



forme

fremtiden

Årsrapport 2006

 **STATOIL**



## Fremtiden former vi nå



Hvert år får studenter anledning til å være med i Statoils sommerprosjekt, der de får prøve seg på konkrete oppgaver. Denne gruppen, bestående av Magne Hestness (t.v.), Anne Person, Øystein K. Rande og Oddbjørn R. Nilsen har laget en modell som viser undervannsseparsjon.

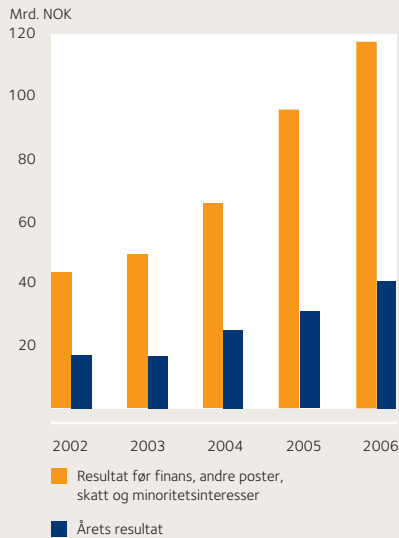
Veien til virkeligheten er kort: På Tordis-feltet i Nordsjøen setter vi i drift verdens første kommersielle undervannsanlegg for separasjon av olje og gass fra vann og sand.

Tordis er ett av mange eksempler på Statoils evne og mot til å utvikle og ta i bruk ny teknologi for å øke selskapets verdiskaping. I en egen artikkel på sidene 8-13 går vi nærmere inn på temaet. Vi ser på fremtidige teknologiske utfordringer, som kanskje noen av studentene på dette åpningsbildet i årsrapporten skal være med å løse om noen år.

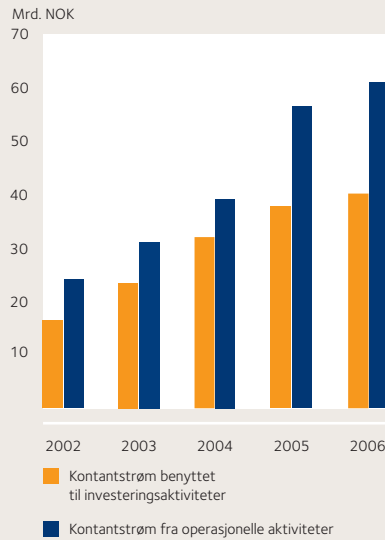
Et selskap som ligger i tet innenfor viktige teknologiområder venter ikke på fremtiden, men former den selv. Dette gjelder ikke minst på miljøområdet der vi i 2006 demonstrer evne til nyskaping og vilje til å angripe klimautfordringene med nye industrielle løsninger.

# Hovedtall

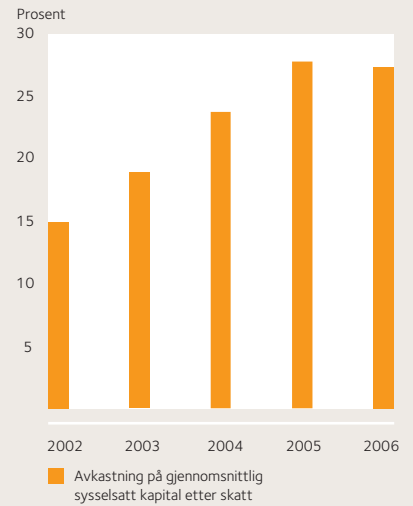
## RESULTAT



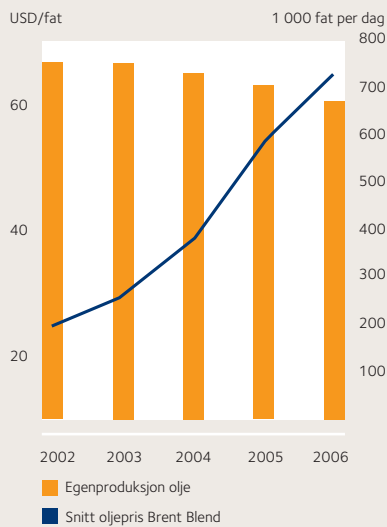
## KONTANTSTRØM



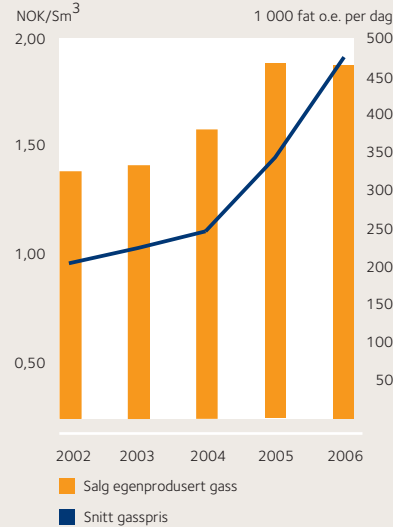
## AVKASTNING



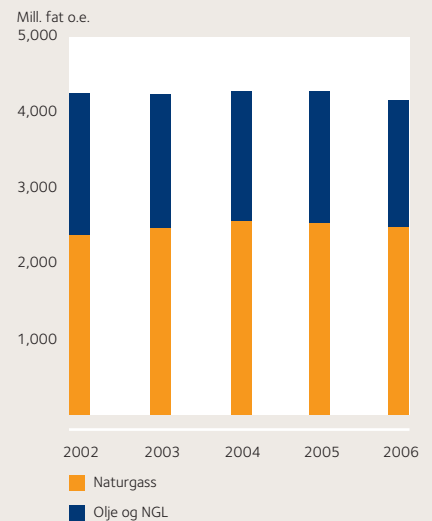
## OLJEPRODUKSJON/PRIS



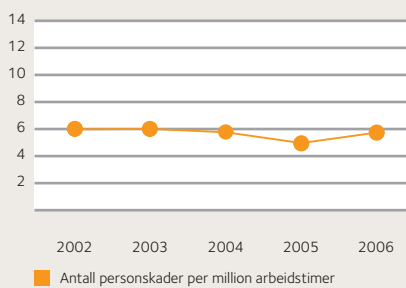
## GASSPRODUKSJON/PRIS



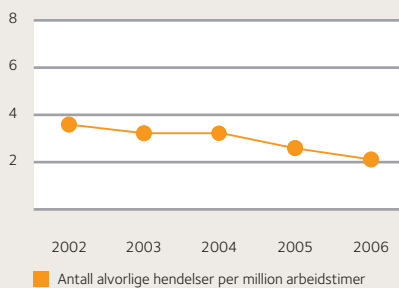
## SIKRE RESERVER OLJE/GASS



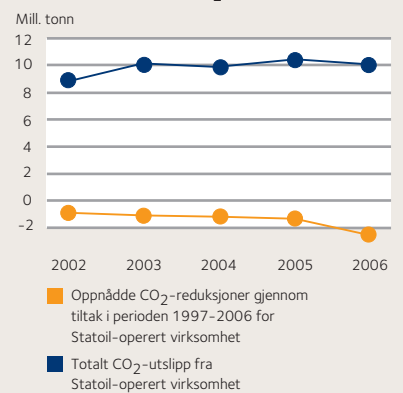
## PERSONSKADEFREKVENS



## ALVORLIG HENDELSESFREKVENS



## KARBONDIOKSID (CO<sub>2</sub>)



# USGAAP – Hovedtall

	2006	2005	2004	2003	2002
<b>Finansielle data</b> (i millioner kroner)					
Driftsinntekter	425 166	387 411	301 443	245 640	240 447
Resultat før finans, andre poster, skatt og minoritetsinteresser	116 881	95 043	65 085	48 873	43 065
Årets resultat	40 615	30 730	24 916	16 554	16 846
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	60 913	56 250	38 807	30 797	24 023
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	40 084	37 664	31 959	23 198	16 756
Rentebærende gjeld	35 786	34 093	36 081	37 278	37 128
Netto rentebærende gjeld	24 945	19 287	20 218	20 906	23 592
Gjeldsgrad	16,8%	15,1%	18,9%	22,6%	28,7%
Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital etter skatt	27,1%	27,6%	23,5%	18,7%	14,9%
<b>Operasjonelle data</b>					
Olje- og naturgassproduksjon (tusen fat o.e./dag)	1 135	1 169	1 106	1 080	1 074
Sikre olje- og naturgassreserver (millioner fat o.e.)	4 185	4 295	4 289	4 264	4 267
Produksjonskostnader (NOK/fat)	26,6	22,3	22,4	22,4	*
Reserveerstatningsrate (3-års gjennomsnitt)	0,94	1,02	1,01	0,95	0,78
<b>Akseinformasjon</b> (i kroner, unntatt antall aksjer)					
Resultat per aksje	18,79	14,19	11,50	7,64	7,78
Aksjekurs Oslo Børs 31. desember	165,25	155,00	95,00	74,75	58,50
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer	2 161 028 202	2 165 740 054	2 166 142 636	2 166 143 693	2 165 422 239

\* 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<sub>2</sub>) =

Karbondioksidutslipp fra Statoil-operert virksomhet. Totalt CO<sub>2</sub>-utslipp omfatter alle utslippskilder som turbiner, kjeler, ovner, motorer, fakler, boring av lete- og produksjonsbrønner og brønntesting/brønn-

opprensning. Oppnådde reduksjoner i utslippene er akkumulert for perioden 1997-2006.

### 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.



# Innholdsfortegnelse

## Vår fremtid

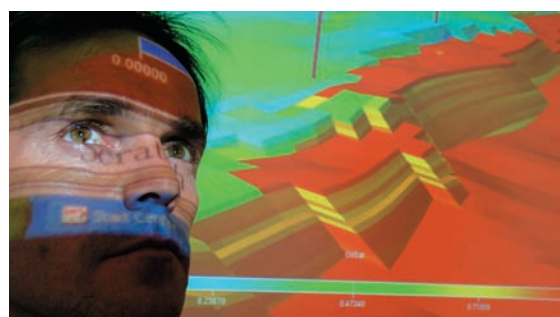
Konsernsjef Helge Lund – Vilje til å forme fremtiden	2
Konsernets strategi og mål	4
Statoil i dag	6
Historien	6
Tema: En modig og tidlig bruker av teknologi	8

## Vår virksomhet

Oversikt over virksomheten	16
Undersøkelse og produksjon Norge	18
Internasjonal undersøkelse og produksjon	21
Naturgass	24
Foredling og markedsføring	26
Teknologi og prosjekter	29
Mennesker og samfunn	31
Miljø	34

## Våre resultater

Årsberetning	40
Konsernledelse	50
Eierstyring og selskapsledelse	52
Vedtekter for Statoil ASA	54
Statoil-aksjen	62
Ledelsens finansielle analyse	64
Årsregnskap	95
Revisors beretning	139
Rapport om sikre reserver	140
HMS-regnskap	142
Generell informasjon	150



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 kredittilsynet i USA. Mer om rapportene på side 152.





# Vilje til å forme fremtiden

Av konsernsjef Helge Lund

For tredje år på rad har Statoil levert sitt beste årsresultat noensinne. Vi er godt rustet for økt konkurranse. Statoil er et selskap med stor evne til å skape verdier og resultater, og viljen til å vokse og til å forme fremtiden er sterk.

Den planlagte fusjonen med Hydros olje- og gassvirksomhet er et sterkt uttrykk for nettopp denne viljen. Vi ønsker å skape et enda mer slagkraftig selskap gjennom å forene det beste av norsk industrierfaring og -kompetanse. Gjennom teknologi- og kompetansemiljøer i verdensklasse skal vi videreutvikle norsk sokkel og vokse internasjonalt.

Til tross for høye priser på olje og gass har omgivelsene blitt stadig mer krevende de siste årene. Konkurransen om tilgjengelige reserver er blitt kraftig skjerpet. Fusjoner og overtakelser har skapt større og mer slagkraftige aktører. Stor etterspørsel etter ekspertise, varer og tjenester til letevirksomhet og stadig mer komplekse utbygginger har satt kostnader og ledetider under press.

I sum er det blitt vanskeligere for olje- og gasselskapene å vokse i tråd med uttalte mål. Planen om å slå sammen Statoil med Hydros olje- og gassvirksomhet er et kraftfullt svar på den vekst- og konkurranseutfordringen industrien står overfor.

Vi stiller høye krav til resultater og kontinuerlig forbedring innenfor helse, miljø og sikkerhet. Det er derfor gledelig å registrere at vi i året som gikk fortsatte fremgangen på viktige områder. Siden 2001 har vi mer enn halvert antallet alvorlige hendelser.

Det siste året har vi sett en kraftig økning i oppmerksomheten om global oppvarming. Statoil skal videreføre den offensive holdningen som kjennetegner oss til å finne nye løsninger som kan bidra til å redusere utslippene av klimagasser.

I 2006 økte vi satsingen på fornybare drivstoffer og satte i gang byggingen av Energiverk Mongstad. Gjennom dette prosjektet demonstrerer vi evne til nyskaping og vilje til å angripe klimautfordringen med industrielle løsninger. Det er også et godt eksempel på Statoil som en tidlig og modig bruker av teknologi.

Vi har styrket kjernevirksomheten gjennom salg og oppkjøp. Nedstrømsresultatene er kraftig forbedret, slik at vi innfrir lønnsomhetsmålene ett år tidligere enn planlagt. Gassvirksomheten er styrket gjennom ny forsyning og infrastruktur, utviklingen av en global LNG-posisjon og økt handelsaktivitet i det kortsiktige gassmarkedet.

Statoil satser offensivt på norsk sokkel både i utviklede og utforskede områder. I fjor satte vi fem nye prosjekter i produksjon, vedtok utbygging av fem nye prosjekter og trappet opp leteinnsatsen. Med Snøhvit-utbyggingen, oppløftende funn og et målrettet leteprogram har vi lagt grunnlaget for en ny industriprovins i Barentshavet.

De siste tre årene har Statoils internasjonale produksjon økt med nesten 80 prosent. I 2006 startet vi opp viktige oppstrømsprosjekter i Aserbajdsjan, Angola og Algerie. Mulighetene for internasjonal vekst og verdiskaping er styrket gjennom rekordhøy leteaktivitet, tilgang til nye lisenser og oppkjøp i ressursrike områder. I løpet av relativt kort tid har Statoil etablert en solid plattform for langsiktig vekst i Mexicogolfen. Der rår vi nå over en løfterik dypvannsportefølje, som gir store muligheter til å ta i bruk den kompetanse

og erfaring vi har utviklet gjennom flere tiår på norsk sokkel.

I Statoil har vi arbeidet systematisk med å forenkle og forbedre våre systemer og arbeidsprosesser. Vi har utviklet en skreddersydd styringsmodell, vi har forenklet krav og prosedyrer og har lagt på plass rammene for en verdibasert prestasjonskultur med tydelige krav til atferd og leveranser hos våre ledere og medarbeidere. Sammen med driftsforbedringer på sentrale områder har dette styrket vår konkurransekraft og vår evne til å levere med tempo, kvalitet og presisjon. Dette tar vi med oss inn i etableringen av det fusjonerte selskapet.

Det er to sterke selskaper med en offensiv tilnærming til miljø- og bærekraftsutfordringer som nå planlegger å slå seg sammen. Det nye selskapet vil være i stand til å jobbe med flere og større muligheter enn Statoil og Hydro kan gjøre hver for seg. Sammen har vi en historisk mulighet til å skape et nytt, globalt selskap med et norsk utgangspunkt. Alt ligger til rette for at vi også i fremtiden skal skape lønnsom og bærekraftig vekst for våre eiere, medarbeidere og vertssamfunn.



Helge Lund  
Konsernsjef

# Statoils strategi

## Globalt konkurransedyktig

## En unik arbeidsplass for prestasjoner og utvikling

Statoils ambisjon er å bli et ledende internasjonalt selskap med en økende andel av produksjonen utenfor Norge. Konkurransen i energisektoren blir stadig hardere. For å lykkes med å videreutvikle våre nasjonale og internasjonale posisjoner må Statoil vinne i konkurranse med verdens beste olje- og gasselskaper. Den nødvendige konkurransekraften skal sikres gjennom forbedringsprogrammer og omstillinger og gjennom å videreutvikle våre medarbeidere. Vi skal tilby attraktive utviklingsmuligheter for unge talenter og være i forkant i teknologiutviklingen på utvalgte områder. I tillegg skal vi være ledende på sikker, miljøvennlig og effektiv drift av alle våre anlegg.

### Statoils strategiske retning

- Opprettholde rollen som en ledende aktør på norsk sokkel.
- Utvikle nye internasjonale vekstplattformer.
- Styrke naturgassposisjonen i rør- og LNG-verdikjeder.
- Øke verdiskapingen i produktmarkedet.
- Bli verdensledende på prosjektgjennomføring og innenfor utvalgte teknologiområder.

Høye olje- og gasspriser har i 2006 gitt Statoil det beste resultatet noensinne. Selskapet har en sterk finansiell posisjon som gir grunnlag for fremtidig handlefrihet og vekst. Samtidig har de høye oljeprisene økt konkurransen både om nye prosjekter og

viktige innsatsfaktorer. Sterk konkurranse gir seg utslag i høyere kostnader. Høye oljepriser har også bidratt til at vertsløst i økende grad strammer til rammebetingelsene for de internasjonale oljeselskapene.

Statoil har høy leteaktivitet, og det ble i 2006 brukt 7,5 milliarder kroner på leting. I 2006 ble 41 brønner ferdigstilt, og det ble gjort 21 funn. I tillegg ble Statoil tildelt nye letearealer både i Norge og internasjonalt.

### Fusjon med Hydros olje- og gassvirksomhet

Den planlagte fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet, som styrene i de to selskapene gikk inn for i desember 2006, er en naturlig konsekvens av Statoils vekststrategi. Det nye selskapet kommer til å få flere og større vekstmuligheter både på norsk sokkel og internasjonalt. Det vil bli verdens største operatør på havdyp over 100 meter og ledende innen undervannsteknologi. Fusjonen sikrer langsiktig verdiskaping for aksjonærene gjennom en styrket internasjonal konkurranseposisjon.

### Investeringer og fremtidig vekst

For å kunne realisere den fremtidige produksjonsveksten vil vi investere omkring 120 milliarder kroner eksklusiv oppkjøp i perioden 2005–2007. Det er forventet at også investeringsnivået vil være høyt utover 2008, som følge av at vi har tilgang på lønnsomme prosjekter. Statoils sterke satsing i årene fremover er basert på at





selskapets krav til lønnsomhet og robusthet opprettholdes.

#### HMS-resultater og økonomi

Arbeidet med helse, miljø og sikkerhet (HMS) har stor oppmerksomhet og prioriteres høyt. Statoil kan vise til forbedringer på de fleste områder hvor vi måler oppnådde resultater innen HMS. Selskapet mener at det gjennomgående er nær sammenheng mellom de økonomiske resultatene til et selskap og gode resultater innen HMS. Selskapets arbeid med bærekraft er viktig. Innsatsen ble i 2006, for tredje år på rad, belønnet med førsteplassen blant olje- og gass-selskapene på Dow Jones bærekraftindeks.

#### Verdier og kultur

Våre ansattes kompetanse og erfaring vil alltid være Statoils viktigste ressurs. Statoil vil i flere år fremover vokse kraftig internasjonalt. 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 store ressurser på læreprogrammer og kompetanseoppbygging. Statoil skal ha en sunn prestasjonskultur der det stilles krav til måten selskapet drives og resultatene oppnås på. Statoil skal være et selskap med tydelige verdier og tydelig ledelse.

Lars Rennan ved Statoils forskningscenter i Trondheim analyserer tungolje fra Orinoco-området i Venezuela gjennom en computer-tomograf. Statoil er partner i et prosjekt som driver oljeproduksjon på land her. Store verdier kan realiseres om Statoil lykkes med ny teknologi som øker utvinningsgraden.

## Statoils viktigste operasjonelle mål

- Opprettholde en produksjon på 1 million fat oljeekvivalenter per dag fra norsk sokkel frem til 2015.
- Videreutvikle eksisterende internasjonale portefølje og bygge nye internasjonale posisjoner som bidrar til selskapets langsiktige produksjonsvekst.
- Maksimere verdien fra eksisterende posisjoner i verdikjeden og øke salget av egen naturgass til opp mot 50 milliarder kubikkmeter per år innen 2015.
- Økt verdiskaping i produktmarkedene gjennom effektive operasjoner og bedre integrasjon mellom foredling og markedsføring.
- Bli verdensledende på prosjektgjennomføring og innenfor utvalgte teknologiområder

# Statoil i dag

Statoil er et integrert olje- og gasselskap med basis i Norge. Selskapet er den ledende aktøren på norsk sokkel og har i tillegg kraftig vekst i den internasjonale produksjonen.

Produksjonen utenfor Norge utgjør 15,7 prosent av samlet produksjon i 2006, som kom opp i 1 135 000 fat oljeekvivalenter.


Statoil er representert i 34 land og driver letevirk-somhet og produksjon i 15 av disse. Ved utgangen av 2006 var antall ansatte 25 435.

Statoil er en av verdens største oljeselgere og en betydelig selger av naturgass i det europeiske markedet.

Selskapet driver omfattende industriell virksomhet, har 1 803 servicestasjoner i de skandinaviske landene, Polen, Baltikum og Russland.

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

Selskapets mål er å skape verdier for eierne gjennom lønnsom og sikker drift og bærekraftig forretningsutvikling uten skade på mennesker og miljø.

 [www.statoil.com/  
statoils\\_verden](http://www.statoil.com/statoils_verden)

## Historien

Statoil ble etablert i 1972 gjennom vedtak i Stortinget. Statoil var 100 prosent eid av den norske stat og ble tildelt rollen som myndighetenes forretningsmessige redskap i utviklingen av olje- og gassvirksomheten i Norge.

I 1974 fant Mobil Statfjord-feltet, som fikk enorm betydning for Statoils utvikling. Statoil fikk store utfordringer knyttet til utbyggingen av Statfjord, som var et av verdens største oljefelt til havs. Statoils eierandel er 44 prosent. Feltet kom i produksjon i 1979, og åtte år senere overtok Statoil som operatør.

I 1980-årene ble Statoil en stor aktør i det europeiske gassmarkedet gjennom å inngå omfattende kontrakter og bygge ut og operere gasstransportsystemer og terminaler.

I samme tiår gikk Statoil tungt inn i foredling og

markedsføring i de skandinaviske landene og skaffet seg et omfattende nett av servicestasjoner. I Danmark og Sverige skjedde det gjennom kjøp av Essos bensinstasjoner, raffineri og petrokjemisk industri.

På norsk sokkel foregikk det en rivende teknologisk utvikling. Statoil ble utover i 1990-årene et ledende selskap innen flytende produksjonsanlegg og havbunns-utbygginger. Selskapet vokste kraftig, ekspanderte i produktmarkedene og satset på internasjonal leting og produksjon i allianse med BP.

Statoil ble delprivatisert i 2001. Aksjen noteres på børsene i Oslo og New York. Selskapet styrket sin posisjon på norsk sokkel, og internasjonal letevirk-somhet og produksjon er i kraftig vekst utover i tiåret. I desember 2006 anbefalte styrene i Statoil og Hydro å fusjonere Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet.





## Hendelser og høydepunkter i 2006

- Styrene i Statoil og Hydro anbefaler å fusjonere Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet.
- Resultat på 40,6 milliarder kroner – det beste hittil og 32 prosent høyere enn i 2005.
- For tredje år på rad rangert av Dow Jones' Sustainability World Index som verdens beste olje- og gasselskap på bærekraft.
- Rekordhøy leteaktivitet, men svak nedgang i produksjon og reserver.
- Fire nye internasjonale prosjekter og fem på norsk sokkel satt i produksjon.

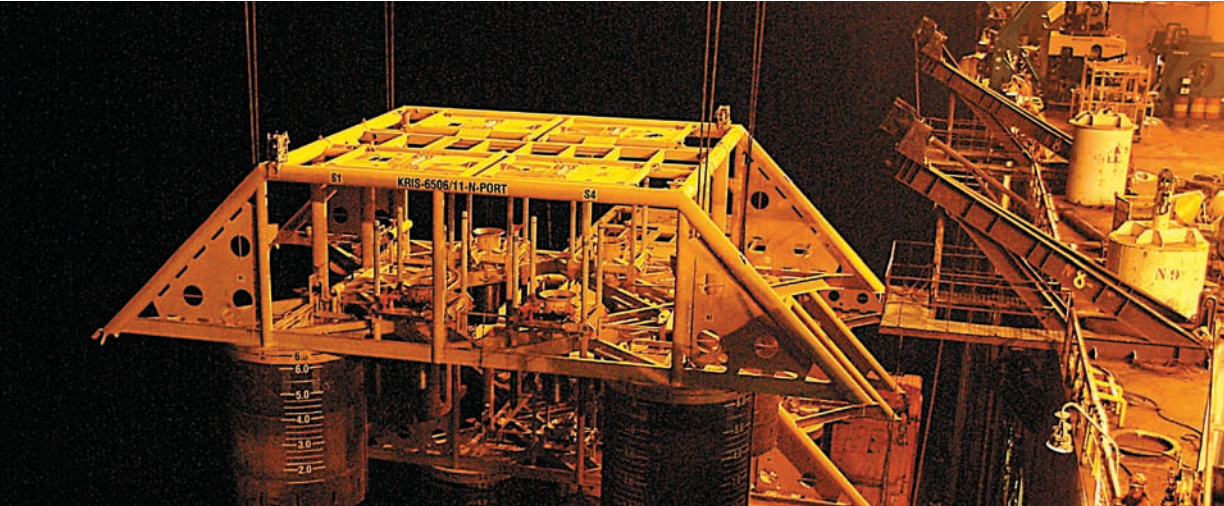
Tema: Teknologi



# En modig og tidlig bruker av teknologi

Statoils historie og utvikling er tett knyttet opp mot evnen og dristigheten til å ta i bruk ny teknologi for å øke selskapets verdiskaping. Et fruktbart samarbeid mellom dyktige leverandørbedrifter og et selskap med svært kreative teknologimiljøer har resultert i at Statoil i dag er helt i tet innenfor viktige teknologiområder.





