

Fastsettelse av selskapets reserver er del av en pågående prosess og er underlagt fortløpende revisjon etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig.

Sikre olje- og gassreserver representerer beregnede mengder råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som, basert på analyser av geologiske og tekniske data, med rimelig grad av sikkerhet kan utvinnes fra kjente reservoarer under gjeldende økonomiske og driftstekniske forhold, det vil si priser og kostnader på det tidspunkt reserveestimatet blir satt opp. I prisene som benyttes er det kun tatt hensyn til kontraktsfestede endringer i eksisterende priser, men ikke til endringer som skyldes fremtidige forhold.

(i) Reservoarene anses som sikre hvis enten faktisk produksjon eller en formasjonstest viser at de er økonomisk drivverdige. Reservoarområdet som anses som sikkert, omfatter (A) den delen som er avgrenset av boring og definert ved eventuell gass/olje-kontakt og/eller olje/vann-kontakt, og (B) de umiddelbart tilstøtende delene som enda ikke er boret men som det ut fra tilgjengelige geologiske og tekniske data er rimelig å anta vil være økonomisk drivverdige. Hvis det ikke finnes opplysninger om væskekontakter, er det den dypeste, kjente strukturforekomsten av hydrokarboner som definerer reservoarets nedre sikre grense.

(ii) Reserver som kan gjøres økonomisk drivverdige ved at det benyttes teknikker for forbedret utvinning (som f.eks. fluidinjeksjon) er klassifisert som sikre når vellykket testing gjennom et pilotprosjekt eller driften av et installert program i reservoaret støtter den tekniske analysen som prosjektet eller programmet var basert på.

(iii) Estimater av sikre reserver omfatter ikke følgende: (A) olje som kan bli tilgjengelig fra kjente reservoarer men som klassifiseres for seg som «indikerte tilleggsreserver», (B) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass, som det er tvilsomt om kan utvinnes på grunn av usikkerhet med hensyn til geologi, reservoarets karakteristikk eller økonomiske faktorer, (C) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som kan forekomme i prospekter hvor det foreløpig ikke har vært boret, og (D) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som kan utvinnes fra oljeskifer, kull, gilsonitt og andre lignende kilder.

Sikre utviklede olje- og gassreserver representerer reserver som forventes å kunne utvinnes fra eksisterende brønner ved hjelp av eksisterende anlegg og driftsmetoder. Ytterligere olje og gass som man forventer å kunne utvinne ved å benytte fluidinjeksjon eller andre teknikker for forbedret utvinning for å supplere de naturlige kreftene og mekanismene som er virksomme under den primære utvinningen, 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 gassalgsavtaler. Forpliktelsene vil bli oppfylt gjennom en tidsfasing som gir høyest mulig totalverdi for Statoils og statens samlede olje- og gassreserver. Vi har tilsvarende forpliktelser til å levere gass fra Aserbajdsjan og Algerie hvor våre mengder i henhold til produksjonsdelingsavtaler i praksis er mindre enn leveringsforpliktelsene. Statoils gassreserver vil bli trukket på for å levere denne gassen i den grad Statoil eier gassen som er forpliktet levert.

De totale leveranseforpliktelsene som påligger Statoil og SDØE arrangementet og Statoil sine egne forpliktelser var per 31.12.2005 på totalt 35 billioner standard kubikkfot.

Dette inkluderer ikke forpliktelser hvor vi ikke eier noe av den gassen som skal leveres.

Leveranseforpliktelsene for kontraktsårene 2005, 2006, 2007 og 2008 er henholdsvis 2,0, 2,0, 2,2 og 2,2 billioner standard kubikkfot. Disse forpliktelsene kan bli oppfylt gjennom produksjon av sikre reserver i felt der Statoil og/eller Staten deltar og gjennom aktiv bruk av markedstilgang for å styre midlertidig over- eller underskudd i produksjonen. Vi forventer et underskudd i tilgang til LNG fra egen produksjon i kontraktsåret 2006 på grunn av forventede forsinkelser i oppstart av et LNG kjøleanlegg i Norge. Tiltak er iverksatt for å motvirke konsekvensene av dette som kan omfatte cirka fire prosent av våre forpliktelser til å levere gass i det kontraktsåret.

Prinsippene for bokføring av sikre gassreserver er begrenset til å gjelde kontraktsfestede gassalg og gass som har markedsadgang.

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Statoil inngikk i 2002 en buy-back avtale i Iran. Statoil deltar også i en rekke produksjonsdelingsavtaler (PSA). Reserver fra disse avtalene er beregnet på bakgrunn av hvor store volumer selskapet har tilgang til for kostnadsdekning (cost oil) og inntjening (profit oil), fratrukket eventuelle begrensninger med hensyn til markedsadgang. Sikre reserver ved årsslutt assosiert med PSA og buy-back avtaler er vist separat.

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	Sum	Norge	Utenfor Norge	Sum	Norge	Utenfor Norge	Sum
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	476	476	0	2 203	2 203	0	868	868
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	20	20	0	51	51	0	30	30
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	127	-45	82	501	-172	329	217	-76	141
Utvidelser og funn	119	84	204	474	24	498	204	88	292
Kjøp av petroleum	17	0	17	18	0	18	20	0	20
Salg av petroleum	-5	0	-5	-79	0	-79	-19	0	-19
Produksjon	-205	-52	-257	-869	-87	-957	-360	-67	-427
Sikre reserver per 31. desember 2005	1 142	619	1 761	13 024	1 202	14 225	3 462	833	4 295
Herav:									
Sikre utviklede reserver	787	202	990	9 348	150	9 498	2 453	229	2 682
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	351	351	0	973	973	0	524	524
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	34	34	0	83	83	0	49	49

Omregningsfaktorene som er benyttet er 1 standard kubikkmeter = 35,3 standard kubikkfot, 1 standard kubikkmeter oljeekvivalenter = 6,29 fat oljeekvivalenter og 1 000 standard kubikkmeter gass = 1 standard kubikkmeter oljeekvivalent.

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)	Per 31. desember 2005	2004
Undersøkelseskostnader, leterettigheter o.l.	14 101	2 886
Utbyggingskostnader, brønner, anlegg og annet utstyr, inkludert fjerningseiendeler	309 441	273 289
Sum kostnader til anskaffelseskost	323 542	276 175
Akkumulerte av- og nedskrivninger	-179 197	-160 315
Netto balanseførte kostnader	144 345	115 860

Kostnader påløpt ved kjøp av olje og gassressurser, undersøkelses og utbyggingsvirksomhet

Disse kostnadene omfatter både balanseførte og utgiftsførte beløp.