«Forskjellen mellom det som i dag er mulig og det som er umulig, er et spørsmål om tid.»

Arve Johnsen

Det gjelder miljøteknologi, der Statoil er ledende internasjonalt når det gjelder fangst og lagring av drivhusgassen CO<sub>2</sub>.

Det gjelder leting, der selskapet har utviklet og kommersialisert havbunnslogging, som er et verktøy som gjør det mulig å fastslå tilstedeværelse av olje- og gass forut for boring. Det gjelder utnyttelsen og samordningen av ingeniørfaglig, geologisk og geofysisk ekspertise, som har resultert i at selskapet evner å ta maksimalt ut av olje- og gassreservoarene. Dette har stor betydning for verdiskapingen på norsk sokkel, men kunnskapen som ligger bak, er svært viktig i den internasjonale konkurransen om oppstrømsposisjoner.

Statoil er også i tet når det gjelder produksjons- og transportløsninger på havbunnen, som følger to spennende utviklingsbaner:

- Operasjoner som ble utført på skip og installasjoner på overflaten, skjer i økende grad på havbunnen.
- Kontroll- og styringsfunksjoner utføres over stadig større avstander og har resultert i at arbeidsplasser kan flyttes på land.

Tre utsagn over et tidsspenn på 18 år er illustrerende for Statoils vilje til kreativitet og nyskaping på teknologiområdet:

– Forskjellen mellom det som i dag er mulig og det som er umulig, er et spørsmål om tid, uttalte Statoils første sjef, Arve Johnsen, i 1986. Da hadde Statoils unge organisasjon allerede dokumentert påstanden gjennom kryssingen av Norskerenna på 300 meters dyp med gassrørledningen Statpipe.

– Åsgard er det dristigste og mest kompliserte undervannsprosjektet som noen gang er igangsatt, skrev teknologiredaktør Leo Aalund i Oil & Gas Journal i 1998 om verdens største undervannsutbygging med 58 brønner og 16 havbunnsanlegg.

– Statoil er en modig og tidlig bruker av teknologi. Det skal fortsatt være en viktig konkurranseplattform. Statoil skal være i front, uttalte Helge Lund da han tiltrådte som konsernsjef i august 2004.

#### Ungt selskap – stort ansvar

Statoil manglet ikke mot og dristighet da selskapet gikk løs på sine første operatøroppgaver; utbyggingen og





driften av Gullfaks-feltet og rørledningssystemet Statpipe med gassterminal på Kårstø. Prosjektene som Stortinget godkjente i 1981 var da blant de største i verden, men selskapet som skulle realisere dem hadde mindre enn ni års «fartstid». Dimensjonene og perspektivene var store, men utenfor næringen var det ikke så mange som forsto dette. Olje- og gassvirksomheten var den gang fortsatt litt fjern og eksotisk for de fleste nordmenn.

Men andre forsto. Ledelsen i det amerikanske selskapet Sonat var i Norge og besøkte Gullfaks etter at produksjonen var kommet i gang i 1986.

– Det er utrolig at et så ungt selskap og en så ung oljenasjon kan få til dette. Dere er jo ikke flere innbyggere enn vi har i Brooklyn, kommenterte direktørene i Sonat.

### Sterk gassposisjon

Statpipe og Gullfaks ga Statoil verdifull utbyggingserfaring. Det er en erfaring selskapet har tatt med seg videre.

Prosjektene la grunnlaget for en sterk posisjon



«Åsgard er det dristigste og mest kompliserte undervannsprosjektet som noen gang er igangsatt.»

Oil & Gas Journal

innenfor gasstransport og for utviklingen av selskapets ekspertise på verdikjeder for gass som knytter transportleddet til produksjonen og salget. Statoil har bygget ut og er teknisk operatør for et undersjøisk rørledningsnett på 8 000 kilometer. Rørene forbinder mer enn 40 felt på norsk kontinentalsokkel med det europeiske markedet. Statoil arbeider også med GTL-teknologi (gas to liquids), som går ut på å omdanne naturgass til flytende drivstoff, hovedsakelig diesel og nafta. Med GTL er det mulig å finne avsetningsløsninger for naturgass når transport i rørledninger eller med skip ikke er regningsvarende. Teknologien er nå klargjort for produksjon i full skala.

#### Det begynte på Gullfaks

Det var på Gullfaks og Statfjord i Nordsjøen grunnlaget ble lagt for den posisjonen Statoil har i dag som et ledende internasjonalt selskap innenfor økt utvinning. I 2005 ble Gullfaks tildelt Oljedirektoratets pris for økt utvinning. Da skulle egentlig feltet vært tomt, men et systematisk arbeid for økt reservoarforståelse har resultert i en dobling av de utvinnbare reservene. De

økte reservene er tilstrekkelige til å dekke Norges oljeforbruk i mer enn 13 år.

Allerede før Statoil ble operatør var ambisjonen for økt utvinning klar. Vi finner den i en avtaletekst fra 1984 om et samarbeid med Det Norske Videnskaps-Akademi om økonomisk støtte til økt grunnforskning.

– Statoil er av den oppfatning at det foreligger betydelige muligheter for å øke utvinningsgraden – og dermed produksjonsverdien – av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel, heter det i teksten, der det understrekes hvor viktig det er å drive målrettet forskning for å øke kunnskapene om og forståelsen av de fysiske prosessene i reservoarene.

Økt utvinning dreier seg om noe mer enn å bore flere brønner. Det er tidvis kompliserte problemstillinger som må løses og som krever både forskningsinnsats og praktisk samarbeid mellom fagdisipliner som geologi, geofysikk, matematikk, fysikk, kjemi og biologi.

#### Statoil går under vann

Det var også på Gullfaks at Statoil i 1986 tok det første grepet i det som er blitt et undersjøisk eventyr –



undervannsproduksjon. «Grepet» var fem produksjonsbrønner som ble plassert på havbunnen inntil et par kilometers avstand fra Gullfaks A-plattformen. 20 år senere opererer Statoil 272 havbunnsbrønner fordelt på 29 anlegg. Selskapet har totalt større produksjon fra disse enn fra plattformbrønner.

Det går en utviklingslinje fra de fem brønnene på Gullfaks til Snøhvit-feltet i Barentshavet, der hele utbyggingen foregår på havbunnen. Produksjonsanlegget fjernstyres, og gjennom en 143 kilometer lang rørledning sendes ubehandlet brønnstrøm av olje, vann og gass til et separasjonsanlegg på land. Teknologien kalles flerfasestrømning. Den muliggjør transport av brønnstrøm over lange avstander, slik at prosessanleggene kan plasseres på land. Dermed blir kostnadene lavere. Dette åpner helt nye perspektiver for olje- og gassutvinning.

#### Langsiktig forskning

Statoil begynte å forske på flerfasestrømning allerede i 1981, tre år før Snøhvit-feltet ble funnet, og er blitt et ledende selskap på området. Utbyggingen av Snøhvit er et godt eksempel på hvordan man kan gjøre det umulige

mulig. Det var nemlig umulig å få tilstrekkelig økonomi i en utbyggingsløsning basert på kjent teknologi med en bemannet plattform ute i havet.

– Flerfasetransport over lange avstander vil derfor bli stadig viktigere i evalueringen av nye prosjekter. Ved å flytte prosessanleggene på land åpnes det for muligheter til å utvikle olje- og gassressurser i miljøfølsomme områder og i områder som befinner seg langt fra eksisterende infrastruktur, sier konserndirektør Margareth Øvrum, som leder Statoils forretningsområde Teknologi og prosjekter.

#### Innovative løsninger

Målinger viser at Statoil i sine utbyggingsprosjekter har et innhold av innovativ teknologi på hele 70 prosent. Nærmeste konkurrent ligger på 40 prosent, og bransjegjennomsnittet er så lavt som 10-12 prosent. Med et høyt innhold av innovativ teknologi er risikoen større for kostnadsoverskridelser, slik vi så det for Åsgard-utbyggingen.

Men Åsgard er blitt svært god forretning. Ved utgangen av 2006 var salgsværdien av produksjonen





«Statoil er en modig og tidlig bruker av teknologi. Det skal fortsatt være en viktig konkurranseplattform. Statoil skal være i front.»

Helge Lund

kommet opp i 310 milliarder kroner, tilsvarende fem ganger utbyggingskostnadene. Produksjonen startet i mai 1999. I 2003 passerte salgsinntektene både investeringene på feltet, gassrørledning til Kårstø, utbygging av anlegget der, eksportørledningen Europipe 2 og driftskostnadene i perioden.

### Mer skjer på bunnen

Undervannsteknologien er i rask utvikling og kjennetegnes nå av at nye og til dels avanserte operasjoner utføres på havbunnen. Separasjon av brønnstrøm fra reservoarene har til nå foregått på plattformene eller produksjonsskipene. På Tordis-feltet tar Statoil i bruk verdens første fullskala havbunnsanlegg for separering av brønnstrøm, og på Tyrihans-feltet, tar Statoil i bruk det første havbunnsanlegget for injeksjon av ubehandlet sjøvann. Prosjektene omtales nærmere på side 38.

Konserndirektør Margareth Øvrum fremhever tre forhold som har vært viktige for utviklingen av Statoil som innovativt teknologiselskap:

- Norsk kontinentalsokkel har vært og er krevende å bygge ut.
  - Kostnadsnivået er høyt.
  - Myndighetene stiller høye krav til miljø og ressursutnyttelse.
- Det har derfor vært nødvendig å være kreativ og nyskapende for å komme frem til de økonomisk beste løsningene. Vi har imidlertid meget dyktige og kreative ingeniører i Statoil som ikke er redde for å utfordre og gå nye veier. Det betyr mye, sier Øvrum.
- Hun synes også det er viktig å nevne at vi samarbeider med leverandørbedrifter som er blant de internasjonalt mest kompetente innenfor sine fagdisipliner:
- Flere av dem har vi samarbeidet med i mange år, og jeg vet at de finner dette samarbeidet stimulerende nettopp fordi vi er en oppdragsgiver som etterspør innovative løsninger. Det gir dem spennende utfordringer.

# Vår virksomhet

Det er sand så langt øyet rekker, men Statoil leter etter gass under sanddynene i Sahara.





Statoils virksomhet kjennetegnes i 2006 av gode resultater innenfor sikkerhetsarbeidet, en offensiv holdning til forretningsutvikling i form av kraftig økning i letevirksomheten og klargjøring av ny produksjon samt vilje til å angripe klimautfordringene med industrielle løsninger.

Ingen personer mistet livet i 2006 i arbeid for Statoil, og alvorlig hendelsesfrekvens nådde et lavere nivå enn noen gang tidligere.

Samlet olje- og gassproduksjon var på 1 135 000 fat oljeekvivalenter per dag. Det er 34 000 fat færre enn i 2005. Nedgangen skyldes i hovedsak lavere produksjon fra modne felt og midlertidig reduksjon i produksjon fra andre felt.

Statoils letevirksomhet økte kraftig i 2006 med 37 ferdigstilte lete- og avgrensingsbrønner, sammenlignet med 20 året før. Ni nye prosjekter ble satt i produksjon.



# Forretningsstrategier

## Undersøkelse og produksjon Norge

Forretningsområdets ambisjon er å opprettholde en daglig produksjon på 1 million fat oljeekvivalenter på norsk sokkel til 2015 og forbedre og styrke Statoils posisjon som det ledende selskapet på norsk sokkel.

Gode resultater innen helse, miljø og sikkerhet (HMS), kostnadseffektiv drift og økt utvinning fra eksisterende felt, utvikling av nye funn, gode områdeløsninger, påvisning av nye reserver gjennom høy leteaktivitet og økt tilgang på nye lisenser er klare forutsetninger for å lykkes.



## Internasjonal undersøkelse og produksjon

Forretningsområdets mål er å sikre langsiktig produksjonsvekst internasjonalt. Dette skjer i tett samarbeid med selskaper over hele verden. Med utgangspunkt i Statoils sterke teknologibase, utviklet på norsk sokkel, skal veksten sikres gjennom tilgang til nye områder og utvikling av den eksisterende porteføljen. Samlet skal dette bidra til selskapets langsiktige produksjonsvekst gjennom effektiv forretningsutvikling og leting i potensielt riksrike områder.



## Naturgass

Statoil har som målsetting å videreutvikle sin posisjon på norsk kontinentalsokkel og internasjonalt gjennom økt produksjon og investeringer i nye felt og infrastruktur, for å betjene det europeiske og det amerikanske gassmarkedet. Forretningsområdet vil styrke etablerte markedsposisjoner i Europa med gass fra Norge, Kaspiahavet og Nord-Afrika. Posisjonen på mottaksterminalen Cove Point, på østkysten av USA, skal videreutvikles med egen gass fra Snøhvit-feltet og gass innkjøpt fra andre produsenter.



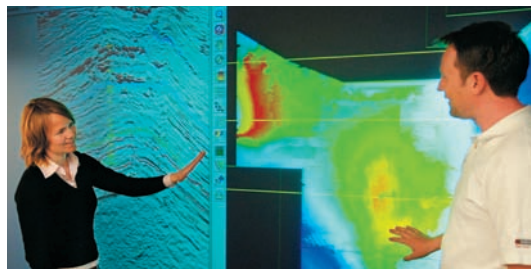
## Foredling og markedsføring

Foredling og markedsføring har et omfattende forbedringsprogram og har gjort vesentlige fremskritt i 2006 når det gjelder drift, effektivitet og verdiskaping på tvers. Markedsposisjoner er også styrket, og dette arbeidet vil fortsette. I tillegg vurderes vekst innenfor eksisterende virksomhet, økt vertikal integrasjon i oljeverdikjeden samt satsing på nye energibærere og CO<sub>2</sub>-verdikjeder. Foredling og markedsføring utvikler nedstrømsposisjoner utenfor Norge for å bidra til at Statoil når sine ambisjoner om økt produksjon av olje og gass internasjonalt.



## 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 fremtidige forretningsmuligheter og styrke gjennomføringen av prosjekter. De viktigste områdene som innsatsen skal konsentreres om, er leteteknologi og reservoarstyring, undervannsteknologi, miljøteknologi og gassteknologi og kostnadseffektiv og sikker drift.



## Fakta

**Undersøkelse og produksjon** har ansvaret for Statoils virksomhet på norsk sokkel. Selskapets egenopererte felt står for om lag 68 prosent av den norske olje- og gassproduksjonen. Statoil er operatør for 25 olje- og gassfelt i drift. Selskapet opererer 20 bemannede plattform og produksjonsskip, 4 ubemannede installasjoner og 23 havbunnsanlegg. Antall ansatte er 6489 hvorav, 3531 arbeider offshore.

**Internasjonal undersøkelse og produksjon** er ansvarlig for Statoils letevirksomhet, utbygginger og produksjon av olje og gass utenfor norsk sokkel. I 2006 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. 819 ansatte, hvorav 469 utenfor Norge.

**Naturgass** har ansvar for transport, prosessering og markedsføring av Statoils egen gass og statens gass fra norsk sokkel til Europa. Selskapet står for to tredjedeler av norsk gassseksport. Statoil har store eierandeler i, samt det tekniske driftsansvaret for, hoveddelen av eksportørledningene, landanlegg og terminaler i behandlings- og transportsystemene for norsk gass. Forretningsområdet har ansvar for markedsføring og transport av gass fra Statoils internasjonale virksomhet og for selskapets satsing i markedet for flytende naturgass (LNG). 938 ansatte, hvorav 184 utenfor Norge.

**Foredling og markedsføring** omfatter konsernets samlede virksomhet innenfor oljesalg og transport, raffinering og videreforedling, produktsalg og detaljhandel med aktiviteter i 12 land. Statoil opererer to raffinerier, ett metanolanlegg og driver internasjonal handelsvirksomhet og et omfattende distribusjonsnett mot bedrifter og privatpersoner. Over 1 million kunder besøker daglig Statoils 1803 bensinstasjoner. Forretningsområdet videreforedler og selger Statoils og den norske stats produksjon av råolje og våtgass og markedsfører naturgass i de skandinaviske landene. 12 966 ansatte, hvorav 10 787 utenfor Norge.

**Teknologi og prosjekter** har ansvar for Statoils strategiske anskaffelser, teknologikompetanse, forskning og utvikling, planlegging og gjennomføring av større utbyggingsprosjekter samt å bidra til sikker og effektiv drift. Statoils forskningssenter i Trondheim er tilknyttet forretningsområdet med et særlig ansvar for teknologisk innovasjon som bidrar til at det blir funnet mer olje og gass til man får mer ut av felt i produksjon. Forretningsområdet er ansvarlig for kommersialisering av teknologi og industrielle rettigheter. 2 205 ansatte hvorav 5 utenfor Norge.

## Viktige hendelser i 2006

- Troll har vært i produksjon i ti år og Gullfaks i 20 år.
- Plan for utbygging og drift av Sleipner B kompresjon godkjent av Stortinget.
- Plan for utbygging og drift for Gjøa og Alve oversendt myndighetene.
- Statoil tildelt tre operatørskap og andeler i totalt fem lisenser i 19. konsesjonsrunde.

- Betydelig produksjonskapasitet tilført med oppstart på feltene Azeri-Chirac-Gunashli fase 2, In Amenas og Dalia.
- Posisjonen i amerikansk del av Mexicogolfen ytterligere styrket gjennom kjøp av nye funn og leteprospekter.
- Stor leteaktivitet med 20 fullførte letebrønner.
- Tilgang til nye leteområder sikret i Angola, Irland, Indonesia og Egypt og i amerikansk del av Mexicogolfen.

- Rekordhøyt gassalg, gode gasspriser og høy eksportregularitet.
- Åpning av rørledningen Langeled fra Sleipner til Storbritannia.
- Utvidelse av Cove Point-terminalen i USA påbegynt.
- Gassrørledningen fra Shah Deniz-feltet i Aserbajdsjan via Georgia til Tyrkia ferdigstilt.
- Kundegrunnlag og aktuelle landingspunkter identifisert for nytt gassrør fra Norge til Kontinentet.

- Beslutning om bygging av kraftvarmeverket Energiverk Mongstad (EVM).
- Samarbeid med myndighetene om bygging av fangstanlegg for CO<sub>2</sub> på Mongstad.
- Bensinstasjonskjeden i Irland er solgt.
- Detaljhandelsvirksomheten og energivirksomheten er samlet i ett resultatområde.

- God fremdrift på Snøhvit mot oppstart desember 2007.
- Gassrørledningen Langeled Sør fra Sleipner til Easington satt i drift i oktober.
- Organisasjon etablert for å drive planlegging, operasjon og prosessering av landseismikk og boring i ørkenområder i Algerie og Libya.
- Samarbeidsavtale inngått med University of California om program for ledelse av store og kompliserte utbyggingsprosjekter.

# Undersøkelse og produksjon Norge

Nøkkeltall (i millioner kroner)	2006	2005	2004
Driftsinntekter	116 967	97 623	74 050
Res. før finans, andre poster, skatt og min. int.	89 389	74 132	51 029
Brutto investeringer	20 921	16 257	16 776

Statoils egenproduksjon av olje og gass på norsk sokkel i 2006 utgjorde 958 000 fat oljeekvivalenter per dag. Egenproduksjonen i 2005 utgjorde 985 000 fat oljeekvivalenter per dag. Nedgangen skyldes ikke lavere reserver, men dreier seg om utsatt produksjon på grunn av krevende reservoarer og kompliserte brønnoperasjoner. Statoil har ambisjon om å holde produksjonen på 1 million fat oljeekvivalenter per dag til 2015 på norsk sokkel. På kort sikt har vi som mål å produsere 1 060 000 fat oljeekvivalenter per dag i 2007.

Økningen skyldes planlagt igangsetting av nye felt og prosjekter, deriblant Ormen Lange, Volve, Snøhvit, Gullfaks satellitter og Statfjord senfase samt at Kristin forventes å nå platåproduksjonen i løpet av 2007.

Like før årsskiftet besluttet Statoil og rettighetshaverne i Kvitebjørn midlertidig å redusere gass- og oljeproduksjonen med 50 prosent for å understøtte forsvarlig reservoarstyring og sikker boring av gjenstående brønner. Noe av reduksjonen vil bli kompensert ved å øke produksjonen fra andre felt.

## Ti års gassproduksjon på Troll

I 2006 var det ti år siden gassproduksjonen startet på Troll-feltet i Nordsjøen. Det har i løpet av året vært stor aktivitet i prosjektet Troll videreutvikling. 2007 blir et viktig år for

prosjektet. Målet er å øke produksjonskapasiteten og eksporten fra Troll fra høsten 2011. Målsettingen er å levere plan for utbygging og drift i desember 2007. Samtidig arbeides det med å sikre økt utvinning av oljereservene i feltet.

## Gjøa og Vega bygges ut

I desember 2006 leverte Statoil plan for utbygging og drift av Gjøa i Nordsjøen. Planlagt oppstart er høsten 2010. Feltet skal bygges ut med havbunnsbrønner og prosessering på en halvt nedsenkbar flytende plattform. Feltet skal i hovedsak drives med elektrisk kraft fra land. Utbyggingen av feltet, som ligger nord for Troll-feltet, vil åpne en ny del av Nordsjøen.

Hydro leverte samtidig plan for utbygging og drift av feltene Vega og Vega Sør i Nordsjøen som skal koples til Gjøa. Planlagt oppstart er høsten 2010. Fordelene med å samordne Gjøa med disse feltene vil være store. Statoil har en eierandel på 20 prosent i feltene.

## Havbunnsprosessering på Tordis

Tordis-feltet i Tampen-området blir verdens første kommersielle felt med prosessering på havbunnen. Vann og sand skal separeres fra oljen på havbunnen og pumpes ned i undergrunnen. Oljen og gassen skal sendes via en eksisterende ti kilometer lang rørledning til Gullfaks-plattformen. Prosjektet, som ble godkjent av myndighetene i 2005, og hvor første fase ble igangsatt i 2006 forventes å gi en økt utvinning med om lag 35 millioner fat olje. Produksjonsstart med undervannsseparasjon er planlagt til oktober 2007.

## Vekstområdet Halten/Nordland

Fra Halten-/Nordland-området i Norskehavet produserte Statoil 210 000 fat oljeekvivalenter per dag i 2006. Det er en økning på 30 prosent fra året før. Feltene i dette området

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



## Kristin åpnet Kristin

Finansminister Kristin Halvorsen har samme fornavn som feltet hun foretok den offisielle åpningen av den 21. september 2006. Gass- og kondensat-feltet Kristin, som ligger utenfor kysten av Midt-Norge, har vært teknologisk svært krevende å bygge ut på grunn av ekstremt høyt trykk og høy reservoar-temperatur – henholdsvis 910 bar og 170 grader celsius. Feltet er bygget ut med 12 produksjonsbrønner fordelt på fire havbunnsanlegg som er knyttet til en flytende produksjonsplattform.



står for 22 prosent av Statoils produksjon på norsk sokkel. Vi forventer at andelen vil øke til om lag en tredjedel i 2015.

Heidrun og Norne har passert platåproduksjon, mens Kristins produksjon er under oppbygging. Kristin-feltet er krevende, med høyt trykk og høy temperatur. Dette gir ekstra utfordringer under boring og komplettering av høyavviks-brønner. Alle brønnene må ferdigstilles for at feltet skal kunne produsere som planlagt. Planen er å ferdigstille siste høyavviksbrønn i løpet av første halvår 2007. På grunn av de spesielle reservoarforholdene er operasjonene på Kristin blant de mest krevende som nå utføres på norsk sokkel.

Planen er at gassfeltet Ormen Lange skal komme i produksjon høsten 2007. Plan for utbygging og drift av Tyrihans, et satellittfelt til Kristin, ble godkjent av Stortinget i februar 2006. Plan for utbygging og drift av Alve, et havbunnsanlegg som er planlagt knyttet opp mot Norne-skipet ble levert ved årsskiftet 2006/2007, med planlagt oppstart sent 2008. Plan for utbygging og drift av Skarv/Ildun, er planlagt levert i 2007. Utbyggingsløsningen består av havbunnsbrønner og prosessering på et produksjonsskip. Planlagt oppstart er 2011.

Vi jobber aktivt med å øke utvinningen fra eksisterende felt gjennom bedre kartlegging av reservoarer, nye reservoarmålemetoder og ved å bore billigere og smartere brønner. I tillegg vurderer vi CO<sub>2</sub>-injeksjon og mulighetene for økt injeksjon av gass.

Vi har kjøpt BPs andel på 25 prosent i Luva-lisensen og overtatt operatørskapet.

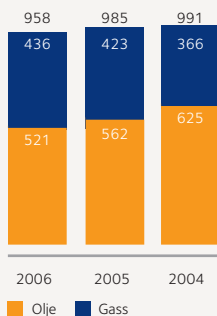
### Snøhvit i Barentshavet

Snøhvit-utbyggingen forventes slutført i 2007. Den første utskippingen av LNG skjer etter planen i løpet av høsten. I desember 2006 anløp et LNG-tankskip for første gang anlegget på Melkøya utenfor Hammerfest. Skipet losset flytende naturgass til nedkjøling og testing av tanker og lastesystemer ved anlegget.

Anleggsaktiviteten nådde en topp sommeren 2006, med en arbeidsstyrke på 3 200 personer.

I løpet av året er hovedtyngden av installasjonsarbeidet fullført og uttesting av anleggene er kommet godt i gang. Snøhvit er Europas første eksportanlegg for LNG, og det har vært mange besøk ved anlegget.

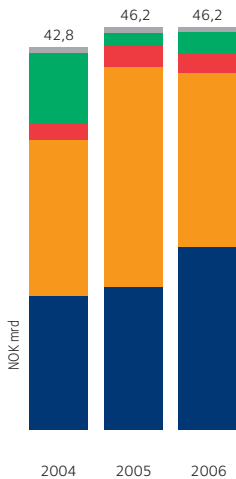
Statoils gjennomsnittlige olje- og gassproduksjon på norsk sokkel		
1 000 fat oljeekvivalenter per dag		
Felt	2006	Eierandel
Statfjord	58,2	44,34%
Statfjord Øst	7,2	25,05%
Statfjord Nord	5,9	21,88%
Sygna	1,8	24,73%
Gullfaks	148,8	61,00%
Gimle	2,1	47,23%
Snorre	22,4	15,55%
Vigdis	20,5	28,22%
Visund	13,2	32,90%
Tordis	9,0	28,22%
Troll Gass Fase 1	106,9	20,80%
Kvitebjørn	71,9	43,55%
Sleipner Vest	103,4	49,50%
Sleipner Øst	30,2	49,60%
Gungne	16,1	52,60%
Veslefrikk	3,7	18,00%
Huldra	5,9	19,88%
Glitne	5,9	58,90%
Norne	28,5	31,00%
Urd	18,5	50,45%
Kristin	44,4	41,30%
Heidrun	19,7	12,41%
Åsgard	81,9	24,96%
Mikkell	16,9	33,97%
Sum Statoil-opererte	843,0	
Sum partner-opererte	115,0	
Total produksjon	958,0	
Underløfting	1,5	
Total løftet produksjon	956,5	



### Statoils olje- og gassproduksjon Norsk sokkel

	2006	2005	2004
Olje (tusen fat per dag)	521	562	625
Naturgass (tusen fat o.e. per dag)	436	423	366
Samlet produksjon (tusen fat o.e. per dag)	958	985	991

**INVESTERINGER  
FORDELT PÅ  
FORRETNINGSOMRÅDER**



- Andre
- Foredling og markedsføring
- Naturgass
- Internasjonal U&P
- U&P Norge

**Leting**

Det var stor økning i leteaktiviteten på norsk sokkel i 2006. 17 brønner med deltakelse fra Statoil ble avsluttet mot ni året før. Det ble gjort funn i åtte brønner, mens det i 2005 ble gjort funn i seks. Vi deltok også i fire leteforlengelser av produksjonsbrønner med to funn. I tillegg deltok vi i seks brønner hvor det pågikk boring ved årsskiftet. Totalt brukte Statoil 3,5 milliarder kroner til leting på norsk sokkel.

I tildelingene i 19. konsesjonsrunde, våren 2006, fikk Statoil svært god uttelling med fem tildelte lisenser, hvorav tre som operatør i Barentshavet. Gjennom seks nye operatørskap og to øvrige lisensandeler i Tildeling Forhåndsdefinerte Områder (TFO 2006), som ble offentliggjort i januar 2007, har Statoil også fått tilgang til interessante letearealer i mer modne områder. Boreresultatene fra disse nye lisensene vil foreligge fra 2008.

**Mer leting i 2007**

I 2007 planlegger Statoil å være med i 16–20 letebrønner, hvorav om lag halvparten som operatør. Konkurransen om borerigger og personell forventes fortsatt å være stor, men økningen i aktivitetene er mulig fordi Statoil gjennom de siste år har sikret seg riggekapasitet og nye medarbeidere i et stadig mer krevende marked.

**Helse, miljø og sikkerhet**

Statoil opplevde en alvorlig gasslekkasje på Visund-plattformen i januar 2006. Feil design av en væskeutskiller førte til en skade i fakkelsystemet som resulterte i gasslekkasjen. Sikkerhetssystemene fungerte slik de skulle, og det var ingen skader på personell. Produksjonen på Visund-plattformen var stengt i mer enn fire måneder etter lekkasjen. Statoil har fått positiv tilbakemelding fra Petroleumstilsynet på hvordan hendelsen ble håndtert.

Det legges ned et betydelig arbeid med risikovurderinger og tiltak for å unngå helseskader, men det er rom for forbedringer. I 2006 har UPN hatt betydelig oppmerksomhet knyttet til arbeidsoperasjoner og kjemisk helsefare. En egen arbeidsgruppe har gjennomgått selskapets rutiner, og det er utarbeidet en handlingsplan med tiltak som skal bidra til å unngå eksponering overfor farlige kjemikalier, samt sikre en bedre oppfølging av personell.

**Livbåtprosjektet**

I 2005 ble det avdekket svakheter i konstruksjonen på stuplivbåter. Forsterkning av livbåtene for å tåle belastning av vannsøylen på overbygget under slipp fra innretningene har pågått hele 2006 og omfatter totalt 212 fritt fall-livbåter på norsk sokkel. Livbåtprosjektet er planlagt avsluttet første halvår 2007.

Prosjekter under utbygging					
Felt	Statoils andel	Statoils investering *	Produksjonsstart	Platåproduksjon Statoils andel **	Levetid antall år
Ormen Lange ***	10,84 %	6,1	2007	50 000	30
Snøhvit	33,53 %	19,8	2007	40 000	30
Skinfaks/Rimfaks IOR	61,00 %	2,1	2007	22 000	11
Volve	49,60 %	1,1	2007	30 000	6
Statfjord Senfase	44,34 %	7,2	2007	43 000 ****	12
Tyrihans	46,84 %	6,8	2009	50 000	17
Fram Øst ***	20,00 %	1,1	2006	9 000	16

\*) Estimert i milliarder kroner. \*\*) Fat o.e./dag. \*\*\*) Partner-operert prosjekt. \*\*\*\*) Ny tilleggsproduksjon



**20 nye år for Gullfaks**

Olje- og energiminister Odd Roger Enoksen (t.h.) og Statoils sjef for Tampen-området, Lars Chr. Bacher, her avbildet under ONS-konferansen i Stavanger i august 2006, deler optimismen knyttet til forlenget levetid og videre produksjon på Gullfaks-feltet. I 2006 kunne Statoil markere 20 års produksjon på Gullfaks. Feltet skulle etter de opprinnelige planene vært nedstengt, men Statoil tar mål av seg å drive feltet i minst 20 år til. Gullfaks var Statoils første store feltutbygging og har hatt stor betydning for selskapet.

# Internasjonal undersøkelse og produksjon

Nøkkeltall (i millioner kroner)	2006	2005	2004
Driftsinntekter	24 643	19 563	9 765
Res. før finans, andre poster, skatt og min. int.	10 928	8 364	4 188
Brutto investeringer	19 974	25 295	18 987

Driftsresultatet i den internasjonale lete- og produksjonsvirksomheten økte med 31 prosent fra 2005 til 2006. Produksjonen var på 178 000 fat oljeekvivalenter per dag i 2006, mot 184 000 fat i 2005. Reduksjonen er midlertidig og skyldes effekten av produksjonsdelingsavtalene som innebærer at økt oljepris gir en viss reduksjon i uttaket.

I 2007 har vi som mål å øke til rundt 240 000 fat oljeekvivalenter per dag gjennom oppbygging av produksjon fra felt igangsatt i 2006 i Angola, Aserbajdsjan og Algerie samt oppstart av felt i Angola i 2007. Videre grunnlag for langsiktig vekst skal blant annet legges gjennom letevirksomheten. Vi regner med å delta i over 20 letebrønner neste år. En tredjedel av dem forventes å bli operert av Statoil.

## USA

Statoil har på mindre enn to år utviklet en betydelig dypvannsportefølje i amerikansk del Mexicogolfen. Gjennom tre større oppkjøp i 2005 og 2006, på totalt 3,6 milliarder USD, har Statoil nå andeler i 11 funn, inkludert Tahiti-feltet som er under utbygging. Etter planen skal produksjon fra dette feltet starte i løpet av 2008.

Høsten 2006 ble det gjennomført en vellykket produksjonstest av Jack-funnet i Walker Ridge-området, hvor Statoil er en av de største lisensinnehavere. I løpet av de neste årene er det planlagt et omfattende boreprogram for å videreutvikle dypvannsporteføljen.

## Angola

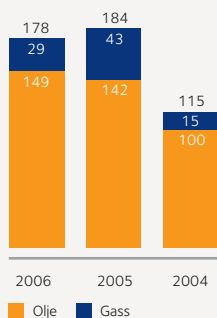
På angolansk sokkel har Statoil sin største internasjonale produksjon. Den var på over 70 000 fat per dag ved utgangen av 2006. Det utgjør om lag 40 prosent av samlet internasjonal olje- og gassproduksjon.

Statoil har 13,33 prosent eierandel i hver av blokkene 15, 17 og 31. Dagens produksjon fra Angola kommer fra feltene Girassol/Jasmim, Kizomba A og B, Xikomba og Dalia. Utbygginger pågår i Rosai i blokk 17 og i Marimba, Mondo og Saxi-Batuque i blokk 15.

I 2006 er det gjort ytterligere tre funn i blokk 31. Totalt er det identifisert 12 funn i blokk 31. Dette gir grunnlag for flere mulige selvstendige utbygginger. I blokk 17 ble det gjennomført en vellykket avgrensning av Orquidea-funnet som kan gi grunnlag for en kombinert, selvstendig utbygging av feltene Cravo, Lirio, Orquidea og Violeta i den nordvestlige delen av blokken.

Dalia i blokk 17 kom i produksjon i desember. Det er forventet at feltet kommer til å gi en samlet produksjon på 240 000 fat per dag. Dalia er den tredje selvstendige utbyggingen som er satt i produksjon i blokk 17. De utvinnbare reservene er beregnet til nær 1 milliard fat olje.

I november 2006 inngikk Statoil en avtale med angolanske myndigheter som gir Statoil en andel på 5

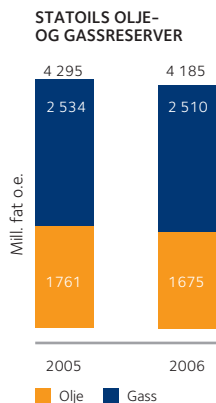


### Statoils olje- og gassproduksjon utenfor Norge

	2006	2005	2004
Olje (tusen fat per dag)	149	142	100
Naturgass (tusen fat o.e. per dag)	29	43	15
Samlet produksjon (tusen fat o.e. per dag)	178	184	115



prosent i letearealet blokk 15/06. Det italienske selskapet ENI er operatør.



### Algerie

I juni 2006 startet gassproduksjonen fra In Amenas-feltet, hvor Statoil er medoperatør med 50 prosent eierandel. Partnerskapet BP og Statoil får tilgang på våtgassvolumer, kondensat og LPG via prosesseringsanlegget som ble ferdigtestet i desember 2006.

In Salah-feltet, hvor Statoil deltar med 31,85 prosent, har produsert gass siden oppstarten i 2004. I november 2006 startet vi boringen av den første letebrønnen på land i selskapets historie. Boringen finner sted i Hassi Mouina-blokken, som ble tildelt i 2004. Området ligger nordvest for gassfeltet In Salah. Det skal

bores minimum to brønner i området. Statoil har en andel på 75 prosent i leteblokken. Sonatrach er partner med 25 prosent.

Sonatrach har begynt gjennomføringen av Statoils kollegaprogram for bedre sikkerhet, tilpasset algeriske forhold. Om lag 15 000 ansatte skal delta i programmet frem til 2009.

### Aserbajdsjan

I 2006 startet produksjonen fra Øst-Azeri. Oppstarten markerte ferdigstillingen av fase to av utbyggingen Azeri-Chirag-Gunashli (ACG). Statoils andel i feltet er 8,56 prosent. Fase tre inkluderer dypvannsfeltet Gunashli, som planlegges å bli satt i produksjon i 2008. ACG forventes å produsere over 1 million fat olje i døgnet når feltet kommer på platå i 2009. Oljen sendes til markedet hovedsakelig gjennom den 1 768 kilometer lange rørledningen Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC). Statoil er medeier i BTC med 8,71 prosent. Den første lasten med olje fra ACG ble skipet ut fra Ceyhan i juni 2006. Ceyhan er endepunktet for BTC-ledningen og ligger ved den tyrkiske middelhavskysten. Dermed unngår tankskip å transportere oljen fra Aserbajdsjan gjennom det sterkt trafikkerte og trange Bosphorus-stredet.

Gass- og kondensatfeltet Shah Deniz ble ferdigstilt, og produksjon ble startet, i desember i 2006. Statoils andel er 25,5 prosent i feltet hvor BP er operatør. Hoveddelen av volumene eksporteres via South Caucasus Pipeline (SCP) til Tyrkia. Statoil er kommersiell operatør for SCP og for Azerbaijan Gas Supply Company.

### Venezuela

Statoil har hatt aktivitet i Venezuela siden 1995 og har bygd opp en solid forretning i landet. Selskapet er medeier (15 prosent) i tungoljeprosjektet Sincor, der det ble produsert om lag 22 000 fat per dag i 2006.

I august 2006 gjenopptok Statoil boringen av letebrønnen Cocuina 2X, som inngår i boreprogrammet i

#### Statoils olje- og gassproduksjon internasjonalt

(1 000 fat oljeekvivalenter/dag)

Felt	2006	Eierandel
In Salah (gass), Algerie	27,4	31,85%
In Amenas, Algerie	1,7	50,00%
Kizomba A, Angola	26,9	13,33%
Kizomba B, Angola	28,0	13,33%
Xikomba, Angola	1,9	13,33%
Girassol/Jasmim, Angola	13,5	13,33%
Dalia, Angola	0,3	13,33%
ACG	35,2	8,56%
Lufeng, Kina	4,9	75,00%
Alba, Storbritannia	8,8	17,00%
Caledonia, Storbritannia	0,2	21,32%
Dunlin/Merlin, Storbritannia	1,4	28,76%, 2,35%
Jupiter (gass), Storbritannia	1,4	30,00%
Schiehallion, Storbritannia	3,9	5,88%
LL652, Venezuela	0,2	27,00%
Sincor, Venezuela	21,8	15,00%
Total produksjon	177,7	



### Største produksjon utenfor Norge

Det er varmt og bratt, men ungdommene får vannet i hus utenfor Luanda i Angola. Statoil etablerte seg med kontor her i 1999. I dag gir Angola selskapet den største oljeproduksjonen i virksomheten utenfor norsk sokkel. Investeringene og aktivitetene på videre letting ble også trappet opp i det vestafrikanske landet i 2006.

blokk 4 i Plataforma Deltana utenfor østkysten av Venezuela. Den ble fullført i desember. Tre soner i brønnen ble testet, og det ble bekreftet tørr gass i alle disse. Ressursgrunnlaget i blokk 4 kan ikke bekreftes før hele leteprogrammet er fullført. Ytterligere to brønner bores i 2007. Statoil er operatør for lisensen med en 51 prosent stor eierandel, mens Total har en 49 prosent stor andel i lisensen. PDVSA Gas har rett til deltakerandel ved påvisning av drivverdig funn. I første kvartal 2006 ble Statoils rettigheter til LL 652-feltet avhendet til PDVSA.

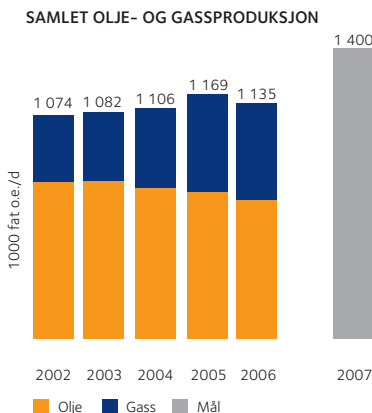
### Iran

Statoil er operatør for offshoreutbyggingen av fasene 6, 7 og 8 i gassfeltet South Pars. Utbyggingen består av tre produksjonsplattformer, 30 kompletterte produksjonsbrønner og tre rørledninger til land. Understellene til produksjonsplattformene og to av rørledningene er ferdig installert. Bore-, kompletterings- og testprogrammet ble ferdigstilt i januar 2006 med godt resultat. Ferdigstillelse og installasjon av dekkene samt legging av tredje rørledning gjenstår. Dette arbeidet er betydelig forsinket.

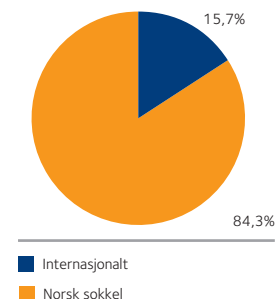
### Russland

I oktober 2006 annonserte Gazprom at selskapet vil utvikle Shtokman-feltet uten deltakelse på eiersiden fra utenlandske partnere.

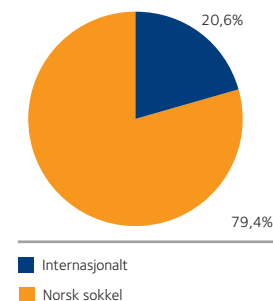
Statoil har et langsiktig perspektiv på å utvikle forretningsmuligheter i landet. Selskapet jobber med utgangspunkt i verdiskaping gjennom sterk teknologi-kompetanse og erfaring fra store, kompliserte utbyggingsoppgaver.



**PRODUKSJONSFORDELING I 2006**



**FORDELINGEN AV RESERVENE 2006**

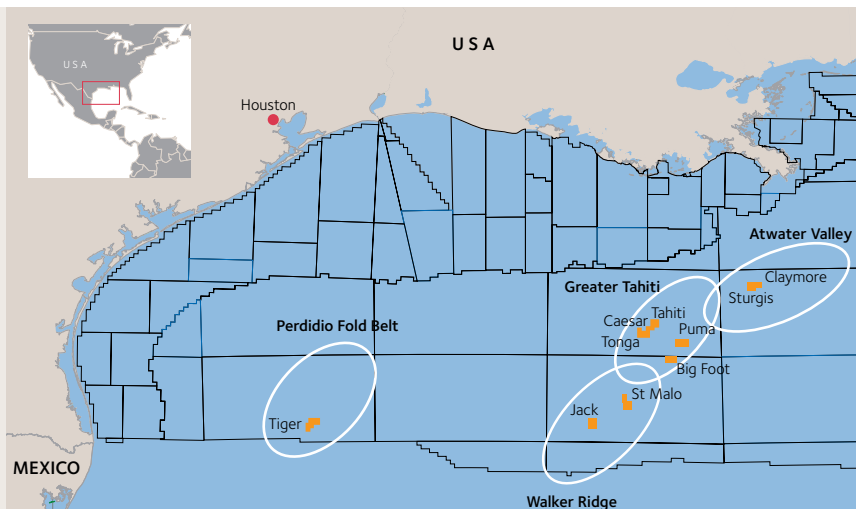


Prosjekter under utbygging				
Felt	Statoils andel	Produksjonsstart	Platåproduksjon Statoils andel <sup>1</sup>	Levetid antall år
Rosa	13,33 %	2007	18 000	19
Corrib	36,50 %	2009	20 000	18
ACG Phase 3	8,56 %	2008	20 000	19
Shah Deniz	25,50 %	2007	37 000	25
South Pars 678	37,00 %	2008	15 000	4 <sup>2</sup>
Agbami	18,85 %	2008	40 000	17
Tahiti	25,00 %	2008	30 000	25
Saxi Batuque	13,33 %	2008	13 000	20
Mondo	13,33 %	2008	12 000	22
Marimba	13,33 %	2007	5 000	15

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

### Vokser kraftig i golfen

Oppbyggingen av Statoils portefølje i Mexicogolfen startet i 2004. Statoil kjøpte da en andel i et leteprospekt av amerikanske Chevron. I 2006 hadde Statoil sikret seg andeler i elleve funn, og er nå godt på vei til å etablere golfen som et internasjonalt kjerneområde for selskapet. Produksjonen vår her er ventet å være 100 000 fat daglig i 2012.



### Internasjonal letevirksomhet

I løpet av 2006 ble det fullført i alt 20 lete- og avgrensningsbrønner internasjonalt der Statoil deltok eller var operatør. Det er offentliggjort funn i Angola, i amerikansk del av Mexicogolfen samt i Venezuela.

Statoil ble i august tildelt leteareal på irsk sokkel i området rundt Corrib-feltet.

I Egypt ble Statoil sammen med Sonatrach tilbudt andeler i to blokker i en lisensrunde i 2006. Statoil skal være operatør med en andel på 80 prosent. Endelig avtale forventes signert våren 2007.

Statoils kontor i Tripoli i Libya ble offisielt åpnet i desember 2006 av olje- og energiminister Odd Roger Enoksen. Konsernet ble tildelt to lisenser på land i oktober 2005. Planen er å skyte seismikk i 2007 og bore de første letebrønnene i 2008.

I januar 2007 inngikk Statoil en produksjonsdelingsavtale om en andel i letelisenen Kuma utenfor Indonesia sammen med operatør ConocoPhillips. Det er første gang Statoil er tildelt leteareal i Indonesia. Konsernet fikk en andel på 40 prosent i blokken, som ligger utenfor vestkysten av øya Sulawesi.

## Naturgass

Nøkkeltall (i millioner kroner)	2006	2005	2004
Driftsinntekter	61 134	45 823	33 326
Res. før finans, andre poster, skatt og min. int.	10 009	5 901	6 784
Brutto investeringer	2 335	2 542	2 368

Statoil er i dag en av de største leverandørene av naturgass til Europa. Mesteparten av denne gassen utvinnes fra norsk kontinentalsokkel. Statoil arbeider i tillegg med internasjonale prosjekter som kommer til å innebære betydelig fremtidig vekst i gassproduksjonen. I 2006 økte gasseksporten fra Norge, samtidig som selskapet startet gassleveranser fra Kaspiahavet til Aserbajdsjan og Georgia samt eksport av gass fra Algerie til de europeiske markedene. Leveransene av

LNG under Snøhvit-kontraktene til USA og Spania er startet, med kjøp av tredjepartsgass i påvente av regulære leveranser fra Snøhvit mot slutten av 2007.

Med dette har selskapet tatt nye skritt for å realisere ambisjonen om å doble egenproduksjonen av naturgass fra 2005 til 2015. Ambisjonen innebærer en økning av de årlige leveransene av egen gass fra om lag 25 milliarder kubikkmeter gass til 50 milliarder kubikkmeter, mens det samlede volumet Statoil vil markedsføre blir om lag 100 milliarder kubikkmeter.

### Økt forbruk og økte priser

Forbruket av naturgass i Europa økte også i 2005 og nådde 548 milliarder kubikkmeter. Veksten forventes å fortsette fremover, særlig fordi naturgass blir stadig viktigere i elektrisitetsproduksjonen. 20 prosent av elektrisitetsproduksjonen i EU kommer i dag fra gasskraftverk. Det internasjonale energibyrået, IEA,



### Røde, hete tomater

Nederlandske Ismail Ud kan høste en fristende og frodig tomatavling i et drivhus som er temperert med naturgass. Gassen varmer opp en generator som produserer elektrisitet og varmt vann. Vannet føres i et sinnrikt rønett mellom meterlange rader av tomatplanter, og sørger for helt optimale vekstforhold i tomatrankene.



forventer at denne andelen kan øke til over 30 prosent i 2030.

Høye oljepriser i kombinasjon med fallende egenproduksjon er de viktigste årsakene til det siste årets høye priser for naturgass i Europa. Gassprisen er hovedsakelig indeksert mot oljeprodukter i de fleste av Statoils langsiktige salgsvtaler. I Storbritannia og USA er det knapphet på gass som har bidratt til spesielt høye priser i deler av 2006. I det britiske markedet var prisen i mars måned enkelte dager oppe mot kroner 8,50 per kubikkmeter, tilsvarende en oljepris på over 200 USD per fat. De siste månedene i 2006 så vi imidlertid en reduksjon i etterspørselen som følge av høye temperaturer. Samtidig fikk vi en forbedring i forsyningssituasjonen som totalt sett førte til svekkede priser i begge markeder.

De siste årene viser at gassmarkedet er utpreget syklisk, med store prissvingninger og med stadig økende konkurranse om markedsposisjoner. Statoil møter denne utfordringen med kostnadseffektiv, miljømessig forsvarlig og sikker drift.

### Sterk markedsposisjon

I tillegg til egen gass markedsfører Statoil statens gass (Statens Direkte Økonomiske Engasjement - SDØE) fra norsk sokkel. Statoils salg av gass til Europa i 2006 var det høyeste noensinne og var på i alt 53 milliarder kubikkmeter, mot 51,5 i 2005. Konsernet har en markedsandel på om lag 10 prosent, inkludert SDØE, i Europa under ett. Statoil har mer enn 25 store kunder i 13 land. De største gassvolumene går til Tyskland, Storbritannia og Frankrike. Statoils markedsandel i Tyskland var på rundt 15 prosent og i Frankrike på hele 25 prosent. I det britiske markedet har Statoil styrket sin posisjon gjennom økt transportkapasitet og økte volumer gjennom langtidsavtaler og korttidssalg og handelsvirksomhet overfor sluttbrukere.

Statoil har i 2006 realisert betydelige verdier

gjennom å optimalisere gassalget. Kortsiktige salg til land og markeder med gode priser har vært ett virkemiddel. Et annet har vært å innfri langsiktige kontrakter med leveranser fra innkjøpt tredjepartsgass, mens egengassen er solgt i markeder med høyere prising.

Utviklingen går mot et mer globalisert gassmarked der LNG-handel binder gassmarkedene sammen. IEA forventer at handelen med LNG vil femdobles mellom 2004 og 2030. Statoil har etablert viktige posisjoner innen LNG. Snøhvit-feltet er Statoils springbrett for denne virksomheten, med Cove Point-terminalen og leveransene til det amerikanske markedet på østkysten som viktigste avsetningsstrategi.

### Nytt gassrør til Storbritannia

Det norske gasstransportsystemet eies av partnerskapet i Gassled, med det statlige selskapet Gassco som operatør. Den siste tilveksten til gasstransportsystemet er rørledningen Langeled, som går fra Ormen Lange-feltet i Norskehavet til Storbritannia. Statoil har stått for prosjektering og legging av ledningen. Prosjektet er gjennomført på tid og 3 milliarder kroner under budsjett. Statoil har også fått oppdraget som teknisk driftsansvarlig for Langeled.