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Sum
Året 2005			
Undersøkelseskostnader	2 188	2 213	4 401
Utbyggingskostnader 1), 2)	15 697	10 664	26 361
Kjøp av leterettigheter	103	13 157	13 260
Sum	17 988	26 034	44 022
Året 2004			
Undersøkelseskostnader	1 102	1 390	2 492
Utbyggingskostnader 1), 2)	15 400	8 530	25 219
Kjøp av reserver	2 999	9 730	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

1) Utbyggingskostnader inkluderer investeringer i Norge i anlegg for nedkjøling av naturgass og lagring av LNG for totalt 665, 1 262 og 614 millioner kroner i henholdsvis 2005, 2004 og 2003.
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.

Fra første januar 2005 er produksjonskostnader eksklusiv kostnader knyttet til transport av visse volumer av NGL i Norge. I 2004 og 2003 beløp slike kostnader seg til henholdsvis cirka 0,7 og 0,5 milliarder kroner.

Virksomhet medtatt i opplysninger om forretningsområdene i note 3 til regnskapet, men som ikke er tatt med i tabellen nedenfor, gjelder gasshandelsvirksomhet, transport og forretningsutvikling, samt gevinster ved salg av interesser og andeler i olje og gassaktiviteter. Mindre korreksjoner er foretatt av historiske tall slik at resultat av produksjonsvirksomheten er sammenlignbar mellom årene.

Inntektsskatt er beregnet ut fra vedtatte skattesatser og hensyntatt friinntekt. Renter og indirekte kostnader er ikke trukket fra.

Interne salg/overføringer er bokført til tilnærmet markedspris.

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Sum
Året 2005			
Salg	13	5 682	5 696
Internt salg	95 403	13 163	108 566
Sum driftsinntekter	95 416	18 845	114 262
Undersøkelseskostnader	-1 818	-1 435	-3 253
Produksjonskostnader	-7 754	-1 674	-9 429
Rentekostnad på fjerningsforpliktelse	-750	-66	-816
Spesielle poster 1)	0	-2 211	-2 211
Av- og nedskrivninger 2)	-11 450	-4 062	-15 512
Sum driftskostnader	-21 772	-9 449	-31 221
Driftsresultat før skatt	73 644	9 397	83 041
Skattekostnader	-56 868	-3 476	-60 344
Resultat av produksjonsvirksomheten	16 776	5 921	22 697
Året 2004			
Salg	21	3 026	3 047
Internt salg	72 400	6 499	78 899
Sum driftsinntekter	72 421	9 525	81 946
Undersøkelseskostnader	-777	-1 051	-1 828
Produksjonskostnader	-8 038	-1 298	-9 336
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	-4 620	-26 518
Driftsresultat før skatt	50 523	4 905	55 427
Skattekostnader	-38 287	-1 830	-40 118
Resultat av produksjonsvirksomheten	12 235	3 075	15 310

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Sum
Året 2003			
Salg	352	1 930	2 282
Internt salg	60 143	4 455	64 598
Sum driftsinntekter	60 495	6 385	66 880
Undersøkelseskostnader	-1 365	-1 005	-2 370
Produksjonskostnader	-7 865	-839	-8 704
Rentekostnad på fjerningsforpliktelse	-479	-48	-527
Spesielle poster 1)	0	-151	-151
Av- og nedskrivninger	-11 971	-1 625	-13 596
Sum driftskostnader	-21 680	-3 668	-25 348
Driftsresultat før skatt	38 815	2 718	41 532
Skattekostnader	-29 290	-1 035	-30 325
Resultat av produksjonsvirksomheten	9 525	1 682	11 207

1) Nedskrivning av South Pars 6-7-8 i 2005, Murchison og Thune i 2004 og Dunlin-feltet i 2003.

Beregnet nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm knyttet til sikre olje- og gassreserver
[Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows, senere benevnt SMV]

Tabellen nedenfor viser beregnet nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm [SMV] knyttet til sikre reserver, og er utarbeidet i henhold til FAS 69. Det er benyttet gjeldende markedspriser, kostnader, skattenivå, avgifter, valutakurser samt beregnede sikre reserver ved årets slutt. Ved beregning av nåverdien er det benyttet en diskonteringssats på 10 prosent. Nåverdiberegningen er et utsagn om fremtidige hendelser.

Fremtidige prisendringer er hensyntatt i den grad det foreligger kontrakter som regulerer dette ved utgangen av hvert rapporteringsår. Fremtidige utbyggings- og produksjonskostnader inkluderer de fremtidige kostnadene som er nødvendige for å utvikle og produsere beregnede sikre reserver ved årets slutt basert på kostnadsindekser ved årets slutt, idet det forutsettes at de økonomiske forhold ved årets slutt vil vedvare. Ved beregning av fremtidig netto kontantstrøm før skatt er nedstengnings- og fjerningskostnader inkludert. Fremtidig inntektsskatt beregnes ved å anvende de gjeldende lovbestemte skattesatsene ved årets slutt. Disse satsene gjenspeiler tillatte fradrag og skattekreditter og anvendes på beregnet fremtidig netto kontantstrøm før skatt, minus skattegrunnlaget for tilknyttede eiendeler. Diskontert fremtidig netto kontantstrøm beregnes ved å benytte en diskonteringssats på 10 prosent midt i perioden. Nåverdiberegningen krever årlige anslag for fremtidige kostnader og for produksjon av sikre reserver. De gitte opplysningene representerer ikke ledelsens anslag over selskapets forventede fremtidige kontantstrøm eller verdien av sikre olje- og gassreserver. Estimatet over mengden av sikre reserver er unøyaktig og vil endre seg over tid etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig. Dessuten er identifiserte reserver og betingede ressurser som kan bli bekreftet i fremtiden, ikke tatt med i beregningene. Det er gjort forutsetninger med hensyn til tidspunktet for og størrelsen av fremtidige utbyggings- og produksjonskostnader og inntekter fra produksjon av sikre reserver i samsvar med kravene i FAS 69. Disse forutsetningene gjenspeiler ikke ledelsens vurdering og må ikke sees på som en sikker indikasjon på Statoils fremtidige kontantstrøm eller verdien av Statoils sikre reserver.

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Sum
Per 31. desember 2005			
Fremtidige netto innbetalinger	1 067 475	276 682	1 344 157
Fremtidige utbyggingskostnader	-51 098	-30 328	-81 426
Fremtidige produksjonskostnader	-198 399	-45 980	-244 379
Fremtidig inntektsskatt	-629 910	-53 232	-683 142
Fremtidig netto kontantstrøm	188 068	147 142	335 210
10 prosent årlig diskonteringsrente for beregnet tidshorisont av kontantstrømmen	-77 281	-67 218	-144 499
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	110 787	79 924	190 711
Per 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 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
Per 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 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

Av samlede estimerte fremtidige utbyggingskostnader på 81 426 millioner kroner per 31. desember 2005 forventes et beløp på 54 570 millioner kroner brukt i løpet av de neste tre årene. Fordelingen vises i tabellen nedenfor.