Selskapet har teknisk driftsansvar for alle de store norske rørledningene til Europa og for Kårstø-anlegget i Rogaland. Kårstø er viktig for den norske gasseksporten til Europa. Anlegget må oppgraderes og bygges ut kontinuerlig for å møte tekniske krav og nye behov. Planlegging av nye prosjekter på anlegget er igangsatt, med sikte på avslutning i 2010.

### Nye salg og ny infrastruktur

Troll-feltet i Nordsjøen er nøkkelen til fortsatt vekst fra norsk sokkel etter at Ormen Lange i Norskehavet og Snøhvit i Barentshavet kommer i produksjon i 2007. Prosjektet Troll videreutvikling har hatt høy prioritet i

### Verdens lengste under vann

Statoil fullførte i 2006 prosjektering og legging av rørledningen Langeled på oppdrag for Hydro. Prisen er 17 milliarder kroner, tre milliarder lavere enn budsjettet. Gassen strømmet nå fra Statoils Sleipner Øst-felt til mottaks-terminalen i Easington i Yorkshire på østkysten av England. I 2007 skal også gass fra Hydro-feltet Ormen Lange leveres i den 1200 kilometer lange ledningen.



2006. Det legges opp til beslutninger i 2007 om nye gassvolumer til de europeiske markedene fra og med 2011. Statoil har i 2006 hatt dialog med mulige kunder i Europa som viser at det er stor interesse for økte gassleveranser fra Norge.

Statoil og partnerne på Troll har i 2006 arbeidet med et konsept for Troll videreutvikling som kan gi om lag 10 milliarder kubikkmeter økt årlig produksjon basert på økt uttak fra Troll Øst, samt tilrettelegging for fremtidig

gassproduksjon fra Troll Vest. Dette medfører behov for et nytt eksportrør til kontinentet eller Storbritannia. Røret vil ha kapasitet ut over den økte gassen fra Troll og vil gi plass for annen gass fra Troll-området samt ytterligere gass fra Norskehavet. Disse planene vil gi Statoil nye volumer med konkurransedyktig gass samt tilgang til en mer fleksibel og integrert infrastruktur på norsk sokkel.

## Foredling og markedsføring

Nøkkeltall	2006	2005	2004
(i millioner kroner)			
Driftsinntekter	354 024	333 493	262 402
Res. før finans, andre poster, skatt og min. int.	6 998	7 593	3 899
Brutto investeringer	2 501	1 630	4 162

Målsettingen for Foredling og markedsføring er å maksimere verdien av Statoils globale oljeproduksjon. Forretningsområdet leverte solide resultater i 2006. Nedgangen fra året før skyldes salgsgevinsten fra Borealis som ble bokført i 2005.

Statoil er en av verdens største nettselgere av råolje og solgte i 2006 om lag 1,9 millioner fat olje per dag. Det tilsvarer om lag syv ganger Norges oljebehov.

Høy regularitet gjennom hele året og høye raffineringsmarginer frem til slutten av året bidro sterkt til det gode

resultatet. Statoil benyttet 17 prosent av sin oljeproduksjon i egne raffinerier, og produserte totalt om lag 15 millioner tonn raffinerte produkter i 2006. 40 prosent av de raffinerte produktene ble avsatt gjennom Statoils eget markedsføringsapparat. All oppstrømsproduksjon som ikke bearbeides i egne anlegg, og raffineringproduksjon som ikke distribueres gjennom eget markedsføringsapparat, selges ut i markedet. Hovedmarkedene er Nordvest-Europa samt Nord-Amerika. Statoil omsetter i tillegg betydelige volumer for andre oljeselskap.

### Styrket shippingaktivitet

Rett posisjonering i et prissmessig volatilt marked ga god lønnsomhet innenfor oljesalg, handel og forsyning. Statoil fortsatte å styrke sin posisjon i det nordamerikanske markedet. Shipping er en viktig del av oljehandelsvirksomheten. Denne aktiviteten ble styrket i 2006 gjennom nye avtaler med rederier som leverer shippingtjenester, og beslutning om opprettelse av en egen befraktningsenhet.

### Videreutvikling av bensinstasjoner

Forbedringsprogrammet Lean skal skape fortsatt høy kundetilfredshet i kombinasjon med effektiv stasjonsdrift. Det innebærer både standardisering av hvordan bensinstasjonene ser ut og et opplæringsprogram for ansatte. 22 000 stasjonsansatte er deltakere i programmet som skal gjennomføres innen utløpet av 2008. Samtidig innfører Statoil ett nytt butikkonsept med et nordisk inspirert design. De første fire teststasjonene ble åpnet i Estland, Latvia, Polen og Norge i 2006.



### Bedre resultat

Økt press på drivstoffmarginer i enkelte land og stigende oljepris har preget detaljhandelsvirksomheten også i 2006. Resultatene er bedret i forhold til tidligere år. For å oppnå en mer integrert og kraftfull markedsinnsats ble Nordisk Energi og Detaljhandel slått sammen til ett resultatområde i 2006. Statoil solgte bensinstasjonskjeden og energivirksomheten i Irland, og konsentrerer satsingen i Skandinavia, Polen og Baltikum.

### Vekst i M&M

Foredling og markedsføring har i 2006 styrket strategi og forretningsutvikling ved å opprette et eget resultatområde for dette arbeidet. Vi vurderer muligheter for vekst innenfor eksisterende virksomhet, nye geografiske satsingsområder, økt vertikal integrasjon i oljeverdikjeden samt satsing på nye energibærere og CO<sub>2</sub>-verdikjeder. Foredling og markedsføring arbeider aktivt med prosjekter som støtter opp under Statoils ambisjoner om økt produksjon av olje og gass internasjonalt.

### CO<sub>2</sub>-utfordringen

Reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp er en stor miljøutfordring. Statoil arbeider aktivt på flere områder for å bidra til en mer bærekraftig utvikling.

Statoil og norske myndigheter besluttet i 2006 å danne et teknologiselskap som skal stå for første byggetrinn av et fangstanlegg for 1 000 000 tonn CO<sub>2</sub> per år på Mongstad i Hordaland. Målet er å teste, kvalifisere og utvikle CO<sub>2</sub> fangstteknologi for å redusere kostnader og risiko. Basert på læring og utvikling i dette anlegget vil det i 2012 bli besluttet å bygge et fullskala anlegg for fangst av CO<sub>2</sub> ved raffineriet.

Lykkes vi med å redusere kostnadene for CO<sub>2</sub>-fangst tilstrekkelig, vil teknologien kunne anvendes på store punktutslipp av CO<sub>2</sub> mange steder i verden. Det kan få reell betydning for arbeidet med å redusere klimagassutslippene.

EUs kvotehandling ble etablert i 2005. Foredling og markedsføring har bygget opp kompetanse og systemer for å delta aktivt i kvotehandling. Dette kommer til å stimulere til kostnadseffektive miljøtiltak.

### Ledende innenfor biodrivstoff

Statoils ambisjon er å bli ledende innenfor salg av biodrivstoff. Dette kan være et viktig bidrag til å redusere CO<sub>2</sub>-utslippene fra transportsektoren. Statoil satser primært på lav innblanding i bensin og diesel. Biodrivstoffet kan da brukes i eksisterende bilpark.

Statoil har i flere år arbeidet med å innføre bioprodukter innblandet i bensin og diesel i Sverige, Litauen, Estland, Polen og Latvia. I Danmark innførte vi i 2006 Bio 95, en bensinkvalitet som inneholder 5 prosent etanol. I et modent marked bidro det til å øke markedsandelen fra 16 til 17 prosent. I Norge tilbys nå drivstoffet E85, som består av 85 prosent bioetanol og 15 prosent bensin. Innblanding av biodrivstoff ved utgangen av 2006 beregnes til i overkant av 2 prosent av det totale drivstoffvolumet Statoil selger.

### Fornybar oppvarming

Statoil solgte i 2006 om lag 150 000 tonn trepellet i Skandinavia. Trepellet er en fornybar ressurs og bidrar til redusert CO<sub>2</sub>-utslipp sammenlignet med fossile brennstoff. Det skandinaviske markedet er på ca. 2,5 millioner tonn. Det forventes mer enn en dobling av markedsvolumet innen 2010.

### Tenker miljø og tanker grønt

Miljøvernminister Helen Bjørnøy kunne i 2006 åpne Norges første pumpe med biobensinen E85 på en Statoil-stasjon i Oslo. Drivstoffet består av 85 prosent biologisk etanolsprit og 15 prosent vanlig bensin. Selv om Statoil skal levere ordinært drivstoff til sine kunder, er slike typer miljødrivstoff noe Statoil ønsker å satse mer på fremover.







## Byggingen av Energiverk Mongstad er i gang

12. oktober 2006 fikk Statoil tillatelse til å bygge kraftvarmeverket Energiverk Mongstad (EVM) på Mongstad i Hordaland. Byggearbeidene kom i gang i januar 2007. Prosjektet skal stå ferdig i 2010.

Samtidig inngikk Olje- og energidepartementet og Statoil en avtale om utvikling av løsninger for fremtidig CO<sub>2</sub>-fangst. Arbeidet med å utvikle teknologiske og kommersielle løsninger for håndtering av CO<sub>2</sub> på Mongstad er i gang.

EVM er et strategisk viktig prosjekt. Bruk av varme fra kraftvarmeverket kommer til å gi en betydelig energieffektivisering ved Mongstad-raffineriet. Det styrker lønnsomheten og sikrer raffineriet konkurranse-dyktige vilkår i årene fremover.

Raffineriet foredler årlig 10 millioner tonn råolje og kondensat til høyverdige produkter som bensin, diesel og flydrivstoff. I foredlingen brukes like mye energi som i Oslo kommune; om lag 890 megawatt varmeenergi og 60 megawatt elektrisitet. Mye energi går i dag til spille. Kraftvarmeverket er en god miljøløsning med virkningsgrad på opptil 80 prosent.

Kraftvarmeverket får en produksjonskapasitet på om lag 280 megawatt elektrisk kraft og 350 megawatt varme. Det kommer til å dekke en betydelig del av raffineriets energibehov når det kommer i drift i 2010.

Oljeprisen (USD per fat)	2006	2005	2004
Laveste:	55,89	38,21	29,13
Høyeste:	78,69	67,33	52,03
Gjennomsnitt:	65,14	54,52	38,27
Datert Brent Blend			

Oljemarkedet var i 2006 preget av en antagelse om at OPEC ikke ville ha ledig kapasitet. Samtidig skapte den urolige politiske situasjonen frykt for bortfall av produksjon, særlig fra Iran, Irak og Nigeria. Frykt for nye orkaner i Mexicogolfen bidro ytterligere til rekordhøy oljepris på 78,69 USD per fat tidlig i august. Oljeprisen falt da orkanene uteble, og markedet flyttet fokus mot høye lagernivåer og planer om betydelig vekst i produksjon utenfor OPEC. Prisfallet stanset i oktober, da OPEC annonserte kutt i produksjonen på 1,2 mill. fat/dag. Oljeprisen ble også støttet av betydelige trekk fra amerikanske lagre mot slutten av året.

# Teknologi og prosjekter

Forretningsområdet Teknologi og prosjekter har ansvaret for teknologikompetanse, teknologiutvikling og forskning, anskaffelser samt planlegging og gjennomføring av større utbyggingsprosjekter.

Statoil har en ambisjon om å holde produksjonen på norsk sokkel på 1 million fat oljeekvivalenter per dag frem til 2015. Samtidig er de funnene som gjøres nå, gjennomgående mye mindre enn tidligere. Miljøkravene som stilles ved nye utbygginger er i tillegg strengere enn tidligere. Det er derfor krevende å holde enhetskostnadene nede, og målbevisst teknologiutvikling er nødvendig for å få til lavest mulige utbyggings- og driftskostnader og renere produksjon.

## Høy prosjektaktivitet

Det har vært høy prosjektaktivitet på norsk sokkel i 2006, både hos Statoil og hos andre operatører. Dette har hatt sterk innvirkning på kostnadene hos leverandørene og har lagt sterkt press på fagpersonellet. Aktivitetsnivået vil også bli høyt i 2007. Statoil har hatt, og vil fortsatt ha, stor oppmerksomhet på prosjektene for å holde kostnadsestimatene, sikre fremdrift og overholde planlagt produksjonsstart. Den høye oljeprisen har bidratt sterkt til at det er blitt et tilbyders marked for leveranser av materiell og tjenester. Statoil har likevel sikret seg tilstrekkelig kapasitet på rigger i et opphetet marked.

## Teknologistrategi

Statoils teknologistrategi har som siktemål å identifisere teknologiområder, spesifikke teknologier og ferdigheter som er nødvendige for å innfri selskapets ambisjoner og bidra til å videreutvikle Statoil som et internasjonalt

konkurransedyktig selskap. Strategien må adressere følgende viktige forretningsutfordringer:

- Få til størst mulig verdiskaping av pågående virksomhet og legge grunnlaget for videre vekst.
- Forberede oss på å operere i nye områder; utvikle Arktis til et kjerneområde, posisjonere Statoil som operatør på dypt vann og få tilgang til betydelige volumer med tungolje.
- Legge grunnlag for fremtidig virksomhet; satse på banebrytende teknologi for å finne løsninger der dagens forretning ikke har svarene. Eksempler er ny energi og miljøteknologi.

Utviklingen av eksisterende teknologi må akselereres, og vi må introdusere ny kunnskap og nye løsninger for å kunne skape lønnsom fremtidig forretning. Resultatene skal oppnås gjennom å konsentrere innsatsen innenfor leteteknologi, reservoarstyring, undervannsteknologi, gassteknologi og miljøteknologi.

## Leteteknologi

Det er gjennom letevirksomheten Statoil fortsatt satser mest for å oppnå langsiktig produksjonsvekst og verdiskaping. Ved å samordne geofysiske teknikker og geologiske modeller med høyhastighets datamaskiner øker vi sannsynligheten for funn.

På norsk sokkel er områdene Nordland VI og VII ikke åpnet for petroleumsaktivitet. Det er store forventninger til å finne olje og gass i disse områdene. Hensynet til fiskeriene betyr at vi vil bli møtt med strenge miljøkrav dersom Nordland VI og VII og andre miljøfølsomme områder blir åpnet for letevirksomhet. Det vil være en forutsetning for å få driftstillatelse at våre boreopera-

## Klar, ferdig, skyt!

En kolonne med høyteknologi på fire hjul ruller gjennom ørkenen i Algerie. Det er maskiner som skyter seismikk ned i grunnen under sanddynene i Sahara. De 30 tonn tunge vibratorene beveger seg sakte i terrenget, men har hentet inn store mengder geologiske data i den 23 000 kvadratkilometer store letelisen Hassi Mouina. I samme lisens driver Statoil leteboring på land for aller første gang som operatør.



sjoner er rene. Et godt eksempel er boreprogrammet på Snøhvit-feltet, der det er boret ti brønner uten skadelige utslipp til sjø. Det viser at det er fullt mulig å operere under strenge miljøkrav.

### Havbunnsanlegg

I etablerte områder står vi overfor nye og krevende oppgaver med sikte på å vedlikeholde og øke produksjonen. Nye reserver befinner seg i sensitive områder, langt fra land eller fra eksisterende infrastruktur. I dypvannsbassenger finnes det ytterligere reserver som kan gå ned til 3000 meter. For å få tilgang til disse reservene og få satt dem i produksjon må havbunnsteknologien utvikles videre, slik at vi får anlegg for fullstendig prosessering på havbunnen.

Separasjon av de ulike komponentene i brønnstrømmen i anlegg på havbunnen, etterfulgt av pumping og kompresjon, gjør det mulig å transportere olje og gass fra lavtrykkreservoarer og dypvannsområder. Brønnstrøm fra fjerntliggende felt kan sendes til eksisterende anlegg. I svært miljøfølsomme områder kan lukkede systemer, uten noen form for utslipp, være det eneste verktøyet som tillates av myndighetene.

### Separasjon på bunnen

Statoil har en stegvis tilnærming til teknologiutvikling. Et illustrerende eksempel er Tordis-feltet i Nordsjøen, som var en undervannsutbygging koblet opp mot Gullfaks-feltet og ble satt i drift i 1994. Med synkende trykk i reservoaret vil det snart ikke være drivkraft igjen til å få brønnstrømmen over til Gullfaks. I 2007 får feltet verdens første fullskala havbunnsseparator, som skal fjerne vann og sand og gjøre transport av brønnstrømmen mulig. Vann og sand blir deretter injisert og lagret i et separat reservoar for å unngå utslipp til sjø. Tiltaket kommer til å øke utvinningsgraden fra 49 til 55 prosent.

### Gir økt produksjon

Tyrihans-feltet, som bygges ut med havbunnsanlegg koblet opp mot Kristin-feltet i Norskehavet, vil få verdens første havbunnsanlegg for injeksjon av ubehandlet sjøvann. Anlegget tas i bruk i 2009 og vil kunne øke oljeproduksjonen med opptil 18 millioner fat olje. Det neste steget er å utvikle en havbunnskompressor for behandling av våtgass på Åsgard-feltet. For å opprettholde produksjonen er det fra 2013 planlagt å injisere våtgass gjennom havbunnskompressoren. Dersom vi lykkes med dette, vil Statoil ha alle «byggeklossene» til prosesseringsanlegg på havbunnen. Deretter blir utfordringen å utvikle teknologien videre, slik at den kan anvendes i feltutbygginger på større havdyp og langt fra eksisterende infrastruktur.

### Integrerte operasjoner

Integrerte operasjoner (IO) ble etablert i Statoil i 2004. Statoil definerer IO som nye arbeidsprosesser som bruker sanntidsdata for å muliggjøre samarbeid på tvers av fagdisipliner, organisatorisk tilhørighet, selskaper og geografiske grenser for å oppnå sikrere, bedre og hurtigere beslutninger. Sanntidsdata gjør at fagpersonell fra ulike miljø kan motta og dele informasjon samtidig. Med bruk av interaktiv kommunikasjonsteknologi kan selskapet kontrollere boring, produksjon og andre aktiviteter både på feltene og på land.

Oljeindustriens Landsforening har anslått at IO har et verdipotensial på inntil 250 milliarder kroner på norsk sokkel. Statoil opererer mer enn 60 prosent av olje- og gassproduksjonen på sokkelen. Det gir selskapet både en mulighet og forpliktelse til å bli ledende innen IO. Statoil kan allerede vise til gode resultater både innen undergrunnsarbeider, drift og vedlikehold. Et eksempel er Åsgard, hvor det er estimert at IO har skapt en nåverdi på 7 milliarder kroner og at det er muligheter for å realisere ytterligere 2 til 5 milliarder kroner.

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



### Økt oljeutvinning

Havbunnsseparatorer til undervannsfeltet Tordis nær Gullfaks-feltet kommer på plass i 2007. Metoden gir økt utvinning av olje fra feltet, som har produsert siden 1994 og hvor trykket i reservoaret minker. Med ny teknologi kan det tas ut mange millioner fat ekstra olje fra Tordis. Statoil har i dag nesten 300 undervannsbrønner i produksjon fra slike miniplattformer på havbunnen. Det er fremtidens teknologi for nye olje- og gassfelt på stadig større dyp.



### Prosjektledelse

Statoil inngikk i mai 2006 en avtale med University of California om utdanning av prosjektledere. Samarbeidspartnerne skal utvikle og drive et program for ledelse av Statoils store og kompliserte utbyggingsprosjekter. Avtalen er på tre år, med en opsjon til å forlenge den i ytterligere to. Statoil står foran et generasjonsskifte når

det gjelder prosjektledere og har behov for å kunne utdanne nye.

Samarbeidet med University of California er en del av Prosjektakademiet, som er et resultat av konserninitiativet Prosjektgjennomføring i verdensklasse. Prosjektakademiet skal bidra til at Statoil styrker stillingen som et av de beste selskapene innen prosjektutvikling.

## Mennesker og samfunn

Statoils verdier, lederprinsipper og personalprosesser er integrert i selskapets prestasjonsorienterte styringssystem og beskrevet i Statoilboken som er hoveddokumentet i styringen av selskapet.

Formidlingen av vårt verdigrunnlag, våre etiske krav og standarder inngår i People@Statoil-dialogen, der mål og resultater for den ansatte settes og evalueres. I tilbakemeldingen er måten resultatene oppnås på i forhold til verdigrunnlaget like viktige som resultatene i seg selv.

### Over 25 000 ansatte

Statoil hadde ved utgangen av året 25 435 medarbeidere. Det er en reduksjon på 209 fra forrige årsskifte som blant annet skyldtes salget av bensinstasjonskjeden i Irland med en netto reduksjon på 1 250 ansatte. I Statoil-konsernet er gjennomtrekken av arbeidskraft på 8,7 prosent. Den varierer fra en svært lav andel i morselskapet på under 1 prosent til høyere andeler andre steder. I nedstrømsvirksomheten, hvor gjennom-

trekken tradisjonelt har vært høy, har arbeidet med å snu trenden gitt en reduksjon i gjennomtrekken fra 18,7 prosent til 15,6 prosent siste året.

Gjennom Statoils konserntrainee-program ble det rekruttert 43 nye traineer i 2006, hvorav 16 fra land utenfor Norge. Også en stor andel av de norske kandidatene har utdanning fra utlandet. Antall traineestillinger planlegges økt i 2007.

Statoil ASA er Norges største lærlingbedrift. I 2006 tok vi inn 116 lærlinger, mot 129 i 2005. Vi har nå totalt 258 lærlinger fordelt på en rekke fagområder.

### Likestilling

Likestilling er en viktig og integrert del av personalpolitikken i Statoil. I dag har morselskapet en kvinneandel på 27,7 prosent. Av eksternt rekrutterte i 2006 var kvinneandelen på 28,8 prosent. Det er en reduksjon på om lag 4 prosent fra 2005.

Andelen kvinnelige ledere i Statoil-konsernet er 26 prosent, mot 25 prosent året før. Blant ledere under 45

### Katie Melua trollbandt på Trollbunnen

Katie Melua og hennes orkester spilte seg rett inn i Guinness' rekordbok da de den 2. oktober ga konsert i bunnen av et skaftene på Troll A-plattformen. Det var verdens dypest spilte undervannskonserter. Ideen kom fra plattformsjef Jan Hauge, som ville markere at det var gått 10 år siden produksjonsstart. Han fikk selv akkompagnere den populære artisten på elektrisk orgel under en av låtene. Katie Melua er en miljøbevisst artist, og hun sa ja til konserten etter å ha sjekket Statoils miljøprofil på selskapets hjemmesider på web'en.



år er andelen uendret på 34 prosent. Statoil har egne utviklingsprogram for ledere, og andelen kvinnelige deltakere har de siste årene vært rundt 30 prosent. I vår arbeids- og miljøundersøkelse «Global People Survey» svarer alle ansatte at de opplever gode karrieremuligheter. Kvinner er mer positive enn menn.

### Kvinner i tekniske yrker

Statoil er en kompetansebedrift. 55 prosent av de ansatte har høyskole- eller universitetsutdanning, og 25 prosent av dem har fagbrev.

Kvinnene er relativt godt representert innenfor tekniske disipliner. 22 prosent av overingeniørene er kvinner. De tjener i gjennomsnitt 98 prosent av hva mannlige kolleger tjener. Blant overingeniørene, som har inntil 20 års erfaring, er kvinneandelen 33 prosent. Lønnsnivået er i praksis likt mellom kvinner og menn. Lønnsforskjeller skyldes i hovedsak ulik erfaringslengde.

Av våre fagarbeidere er 18 prosent kvinner. I snitt har kvinnelige fagarbeidere noe lavere grunnlønn enn de mannlige. Dette skyldes forskjell i stilling og antall års erfaring. Kvinneandelen blant nyrekruttede har gått noe tilbake. Det vil vi følge opp i 2007.

### Likestillingsavtale

Bedriften og fagforeningene har etablert en likestillingsavtale i morselskapet Statoil ASA.

Ansatte 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 oppretthol-

der sitt relative lønnsnivå i permisjonsperioden. Statoil dekker differansen mellom det Folketrygden yter og faktisk lønn i selskapet.

### Helse og arbeidsmiljø

Et godt arbeidsmiljø har stor betydning for den enkelte og er avgjørende for at selskapet skal nå sine mål.

I 2006 har Statoil hatt økt oppmerksomhet mot utfordringer innen helse og arbeidsmiljø knyttet til vår internasjonalisering. Det er lagt vekt på risikoforståelse, helsefremmende tiltak og inkluderende arbeidsliv. En rekke «føre var» tiltak som skal sikre at helse og arbeidsmiljø blir ivaretatt, er iverksatt. Det gjelder forebyggende tiltak mot sykdommer, 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 62,3 år i 2006. Sykefraværet i Statoil har vist en svak økning i 2006, men er fortsatt lavt (3,5 prosent). Det er godt under gjennomsnittet i Norge.

### Arbeidsmiljø- og organisasjonsundersøkelsen

De ansattes vurdering av ledelse og organisasjonsforhold kartlegges i «Global People Survey». Undersøkelsen er anonymisert. Svarprosenten har ligget på 85 de siste årene.

Resultatene fra undersøkelsen høsten 2006 viser at Statoil har gode tillitsforhold og et godt arbeidsmiljø. De ansatte opplever at helse, miljø og sikkerhet (HMS) blir prioritert høyt.

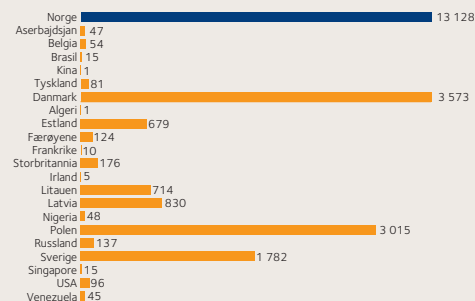
### God sikkerhet

Målet er å drive vår virksomhet på en måte som ikke er til skade for mennesker og miljø.