Fremtidige utbyggingskostnader

(i millioner kroner)	2006	2007	2008	Sum
Norge	14 300	10 402	7 350	32 052
Utenfor Norge	12 732	6 674	3 112	22 518
Sum	27 032	17 076	10 462	54 570
Herav fremtidige utbyggingskostnader forventet brukt på sikre, ikke utbygde reserver	24 652	14 863	8 629	48 144

I 2005 brukte Statoil 26 354 millioner kroner i utbyggingskostnader. Av dette beløpet knyttet 22 876 millioner kroner seg til sikre, ikke utbygde reserver. Sammenlignbare størrelser for 2004 var henholdsvis 33 135 og 28 353 millioner kroner, og 19 355 og 14 355 millioner kroner for 2003.

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Endringen i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver

(i millioner kroner)	2005	2004
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm 1. januar	120 180	88 582
Netto endringer i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon	380 489	146 938
Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader	-27 189	-34 976
Salg av olje og gass produsert i perioden, fratrukket produksjonskostnader	-110 018	-77 023
Netto endring på grunn av utvidelser, funn og forbedret utvinning	38 080	10 668
Netto endring på grunn av kjøp og salg av reserver	896	26 129
Netto endring på grunn av revisjon av beregnede mengder	11 970	10 733
Utbyggingskostnader påløpt i perioden	26 354	33 135
Diskonteringseffekt	-121 003	-41 506
Netto endringer i inntektsskatt	-129 048	-42 500
Sum endringer i nåverdi i løpet av året	70 531	31 598
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm 31. desember	190 711	120 180

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 2005.

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 2005		Norge	Utenfor Norge	Sum
Antall produktive olje og gassbrønner				
Oljebrønner	—brutto	741	632	1 373
	—netto	190	113	304
Gassbrønner	—brutto	147	80	227
	—netto	45	29	74

Per 31. desember 2005		Norge	Utenfor Norge	Sum
Utbygd og ikke utbygd olje og gassareal i tusen acres				
Utbygd areal	—brutto	681	922	1 603
	—netto	162	306	468
Ikke utbygd areal	—brutto	14 131	22 416	36 547
	—netto	5 656	13 155	18 811

* 1 000 acres = 4,05 km2

Gjenværende løpetid for leieavtaler og konsesjoner er på inntil 35 år.

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Borevirksomhet i forbindelse med undersøkelse og utbygging

Tabellen nedenfor viser antallet undersøkelses- og utviklingsbrønner for olje og gass som selskapet har under boring per 31. desember 2005.

(Antall brønner)	Norge	Utenfor Norge	Sum
Antall brønner under boring			
— brutto	36	35	71
— netto	9,9	6,1	16,0

Netto produktive og tørre olje- og gassbrønner

Tabellene nedenfor viser netto produktive og tørre undersøkelses- og utviklingsbrønner for olje og gass som selskapet har komplettert eller forlatt de tre siste årene. Produktive brønner omfatter brønner der det er funnet hydrokarboner, og der boringen og kompletteringen, når det gjelder undersøkelsesbrønner, er blitt utsatt i påvente av ytterligere boring eller evaluering. En tørr brønn er en brønn som ikke er i stand til å produsere store nok mengder til å berettige at den kompletteres.

	Norge	Utenfor Norge	Sum
Året 2005			
Netto undersøkelsesbrønner boret	3,3	2,2	5,5
—netto tørre	1,1	0,9	2,0
—netto produktive	2,2	1,3	3,5
Netto utviklingsbrønner boret	19,1	19,9	39,0
—netto tørre	0,1	0,0	0,1
—netto produktive	19,0	19,9	38,9
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

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Gjennomsnittlig salgspris og produksjonskostnad per enhet

	Norge	Utenfor Norge
Per 31. desember 2005		
Gjennomsnittlig salgspris olje i USD per fat	54,1	51,0
Gjennomsnittlig salgspris naturgass i NOK per Sm^3	1,45	1,12
Gjennomsnittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e.	21,6	25,2
Per 31. desember 2004		
Gjennomsnittlig salgspris olje i USD per fat	38,4	35,7
Gjennomsnittlig salgspris naturgass i NOK per Sm^3	1,10	0,89
Gjennomsnittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e.	22,5	30,9
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	26,1

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 2005 og 2004, og de tilhørende konsoliderte resultatregnskaper, egenkapitaloppstillinger og kontantstrømoppstillinger for hvert av de tre årene i perioden frem til 31. desember 2005. 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. Vi har ikke blitt engasjert til å foreta en revisjon av selskapets internkontroll knyttet til finansiell rapportering. 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 skjønnsmessige 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 2005 og 2004 og for resultatet og kontantstrømmene for hvert av de tre årene i perioden frem til 31. desember 2005 i overensstemmelse med god regnskapsskikk i USA.

Stavanger, 9. mars 2006
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
5001 SPRING VALLEY ROAD, SUITE 800 EAST, DALLAS, TEXAS 75244

27. februar 2006

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 salgsgass, per 31. desember 2005, i Statoils interesser i Algerie, Angola, Aserbajdsjan, Kina, Iran, Irland, Nigeria, Norge, Storbritannia, USA og Venezuela. Beregningene drøftes i vår «Report as of December 31, 2005 on Proved Reserves of Certain Properties owned by Statoil ASA,» [Vurderingsrapport per 31. desember 2005 av sikre reserver i visse interesser eiet av Statoil ASA] (rapporten). Vi har også gjennomgått Statoils beregninger av reservene per 31. desember 2005, 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 2005, 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)	Salgsgass (Bcf)	Nettoekvivalent (MMbbl)
1 761	14 225	4 295

Merknad: Nettoekvivalent millioner fat er basert på at 5 612 kubikkfot gass tilsvarer 1 fat olje, kondensat eller LPG.

Statoil har meddelt oss at selskapets beregninger av sikre olje-, kondensat-, LPG- og salgsgassreserver 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 petroleumsreserver og er i samsvar med kravene fra SEC.

Våre beregninger av de sikre reservene per 31. desember 2005, basert på Statoils andeler i de interesser som omfattes av rapporten, er som følger, uttrykt i millioner fat (MMbbl) eller milliarder kubikkfot (bcf):

Olje, kondensat og LPG (MMbbl)	Salgsgass (Bcf)	Nettoekvivalent (MMbbl)
1 777	14 242	4 315

Merknad: Nettoekvivalent millioner fat er basert på at 5 612 kubikkfot gass tilsvarer 1 fat olje, kondensat eller LPG.

Når vi har sammenlignet de detaljerte beregningene av reservene foretatt av oss, med de beregninger som er foretatt av Statoil for de aktuelle eierandelene, har vi funnet forskjeller, både positive og negative, i anslåtte reserver som kan forklares ut fra beregningen av reservene for de enkelte interessene. Disse forskjellene synes i stor grad å oppveie hverandre når man ser på Statoils reserver i de interesser som omfattes av rapporten, da dette viser at forskjellene i det store og hele ikke er vesentlige. Vi mener at de beregninger av reservene som Statoil har foretatt for eiendommene vi har vurdert og som er nevnt ovenfor, ikke er vesentlig forskjellige fra dem som vi har foretatt, når de sammenlignes på grunnlag av aggregerte netto millioner fat oljeekvivalenter.

DeGOLYER AND MacNAUGHTON

HMS-regnskap for 2005

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.

Statoils styringssystem for helse, miljø, sikkerhet og sikring (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. Alle sentrale operative enheter er nå sertifisert i henhold til ISO 9001 og ISO 14001. Fullstendig 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 systematisk og målrettet forbedringsarbeid.

HMS-dataene samles inn i resultatenhetene og rapporteres til konsernledelsen som vurderer utvikling og trender, samt tar stilling til nødvendige forbedringstiltak. Konsernsjefen legger frem HMS-resultater med vurderinger for styret samtidig med at de regnskapsmessige kvartalsresultatene fremlegges. Resultatene publiseres på konsernets intranett- og internettsider. Det henvises til www.statoil.com/hms der kvartalsvis HMS-statistikk er samlet og gjort tilgjengelig.

Statoils konserndekkende 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 konserndekkende måleindikatorer innen miljø rapporteres årlig på konsernnivå, med unntak av oljesøl som rapporteres kvartalsvis. Måleindikatorene innen ytre miljø er oljesøl, utslipp av CO_2 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 to dødsulykker i 2005. En person omkom den 31. januar da han ble klemt i en hydraulisk dør under ferdigstillelse av på Kristin-plattformen ved Aker Stord. Den 2. oktober omkom en person etter en ulykke i forbindelse med ombordløfting av forsyninger til en tankbåt som lå ved oljeterminalen på Mongstad. Begge forulykkede var leverandøransatte.

Ulykkene er gransket, årsaksforhold kartlagt og tiltak 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 33-34 og 37-39) og i styrets beretning.

Til sammen er det utført 105 millioner arbeidstimer (leverandører inkludert) som danner grunnlaget for HMS-regnskapet for 2005. Det er uendret i forhold til 2004. Leverandører utfører en betydelig del av de oppgaver Statoil står ansvarlig for som operatør eller hovedbedrift.

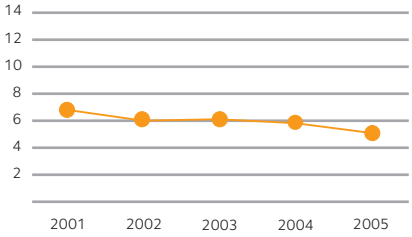
For Statoil samlet sett er det en meget positiv utvikling i våre sikkerhetsresultater. Personskadefrekvens (som omfatter Statoil-ansatte og leverandører) er redusert fra 5,9 i 2004 til 5,1 i 2005, mens fraværsskadefrekvens (omfatter personskader som fører til fravær) er redusert fra 2,3 i 2004 til 1,5 i 2005. Alvorlig hendelsesfrekvens er redusert fra 3,2 i 2004 til 2,3 i 2005.

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

Statoil er i 2005 ilagt to bøter for HMS-relaterte forhold. En bot på kr 1,5 millioner ble ilagt etter brannen på Mongstad-raffineriet i juli 2004. En bot på kr 80 millioner ble ilagt etter gassutblåsningen på Snorre A-plattformen i Nordsjøen i november 2004.

Statoils måleindikatorer innen HMS

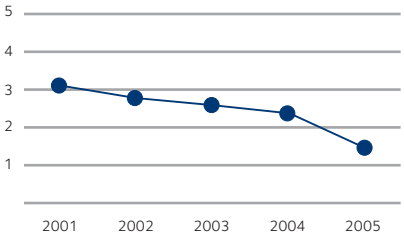
Personskadefrekvens



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

Utvikling: Personskadefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) er forbedret til 5,1 i 2005 mot 5,9 i 2004. For Statoil-ansatte er frekvensen 3,0 i 2005 mot 2,8 i 2004, mens den for våre leverandører er 6,7 i 2005 mot 7,9 i 2004.

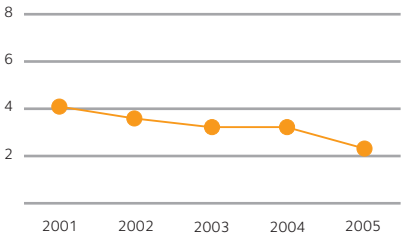
Fraværsskadefrekvens



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

Utvikling: Fraværsskadefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) er forbedret fra 2,3 i 2004 til 1,5 i 2005. Denne frekvens er målt siden 1987, men aldri tidligere har frekvensen vært så lav som for 2005. For Statoil-ansatte er forbedringen fra 1,5 i 2004 til 1,1 i 2005, mens den for våre leverandører er fra 2,8 i 2004 til 1,9 i 2005.

Alvorlige hendelsesfrekvens

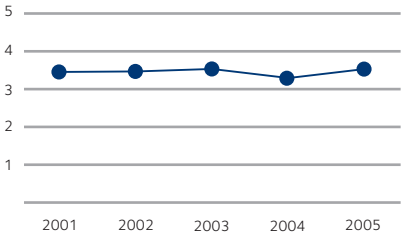


Definisjon: Summen av antall uønskede hendelser med stor alvorlighetsgrad per million arbeidstimer (1)

Utvikling: Alvorlig hendelsesfrekvens (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) er forbedret fra 3,2 i 2004 til 2,3 i 2005.

(1) En uønsket hendelse er en hendelse eller et hendelsesforløp som har forårsaket eller kunne ha forårsaket personskade, sykdom og/eller skade på/tap av materiell, miljø eller tredjepart. Det er etablert risikomatriser der alle uønskede hendelser kategoriseres etter alvorlighetsgrad, og det danner grunnlaget for oppfølging i form av varsling, gransking, rapportering, analyse, erfaringsoverføring og forbedring.

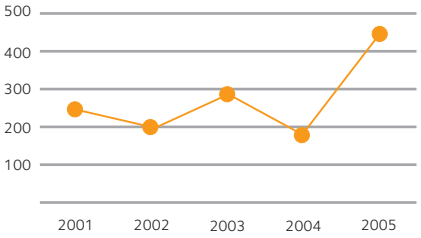
Sykefravær



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

Utvikling: Sykefraværet er 3,5 i 2005 mot 3,2 prosent i 2004. Sykefraværet har vært stabilt lavt over hele femårsperioden. Resultatet ligger godt under gjennomsnittet i Norge (6,7 prosent per 3. kvartal 2005 ifølge Statistisk sentralbyrå).

Oljesøl

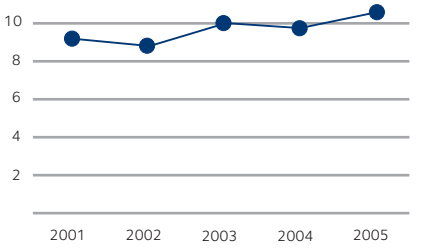


Definisjon: Utilsiktede oljeutslipp til ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet (m^3) (2)

Utvikling: Antall utilsiktede oljeutslipp er 534 søl i 2005 mot 487 i 2004. Mengde av utilsiktede oljeutslipp er økt fra 186 m^3 i 2004 til 442 m^3 i 2005. Volumøkningen skyldes i hovedsak et søl (340 m^3) i Norskehavet den 23. november. Figuren viser mengde oljesøl i m^3.