Totalt sett har vi i 2006 hatt gode resultater, og selskapet har unngått dødsulykker. Målt i antall tilfeller

Kvinner i Statoil	2006	2005
Ansatte i Statoil ASA	27,7%	27,5%
Lederstillingene i konsernet	26%	25%
Lærlingene i Statoil ASA	35,8%	31%
Nyansatte i Statoil ASA	30%	33%

GEOGRAFISK FORDELING AV LOKALT ANTALL ANSATTE I UTVALGTE LAND (PER 31.12.2006)



per million arbeidstimer har alvorlige hendelser gått tilbake i 2006, mens antall personskader har gått noe opp sammenlignet med i 2005. Indikatoren for alvorlige hendelser er halvert siden 2001, og den er redusert med 25 prosent siden 2005. Når det gjelder personskader, har indikatorene gått noe opp fra det rekordlave resultatet i fjor.

I 2006 startet Statoil et omfattende arbeid med å redusere antall hendelser forårsaket av fallende gjenstander. Konsernsjefens HMS-pris for 2006 gikk til gruppen bak «Arbeidet mot fallende gjenstander», som går ut på å identifisere og redusere faren for fallende gjenstander i offshoreaktivitetene.

Produksjonen på Visund-plattformen i Nordsjøen var i 2006 nedstengt i fire måneder på grunn av en alvorlig gasslekkasje. Visund-lekkasjen var årets mest alvorlige gasslekkasje. Den skyldtes designfeil i en væskeutskiller. Siste kvartal oppsto en gasslekkasje på Sleipner T-plattformen. Dette viser at vi må ha et høyt fokus på prosess-sikring.

Kollegaprogrammet for bedre sikkerhet videreføres i 2007. Programmet skal stimulere enkeltmennesker og organisasjonsenheter til å arbeide med å forbedre egen atferd og til å unngå feilhandlinger. Målet er å skape en skadefri hverdag. Ved utgangen av 2006 har mer enn 30 000 personer deltatt.

### Samfunnsansvar

Statoils prinsipper og retningslinjer for samfunnsansvar er innlemmet som ett av seks konsernprinsipper. Selskapets kjernevirksomhet i de landene vi opererer i er utgangspunktet for arbeidet knyttet til samfunnsansvar. I det praktiske arbeidet forplikter vi oss til å foreta valg basert på hvordan de virker inn på våre og vertslandenes interesser, og til å generere positive ringvirkninger fra vår kjernevirksomhet for å støtte vertslandenes utviklingsambisjoner. Vi forplikter oss også gjennom arbeidslivsstandarder,

respekt for menneskerettigheter, åpenhet og antikorrupsjon.

### Forpliktelser med solid forankring

Statoils forpliktelser med hensyn til menneskerettigheter og åpenhet er forankret i egne styringsdokumenter og i internasjonale initiativer. Det gjelder FNs Global Compact-prinsipper for menneskerettigheter, standarder i arbeidslivet og korrupsjonsbekjempelse samt Voluntary Principles on Security and Human Rights, som gjelder bruk av sikkerhetstjenester. Statoil vil inkludere referanser til disse initiativene i sine kontrakter med leverandører og partnere der det er relevant. I våre krav og retningslinjer vies urbefolkninger og arbeid i konfliktområder, hvor utfordringene på menneskerettighetsområdet kan være spesielt store, særlig oppmerksomhet.

Når det gjelder åpenhet, har Statoil gitt sin tilslutning til Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), Partnering Against Corruption Initiative (PACI) og Global Compact-prinsippet om korrupsjonsbekjempelse. I tillegg støtter Statoil Transparency International gjennom en konsernavtale.

### Skape positive ringvirkninger

Olje- og gassindustrien kan gi verdifull stimulans til økonomisk vekst. Krav til spesialiserte faglige kunnskaper og teknologi kan imidlertid føre til at den direkte gevinsten forbeholdes relativt få. Statoils strategi for samfunnsansvar tar sikte på å generere positive ringvirkninger ved å rekruttere og satse på lokal arbeidskraft. Vi vil benytte lokalt næringsliv og lokal arbeidskraft som leverandører og kontraktører, og vi vil fremme kompetansebygging og -utveksling med lokale bedrifter. Vi vil også foreta sosiale investeringer i berørte lokalsamfunn, slik at flere kan ta del i økonomiske ringvirkninger. Arbeidet for å skape lokale ringvirkninger bør alltid ha som formål å bygge opp

### Dobling av antall traineer

Lenka Sedencka (t.v.) fra Slovakia og Andrea Scarabello fra Italia er to av 43 nye traineer som begynte i Statoil i 2006. Antallet deltakere i trainee-programmet er økt med 20 fra 2005. De fordeler seg med 27 fra Norge og 16 fra 12 andre land.

Over halvparten av kandidatene har internasjonal erfaring. Trainee-programmet er et verktøy for å bygge opp en internasjonal organisasjon. Programmet er blant de største i sitt slag i Norge. Det ble startet i 2001.





bærekraftig økonomisk virksomhet. Statoil skal unngå å skape avhengighet av, og støtte, uproduktive prosjekter.

### Sosiale investeringer

Statoil brukte om lag 9,5 millioner USD på sosiale investeringsprosjekter i 2006. Det er en økning fra beløpet i 2005 på 1,5 millioner USD. Økningen er en

konsekvens av vår voksende internasjonale virksomhet. Investeringene er fordelt på ulike prosjekter som faller innenfor rammen av våre tre satsingsområder; åpenhet, menneskerettigheter og arbeidstakerrettigheter samt lokale ringvirkninger. I vår bærekraftsrapport er sosiale investeringsprosjekter beskrevet nærmere gjennom eksempler fra vår aktivitet i Aserbajdsjan.

## Miljø

Statoils miljøarbeid er forankret i vårt uttalte mål om null skader på mennesker og miljø. Konsekvensene av global oppvarming overskygger nå ethvert annet miljøproblem og kommer til å resultere i strengere krav til industriell virksomhet.

Statoil har arbeidet i mange år med klimagass-utfordringene, og i 2006 har vi intensivert dette arbeidet. Miljøutfordringene er imidlertid mangesidige og spenner fra biodrivstoff til bevaring av undersjøiske korallrev. I Statoil vil vi videreføre vår offensive holdning og vår teknologi-innsats for å finne løsninger som bidrar til et bedre miljø.

### Klimastrategi

Statoil erkjenner sammenhengen mellom produksjon og bruk av fossilt brennstoff, utslipp av karbondioksid (CO<sub>2</sub>) og global oppvarming.

Fire områder blir viktige i innsatsen for å redusere virkningen av vår virksomhet på klimaet:

- Bruke energien stadig mer effektivt.
- Utvikle renere energibærere. Øke bruken av fornybar energi.

- Bruke kvotehandel av CO<sub>2</sub>, inkludert Kyoto-mekanismene og EUs kvotehandelssystem, som et viktig virkemiddel for å oppnå kostnadseffektive reduksjoner i globale utslipp.
- Konkretisere og sette i verk løsninger for fangst, lagring og kommersiell utnyttelse av CO<sub>2</sub>.

### Energieffektivisering

Statoils mål er innen 2010, gjennom ulike tiltak, å oppnå en årlig reduksjon på 1,5 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i forhold til utslippsnivåene uten disse tiltakene. Vi er på god vei til å nå målet og har ved utgangen av 2006 nådd 67 prosent av 2010-målet. Utslipp av CO<sub>2</sub> fra Statoil-opererte anlegg var i 2006 på 10,0 millioner tonn. Utslippene i 2005 var 10,3 millioner tonn.

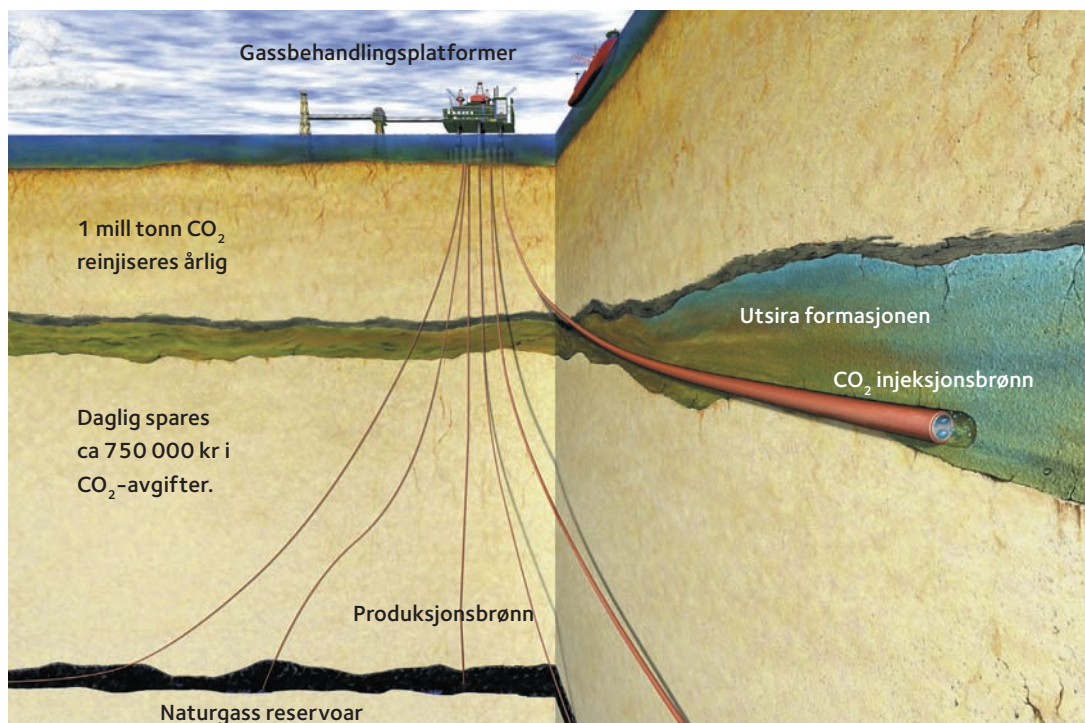
De største bidragene til energieffektivisering oppnås ved å velge løsninger for nye anlegg som gir lave utslipp av CO<sub>2</sub>. Eksempler er utbyggingen av feltene Kristin i Norskehavet, Snøhvit i Barentshavet og Gjøa i Nord-sjøen.

Statoil-opererte felt har et utslipp av CO<sub>2</sub> per

### Norges første hydrogenstasjon

I august 2006 ble Norges første hydrogenstasjon åpnet i Stavanger. Stasjonen er et demonstrasjonsprosjekt som den første tiden skal betjene et begrenset antall kjøretøy. Den representerer starten på den norske hydrogenveien mellom Oslo og Stavanger (HyNor) og den skandinaviske hydrogenveien. Stasjonen tilbyr både ren hydrogen og en blanding av hydrogen og naturgass, kalt hytan. Satsingen på hydrogen som energibærer er langsiktig. [www.statoil.com/nyenergi](http://www.statoil.com/nyenergi)





I oktober 2006 var det ti år siden Statoil begynte med fangst og lagring av CO<sub>2</sub> i Sleipner-området i Nordsjøen. CO<sub>2</sub>-lagringen har vakt stor internasjonal oppmerksomhet, og driftserfaringene fra dette prosjektet har hatt stor betydning for videre utvikling av Statoils kompetanse på dette viktige området. Prosessen er skjematisk fremstilt på denne tegningen.

## Store på fangst og lagring

Statoil blir i dag sett på som verdensledende når det gjelder fangst og lagring av CO<sub>2</sub>. Statoil er involvert i fem storskala fangst- og lagringsprosjekter:

- I Sleipner-området i Nordsjøen er det i løpet av ti år lagret åtte millioner tonn CO<sub>2</sub> i Utsira formasjonen.
- På Snøhvit i Barentshavet skal CO<sub>2</sub> fra gassproduksjonen på Snøhvit-feltet lagres 2.600 meter under havbunnen. Her vil 700 000 tonn CO<sub>2</sub> lagres årlig
- På gass- og kondensatfeltet In Salah i Algerie fjernes hvert år 1,2 millioner tonn CO<sub>2</sub> fra naturgassen, og pumpes ned og lagres i sandsteinformasjonen.

- På Energiverk Mongstad (EVM) i Hordaland skal CO<sub>2</sub>-håndteringen utvikles i to steg. Det første omfatter et anlegg som kan fange 100.000 tonn CO<sub>2</sub> i året. Deretter skal det utvikles et storskala fangstanlegg for CO<sub>2</sub>. På sikt vil Mongstad trolig være det raffineriet i verden som har lavest CO<sub>2</sub> utslipp.
- På Halten CO<sub>2</sub> prosjektet, hvor vi samarbeider med Shell, ser vi på muligheten for at et gasskraftverk på Tjeldbergodden skal forsyne CO<sub>2</sub> for økt oljeutvinning på Draugen- og Heidrun feltene i Norskehavet. Rundt 2,5 millioner tonn CO<sub>2</sub> skal hvert år kunne utnyttes og lagres i disse feltene. Selskapene vurderer også mulighetene for å elektrifisere plattformene.

### Vil være en del av løsningen

I sin klimastrategi erkjenner Statoil at det er en sammenheng mellom produksjon og forbruk av fossilt brensel, utslipp av karbondioksid (CO<sub>2</sub>) og global oppvarming. Som et integrert olje- og gasselskap er Statoil en del av problemet, men også en helt nødvendig del av løsningen. Statoils mål er å redusere utslipp av CO<sub>2</sub> fra selskapets anlegg gjennom fire hovedsatsinger: energieffektivisering, fornybar energi, kvotehandel og fangst og lagring av CO<sub>2</sub>.



produsert tonn olje og gass som ligger på 36 prosent av bransjens gjennomsnitt.

### Kvoter og Kyoto-mekanismene

Statoil driver forretningsutvikling gjennom å utvikle prosjekter som gir kreditter for utslippsreduksjoner etter reglene i Kyoto-protokollen og gjennom utvikling av nye energiløsninger ved satsing på hydrogen, energieffektivitet, fornybar energi og CO<sub>2</sub>-håndtering. Målet er først og fremst å minimere den totale kostnaden som er forbundet med Statoils kvoteplikter gjennom kvotehandel i Norge og i EU.

I 2006 ble den første kommersielle avtalen om kjøp av sertifikater for utslippsreduksjoner undertegnet. Prosjektet, som ligger i Kursk-regionen i Russland, skal tette gasslekkasjer på rørledningsnettet i regionen. Utslippene forventes å bli redusert med totalt 1,2 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i perioden 2008-2012.

Statoil forutsetter at Norges olje- og gassvirksomhet blir inkludert i kvotehandelssystemet fra 2008 og at Norge slutter seg til EUs kvotehandel fra samme tidspunkt.

Som det første selskapet i Norge vedtok Statoil i 2006 å gjennomføre et system der CO<sub>2</sub>-utslipp fra ansattes reisevirksomhet og fra oppvarming/kjøling av selskapets lokaler blir «nøytralisert» ved kjøp av tilsvarende volum utslippsreduksjoner som er godkjent etter reglene i Kyoto-protokollen.

### Produkter og biobrensel

Statoil produserer og selger et bredt spekter av produkter som er utviklet både fra fossile og fornybare kilder. Vår ambisjon er å utvikle effektive produkter som møter kundenes behov og som har lavest mulig ressursforbruk og miljøpåvirkning.

Enhver fremstilling av produkter krever energi og medfører utslipp til luft og vann. Statoil krever livsløps-

analyser for alle nye produkter og blandekomponenter. Produktkvaliteten utvikles kontinuerlig for at den skal være på høyde med den nyskapingen som finner sted blant annet innen motor- og avgassrenseteknologi.

Bruk av biodrivstoff gir reduserte utslipp av drivhusgasser fordi produksjonen er basert på fornybare råstoffer. Statoil ønsker derfor å tilby kundene drivstoff med økende innhold av biokomponenter. Selskapets ambisjon er å være ledende på bioprodukter i våre markeder.

Sverige er Statoils største marked for biodrivstoff. Det samlede salget av biodrivstoff i Sverige, Danmark, Norge, Polen og Baltikum i 2006 har anslagsvis ført til en reduksjon i de totale CO<sub>2</sub>-utslippene på 67 000 tonn. Mer utførlig informasjon om biodrivstoff finnes i miljøkapittelet i vår bærekraftrapport.

### Forskning og utvikling

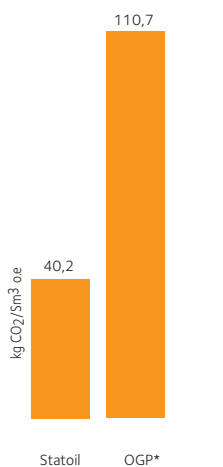
Statoils teknologistategi identifiserer miljøteknologi som ett av fem prioriterte satsingsområder for å nå konsernets ambisjoner. Innenfor miljøteknologien er CO<sub>2</sub>-håndtering og kvantitativ risikovurdering prioriterte oppgaver i perioden 2006-2015

Statoils totale forskningsaktiviteter var på 1 225 millioner kroner i 2006, mot 1 066 millioner kroner i 2005.

### Null skade på miljø

På grunn av økte utslipp av produsert vann, borekaks og vannbasert borevæske fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel satte norske myndigheter mål om null skadelige utslipp innen utgangen av 2005.

Statoil arbeider kontinuerlig med å redusere utslipp av mulige miljøfarlige kjemikalier til sjø fra virksomheten på norsk sokkel. Utslipp av miljøfarlig kjemikalier er redusert med 96 prosent i perioden 2003 til 2006. Myndighetenes vurdering i 2006 er at målet for reduksjon av tilsatte farlige kjemikalier i stor grad er nådd.



Utslipp av CO<sub>2</sub> per produsert mengde olje/gass (Sm<sup>3</sup> o.e.) fra Statoil-operert virksomhet på norsk sokkel sammenlignet med verdensgjennomsnittet i bransjen

\*International Association of Oil & Gas Producers (OGP)2005



### Rent vann tilbake til havet

Sjøvannet som følger med oljen fra brønnene på Statfjord C-plattformen blir grundig renset før det slippes ut igjen. Metoden går ut på å injisere kondensert gass i det produserte vannet. Vann tilsatt kondensat går så til ny rensing, hvor oljerester og kjemikalier fanges opp og skilles fra det rene vannet.



Forventede og planlagte utslippsreduksjoner for olje og naturlig forekommende stoffer i produsert vann er forsinket ved enkelte Statoil-installasjoner på norsk sokkel. På Statfjord-feltet i Nordsjøen er den nye renseteknologien CTour blitt installert. Dette er en teknologi som har vist seg å være svært effektiv ved rensing av store mengder forurenset reservoarvann. Vi har erfart problemer i oppstarten på to av installasjonene. Statens Forurensingstilsyn får i 2008 endelig tilbakemelding på om målene for nullutslippsarbeidet er nådd.

### Utvikling av nye miljøstyringsverktøy

Statoil har ledet utviklingen av miljøstyringsverktøyet «Environmental Impact Factor» (EIF). Verktøyet, som først ble utviklet til bruk for utslipp av produsert vann, brukes til å velge de tiltak som gir størst miljøgevinst i forhold til kostnadene. Oljeselskapene på norsk sokkel har i forståelse med myndighetene brukt EIF som standard verktøy de siste fem-seks årene.

EIF for utslipp til sjø fra boring og for utslipp til luft fra alle anlegg har i 2006 blitt testet for flere av våre operasjoner. EIF for boring skal i 2007 brukes i forbindelse med våre internasjonale leteoperasjoner.

EIF for akutte utslipp av olje til sjø og for utslipp fra landanlegg til sjø og utslipp til jord og ferskvann fra aktiviteter på land er under utvikling.

### Oljevern i nord

I 2006 har Statoil hatt flere aktiviteter for å styrke oljevernberedskapen i arktisk klima og isfylte farvann. Blant annet inngikk Statoil og Eni en tre-årig intensjonsavtale om å styrke oljevernberedskapen i nordområdene. Det er satt i gang forskningsprosjekter for å øke kunnskapen om oljeforurensing i kaldt klima. Et prosjekt for utvikling av kjemiske bekjempelsesmetoder i kyst- og strandsoner er også startet.

Statoils smøreoljefabrikk i Nynäshamn i Sverige hadde et oljeutslipp på 104 kubikkmeter i september

2006. Oljevernberedskapen fungerte effektivt, og totalt rant 31 kubikkmeter ut i havet. Ifølge kystvakten havnet maksimalt 65 liter av dette utenfor lensene.

### Ferskvannshåndtering

Rent vann er mangelvare i store deler av verden. På grunn av vår økte internasjonale aktivitet har Statoil i 2006 utviklet prinsipper for hvordan vi skal møte utfordringen. Vårt mål er å håndtere vannressurser på en bærekraftig måte og kontinuerlig lete etter måter å redusere bruk av ferskvann på. Vi skal også verne vannkvaliteten gjennom design og operasjon av våre anlegg, ved gjenbruk og ved å aktivt forhindre vannforurensning.

### Miljøovervåking

Statoil ønsker å styrke sin egen kompetanse på marine økosystemer og utvikle nye metoder for miljøovervåking. Miljøovervåkingen har tidligere i stor grad vært organisert gjennom Oljeindustriens Landsforening (OLF). Selskapets forskningsaktivitet har økt i 2006, hovedsakelig gjennom to prosjekter:

- CORAMM (Coral risk assessment modelling and monitoring) er et internasjonalt forskningsamarbeid som undersøker hvordan dypvannskoraller tåler påvirkning av partikler fra borekaks og vannbasert borevæske eller partikler som virvles opp i forbindelse med oljevirksomheten, som rørlegging og oppankring.
- Forskningsprosjektet SERPENT (Scientific and environmental ROV partnership using existing industrial technology) låner fjernstyrte undervannsfartøy tilknyttet Statoils flyttbare boreinnretninger for å ta prøver og observere livet på havbunnen. Statoil får økt innsikt i hvordan boreoperasjoner påvirker havbunnen og megafauna. Arbeidet viser at livet på havbunnen i begrenset grad påvirkes av boreaktiviteter og at organismer vender tilbake til området igjen etter endt boreoperasjon.

### Biologisk mangfold

Bevaring av biologisk mangfold er et nøkkelement i bærekraftig utvikling og står sentralt i Statoils miljøarbeid. I selskapets miljøpolitikk, som er revidert i 2006, er prinsippet at vi skal søke å opprettholde biologisk mangfold og viktige økosystemfunksjoner. Der det er mulig skal vi bidra til bevaring av biologisk mangfold.

Arbeid er i gang for å sikre en mer helhetlig integrering av miljø, sosiale og helsemessige forhold samt at utfordringer knyttet til biologisk mangfold blir ivare tatt i utviklingen av prosjekter.



# Våre resultater

Oljesalg, produktsalg og gasshandel skapte betydelige verdier for Statoil i 2006. Bildet til venstre viser første anløp av et LNG-tankskip ved anlegget på Melkøya utenfor Hammerfest. Skipet kom med gass som skulle brukes til uttesting av anlegget.







Statoils styre er tilfreds med selskapets offensive holdning til forretningsutvikling. Det går frem av styrets årsberetning som begynner på neste side. Satsingen i Mexicogolfen nevnes spesielt, og styret peker på at Statoils sterke finansielle posisjon gir grunnlag for handlefrihet og vekst.

Den planlagte fusjonen med Hydros olje- og gassvirksomhet passer inn i selskapets vekststrategi og vil styrke den internasjonale konkurranseposisjonen. Det er nødvendig fordi det er hard konkurranse om tilgangen til nye ressurser. Statoils styre regner med at konkurransen blir hardere i årene som kommer.

Styret tror at en god profil basert på seriøst bærekraftarbeid vil bidra til at Statoil får tilgang til nye ressurser og nye muligheter.

Forslaget til generalforsamlingen om et samlet ordinært og ekstraordinært utbytte på 9,12 kroner per aksje vil innebære den høyeste utbetaling hittil siden børsnoteringen i 2001.



# Årsberetning 2006

Statoil-konsernet leverte i 2006 det beste årsresultatet noen-sinne. En sterk finansiell posisjon danner grunnlag for handlefrihet og vekst. Styret har anbefalt en fusjon mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet. Den foreslåtte fusjonen passer godt inn i Statoils vekststrategi. Det fusjonerte selskapet vil få flere og større vekstmuligheter som bidrar til å sikre langsiktig verdiskaping for aksjonærene.

**Jannik Lindbæk (68)**  
**Styreleder**

I styret siden november 2003 og gjenvalgt i juni 2006. 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. Tidligere styreleder i DnB. Styremedlem i Kristian Gerhard Jebsen Skipsrederi.

Antall aksjer i Statoil: 0



### Tidenes beste årsresultat

Statoilkonsernets årsresultat på 40,6 milliarder kroner er 9,9 milliarder kroner høyere enn i 2005. Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var 116,9 milliarder kroner, mot 95,0 milliarder kroner i 2005. Økningen skyldes i hovedsak høyere olje- og gasspriser. Avkastning på sysselsatt kapital i 2006 var 27,1 prosent, sammenlignet med 27,6 prosent året før. Avkastningen er svært konkurransedyktig sammenlignet med andre oljeselskaper.

Statoils olje- og gassproduksjon i 2006 var 1 135 000 fat oljeekvivalenter (o.e.) per dag som er 34 000 fat o.e. lavere per dag enn i 2005. I hovedsak er dette et resultat av lavere oljeproduksjon fra modne felt og midlertidig reduksjon i produksjonen fra felt i drift. Produksjonskostnader per fat o.e. gikk opp fra 22,3 kroner i 2005 til 26,6 kroner i 2006. Høyt aktivitetsnivå, økt kostnadspress i industrien og lavere produksjon er hovedårsaken til økningen.

I 2006 erstattet selskapet 73 prosent av produksjonen med nye, sikre olje- og gassreserver. Reserveerstatningsraten i 2005 var 102 prosent. Sikre gjenværende reserver ved utgangen av 2006 utgjør 4,2 milliarder fat o.e.