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

Utslipp av CO_2

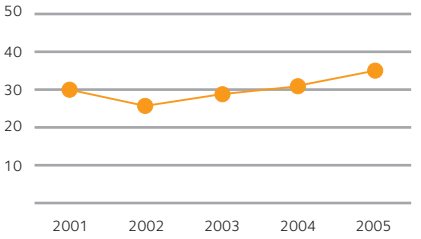


Definisjon: Totalt utslipp av CO_2 i million tonn fra Statoil-operert virksomhet (3)

Utvikling: Totalt utslipp av CO_2 er økt fra 9,8 millioner tonn i 2004 til 10,3 millioner tonn i 2005. For virksomheten på norsk sokkel er CO_2-utslippet 6,5 millioner tonn i 2005 mot 6,2 i 2004, mens det for forretningsområdet Foredling og markedsføring er 2,6 millioner tonn i 2005 mot 2,3 millioner tonn i 2004. For de øvrige forretningsområdene er det kun mindre endringer.

(3) CO_2-utslipp omfatter alle utslippskilder som turbiner, kjeler, ovner, motorer, fakler, boring av lete- og produksjonsbrønner, brønntesting/brønnopprenskning, samt restutslipp fra renseanlegg for CO_2 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

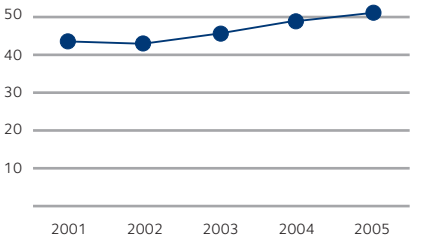


Definisjon: Totalt utslipp av NO_x i tusen tonn fra Statoil-operert virksomhet (4)

Utvikling: Totalt utslipp av NO_x er økt fra 31,1 tusen tonn i 2004 til 34,7 tusen tonn i 2005. Økningen skyldes i hovedsak aktiviteter innenfor forretningsområdet Undersøkelse og produksjon Norge (økning fra 27,4 tusen tonn i 2004 til 29,3 tusen tonn i 2005) og innen Internasjonal undersøkelse og produksjon (fra 0,2 tusen tonn i 2004 til 1,9 tusen tonn i 2005). 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/brønnopprenskning. Støttetjenester som helikoptertrafikk, forsynings- og standbyskip, skytteltankere, samt distribusjon av produkter inngår ikke.

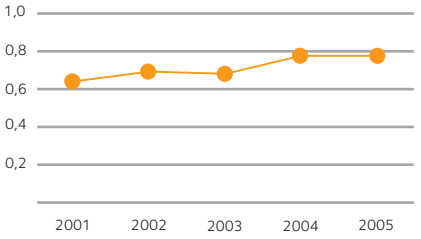
Energiforbruk



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, energi fra direkte forbrenning og energitap som resultat av fakling. Energiforbruket ved bruk av fossile brensler regnes som innfyrt energi.

Utvikling: Energiforbruket er økt fra 48,1 TWh i 2004 til 50,4 TWh i 2005. Økningen skyldes i hovedsak aktiviteter innen forretningsområdet Foredling og markedsføring (økning fra 11,3 TWh i 2004 til 12,6 TWh i 2005). 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 0,76 i 2005 og det er uendret sammenliknet med 2004. Samtlige forretningsområder, med unntak av Naturgass og Internasjonal undersøkelse og produksjon, har økt gjenvinningsgrad i 2005 sammenliknet med 2004.

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

Miljødata for 2005

NORSK KONTINENTALSOKKEL[1)]

ENERGI

Diesel[2)]	1 470 GWh
Elektrisk kraft	31 GWh
Brenngass	24 200 GWh
Fakkelgass	3 310 GWh

RÅSTOFFER[3)]

Olje/kondensat	72,6 mill. Sm^3
Gass[4)]	93,4 mrd. Sm^3
Vann	107 mill. Sm^3

HJELPESTOFFER

Kjemikalier prosess/produksjon	46 200 tonn
Kjemikalier boring/brønn	116 000 tonn

ANNET

Injeksjonsvann til trykkstøtte	148 mill. Sm^3

PRODUKTER

Olje/kondensat	72,6 mill. Sm^3
Gass for salg	69,8 mrd. Sm^3

UTSLIPP TIL LUFT

CO_2	6,38 mill. tonn
nmVOC[5)]	67 600 tonn
Metan[5)]	18 200 tonn
NO_x	29 200 tonn
SO_2	295 tonn
Utilsiktede hydrokarbongassutslipp[6)]	9 tonn

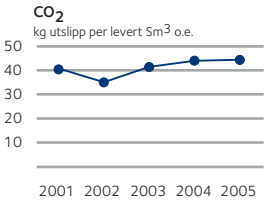
UTSLIPP TIL VANN

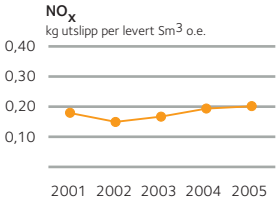
Produsert vann[7)]	98,5 mill. Sm^3
Olje i oljeholdig vann [8)]	1 590 tonn
Utilsiktede oljeutslipp[9)]	369 m^3
Kjemikalier:[10)]	
Prosess/produksjon	19 900 tonn
Boring og brønn	23 900 tonn
Utilsiktede kjemikalieutslipp	310 m^3

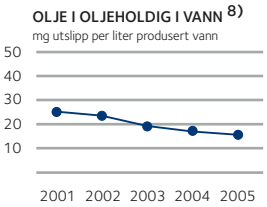
AVFALL[11)]

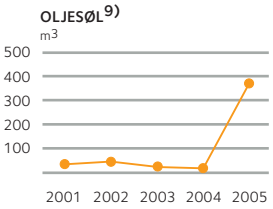
Avfall til deponi	2 350 tonn
Avfall til gjenvinning	7 920 tonn
Gjenvinningsgrad	0,77
Farlig avfall:	
Oljeholdig borekaks/boreslam/slop	44 700 tonn
Annet	12 300 tonn