Styret foreslår for Generalforsamlingen et samlet ordinært og ekstraordinært utbytte på 9,12 kroner per aksje for 2006, mot 8,20 kroner per aksje for 2005. Fra 2006 utgjør tilbakekjøp av egne aksjer en del av selskapets utbyttepolitikk. Tilbakekjøp representerer 1,55 kroner per aksje for 2006. Samlet tilbakeføring til Statoils aksjonærer tilsvarer 10,67 kroner per aksje. Dette utgjør 57 prosent av nettoresultatet for 2006.

Letevirksomheten er trappet betydelig opp. Totalt ble 37 lete- og avgrensingsbrønner ferdigstilt i 2006, hvorav 19 resulterte i funn. Endelig evaluering av seks

brønner gjenstår ved utgangen av året. I tillegg ble det gjort funn i to av fire leteforlengelser. I 2005 ble 20 brønner ferdigstilt.

Selskapet har ytterligere styrket sin posisjon i Mexicogolfen gjennom kjøp av eierandeler i funn og leteareal fra Plains Exploration & Production og Anadarko Petroleum Corporation. Dypvannsporteføljen passer godt med selskapets kjernekompetanser, og bygger videre på den teknologien og erfaringen som er utviklet gjennom virksomheten på norsk sokkel over flere tiår.

Selskapet har solgt Statoil Irland til Topaz Energy Group. Salget forventes å gi en gevinst på 0,6 milliarder kroner før skatt.

Styret følger nøye arbeidet med helse, miljø og sikkerhet. Selskapet jobber for null skade på menneske og miljø. I 2006 kan Statoil vise til forbedringer på de fleste områder hvor vi måler oppnådde resultater innen HMS.

Statoil inngikk i 2006 forlik med det amerikanske kreditilsynet (US Securities and Exchange Commission - SEC), det amerikanske justisdepartementet (US Department of Justice - DOJ) og den amerikanske påtalemyndigheten for The Southern District of New York (the United States Attorney's Office for the Southern District of New York - USAO). Forliket avsluttet etterforskningen gjennomført av SEC, DOJ og USAO under amerikansk rett vedrørende Statoils kontrakt fra 2002 med Horton Investments Ltd. knyttet til forretningsutvikling i Iran.

Statoil aksepterte i avtalen med DOJ og USAO en bot på USD 10,5 millioner for overtredelse av U.S Foreign Corrupt Practises Act (FCPA). I tillegg aksepterte Statoil ansvar for bestikkelser betalt til en iransk offentlig tjenestemann i 2002 og 2003, for uriktig regnskapsfør-



### Kaci Kullmann Five (56) Nestleder

I styret siden august 2002. Konstituert styreleder september-november 2003. Nestleder fra november 2003.

Yrke: Selvstendig næringsdrivende.

Utdanning og yrkesbakgrunn: Cand.polit fra Universitetet i Oslo. Medlem av Stortinget 1981-1997. Handelsminister 1989-1990. Leder for Høyre 1991-1994. Konserndirektør i Aker RGI 1998-2002.

Andre verv: Styremedlem i NMD Grossisthandel AS, Vitus Apotek AS, Asker og Bærum Budstikke ASA og Bluewater Insurance ASA. Medlem av Den Norske Nobelkomité.

Antall aksjer i Statoil: 1 000

sel av betalingene og for ikke å ha tilstrekkelig intern kontroll til å hindre at betalingene ble foretatt. I avtalen med SEC aksepterte Statoil en inndragning på USD 10,5 millioner.

### Markeder og omgivelser

Fortsatt vekst i den globale økonomien bidro til en ytterligere økning i energijetterspørselen i 2006. Vedvarende knapphet på produksjons- og raffineringsskapasitet – forsterket av politisk usikkerhet i viktige produsentland – resulterte i rekordhøye olje- og gasspriser. Gjennomsnittlig oljepris for 2006 ble USD 64,4 per fat, mot USD 53,6 per fat året før. Målt i norske kroner gikk gjennomsnittsprisen opp med 68 kroner per fat til 413 kroner i 2006.

Forsyningsikkerhet for gass har fått økt politisk oppmerksomhet i viktige energimarkeder som Europa og USA. Statoil satser offensivt på å utvikle langsiktige kilder for stabil gassforsyning til disse markedene. Gassprisene i Europa og USA fortsatte å stige i 2006. Gjennomsnittlig realisert gasspris i 2006 var 191 øre per kubikkmeter mot 145 øre per kubikkmeter i 2005.

Normaliserte raffineringmarginer (FCC – raffineri) sank fra 7,9 USD per fat i 2005 til 7,1 USD per fat i 2006. Gjennomsnittlig kontraktspris for metanol gikk opp fra 225 EUR per tonn i 2005 til 300 EUR per tonn i 2006.

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

Konkurransen om tilgang til nye ressurser og industrielle muligheter er sterk. Styret legger til grunn at konkurransen vil skjerpes ytterligere i årene som kommer. Statoil er godt posisjonert for verdiskaping og

vekst, og selskapets sterke finansielle posisjon styrker de langsiktige mulighetene. Den foreslåtte fusjonen med Hydros olje- og gassvirksomhet vil ytterligere styrke den internasjonale konkurranseposisjonen.

### Høy lete- og prosjektaktivitet på norsk sokkel

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var 89,4 milliarder kroner i 2006, mot 74,1 milliarder kroner i 2005. Hovedårsaken til forbedringen er høyere olje- og gasspriser.

Statoils produksjon fra norsk sokkel var i gjennomsnitt omtrent 958 000 fat o.e. per dag i 2006. Dette er 27 000 fat o.e. lavere enn året før. Nedgangen skyldes hovedsakelig avtagende produksjon fra modne felt samt midlertidig reduksjoner i forbindelse med tiltak for økt produksjon. Deler av produksjonsbortfallet ble kompensert ved oppstart av nye felt, tiltak for økt utvinning og økt gassproduksjon.

I 2006 deltok selskapet i ferdigstilling av 17 lete- og avgrensingsbrønner på norsk sokkel, hvorav åtte resulterte i funn. I tillegg ble det gjort funn i to av fire leteforlengelser. Dette er en betydelig aktivitetsøkning sammenlignet med 2005 da ni lete- og avgrensingsbrønner ble ferdigstilt. Statoil ble tildelt fire nye lisensandeler og ett tilleggsareal i 2006, hvorav til sammen tre operatørskap i Norskehavet og Barentshavet. I tildelingsrunden i forhåndsdefinerte områder (TFO) 2006 ble selskapet tildelt åtte utvinningstillatelser, hvorav seks som operatør.

Tilgang til nytt leteareal er avgjørende for å opprettholde et høyt aktivitetsnivå på norsk sokkel og en forutsetning for å innfri Statoils langsiktige produksjonsambisjoner.

En effektiv og lønnsom videreutvikling av norsk sokkel er viktig for selskapets økonomiske resultater og

### Knut Åm (63)

I styret siden april 1999.

Yrke: Selvstendig konsulent.

Utdanning og yrkesbakgrunn: Sivilingeniør fra Norges Tekniske Høgskole. Tidligere konserndirektør i Phillips Petroleum med ansvar for undersøkelse og produksjon, 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, Petrostream ZA og Physics of Geological Processes, Senter for fremragende forskning ved Universitetet i Oslo.

Antall aksjer i Statoil: 14 594





Statoils omdømme som utbyggingsoperatør. Selskapet godkjente i 2006 utbyggingsplaner for Gjøa-feltet i Nordsjøen og Alve-feltet i Norskehavet.

Gjøa blir den neste store utbyggingen på norsk sokkel. Utbyggingsplanen innebærer også en oppknytning av de Hydro-opererte feltene Vega og Vega Sør til den nye plattformen. Dette gir gode samordningsfordeler.

Effektiv prosjektgjennomføring er viktig for å maksimere utvinning av områdereserver innenfor levetiden til eksisterende produksjonsanlegg. Alve-prosjektet er et eksempel på dette. Feltet skal fases inn mot det Statoil-opererte Norne-feltet. Utbyggingen sikrer god og kontinuerlig utnyttelse av ledig kapasitet på eksisterende produksjonsinnretninger.

### Bygger nye, sterke vekstplattformer internasjonalt

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

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser i 2006 var 10,9 milliarder kroner, mot 8,4 milliarder kroner i 2005. Forbedringen skyldes høyere olje- og gasspriser.

Internasjonal olje- og gassproduksjon ble redusert fra et daglig gjennomsnitt på 184 000 fat o.e. i 2005 til knapt 178 000 fat o.e. i 2006. Oljeproduksjonen økte med fem prosent, mens gjennomsnittlig gassproduksjon ble redusert fra 43 000 fat o.e. i 2005 til 29 000 fat o.e. Reduksjonen skyldes hovedsakelig effekter av produksjonsdelingsavtalen (PSA) på In Salah-feltet i Algerie.

Fire nye felt kom i produksjon i 2006: In Amenas i Algerie, Dalia i Angola samt Shah Deniz og den andre av to utbygginger i fase 2 (Øst Azeri) i Azeri-Chirag-Gunashli-feltet i Aserbajdsjan.

Internasjonalt deltok Statoil i 20 ferdigstilte lete- og avgrensingsbrønner i 2006. I 11 av disse ble det påvist nye eller bekreftet tidligere funn, mens evaluering av seks brønner pågikk ved årsskiftet. I 2005 ble 11 brønner ferdigstilt. Statoil har sikret ti nye letelisenser i 2006. Selskapet har trappet opp aktiviteten i Algerie med boring av selskapets første letebrønn på land i Hassi-Mouina blokken i Sahara-ørkenen. Selskapet åpnet i 2006 nye kontorer i Libya og Egypt.

Statoil har styrket sin posisjon i Mexicogolfen med oppkjøp av to dypvannsporteføljer fra henholdsvis Anadarko Petroleum Corporation og Plains Exploration & Production. Sammen med oppkjøpet av EnCanas portefølje og letesamarbeidet med ExxonMobil har Statoil etablert et nytt internasjonalt vekstområde. Ved å utnytte høy kompetanse innenfor leting, reservoarstyring og utbyggingsteknologi skal selskapet bygge en ny og sterk vekstplattform.

Styret legger vekt på en offensiv videreføring av internasjonal letevirksomhet og forretningsutvikling for å bidra til langsiktige verdiskaping og vekst.

### Rekordhøyt gassalg til høye priser

2006 ble et rekordår for gassvirksomheten. Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var 10,0 milliarder kroner, en økning på 70 prosent fra 2005. Økningen skyldes hovedsakelig høyere pris på naturgass, økte salgsvolumer og bidrag fra handel i det kortsiktige gassmarkedet.

Statoil solgte mer gass enn i noe tidligere år i 2006. Det totale gassalget fra norsk sokkel økte til 28,5 milliarder kubikkmeter i 2006 mot 27,3 milliarder kubikkmeter i 2005. Av det totale gassalget i 2006 var 25,3 milliarder kubikkmeter egen gass.

Oppstart av gassrørledningen Langeled sør mellom



#### Finn A. Hvistendahl (65)

I styret siden april 1999, leder av styrets revisjonskomité.

Yrke: Rådgiver, forretningsutvikling.

Utdanning og yrkesbakgrunn: Sivilingeniør fra NTH.

Har vært økonomidirektør (CFO) og administrerende direktør i Norsk Hydro og konsernsjef i Den norske Bank

Andre verv: Styreleder i Kredittilsynet.

Antall aksjer i Statoil: 2 947

Sleipner og mottaksanlegget i Easington i Sør-England i oktober 2006 økte selskapets kapasitet for behandling og transport av gass til det britiske markedet.

Styret er tilfreds med det amerikanske myndighetsorganet Federal Energy Regulatory Commissions (FERCs) godkjenning og operatørens oppstart av arbeidet med å utvide re-gassifiseringskapasiteten for flytende naturgass (LNG) ved mottaksterminalen Dominion Cove Point. Utvidelsen øker Statoils årlige forsyningskapasitet fra 2,4 til mer enn 10 milliarder kubikkmeter. Kapasitetsavtalen med energiselskapet Dominion om mottak av flytende naturgass (LNG) fra Snøhvit er en viktig brikke i gjennomføringen av Statoils strategi om å gjøre norsk gass til en global handelsvare.

### God drift innenfor foredling og markedsføring

Foredlings- og markedsføringvirksomheten skal skape størst mulig verdi fra selskapets samlede tilgang på råoljer, våtgass og raffinerte produkter. Integrasjon og aktiv utnyttelse av lønnsomme synergi- og vekstmuligheter skal bidra til økt verdiskaping.

Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var 7,0 milliarder kroner i 2006 mot 7,6 milliarder kroner i 2005. Reduksjonen skyldes i hovedsak bokføring av salget av Statoils andel i Borealis i 2005. Salget av bensinstasjonskjeden i Irland ga en regnskapsført gevinst på 0,6 milliarder kroner før skatt. Godt bidrag fra oljehandel, høy regularitet på anlegg i drift samt høye metanolpriser bidrar til et godt resultat.

Statoil fikk i 2006 tillatelse fra myndighetene til bygging av kraftvarmeverket Energiverk Mongstad. Samtidig inngikk selskapet en avtale med Olje- og energidepartementet om utvikling av løsninger for fremtidig CO<sub>2</sub>-fangst. Byggearbeidene for kraftvarmeverket på Mongstad kom i gang 16. januar 2007.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) ga ved inngangen til 2006 Statoil konsesjon til å bygge gasskraftverk på Tjeldbergodden. Statoil inngikk en avtale med Shell med sikte på å utvikle et prosjekt for etablering av en CO<sub>2</sub>-verdikjede for økt oljeutvinning fra Draugen og senere Heidrun. Prosjektet er teknologisk og økonomisk utfordrende og en respons på utfordringen knyttet til energiproduksjon og miljø.

Begge prosjektene representerer et krafttak for energi og miljø. Gode rammebetingelser og tett industrielt samarbeid er avgjørende for å lykkes.

### Anvendelse av førsteklasses teknologi og kompetanse

2006 har vært preget av høy aktivitet innen teknologi-, modifikasjons- og prosjektarbeid. Viktige og avanserte undervannsprosjekter, som for eksempel Tyrihans og undervannsseparasjon på Tordis-feltet, er under utvikling.

Forretningsområdet Teknologi og prosjekter er blant annet ansvarlig for å ferdigstille det krevende Snøhvit-prosjektet. Det har vært god fremdrift i 2006, og en viktig milepæl ble nådd da LNG til nedkjøling av lagertankene ankom Melkøya i desember.

Gassrørledningen Langeled Sør og mottaksanlegget i Easington i Sør-England ble levert i henhold til tidsplan og under kostnadsanslaget ved beslutning. Langeled blir med sine 1200 kilometer verdens lengste gassrørledning til havs med en transportkapasitet på rundt 20 milliarder kubikkmeter gass årlig.

Statoil kjøpte varer og tjenester for 67,7 milliarder kroner i 2006. Selskaper i Norge sto for 78 prosent av leveransene. Norske selskapers høye andel av leveransene viser at norsk industri har opprettholdt sin konkurransekraft. Statoil samarbeider godt med viktige

#### Grace Reksten Skaugen (53)

I styret siden juni 2002.

Yrke: Selvstendig næringsdrivende.

Utdanning og yrkesbakgrunn: Doktorgrad i laserfysikk fra Imperial College, London, MBA fra Handelshøyskolen BI. Direktør i Corporate Finance i Enskilda Securities, Oslo. 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 Investor AB og Atlas Copco AB.

Antall aksjer i Statoil: 0



leverandører og driver aktivt med rekruttering og kompetanseutvikling. Det er styrets oppfatning at selskapet jobber godt med å sikre kapasitet til å gjennomføre selskapets ambisiøse planer både på norsk sokkel og internasjonalt.

Leting og utvikling av nye funn stiller stadig større krav til teknologi og kompetanse, samtidig som det generelle kostnadspresset i industrien øker. Som et ledd i å styrke selskapets kompetanse på prosjektgjennomføring, ble det i 2006 inngått en samarbeidsavtale med University of California, Berkeley, om utdanning av ledere for store og kompliserte utbyggingsprosjekter. Styret legger stor vekt på en målbevisst satsing på utvikling og anvendelse av kunnskap og nye løsninger som bidrar til å videreutvikle Statoil til et globalt konkurransedyktig selskap.

### Konsernets økonomiske utvikling

Statoil hadde samlede driftsinntekter på 425,2 milliarder kroner i 2006, mot 387,4 milliarder kroner i 2005.

Statoilkonsernets resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var på 116,9 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 95,0 milliarder kroner året før.

Årets resultat ble 40,6 milliarder kroner, som var 9,9 milliarder kroner høyere enn året før. Det ble i 2006 oppnådd et resultat per aksje på 18,79 kroner, mot 14,19 kroner i 2005.

Kontantstrøm fra driften var 60,9 milliarder kroner i 2006, en økning fra 56,3 milliarder kroner i 2005. Hovedårsaken til økningen er høyere priser. Kontantstrøm benyttet til investeringer var 40,1 milliarder kroner i 2006, mot 37,7 milliarder året før.

Konsernets samlede rentebærende gjeld utgjorde

35,8 milliarder kroner ved utgangen av 2006, mot 34,1 milliarder kroner året før. Konsernets gjeldsgrad, definert som netto rentebærende gjeld i forhold til sysselsatt kapital, var på 16,8 prosent per 31. desember 2006, mot 15,1 prosent på samme tidspunkt i 2005.

Samlede bankinnskudd og andre likvide verdipapirer utgjorde 8,4 milliarder kroner ved utgangen av 2006 mot 13,9 milliarder kroner i 2005.

Statoil benytter avledede finansielle instrumenter, såkalte derivater, for å styre risiko som følge 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 markedseksposering 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 vesentlig finansiell risiko for Statoil-konsernet. Den samlede eksponeringen styres på porteføljnivå i samsvar med strategiene og fullmaktene i det konsernomfattende risikostyringsprogrammet og overvåkes av selskapets risikokomiteé. Selskapets renteeksponering er i hovedsak knyttet til konsernets gjeldsforpliktelser og forvaltningen av midlene i Statoil Forsikring AS og Statholding AS. Konsernet benytter hovedsakelig rente- og valutabytteavtaler for å styre rente- og valutaeksponeringen.



### Ingrid Wiik (62)

I styret siden juni 2005.

Utdanning og yrkesbakgrunn: Cand.pharm. fra Universitetet i Oslo, Mastergrad i Biofarmasi fra University of London, MBA fra Handelshøyskolen BI. Konsernsjef i Alparma Inc, New York. Ulike lederfunksjoner i Alparma, Apothekernes Laboratorium og Nygaard & Co (nå GE/Nycomed), Andre verv: Styremedlem i Alparma, Coloplast og Norske Skog.

Antall aksjer i Statoil: 500



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 2006 er utarbeidet under forutsetning av fortsatt drift. I henhold til norske regnskapsprinsipper ble årsresultatet for morselskapet Statoil ASA på 39,1 milliarder kroner. Regnskapet gir et rettviseende bilde av selskapets eierandeler, gjeld, finansielle stilling og resultat. Det har ikke inntruffet forhold etter regnskapsårets utgang som er av betydning ved bedømmelsen av selskapet og som ikke fremkommer av årsregnskapet med tilhørende noter.

2006 var preget av særlig gunstige markedsforhold og gode økonomiske resultater.

Styret legger til grunn at dette gir rom for et ekstraordinært engangsutbytte på 5,12 kroner per aksje. Med et ordinært utbytte på 4,00 kroner per aksje, vil styret derfor foreslå et samlet utbytte på 9,12 kroner per aksje for generalforsamlingen. Tilbakekjøp representerer 1,55 kroner per aksje for 2006. Samlet tilbakeføring til Statoils aksjonærer tilsvarer totalt 10,67 kroner per aksje.

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

Avsatt til utbytte	19 690
Avsatt til annen egenkapital	15 783
Avsatt til fond for vurderingsforskjeller	3 592
Sum disponert	<u>39 065</u>

Selskapets frie egenkapital etter disponeringer utgjør 77,1 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. I 2006 ble Statoils viktigste styringsprinsipper samlet i ett dokument basert på selskapets verdigrunnlag og etiske retningslinjer. Sammen med en tydelig definert ansvars- og rollefordeling mellom aksjonærene, styret og den daglige ledelsen, danner dette grunnlaget for et godt tillitsforhold mellom styret, ledelsen og de ansatte.

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 to endringer blant styreprerentantene i 2006. Fra 14. juni 2006 tiltrådte Marit Arnstad som nytt aksjonærvalgt styremedlem. Stein Bredal trådte ut av styret i mai 2006. Claus Clausen tiltrådte som ny representant for de ansatte 14. juni 2006.

I 2006 har det vært avholdt 17 møter i Statoils styre. Av saker som er viet særlig oppmerksomhet, finner styret grunn til å fremheve følgende:

- Arbeidet med helse, miljø og sikkerhet
- Beslutning om Energiverk Mongstad
- Løpende oppfølging av konsernets drift og økonomiske utvikling
- Strategier og planer for forretningsutvikling på norsk sokkel og internasjonalt
- Fremdrift og kostnadsutvikling på viktige utbyggingsprosjekter
- Endringer i selskapets belønningkonsept

### Marit Arnstad (44)

I styret siden juni 2006

Yrke: Rådgiver, Advokatfirmaet Schjødt.

Utdanning og yrkesbakgrunn: Cand.jur. Universitetet i Oslo. Olje- og energiminister 1997–2000. Stortingsrepresentant 1993–1997 og 2001–2005. Parlamentarisk leder for Senterpartiet 2003–2005. Førstekonsulent Miljøverndepartementet. Advokatfullmektig Wiersholm, Mellbye og Bech.

Andre verv: Styreleder ved Norges Teknisk Naturvitenskaplige Universitet (NTNU). Styremedlem i Aker Seafood ASA, COWI A/S og NTE Nett A/S.

Antall aksjer i Statoil: 0



- Forliket med SEC, DOJ og USAO i Horton-saken
- Behandling av sammenslåingen med Hydros olje- og gassaktiviteter

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 bidrar til å sikre og dokumentere kvaliteten i selskapets internkontroll tilknyttet finansiell rapportering. Styret er tilfreds med at det ikke er identifisert vesentlige kontrollsvakheter i selskapets internkontroll.

Styremedlemmene har en bred og variert erfarings- og kompetansebakgrunn som gir et godt grunnlag for styrets arbeid. Styret påbegynte en egenevaluering av sin arbeidsform med assistanse av eksterne ressurser sent på høsten 2006. Evalueringen vil bli avsluttet i 2007.

Ingen av styrets medlemmer har i 2006 vært delaktig i transaksjoner av en vesentlighetsgrad som har gjort det nødvendig med verdivurderinger av en uavhengig tredjepart.

Styrets revisjonskomité er en undergruppe av styret som skal støtte styret i saker som vedrører:

- kvaliteten regnskapsføring og finansiell rapportering
- valgt revisors kvalifikasjoner, uavhengighet, og arbeid
- selskapets interne revisjon og kontrollrutiner
- selskapets etterlevelse av myndighetskrav og egne etiske retningslinjer..

Komiteens medlemmer per 31. desember 2006 var Finn A. Hvistendahl (leder), Morten Svaan, Ingrid Wiik og Knut Åm. I tråd med amerikanske lovkrav har styret vurdert Finn A. Hvistendahl som regnskapsekspert slik U.S. Securities and Exchange Commission (SEC) definerer begrepet.

Revisjonskomiteen har i 2006 avholdt åtte møter, med særlig oppmerksomhet rundt:

- løpende regnskapsoppfølging
- fremdrift i implementeringen av SOX404
- kommunikasjon med valgt revisor
- 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 2006 var Jannik Lindbæk (leder), Grace R. Skaugen og Knut Åm. Komiteen har avholdt åtte møter i 2006.

### En sunn driftsfilosofi

Statoil arbeider målrettet mot ambisjonen om null skader på mennesker og miljø.

Ingen personer mistet livet under arbeid for Statoil i 2006. Alvorlig hendelsesfrekvens er forbedret fra 2,3 i 2005 til 2,1 i 2006, og har aldri vært lavere.

Styret registrerer med tilfredshet bedringen i antall alvorlige hendelser. Selskapet har jobbet systematisk gjennom flere år med å identifisere og redusere faren for fallende gjenstander, og arbeidet har resultert i en kraftig forbedring innen området i 2006.

Det er også grunn til å anta at konsernets systematiske arbeid for bedring av atferd og holdninger i hele organisasjonen er en medvirkende årsak. «Kollegaprogrammet for bedre sikkerhet» ble startet for tre år siden. Ved utgangen av 2006 har mer enn 30 000 personer, egne ansatte og leverandøransatte, startet gjennomføringen av kollegaprogrammet.



### Claus Clausen (52)

I styret siden juni 2006.

Representant for de ansatte.

Yrke: Prosessingeniør.

Utdanning og yrkesbakgrunn: Ingeniør fra Bergen Ingeniørhøgskole. Har hatt ulike stillinger innenfor prosessfaget siden 1997. Er i dag fagansvarlig for prosess i DRT Statfjord.

Andre verv: Nestleder i Norges ingeniørorganisasjon (NITO) i Statoil og NITOs bedriftsgruppe i Stavanger.

Sitter i UPN samarbeidsutvalg.

Antall aksjer i Statoil: 165

Sykefraværet gikk opp fra 3,5 prosent i 2005 til 3,9 prosent i 2006. Styret vil følge opp selskapets arbeid for å snu denne utviklingen.

### Miljøtiltak

Statoils virksomhet er innrettet etter prinsippet om null skade på miljøet. Dette gjelder både utslipp av klimagasser og utslipp av kjemikalier fra selskapets installasjoner. Styret legger stor vekt på å finne industrielle løsninger som ivaretar det ytre miljø og sikrer sameksistens mellom viktige næringer.

Statoil arbeider kontinuerlig for å redusere veksten i utslipp av klimagasser. Selskapet etablerte i 2006 en ordning for kjøp av kvoter for utslipp av CO<sub>2</sub> som oppveier utslipp fra reisevirksomhet og drift av klimaanlegg i selskapets lokaler.

Selskapet jobber innenfor fire hovedområder for å redusere virkningen driften har på klimaet: Energieffektivisering, utvikling av rene energibærere, kvotehandel av CO<sub>2</sub> og fangst og lagring av klimagasser.

Statoil er involvert i fem av verdens største CO<sub>2</sub> fangst- og lagringsprosjekter: Sleipner, Snøhvit, In Salah i Algerie, Halten CO<sub>2</sub>-prosjektet med Shell på Tjeldbergodden og Energiverk Mongstad. Styret legger til grunn at etablering av levedyktige CO<sub>2</sub>-verdikjeder på norsk sokkel forutsetter en klar industriell forankring og et betydelig økonomisk engasjement fra myndighetene.

### Mennesker, selskap og samfunn

Statoil arbeider målrettet for å utvikle en sunn prestasjonskultur forankret i klare verdier og etiske prinsipper. Selskapets styringssystem er forenklet og videreutviklet i 2006. Det skal forsterke verdier og ledelsesprinsipper, sikre etterlevelse av virksomhetskrav og øke kvaliteten på beslutninger og gjennomføring. Det arbeides

systematisk med dette i alle deler av organisasjonen.

Statoil er en kompetansebedrift der 55 prosent av de ansatte har høyskole- eller universitetsutdanning, og 25 prosent av de ansatte har fagbrev.

Statoil ser en egenverdi i en variert medarbeiderstab med hensyn til kjønn, alder og kulturell bakgrunn. I morselskapet er mer enn 27 prosent av de ansatte kvinner, og likestillingsarbeidet er en prioritert oppgave for selskapet. I dag er 26 prosent av Statoilkonsernets ledere kvinner, noe som er en økning 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.

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

Statoils virksomhet er basert på et tydelig og felles verdigrunnlag og klare etiske prinsipper. I 2006 har selskapet videreutviklet retningslinjer og strategier for å bidra til en bærekraftig utvikling. Dette er avgjørende for at selskapets medarbeidere forstår og håndterer risikoer i de landene vi opererer.

For tredje år på rad ble Statoil i 2006 rangert som beste selskap i olje- og gass-sektoren på Dow Jones bærekraftindeks. Det er styrets overbevisning at gode resultater fra flere resultatdimensjoner over tid vil bidra til å sikre nye tilgang til nye ressurser og langsiktig avkastning.

### Konsernets videreutvikling

Statoil har i 2006 levert det beste resultatet noensinne. Selskapet har en sterk finansiell og industriell posisjon som gir grunnlag for handlefrihet og vekst. Det er styrets mål at Statoils eiere skal sikres best mulig avkastning på sine eierandeler i selskapet.

#### Lill-Heidi Bakkerud (43)

I styret siden juni 2004. Tidligere i perioden 1998 til 2002. Representant for de ansatte.

Yrke: Prosessingenjører.

Utdanning og yrkesbakgrunn: Fagarbeider prosess/kjemi med praksis fra petrokjemisk industri og olje- og gassproduksjon.

Andre verv: Heltids tillitsvalgt, leder av Industri Energi (IE) i Statoil. Styremedlem i Industri Energi og medlem i Landsorganisasjonens representantskap.

Antall aksjer i Statoil: 165





Den anbefalte fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet er en naturlig konsekvens av Statoils vekststrategi. Det er styrets oppfatning at et fusjonert selskap vil få flere vekstmuligheter og sikre langsiktig verdiskaping.

Selskapet opererer i krevende industrielle omgivelser. Konkurransen om reservene øker, og industrien opplever et kapasitets- og kostnadspress. Rammebetingelsene er betydelig endret siden selskapet i 2004 etablerte mål for 2007. Statoil nedjusterte i 2006 produksjonsmålet for 2007 fra 1,4 til 1,3 millioner fat o. e. En viktig årsak til nedjusteringen er endrede forutsetninger for normalisering. Målet er fortsatt svært krevende. Det er mer sannsynlig at produksjonen for året blir lavere enn høyere enn målsetningen. Selskapet

har gått bort fra det normaliserte avkastningsmålet på 13 prosent i 2007 da relevansen av målet er vesentlig redusert med høyere oljepriser. Ved rapportering av produksjon og enhetskostnader i 2007, vil det bli opplyst om hvordan oljeprisene har påvirket adgangen til å bokføre produksjon og reserver fra felt underlagt produksjonsdelingsavtaler.

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 organisk vekst. Leteaktiviteten er trappet betydelig opp både på norsk sokkel og internasjonalt. Oppkjøp og fusjoner vil bli vurdert såfremt de understøtter selskapets strategi og skaper langsiktig merverdi for selskapets aksjonærer.

Stavanger, 13. mars 2007

I STYRET FOR STATOIL ASA

  
JANNIK LINDBÆK  
STYRELEDER

  
MARIT ARNSTAD

  
LILL-HEIDI BAKKERUD

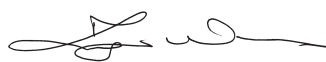
  
CLAUS CLAUSEN

  
MORTEN SVAAN

  
KACI KULLMANN FIVE

  
FINN A. HVISTENDAHL

  
GRACE REKSTEN SKAUGEN

  
INGRID WIIK

  
KNUT ÅM

  
HELGE LUND  
KONSERNSJEF



#### Morten Svaan (50)

I styret siden juni 2004 og gjenvalgt i juni 2006.

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.

Antall aksjer i Statoil: 512

# Konsernledelsen



## **Helge Lund (44)** **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. Hadde sentrale lederstillinger i Aker RGI-systemet fra 1999. Har vært politisk rådgiver for Høyres stortingsgruppe, konsulent i McKinsey & Co og viseadministrerende direktør for Nycomed Pharma AS. Verv: Ingen eksterne verv. Antall aksjer i Statoil: 4 583



## **Terje Overvik (55)** **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. Verv: Styreformann i Institutt for energiteknikk. Antall aksjer i Statoil: 1 924



## **Peter Mellbye (57)** **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: 3 538



## **Rune Bjørnson (48)** **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. Var i perioden 2001–2003 direktør i Statoil UK.

Verv: Ingen eksterne verv.

Antall aksjer i Statoil: 724



## **Jon Arnt Jacobsen (49)** **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 fra 1998 til 2004. Har vært banksjef og leder for DnBs avdeling i Singapore.

Verv: Ingen eksterne verv.

Antall aksjer i Statoil: 2 344



**Margareth Øvrum (48)**  
**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: 3 311



**Nina Udnes Tronstad (48)**  
**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 Eitzen Maritime Services ASA

Antall aksjer i Statoil: 1 237



**Eldar Sætre (51)**  
**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: Styremedlem i Strømberg Gruppen AS

Antall aksjer i Statoil: 1 836



**Jens R. Jenssen (53)**  
**Konserndirektør, Personal og organisasjon**

I konsernledelsen siden oktober 2004.

Utdanning og yrkesbakgrunn: Cand.psychol. 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 (46)**  
**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 eksterne kommunikasjon i Telenor og daglig leder av konsultentselskapet JKL AS (kommunikasjon).

Verv: Ingen eksterne verv. Antall aksjer i Statoil: 1 853



# Eierstyring og selskapsledelse

Tillitsforholdet mellom selskapets eiere, ledelsen og de ansatte er avgjørende for Statoils langsiktige verdiskaping. Våre verdier og etiske retningslinjer, sammen med en tydelig definert ansvars- og rollefordeling mellom aksjonærene, styret og den daglige ledelsen, danner grunnlaget for dette tillitsforholdet.

Statoils eierstyring og selskapsledelse (Corporate Governance) er tuftet på selskapets verdigrunnlag og etiske retningslinjer. I 2006 er Statoils viktigste styringsprinsipper samlet i en publikasjon vi har kalt Statoilboken. Publikasjonen gir en samlet og lett tilgjengelig oversikt over hvilke verdier, prinsipper og krav som ligger til grunn for selskapets virksomhet. Statoilboken er nærmere omtalt i kapittelet om verdier og styringsprinsipper i bærekraftrapporten.

## Redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse

Statoil etterlever den norske anbefalingen for eierstyring og selskapsledelse (revidert november 2006). I dette kapittelet redegjør selskapets styre for hvert av punktene i anbefalingen<sup>1</sup>.

I tillegg til å være notert på Oslo Børs er Statoil notert på New York Stock Exchange, og derfor underlagt krav som er hjemlet i amerikansk børsreglement. Prinsippene for styrets sammensetning og bedriftsfor-samlingens rolle i styringsstrukturen i norske børsnoterte selskap skiller seg noe ut fra andre lands praksis. Vi

søker derfor å gi en noe mer omfattende redegjørelse for disse forhold og beskrive hvordan Statoil har innrettet seg i forhold til internasjonale prinsipper for god eierstyring og selskapsledelse utover hva som følger av de norske retningslinjene.

## Virksomhet

Statoils formål er definert i selskapets vedtekter, og mål og strategier er beskrevet for hvert forretningsområde. På grunn av den pågående fusjonsprosessen mellom Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet er omtalen av strategier i denne årsrapporten noe begrenset. Strategien for det nye selskapet skal utarbeides av ledelsen i det nye selskapet og vil bli presentert for markedet så snart fusjonsprosessen er ferdig.

## Selskapskapital og utbytte

### Egenkapital

Konsernets egenkapital per 31. desember 2006 var på 122,2 milliarder kroner, som utgjorde 38,7 prosent av totalkapitalen.

Styret anser dette som tilfredsstillende, gitt selskapets behov for soliditet i forhold til uttalte mål, strategi og risikoprofil.

I 2006 ble selskapets aksjekapital endret etter at generalforsamlingen besluttet å slette 23 441 885 egne aksjer som Statoil har beholdt siden børsnoteringen<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> «Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse» kan lastes ned fra <http://www.nues.no/> eller fra Statoils nettsider <http://www.statoil.com/cg>

<sup>2</sup> Ved børsnotering i 2001 ble Statoil tilført 25 000 000 egne aksjer med det formål å tildele bonusaksjer til investorer i selskapets børsnotering som oppfylte fastsatte vilkår for dette. Etter tildeling av bonusaksjer i løpet av 2002 satt Statoil igjen med 23 441 885 egne aksjer som Statoil har beholdt siden. Aksjene kunne ikke benyttes til andre formål uten generalforsamlingens samtykke. På selskapets generalforsamling i 2006 ble det besluttet å foreta en kapitalnedsettelse i form av sletting av disse aksjene. Som følger ble selskapets aksjekapital redusert med NOK 58 604 712,50 fra NOK 5 473 964 000 til NOK 5 415 359 287,50.

Slettingen ble foretatt i overensstemmelse med norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse. Som følge av slettingen ble vedtektenes § 3 ordlyd som følger:

«Selskapets aksjekapital er kr 5 415 359 287,50 fordelt på 2 166 143 715 aksjer à kr 2,50.»

### Tilbakekjøpsprogram

Statoils generalforsamling vedtok i 2006 et tilbakekjøpsprogram som en integrert del av selskapets utbyttepolitikk. Hensikten med å introdusere tilbakekjøpsprogrammet har vært å gi styret i Statoil mulighet til å utnytte de mekanismer som allmennaksjeloven gir anledning til når det gjelder distribusjon av kapital til selskapets aksjonærer. Tilbakekjøp av egne aksjer er også et viktig virkemiddel for løpende å kunne tilpasse selskapet til en hensiktsmessig kapitalstruktur.

Styret i Statoil fikk på ordinær generalforsamling 10. mai 2006 fullmakt til å kjøpe inntil 50 millioner egne aksjer i markedet til aksjekurser mellom 50 og 500 kroner. Egne aksjer ervervet i henhold til denne fullmakten skal bare kunne disponeres til sletting gjennom kapitalnedsettelse. Fullmakten er gyldig til neste ordinære generalforsamling.

Samtidig har Statoil og den norske stat, ved Olje- og energidepartementet, inngått en avtale som regulerer innløsning og sletting av en proporsjonal andel av statens aksjer, slik at statens eierandel forblir uendret. Ved innløsning av aksjene skal Statoil betale en pris til staten for hver aksje som tilsvarer volumveid gjennomsnitt av de kurser som Statoil har betalt for aksjer kjøpt i markedet, pluss en rentekompensasjon på NIBOR + 1 prosentpoeng, beregnet fra tidspunktet for de enkelte tilbakekjøp.

### 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 utbyttet.

I forbindelse med introduksjon av tilbakekjøpsprogrammet ble Statoils utbyttepolitikk revidert. Det lyder som følger: «Statoils ambisjon er å utbetale et økende ordinært kontantutbytte målt i NOK per aksje. Statoil har videre til hensikt å distribuere til sine aksjonærer, gjennom kontantutbytte og tilbakekjøp av egne aksjer, et beløp i størrelsesorden 45–50 prosent av konsernets årsoverskudd i henhold til USGAAP. I det enkelte år kan imidlertid summen av kontantutbytte og tilbakekjøp utgjøre en høyere eller lavere andel av årsoverskuddet enn 45–50 prosent, avhengig av selskapets vurdering av forventet kontantstrømutvikling, investeringsplaner, finansieringsbehov og hensiktsmessig finansiell fleksibilitet.»

Ved utgangen av 2006 har Statoil til sammen kjøpt tilbake 5 867 000 aksjer under tilbakekjøpsprogrammet, noe som tilsvarer 11,7 prosent av den gjeldende fullmakten. I tillegg vil tilsvarende andel på 14 291 848 aksjer bli innløst fra den norske stat.

Som en konsekvens av integrasjonsavtalen mellom Norsk Hydro ASA og Statoil ASA vil selskapet ikke foreta flere tilbakekjøp inntil det nye selskapet er etablert.

### Kjøp av egne aksjer til anvendelse i aksjespareprogrammet

Styret i Statoil fikk på ordinær generalforsamling 10. mai 2006 fornyet fullmakt til å erverve aksjer for gjennomføring av aksjespareprogram for egne ansatte. Fullmakten kan benyttes til å erverve egne aksjer med en samlet pålydende verdi på inntil 10 millioner norske kroner. Aksjer ervervet i henhold til denne fullmakten kan kun benyttes til salg og overdragelse til ansatte i Statoil-konsernet som ledd i konsernets aksjespareprogram godkjent av styret.

Ved utgangen av 2006 eier Statoil 1 240 768 aksjer som er reservert til aksjespareprogrammet.

### Styrende organ i Statoil



# Vedtekter for Statoil ASA

Gjeldende fra 31. juli 2006

- § 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 5 415 359 287,50 fordelt på 2 166 143 715 aksjer à kr 2,50.
- § 4 Selskapets styre skal ha minst 5 og inntil 11 medlemmer. Styrets medlemmer, herunder leder og nestleder, velges av bedriftsforsamlingen. For ansatterepresentantene kan velges 5 varamedlemmer som skal innkalles i den rekkefølge de er valgt. For de øvrige styremedlemmer kan velges 2 varamedlemmer, et første og et annet varamedlem. Funksjonstiden for styrets medlemmer er normalt 2 år.
- § 5 Selskapets firma tegnes av 2 styremedlemmer i fellesskap. Styret kan meddele prokura.
- § 6 Styret ansetter selskapets administrerende direktør og fastsetter dennes lønn.
- § 7 Selskapet skal ha en bedriftsforsamling på 12 medlemmer. Medlemmer og varamedlemmer velges for 2 år om gangen. 8 medlemmer og 3 varamedlemmer for disse velges av generalforsamlingen. 4 medlemmer og varamedlemmer for disse velges av og blant selskapets ansatte etter forskrifter i medhold av allmennaksjelovens bestemmelser om de ansattes rett til representasjon i aksjeselskapers styre og bedriftsforsamling.
- Bedriftsforsamlingen velger en leder og en nestleder blant sine medlemmer.
- Bedriftsforsamlingen møtes minst 2 ganger om året.
- § 8 Ordinær generalforsamling holdes hvert år innen utgangen av juni måned. Generalforsamlingen holdes i Stavanger eller Oslo.
- § 9 I den ordinære generalforsamling skal følgende spørsmål behandles og avgjøres:
- Godkjenning av resultatregnskap og balanse.
- Anvendelse av årsoverskudd eller dekning av underskudd i henhold til den fastsatte balanse, og om utdeling av utbytte.
- Godkjenning av konsernresultatregnskap og konsernbalanse.
- Andre saker som etter lov eller vedtekter hører under generalforsamlingen.
- § 10 Selskapet skal forestå avsetningen av statens petroleum som produseres fra statens deltakerandeler i utvinningstillatelser på norsk kontinentalsokkel (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 Valgkomiteens oppgaver er å avgi innstilling til generalforsamlingen om valg av og honorar til aksjonærvalgte medlemmer og varamedlemmer til bedriftsforsamlingen, og å avgi innstilling til bedriftsforsamlingen om valg av og honorar til aksjonærvalgte medlemmer og varamedlemmer til styret. Styrets leder og konsernsjef skal, uten å ha stemmerett, innkalles til minst ett møte i valgkomiteen før den avgir sin endelige innstilling.
- Valgkomiteen består av fire medlemmer som skal være aksjeeiere eller representanter for aksjeeiere og som skal være uavhengige av styret og den daglige ledelse. Valgkomiteens medlemmer, herunder dens leder, velges av generalforsamlingen. Valgkomiteens leder og ett annet medlem skal velges blant bedriftsforsamlingens aksjonærvalgte medlemmer. Valgkomiteens medlemmer velges for to år av gangen. Generalforsamlingen fastsetter godtgjørelse til valgkomiteens medlemmer. Valgkomiteens kostnader bæres av selskapet.
- Etter forslag fra styrets aksjonærvalgte medlemmer kan bedriftsforsamlingens aksjonærvalgte medlemmer vedta instruks for valgkomiteen.
- § 12 Allmennaksjelovens bestemmelser gjelder supplerende til disse vedtekter.

Vedtatt i ordinær generalforsamling 10. mai 2006.



## Likebehandling av aksjeeiere og transaksjoner med nærstående

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

Tilbakekjøp av egne aksjer til etterfølgende sletting eller som benyttes i 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.

### Den norske stat som majoritets Eier

Den norske stat er største aksjonær i Statoil med 70,9 prosent eierandel. Eierandelen forvaltes av Olje- og energidepartementet.

Den norske stat stiller seg bak prinsippene i «Norsk Anbefaling for Eierstyring og Selskapsledelse» og har uttrykt en forventning om at selskapene hvor staten har en eierinteresse følger anbefalingen.

Statens egne prinsipper for eierstyring og selskapsledelse retter seg mot forvaltningen av statens eierinteresser i selskaper hvor de er aksjonær. Prinsippene er presentert i Statens eierberetning (sist publisert i juni 2006) og på nettstedet: <http://www.eierberetningen.nhd.no/>

Prinsippene om å sikre likeverdighet mellom ulike aksjonærgruppers rettigheter står sentralt i statens egne retningslinjer. I selskaper der staten er aksjonær sammen med andre, ønsker staten å opptre med samme rettigheter og plikter som enhver annen aksjonær, og

ikke opptre slik at andre aksjonærers rettigheter eller økonomiske interesser påvirkes negativt. I tillegg til prinsippet om likebehandling av aksjonærer legges det også vekt på åpenhet knyttet til statens eierskap og at generalforsamlingen skal benyttes som beslutningsarena.

Annen kontakt mellom staten som eier og ledelsen av selskapene foregår på linje med hva som gjelder for andre institusjonelle investorer. Representanter for Olje- og energidepartementet blir invitert til Statoils resultatfremleggelse og selskapspresentasjoner sammen med øvrige investorer og analytikere. Kontakten mellom representantene som forvalter statens eierpost i Statoil og selskapets representanter er basert på informasjonen som er tilgjengelig for alle aksjonærer.

Staten har ingen egne styremedlemmer i Statoil, men forutsetter at alle styrets medlemmer skal søke å ivareta selskapets og aksjonærenes felles interesser.

### Avsetning av statens olje og gass

I henhold til selskapets vedtekter er det Statoils oppgave å avsette statens olje og naturgass sammen med selskapets 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 Statoil i sin 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.

For mer informasjon om forholdet mellom Statoil og den norske stat henvises det til vår amerikanske

## Statens prinsipper for god eierstyring og selskapsledelse

- Aksjonærer skal likebehandles.
- Det skal være åpenhet knyttet til statens eierskap i selskapene.
- Eierbeslutninger og vedtak skal foregå på generalforsamlingen.
- Staten vil, eventuelt sammen med andre eiere, sette resultatmål for selskapene. Styret er ansvarlig for realiseringen av målene.
- Kapitalstrukturen i selskapet skal være tilpasset formålet med eierskapet og selskapets situasjon.
- Styresammensetningen skal være kjennetegnet av kompetanse, kapasitet og mangfold ut fra det enkelte selskapets egenart.
- Lønns- og insentivordninger bør utformes slik at de fremmer verdiskapningen i selskapene og fremstår som rimelige.
- Styret skal ivareta en uavhengig kontrollfunksjon overfor selskapets ledelse på vegne av eierne.
- Styret bør ha en plan for eget arbeid og arbeide aktivt med egen kompetanseutvikling. Styrets virksomhet skal evalueres.
- Selskapet skal være bevisst sitt samfunnsansvar.

årsrapport på form 20-F Item 7: Major shareholders and related party transactions.

### Fri omsettelighet

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

I etterfølgende kapittel «Statoilaksjen» gis en oversikt over Statoilaksjens utvikling gjennom året 2006.

### Generalforsamling

Generalforsamlingen er selskapets øverste organ. Statoils vedtekter og norsk allmennaksjelov fastsetter rammene for generalforsamlingens rolle og mandat.

I henhold til selskapets vedtekter skal ordinær generalforsamling 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 publiseres på Statoils nettsider sammen med årsrapporten innen utgangen av mars, og sendes aksjonærene per post i midten av april. Dokumentasjon fra avholdte generalforsamlinger finnes på nettstedet <http://www.statoil.com/agm>

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 fremmøte. Statoil tilbyr derfor sine aksjonærer å følge generalforsamlingen via webcast. Generalforsamlingen avholdes på norsk og blir oversatt simultant 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 én måned etter at kravet er fremsatt.

I forbindelse med fusjonsprosessen mellom Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet vil det bli innkalt til ekstraordinær generalforsamling. Aksjonærene i begge selskaper vil motta invitasjon med 30 dagers varsel.

### Valgkomité

Selskapets valgkomité er sammensatt og valgt i henhold til Statoils vedtekter. Komiteen er uavhengig av både styret og den daglige ledelsen 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.

I samsvar med den norske anbefaling for god eierstyring og selskapsledelse vedtok Statoils generalforsamling den 10. mai 2006 å endre vedtektenes § 11 slik at

## Bedriftsforsamlingen under norsk lov

I henhold til norsk allmennaksjelov skal selskaper med mer enn 200 ansatte velge en bedriftsforsamling bestående av minst 12 medlemmer. To tredeler skal velges av generalforsamlingen og én tredel skal velges av de ansatte.

Bedriftsforsamlingen mottar forslag til kandidater fra valgkomiteen og står ansvarlig for å velge medlemmer til styret og styrets leder. Videre skal bedriftsforsamlingen føre tilsyn med styrets og daglig leders forvaltning av selskapet.

Bedriftsforsamlingens oppgaver er definert i Allmennaksjelovens § 6–37.

alle medlemmene i selskapets valgkomité nå velges direkte av selskapets generalforsamling. Tidligere praksis var at ett medlem ble valgt av og blant bedriftsforsamlingens aksjonærvalgte medlemmer, samt at bedriftsforsamlingens leder inngikk som fast medlem og leder av valgkomiteen.

Medlemmene av Statoils valgkomité velges for to år av gangen. Generalforsamlingen fastsetter godtgjørelse til valgkomiteen. På generalforsamlingen 10. mai 2006 ble det vedtatt en godtgjørelse til komiteens medlemmer på 4000 kroner per møte.

Valgkomiteens forslag til kandidater til bedriftsforsamlingen sendes aksjonærene sammen med innkallingen til den aktuelle generalforsamlingen hvor valg skal foretas.

I henhold til instruksen skal valgkomiteens innstillinger begrunnes, og den skal 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.

I 2006 møttes valgkomiteen 11 ganger.

#### Valgkomiteens medlemmer:

Navn:	Stilling:
Anne Kathrine Slungård (leder)	Markedsdirektør i Entra Eiendom
Erlend Grimstad	Konserndirektør i Umoe AS
Svein Arild Andersen	Frittstående konsulent og rådgiver, tidligere direktør ved Oslo Børs
Bjørn Ståle Haavik	Ekspedisjonssjef, Olje- og energi-departementet

Valgkomiteens instruks og skjema for kandidatfor-slag er tilgjengelig via Statoils nettsider (<http://www.statoil.com/cg>)

#### Bedriftsforsamling og styre

I henhold til norsk allmennaksjelov skal selskaper med mer enn 200 ansatte velge en bedriftsforsamling (se egen faktaboks). Medlemmer til bedriftsforsamlingen velges for en periode på to år. Medlemmer av styret og daglig leder kan ikke være medlemmer 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 (se også egen tekstboks).

I 2006 møttes bedriftsforsamlingen fire ganger.

#### Sammensetning og uavhengighet

Valgkomiteen er ansvarlig for at kandidatene som fremmes for 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.

Kvinneandelen i Statoils styre har i 2006 økt fra 44 til 50 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 tre ansatte-representantene i Statoils styre har ledende stilling i selskapet.

#### Bedriftsforsamlingen, 2006

Navn	Stilling
Anne Kathrine Slungård (leder)	Markedsdirektør Entra Eiendom
Erlend Grimstad (nestleder)	Konserndirektør i Umoe AS
Kjell Bjørndalen	Forbundsleder i Fellesforbundet
Kirsti Høegh Bjørneset	Advokat
Anne Britt Norø	cand.jur
Greger Mannsverk	Adm. dir. Kimek
Ingvald Strømmen	Professor Energi og prosesssteknikk, NTNU
Inger Østensjø	Dekanus Fakultetet for ingeniørvitenskap og tekn. NTNU
	Rådmann, Stavanger kommune

#### Ansattes representanter:

Anne Synnøve Hebnes	Leder, Teknologi og prosjekter
Per Helge Ødegård	Senior prosessstekniker, Undersøkelse og produksjon Norge
Arvid Færaas	Tillitsvalgt, Naturgass
Einar Arne Iversen	Tillitsvalgt, Konserntjenester



Heller ingen av de aksjonærvalgte medlemmene har nå eller tidligere hatt ledende stilling i selskapet, og de anses som uavhengige både i henhold til norsk og amerikansk definisjon.