(1) Inklusiv britisk del av Statfjord. Eksklusiv Kollsnes prosessanlegg og Snøhvit-prosjektets landanlegg
(2) Utgjør 124 000 tonn
(3) Inklusiv 1,6 mill. Sm^3 o.e. produsert fra tredjepart (Sigyn)
(4) Inklusiv brenngass (2,08 mrd. Sm^3), fakkelgass (0,29 mrd. Sm^3) og injisert gass til bl.a. trykkstøtte (26,6 mrd. Sm^3)
(5) Inklusiv bøyelasting
(6) Utilsiktede utslipp av hydrokarbongass domineres av 3 utslipp på til sammen 7,73 tonn
(7) I tillegg injiseres 8,3 mill. Sm^3 produsert vann i grunnen
(8) Mengden produsert vann har økt fra 2004, men pga bedret rensing avtar oljeinnholdet i det produserte vannet
(9) Volumet domineres av et oljesøl på Norne på 340 m^3 i november 2005
(10) Inklusiv 36 700 tonn vann og grønne kjemikalier
(11) Inkludert avfall fra basedrift (768 tonn næringsavfall og 107 tonn farlig avfall)









KOLLSNES PROSESSANLEGG*

ENERGI

Elektrisk kraft	1170 GWh
Brenngass	197 GWh
Fakkelgass	193 GWh
Diesel	0,5 GWh

RÅSTOFFER

Våtgass Troll A	23,5 mrd. Sm^3
Våtgass Troll B	2,2 mrd. Sm^3
Våtgass Troll C	2,7 mrd. Sm^3

HJELPESTOFFER

Monetylenglykol	1 130 m^3
Lut	56 m^3
Øvrige kjemikalier	59 m^3

VANNFORBRUK

Ferskvann	29 200 m^3

PRODUKTER

Gass	33,0 mrd. Sm^3
NGL	1,9 mill. Sm^3

UTSLIPP TIL LUFT[1) 2)]

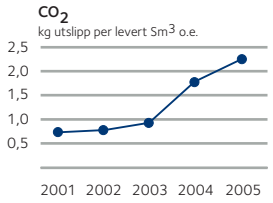
CO_2	78 900 tonn
nmVOC	550 tonn
Metan	993 tonn
NO_x	27 tonn
CO	36 tonn

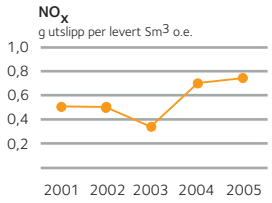
UTSLIPP TIL VANN[1) 3)]

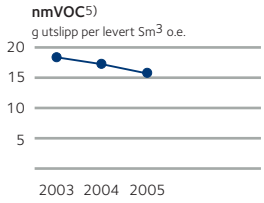
Vann fra renseanlegg/avløp	186 000 m^3
Totalt organisk karbon (TOC)	2,7 tonn
Monetylenglykol	4,01 tonn
Metanol	0,98 tonn
Hydrokarboner	0,09 tonn
Ammonium	0,02 tonn
Fenol	0,02 tonn

AVFALL

Avfall til deponi	151 tonn
Avfall til gjenvinning	280 tonn
Gjenvinningsgrad	0,65
Farlig avfall:[4)]	
Slam fra renseanlegg	48,1 tonn
Annet	10 300 tonn







* Gassco er operatør for anlegget, men Statoil er ansvarlig for teknisk drift av det
1) Myndighetenes krav er overholdt for alle parametre, inkludert støy, for året 2005
2) Uhellsutslipp inngår i tallene for nmVOC og metan
3) Det har vært ett utilsiktet utslipp av 5 liter olje til grunn, samt et utilsiktet utslipp av 100 liter lut til sjø
4) Avløpsvann utgjør ca. 9400 tonn av farlig avfall pga renseanlegg periodevis ute av drift våren 2005
5) Ny metodikk for måling fra 2003

MONGSTAD[1)]

ENERGI

Elektrisk kraft	440 GWh
Fyrgass og damp	6 960 GWh
Fakkelgass	297 GWh

RÅSTOFFER

Råolje	8 586 000 tonn
Andre prosessråstoff	3 031 000 tonn
Blandekomponenter	223 000 tonn

HJELPESTOFFER

Syre	493 tonn
Lut	1 250 tonn
Tilsetningsstoffer	1 750 tonn
Prosesskjemikalier	4 610 tonn

VANNFORBRUK

Ferskvann	4 044 000 m³

PRODUKTER[2)] 11 280 000 tonn

Propan	Butan
Nafta	Gassolje
Bensin	Koks/svovel
Flydrivstoff	

UTSLIPP TIL LUFT[3)]

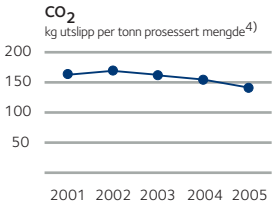
CO_2	1 632 000 tonn
nmVOC raffineri	8 060 tonn
nmVOC terminal	4 970 tonn
Metan	2 980 tonn
NO_x	1 870 tonn
SO_2	847 tonn
Utilsiktede hydrokarbongassutslipp	1 tonn

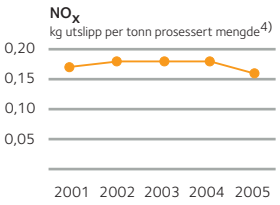
UTSLIPP TIL VANN[3)]

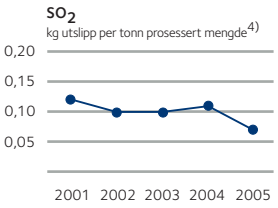
Olje	5,8 tonn
Utilsiktede oljeutslipp	0,2 m³
Fenol	1,7 tonn
Ammonium	35,7 tonn

AVFALL

Avfall til deponi	764 tonn
Avfall til gjenvinning	843 tonn
Gjenvinningsgrad	0,53
Farlig avfall	6 470 tonn







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

KALUNDBORG

ENERGI

Elektrisk kraft	177 GWh
Damp	98 GWh
Fyrgass og olje	2 470 GWh
Fakkelgass	122 GWh

RÅSTOFFER

Råolje	4 717 000 tonn
Andre prosessråstoff	10 500 tonn
Blandekomponenter	206 000 tonn

HJELPESTOFFER

Syre	702 tonn
Lut	1 390 tonn
Tilsetningsstoffer	3 tonn
Prosesskjemikalier	558 tonn
Ammoniakk (flytende)	2 160 tonn

VANNFORBRUK[3)]

Ferskvann	1 610 000 m³

PRODUKTER 4 738 000 tonn

Propan	Butan
Nafta	Gassolje
Bensin	Fyringsolje
Flydrivstoff	ATS (gjødsel)

UTSLIPP TIL LUFT[2) 4)]

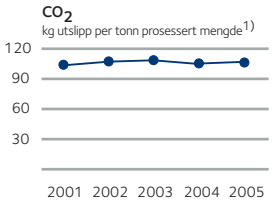
CO_2	514 000 tonn
nmVOC	2 400 tonn
Metan	600 tonn
NO_x	413 tonn
SO_2	299 tonn

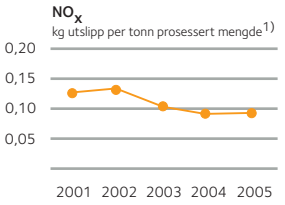
UTSLIPP TIL VANN[2)]

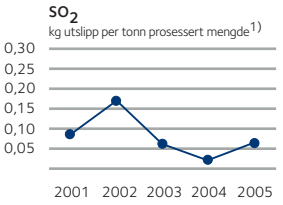
Olje i oljeholdig vann	2,2 tonn
Utilsiktede oljeutslipp	0,2 m³
Fenol	0,05 tonn
Suspendert stoff	27,1 tonn
Sulfid	0,1 tonn
Nitrogen	15,7 tonn

AVFALL

Avfall til deponi	394 tonn
Avfall til gjenvinning	1 290 tonn
Gjenvinningsgrad	0,77
Farlig avfall	875 tonn







1) Prosessert mengde er råolje og andre prosess-råstoff
2) Myndighetenes krav er overholdt for alle parametre unntatt for nitrogen
3) Forbruk av ferskvann til bl.a. prosessvann og dampproduksjon
4) Uhellsutslipp inngår ikke i tall for metan og nmVOC

TJELDBERGODDEN

ENERGI

Diesel	0,2 GWh
Elkraft	57,3 GWh
Brenngass	1 710 GWh
Fakkelgass	61 GWh

RÅSTOFFER

Rikgass	492 100 tonn
Kondensat	0 tonn

HJELPESTOFFER

Lut	255 tonn
Syre	63 tonn
Andre kjemikalier	20 tonn

VANNFORBRUK

Ferskvann	472 000 m^3

PRODUKTER

Metanol	905 000 tonn
Oksygen	9 080 tonn
Nitrogen	37 000 tonn
Argon	16 500 tonn
LNG	10 800 tonn

UTSLIPP TIL LUFT[1) 2)]

CO_2	347 000 tonn
nmVOC	120 tonn
Metan	90 tonn
NO_x	308 tonn
SO_2	0,4 tonn

UTSLIPP TIL VANN[1)]

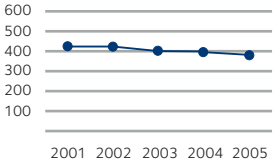
Kjølevann	201 mill. m^3
Totalt organisk karbon (TOC)	0,4 tonn
Suspendert stoff (SS)	0,8 tonn
Nitrogen	1,4 tonn

AVFALL

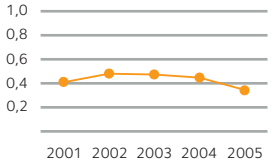
Avfall til deponi	0 tonn
Avfall til gjenvinning	118 tonn
Gjenvinningsgrad	1,00
Farlig avfall:	
Slam fra renseanlegg	112 tonn
Annet	41 tonn

1) Myndighetskrav er overholdt for alle parametre unntatt pH (døgnkonsesjon) og VOC
2) Uhellsutslipp inngår ikke i tall for metan og nmVOC

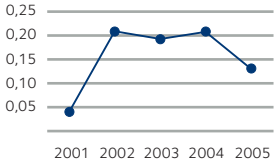
CO_2
kg utslipp per tonn produkt (metanol+LNG)



NO_x
kg utslipp per tonn produkt (metanol+LNG)



nmVOC
kg utslipp per tonn produkt (metanol+LNG)



KÅRSTØ GASSPROSESSERINGSANLEGG OG TRANSPORTNETT*

ENERGI[1)]

Fyrgass	6 110 GWh
Elektrisk kraft kjøpt	361 GWh
Diesel	1 GWh
Fakkelgass	243 GWh

RÅSTOFFER[2)]

Rikgass	19,1 mill. tonn
Kondensat	4,33 mill. tonn

HELPESTOFFER/VANNFORBRUK

Saltsyre	250 tonn
Natriumhydroksyd	220 tonn
Ammoniakk	23 tonn
Metanol	110 tonn
Andre kjemikalier	6,68 tonn
Ferskvann	0,7 mill. m^3

PRODUKTER

Tørrgass	16,0 mill. tonn
Propan	2,85 mill. tonn
I-butan	0,55 mill. tonn
N-butan	1,06 mill. tonn
Nafta	0,67 mill. tonn
Kondensat	2,67 mill. tonn
Etan	0,57 mill. tonn
Elektrisk kraft solgt	24 GWh

UTSLIPP TIL LUFT [3) 5) 6)]

CO_2	1 180 000 tonn
nmVOC	2 630 tonn
Metan	1 220 tonn
NO_x	952 tonn
SO_2	2,55 tonn

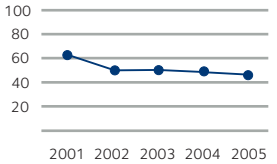
UTSLIPP TIL VANN[5) 7)]

Kjølevann	381 mill. m^3
Vann fra renseanlegg	0,70 mill. m^3
Olje i oljeholdig vann	312 kg
Totalt organisk karbon (TOC)	5,01 tonn

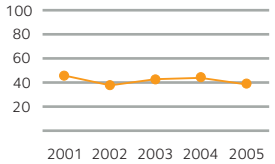
AVFALL[4)]

Avfall til deponi	244 tonn
Avfall til gjenvinning	2 260 tonn
Gjenvinningsgrad	0,90
Farlig avfall[8)]	15 100 tonn

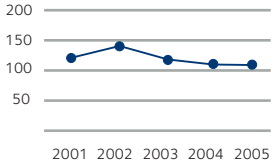
CO_2
kg utslipp per tonn produkt
Prosesseringsanlegg



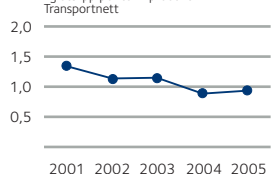
NO_x
g utslipp per tonn produkt
Prosesseringsanlegg



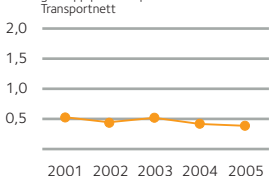
nmVOC
g utslipp per tonn produkt
Prosesseringsanlegg



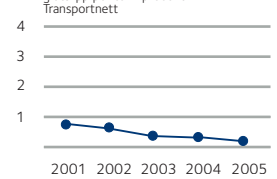
CO_2
kg utslipp per tonn produkt
Transportnett



NO_x
g utslipp per tonn produkt
Transportnett



nmVOC
g utslipp per tonn produkt
Transportnett



* Gassco er operatør for anlegget, men Statoil er ansvarlig for teknisk drift av det
1) Inklusiv energiforbruk Transportnett: 386 GWh fyrgass
2) Eksklusiv gasstransport utført av Transportnett: 70,4 mill. tonn
3) Inklusiv utslipp Transportnett: 68 100 tonn CO_2, 30 tonn NO_x, 13 tonn nmVOC,122 tonn metan og 60 kg SO_2
4) Inklusiv avfall Transportnett: 14 tonn til deponi,121 tonn til gjenvinning og 67 tonn farlig avfall.
5) Alle utslippskrav fra myndighetene er overholdt for året 2005
6) Uhellsutslipp inngår i tall for metan og nmVOC.
7) Ingen utilsiktede oljeutslipp i prosesseringsanlegg eller transportnett
8) 14 900 tonn kommer fra prosessvann

Rapport fra Ernst & Young AS

Attestasjonsuttalelse

Til interessentene til Statoil ASA

Omfang av engasjement
Vi er engasjert av ledelsen i Statoil for å gi en uavhengig attestasjonsuttalelse av helse-, miljø- og sikkerhetsregnskapet (HMS-regnskapet) for Statoil ASA i 2005, slik dette er presentert i årsrapporten for 2005 på sidene 134-140.

Statoils ledelse er ansvarlig for HMS-regnskapet.

Rapporteringskriterier
I vårt arbeid har vi brukt Statoils interne rapporteringskriterier som er spesifikt utarbeidet for HMS, slik det er beskrevet i teksten på sidene 134-140, 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 evaluere Statoils HMS-regnskap.

Utført arbeid
Vårt arbeid er utført i henhold til SA 3000 (ISAE 3000), "Attestasjonsoppdrag som ikke er revisjon eller begrenset revisjon av historisk økonomisk informasjon". Standarden krever at vi planlegger og utfører kontrollhandlinger for å oppnå rimelig sikkerhet for at HMS-regnskapet som helhet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon.

Vi har evaluert om HMS-regnskapet er pålitelig og om HMS-prestasjonene er presentert på en hensiktsmessig måte. Formålet inkluderer undersøkelser i forhold til:
- akseptable og konsistente rapporteringsprinsipper
- pålitelighet på historiske 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 i ti enheter 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 evaluere om tallene fra de ulike enhetene er blitt korrekt tatt inn i HMS-regnskapet, samt overordnede analyser av tallmaterialet mot tidligere rapporteringsperioder
- testing, på stikkprøvebasis, om HMS-regnskapets tallmateriale er fremkommet ved bruk av definerte og konsistente måle-, analyse og kvantifiseringsmetoder
- vurdering om den samlede informasjonen er hensiktmessig presentert i HMS-regnskapet

Vi mener at vårt kontrollarbeid gir et forsvarlig grunnlag for en attestasjonsuttalelse med rimelig grad av sikkerhet.

Konklusjoner
Basert på vårt arbeid mener vi følgende i tilknytning til HMS-regnskapet på sidene 134-140:
- Statoil har etablert et styringssystem innenfor HMS og det arbeides aktivt med kontinuerlig forbedring
- HMS-regnskapet omhandler opplysninger om alle HMS-forhold som er vesentlige på konsernnivå
- opplysningene synes hensiktsmessig gjengitt i HMS-regnskapet målt opp mot de angitte rapporteringskriterier
- det kontrollerte datagrunnlaget er generelt sett basert på definerte og konsistente måle-, analyse- og kvantifiseringsmetoder
- HMS-måleindikatorene og miljøplansjene er i overensstemmelse med opplysninger fremlagt av de ulike enhetene. Illustrasjoner av trender er i samsvar med fremlagte historiske data

Stavanger, 9. mars 2006
ERNST & YOUNG AS

Jostein Johannessen
Statsautorisert revisor

Generell informasjon

Generalforsamling
Ordinær generalforsamling i Statoil ASA vil bli holdt i Stavanger Forum, Gunnar Warebergs gate 13, Stavanger, onsdag 10. mai kl. 17:00.

Aksjonærer som ønsker å møte på generalforsamlingen bes melde dette innen 8. mai kl. 12:00 til:
DnB NOR Bank ASA,
Verdipapirservice,
Stranden 21,
N-0021 Oslo

Telefon: +22 48 35 90
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 30. mai 2006. Utbytte utbetales til den som står oppført som aksjonær i Verdipapirsentralens (VPS) aksjeeierregister per 10. mai 2006.

Resultatrapportering
Følgende datoer er avsatt for kvartalsvise rapporteringer i 2006:

1. kvartal	8. mai
2. kvartal	31. juli
3. kvartal	30. 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 Commision 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/erapport.html 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:
Godkjennelse av resultatregnskap og balanse.
Anvendelse av årsoverskudd eller dekning av underskudd i henhold til den fastsatte balanse, og om utdeling av utbytte.
Godkjennelse av konsernresultatregnskap og konsernbalanse.
Andre saker som etter lov eller vedtekter hører under generalforsamlingen.

§ 10 Selskapet skal forestå avsetningen av statens petroleum som produseres fra statens deltagerandeler i utvinningstillatelser på norsk kontinental sokkel (SDØE), samt petroleum som erlegges som produksjonsavgift i henhold til lov om petroleumsvirksomhet av 29. november 1996 nr. 72. Selskapets generalforsamling kan med alminnelig flertall fastsette instruks for avsetningen.

§ 11 Selskapet skal ha en valgkomité. Valgkomitéens oppgaver er å avgi innstilling til generalforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer og varamedlemmer til bedriftsforsamlingen, og å avgi innstilling til bedriftsforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer og varamedlemmer til styret. Styrets leder og konsernsjef skal, uten å ha stemmerett, innkalles til minst ett møte i valgkomitéen før den avgir sin endelige innstilling.

Valgkomitéen består av fire medlemmer som skal være aksjeeiere eller representanter for aksjeeiere. Bedriftsforsamlingens leder er fast medlem og leder av valgkomitéen. To medlemmer velges av generalforsamlingen og ett medlem velges av og blant bedriftsamlingens 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	side 1, 5, 7, 9, 16, 25, 30, 34, 35, 40, 42-50, 55, 83, 87
Dag Myrestrand/Bitmap	side 14, 16, 18, 63, 67, 79, 88
Kjetil Alsvik	side 1, 2, 37, 39, 52-53, 76
Marit Hommedal	side 16, 24, 33, 38
Harald Pettersen	side 26, 34, 65, 84, 90
Bjørn Vidar Lerøen	side 10, 23, 59, 72
Getty Images	forside
Høegh	innside omslag
Allan Klo	side 8, 70
Dag Magne Søyland	side 27, 56
Ørjan Ellingvåg	side 11
Leif Berge	side 12
Rune Johansen	side 13
Markus Johansson/Bitmap	side 20
Chevron	side 22
Even Edland	side 29 illustrasjon
Island Offshore Management	side 31 illustrasjon
Gjertrud Lindberg	side 36
Cameron Davidsen	side 75
Fredrik Sandberg / SCANPIX	side 86

Rapporten er trykket på miljøvennlig papir som er tilvirket uten bruk av klorholdige kjemikalier.

Statoils rapporter 2005

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 henold til kravene fra kredittilsynet i USA og utgis kun på engelsk.

Årsregnskap 2005, Norske regnskapsprinsipper, inneholder Konsernregnskap for Statoil og selskapsregnskap for Statoil ASA i henhold til norske regnskapsprinsipper (NGAAP).

STATOIL ASA
4035 STAVANGER
TELEFON: 51 99 00 00
www.statoil.com