### Styrets arbeid

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

Styrets arbeid baseres på instruks som beskriver styrets ansvar, oppgaver og saksbehandling. Instruksene beskriver også konsernsjefens arbeidsoppgaver og plikter overfor styret.

Vi viser til Styrets årsberetning side 40–49 for omtale av viktige hendelser og tema som er behandlet av styret i 2006.

Statoils styre har to underkomiteer som fungerer som saksforberedende organ.

Styreinstruksene samt instruks for styrets revisjons- og kompensasjonskomité kan lastes ned fra Statoils nettsider <http://www.statoil.com/cg>. Nettsidene gir også en mer detaljert beskrivelse av hvilke oppgaver som påligger de ulike styrende organ i selskapet. I tillegg henvises det til vår amerikanske årsrapport på form 20F, som gir en mer omfattende beskrivelse av underkomiteenes oppgaver.

### Styrets revisjonskomité

Revisjonskomiteens rolle er å bistå i utøvelsen av styrets styrings- og kontrollansvar og sikre at konsernet har et uavhengig og effektivt eksternt og internt revisjonssystem. En av revisjonskomiteens oppgaver er å holde løpende kontakt med Statoils valgte revisor vedrørende revisjonen av selskapets regnskaper. Komiteen har også tilsyn med implementering og etterlevelse av konsernets etiske retningslinjer.

Revisjonskomiteen vurderer og gir sin innstilling til valg av ekstern revisor, og den 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.

Styret har vurdert at Finn A. Hvistendahl oppfyller kravene som regnskapsekspert slik de er definert av amerikansk lovgivning.

### Styrets kompensasjonskomité

Kompensasjonskomiteens rolle er å bistå styret i arbeidet med ansettelsesvilkårene for konsernsjefen, samt filosofi, prinsipper og strategi for belønning av sentrale ledere i Statoil.

### Risikostyring og intern kontroll

Statoils overordnede retningslinjer for risikostyring er beskrevet i Statoilboken. Styret og selskapets ledelse er sterkt opptatt av kvaliteten på kontrollfunksjonene, og dette er reflektert i Statoils styringssystemer.

### Risikostyring

For å håndtere de ulike markedsrisikoene har Statoil utviklet en omfattende modell som anvendes for å optimalisere risikoeksponering og avkastning.

Risikostyringen i Statoil deles inn i tre kategorier:

- Risiko som kan dekkes inn gjennom forsikring og som styres av Statoils eget forsikringsselskap.
- Taktiske risikoer definert som kortsiktig handelsrisiko basert på underliggende eksponering og som styres av linjeledelsen.
- Strategiske risikoer som er langsiktige, grunnleggende risikoer og som overvåkes av selskapets konsernriskokomité. Komiteen gir råd og anbefalinger til konsernledelsen.

Siden 1999 har Statoil hatt en egen konsernriskokomité som ledes av konserndirektør for økonomi og finans. Komiteen møtes én gang i måneden for å evaluere

### Styrets møtedeltakelse, 2006

Navn	Medlem siden	Møte deltakelse 2006 (av mulige)	Medlem i revisjonskomiteen siden	Møtedeltakelse, revisjonskomiteen	Medlem i kompensasjonskomiteen siden	Møtedeltakelse, Kompensasjonskomiteen
Jannik Lindbæk (leder)	nov. 2003	17 (17)			jan. 2005	8 (8)
Kaci Kullmann Five	aug. 2002	17 (17)				
Knut Åm	apr. 1999	17 (17)	okt. 2005	8 (8)	jan. 2005	8 (8)
Finn A. Hvistendahl	apr. 1999	17 (17)	jun. 2003	7 (8)		
Ingrid Wiik	jun. 2005	15 (17)	okt. 2005	8 (8)		
Grace Reksten Skaugen	jun. 2002	17 (17)			jan. 2005	8 (8)
Marit Arnstad	jun. 2006	9 (11)				
Ansattes representanter						
Morten Svaan	jun. 2004	17 (17)	sep. 2004	8 (8)		
Lill-Heidi Bakkerud	jun. 2004	17 (17)				
Claus Clausen	jun. 2006	10 (11)				

og fastsette selskapets strategier for risikostyring. Det vises til ledelsens finansielle analyse, side 64, for en mer utførlig beskrivelse av selskapets risikostyring.

### Internkontroll

Statoil bruker Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission's (COSO) rammeverk i arbeidet med internkontroll knyttet til finansiell rapportering. I henhold til dette rammeverket består internkontrollen av fem innbyrdes sammenhengende komponenter: Kontrollmiljø, risikovurdering, kontrollaktiviteter, informasjon og kommunikasjon samt oppfølging.

Det ligger en formalisert prosess for risikovurdering-er til grunn for de kontrollaktiviteter som er etablert i tilknytning til finansiell rapportering. Risikovurderingene blir gjort med fokus på risiko for vesentlige feil i finansiell rapportering og risiko for mislighold. Kontrollaktivitetene er nedfelt i styrende dokumentasjon. Ansvarsforholdene som er relatert til intern kontroll knyttet til finansiell rapportering er klart definert og kommunisert til relevant personell både på ledelsesnivå og på operatørnivå.

Oppfølging av intern kontroll knyttet til finansiell rapportering skjer gjennom ledelsens daglige oppfølging, gjennom prosesseiernes oppfølging og gjennom konsernrevisjonens uavhengige testing. Avvik blir fulgt opp systematisk, og korrigerende tiltak blir iverksatt. Statoil holder på å implementere systemstøtte for alle ledelsesnivåer i forhold til deres løpende oppfølging av internkontrollen. Dette skjer i samme system som ledelsen har annen relevant styringsinformasjon. Konsernrevisjonen har etablert en egen avdeling som står ansvarlig for testing av internkontrollen knyttet til finansiell rapportering.

Styrets revisjonskomité og konsernledelsen følger opp internkontrollen knyttet til finansiell rapportering via kvartalsvis rapportering fra konsernrevisjonen, og

ved annen rapportering etter behov. I styrets revisjonskomité møter konserndirektør for økonomi og finans, konsernrevisjonssjefen og representanter fra ekstern revisor fast. (se også eget avsnitt om the Sarbanes-Oxley Act)

### Godtgjørelser

#### Godtgjørelse til Bedriftsforsamling og valgkomité

Medlemmer av Bedriftsforsamlingen mottar godtgjørelse i henhold til den enkeltes rolle. Godtgjørelse er ikke resultatavhengig, og ingen aksjonærvalgte medlemmer har pensjonsordning eller avtale om etterlønn fra selskapet.

Leder av bedriftsforsamlingen mottok i 2006 en godtgjørelse på 85 000 kroner, nestleder mottok 45 000, mens øvrige medlemmer fikk en godtgjørelse på 30 000 kroner hver. I tillegg ble det utbetalt 25 000 totalt til varamedlemmene (5 000 per møte) og 30 000 til hver av de to obseratørene. Det er i 2006 til sammen utbetalt 515 000 kroner i honorar til bedriftsforsamlingens medlemmer.

Valgkomité for aksjonærvalgte styremedlemmer fikk totalt utbetalt 172 000 kroner i honorar i 2006.

#### Godtgjørelse til styret

Medlemmer av styret mottar godtgjørelse i henhold til den enkeltes rolle. Styremedlemmenes godtgjørelse er ikke resultatavhengig, og ingen aksjonærvalgte styremedlemmer har pensjonsordning eller avtale om etterlønn fra selskapet.

I 2006 mottok styrets medlemmer kompensasjon etter følgende satser:

Styreleder:	450 000,-
Nestleder i styret:	280 000,-
Styremedlem:	225 000,-
Leder av revisjonskomiteen:	75 000,-
Medlem av revisjonskomiteen:	50 000,-

«The Sarbanes-Oxley Act» er en amerikansk lov som pålegger selskaper som er notert på amerikanske børser å verifisere sine interne kontrollrutiner knyttet til finansiell rapportering. Lovens intensjon er å styrke tilliten blant aksjonærene og andre interessegrupper ved at de mottar dokumentasjon på at interne regler følges og at selskapsrisiko håndteres på en forsvarlig måte.

I henhold til «the Sarbanes-Oxley Act», § 404, skal Statoils ledelse, representert ved konsernsjef og finansdirektør, avgi en årlig bekreftelse på Statoils internkontroll knyttet til finansiell rapportering. Selskapets eksterne revisor gir tilsvarende bekreftelse.

Denne beretningen avgis for første gang per 31. desember 2006. Også ekstern revisors beretning i henhold til «the Sarbanes-Oxley Act» § 404 inngår i Statoils rapportering for 2006. Se Item 15, amerikansk årsrapport på form 20F.

Det ble i 2006 totalt utbetalt 2 525 000 kroner i styrehonorar og kompensasjon til revisjonskomiteen, se note i norsk konsernregnskap.

Medlemmer av styrets kompensasjonskomité mottok i 2006 ikke noe særskilt vederlag.

### Statoils belønningskonsept

Statoils lønnspolitikk er forankret i selskapets personalpolitikk. Det er etablert hovedprinsipper for utforming av belønningskonsept i selskapet. Disse prinsippene gjelder generelt, men vil ha ulik anvendelse for de forskjellige belønningssystem og stillingskategorier.

Belønningskonseptet skal:

- Sikre at helheten blir ivaretatt gjennom løsninger som er integrert med Statoils verdi- og prestasjonsorienterte rammeverk.
- Være konkurransedyktig i arbeidsmarkedet uten å framstå som lønnsledende samlet sett.
- Belønne og anerkjenne både leveranse og atferd.
- Sikre en sterk kobling mellom prestasjon og belønning.
- Differensiere basert på ansvar og påvirkning.
- Belønne både kort- og langsiktige resultater.
- Styrke interessefellesskapet mellom ansatte, selskapet og dets eiere.
- Være transparente og i samsvar med god eierstyring og selskapsledelse.

### Beslutningsprosessen

Beslutningsprosessen for etablering og endring av belønningskonsepter og fastsettelse av lederlønn følger bestemmelsene i Allmennaksjeloven §§ 5-6, 6-14, 6-16 a samt vedtatt styreinstruks av 27. oktober 2006. Styret har etablert en egen kompensasjonskomité.

Kompensasjonskomiteen er et rådgivende organ for styret.

Styret fastsetter konsernsjefens lønn og øvrige vilkår.

### Belønningskonsept for ledere

Statoils lederlønnskonsept består av følgende hovedelementer;

- Grunnlønn.
- Variabel lønn basert på et årsbonusprogram. Statoil har ingen opsjonsordninger.
- Naturalytelser, f. eks. bilordning og telefonordning.
- Pensjons- og forsikringsordninger.
- Etterlønsordning for konsernledelsen.

### Konsernsjefens vilkår 2006

Konsernsjefens grunnlønn ble med virkning fra 1. januar 2006 oppjustert med 3,75 prosent til 4 700 000 kroner.

Konsernsjefen har en bonusordning der fastsettelse av bonus skjer etter en evaluering av resultater basert på de mål som styret har fastsatt for konsernsjefen og som dekker både finansielle, operative/markedsmessige forhold i tillegg til krav knyttet til HMS, organisasjon og ledelse. Dersom definerte mål nås vil bonusen være 15 prosent. Er resultatene bedre, kan den økes, men ikke over 30 prosent. Helge Lunds bonusutbetaling for 2005 på 906 000 kroner som er utbetalt i kalenderåret 2006. Tilsvarende vil bonus for oppnådde resultater i 2006 først bli utbetalt i 2007.

I 2006 mottok konsernsjef Helge Lund lønn og andre godtgjørelser på 9 852 000 kroner fra selskapet, inklusiv innbetalt pensjonspremie.

Nåverdien av konsernsjef Helge Lunds fremtidige pensjonsytelser, som regnskapsmessig anses opptjent per 31. desember 2006, er 9 236 008 kroner.

### Konserndirektører

Samlet lønn og andre godtgjørelser for konserndirektører i 2006 utgjorde kr 35 033 238,-. Detaljerte vilkår

for medlemmer i konsernledelsen er beskrevet i note til norsk regnskap.

### Informasjon og kommunikasjon

Statoil er opptatt av likebehandling av norske og internasjonale investorer og av å sørge 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 den 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 konserndirektøren for økonomi og finans.

### Overtakelse

Statoils styre slutter seg til prinsippene om likebehandling av alle aksjonærer. Styret plikter å opptre profesjonelt og i henhold til gjeldende lover og regler i tilfelle en situasjon skulle inntreffe hvor dette punktet i anbefalingen blir aktualisert.

### Revisor

Selskapets eksterne revisor er uavhengig i forhold til Statoil og er oppnevnt av bedriftsforsamlingen.

Godtgjørelsen til selskapets revisor godkjennes av generalforsamlingen.

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 samt honorarets størrelse.

Styrets revisjonskomité vurderer og gir sin innstilling til valg av ekstern revisor. Komiteen 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. Ekstern revisor er underlagt amerikansk lovgivning, som krever at ansvarlig partner 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 eksternrevisor uten at administrasjonen er til stede.

Ernst & Young er selskapets nåværende eksterne revisor. I 2006 mottok ekstern revisor 42,4 millioner kroner i samlede konsernhonorar, hvorav 6,6 millioner kroner utgjorde tilleggstjenester.



# Statoil-aksjen

Statoil er det største selskapet notert på Oslo Børs. Ved utgangen av 2006 representerte Statoil 19 prosent av de totale selskapsverdiene registrert ved denne børsen.

I snitt har 12,6 millioner Statoil-aksjer vært omsatt på Oslo Børs hver dag gjennom 2006, en økning tilsvarende 26 prosent fra året før. Aksjen sto for 21,2 prosent av omsatt markedsverdi gjennom året (se illustrasjon).

Statoil har ved utgangen av 2006 over 67 500 aksjonærer registrert i den norske verdipapirsentralen (VPS). Antallet depotbevis (American Depositary Receipts) registrert på New York Stock Exchange økte med 64 prosent i løpet av året fra 40,9 til 67,1 millioner aksjer.

## Utbytte

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

Statoils utbyttepolitikk beskrives i kapittelet om «Eierstyring og selskapsledelse» på side 53.

For 2006 er det foreslått å betale et ordinært utbytte på 4,00 kroner og et ekstraordinært utbytte på 5,12 kroner per aksje. Dersom utbytte vedtas av generalforsamlingen 15. mai 2007, vil Statoil-aksjen noteres eksklusivt utbytte den 16. mai. Utbetalingen vil bli utført 5. juni 2007 til alle aksjonærer som er registrert dagen da utbytte vedtas. Utbyttet utbetales i norske kroner.

Fra 2006 utgjør også tilbakekjøp av egne aksjer en del av Statoils utbyttepolitikk. Tilbakekjøp blir anvendt

som et virkemiddel for løpende å kunne tilpasse selskapet til en hensiktsmessig kapitalstruktur. Statoil og den norske stat har inngått en avtale som regulerer innløsning og sletting av en proporsjonal andel av Statens aksjer, slik at statens eierandel forblir uendret.

I 2006 har Statoil kjøpt tilbake 5 867 000 aksjer i markedet til sletting gjennom kapitalnedsettelse. I tillegg vil tilsvarende andel på 14 291 848 aksjer bli innløst fra den norske stat. Tilbakekjøpet representerer 1,55 kroner per aksje. Samlet kapitalutdeling til Statoils aksjonærer tilsvarer dermed 10,67 kroner per aksje, som utgjør 57 prosent av nettoresultatet for 2006.

	2003	2004	2005	2006
Resultat per aksje:	7.64	11.50	14.19	18.79
Ordinært utbytte:	2.95	3.20	3.60	4.00*
Tilbakekjøp av aksjer:	-	-	-	1.55
Ekstraordinært utbytte:	-	2.10	4.60	5.12*
Andel kapitalutdeling til Statoils aksjonærer:	39%	46%	58%	57%

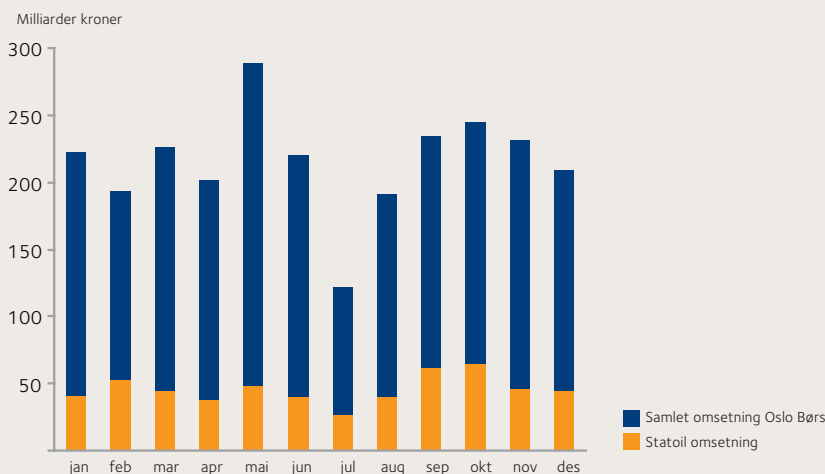
\*Foreslått utbytte for 2006. Fremlegges for generalforsamlingen den 15. mai 2007.

## Informasjon til markedet

Statoil legger vekt på å holde aksjemarkedet og omverdenen godt informert om selskapets resultatutvikling og fremtidsutsikter. Informasjonen til aksjemarkedet skal være preget av åpenhet og likebehandling. Den har som mål å sikre at aksjonærer får korrekt, tydelig, relevant og tidsriktig informasjon som gir grunnlag for verdivurderingen av selskapet. Statoil-aksjen er notert ved børsene i Oslo og New York, og



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



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

selskapet distribuerer all kursrelevant informasjon til Oslo Børs og det amerikanske kreditilsynet, Securities and Exchange Commission.

**Investorkontakt**

Statoils Investor Relations-avdeling er koordinator for selskapets kontakt med investorene.

IRs nettsider er laget særlig med tanke på investorer og analytikere som følger selskapet. Nettsidene 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

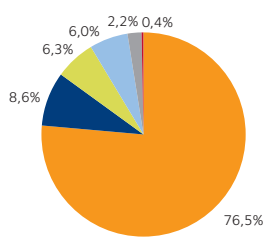
**20 største aksjonærer per 31. desember 2006**

1	DEN NORSKE STAT v/OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET	70,90%
2	BANK OF NEW YORK, THE ADR DEPARTMENT*	3,13%
3	STATE STREET BANK*	1,91%
4	JPMORGAN CHASE BANK*	1,25%
5	FOLKETRYGDFONDET	1,18%
6	FIDELITY FUNDS EUROPE	0,74%
7	CLEARSTREAM BANKING*	0,60%
8	MELLON BANK*	0,50%
9	DANSKE BANK*	0,41%
10	DRESDNER BANK*	0,41%
11	STATE STREET BANK*	0,36%
12	STATOIL ASA <sup>1</sup>	0,33%
13	SKANDINAVISKA ENSKILDA*	0,33%
14	MELLON BANK*	0,32%
15	DEUTSCHE BANK*	0,31%
16	RBC DEXIA INVESTORS*	0,30%
17	EUROCLEAR BANK*	0,30%
18	VITAL FORSIKRING	0,29%
19	SVENSKA HANDELSBANKEN*	0,28%
20	STATE STREET BANK *	0,27%

\* Forvalterkonto

<sup>1</sup> Per 31. desember 2006 eier Statoil 7 107 768 egne aksjer, hvorav 5 867 000 er ervervet i markedet for etterfølgende sletting, og 1 240 768 er ervervet i markedet for gjennomføring av aksjespareprogram for ansatte.

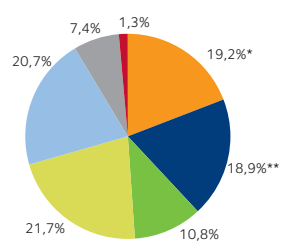
**GEOGRAFISK SPREDNING I STATOILAKSJEN**



- Norge
- USA
- USA, ADRs registrert på NYSE
- UK
- Europa (uten Norden)
- Norden (uten Norge)
- Andre land

\*Private aksjonærer  
\*\*Ordinære aksjer

**GEOGRAFISK SPREDNING UTENOM STATENS AKSJEBEHOLDNING**



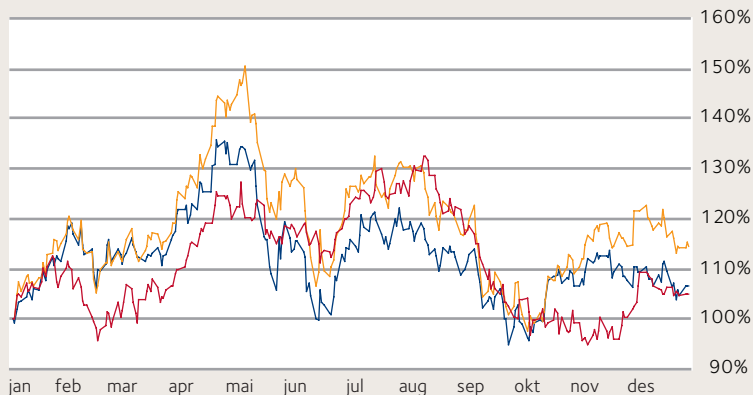
**Aksjekapital per 31.12.2006:**

Antall ordinære aksjer: 2 166 143 715

Antall utestående aksjer (justert for tilbakekjøp av egne aksjer og aksjer som skal anvendes i aksjespareprogrammet): 2 159 035 947

	2003	2004	2005	2006
Høyeste sluttkurs	75,25	103,50	166,50	210,50
Laveste sluttkurs	51,50	74,00	91,25	147,25
Sluttkurs per 31.12	74,75	95,00	155,00	165,25
Markedsverdi 31.12 (mrd. kroner)	162	206	336	358
Daglig omsetning (mill. aksjer)	3,3	6,7	10,1	12,6
RISK justering <sup>1</sup>	2,43	3,26	0,89	0,83

<sup>1</sup> 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 verdiskapingen. I 2006 ble RISK erstattet med skjermingsfradrag.



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

- Prosent vis endring Statoil, Oslo Børs
- Prosent vis endring Statoil, New York
- Oljepris (brent blend)

# 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 2006 var 425,2 milliarder kroner, mens resultat etter skatt var 40,6 milliarder kroner. I 2006 produserte Statoil 244 millioner fat olje og 27,0 Sm<sup>3</sup> naturgass, tilsvarende en produksjon på totalt 414 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.). Konsernets sikre reserver per 31. desember 2006 utgjorde 1 675 millioner fat råolje og NGL og 399 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass, totalt 4 185 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.

## 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 rapporteres i, og som en betydelig andel av våre kostnader påløper i,
- Statoils produksjonsvolumer av olje og naturgass, som igjen avhenger av våre egenvolumer 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, og
- endringer i Statoils portefølje som følge av kjøp eller salg av eiendeler.

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 av Organisasjonen av petroleumseksporterende land (OPEC) som påvirker prisnivå og volum,
- raffineringmarginer,
- økte kostnader på tjenester relatert til oljeproduksjon, forsyning og utstyr,
- 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, raffineringmarginen FCC (fluid catalytic cracking) og valutakursen NOK/USD for årene 2006, 2005 og 2004.

## Sensitiviteter basert på resultatene for 2006

Tabellen på neste side viser hvordan visse endringer i prisen på råolje, kontraktsprisene på naturgass, raffineringmarginer og valutakursen mellom NOK og USD, dersom endringen opprettholdes gjennom året, kan påvirke henholdsvis resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser og årsresultat basert på et aktivitetsnivå som i 2006.

Sensitivitetene i Statoils regnskapsmessige resultater som vist i tabellen på neste side, vil avvike fra de som faktisk ville fremkommet i Statoils konsernregnskap. Statoils konsernregnskap ville også gjenspeile effekten på sikre reserver og følgelig på av- og nedskrivninger, marginene til segmentene Naturgass og Foredling og Markedsføring, vår leteaktivitet, 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. Statoil inngikk i 2004 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 raffineringmarginen sikret basert på Statoils vurdering av markedet. Basert på dagens markedssyn har Statoil i første kvartal av 2007 inngått visse derivatkontrakter som sikrer omtrent 4 prosent av salg av naturgass fra norsk sokkel i periodene frem til og med tredje kvartal 2009.

Endringer i valutakursene kan ha betydelig innvirkning på våre resultater. Våre driftsinntekter og kontantstrømmer er hovedsakelig i eller drevet av

Gjennomsnitt for året	2006	2005	2004
Råolje (USD per fat Brent Blend)	65,1	54,5	38,3
Naturgass (kroner per Sm <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>	1,91	1,45	1,10
FCC-marginer <sup>(2)</sup>	7,1	7,9	6,4
NOK/USD-valutakurs	6,42	6,45	6,74

(1) Fra norsk sokkel

(2) Raffineringsmarginer

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 fordelene for Statoil på kort sikt bli oppveid av en økning av gjelden. En slik økning vil bli regnskapsført som en finanskostnad og vil følgelig ha en negativ virkning på resultatet. En reduksjon i valutakursen vil ha motsatt effekt, og vil følgelig redusere resultatet, som på kort sikt vil bli motvirket av økte finansinntekter. Se avsnittet — Likviditet og kapitalressurser — Risikostyring for mer informasjon.

**Statoil markedsfører og selger Den norske stats andel av olje- og gassproduksjon fra norsk sokkel.** Skyldige beløp til Den norske stat for disse kjøpene er inkludert i Leverandørgjeld – nærstående parter i de konsoliderte balanseoppstillingene. 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 det 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 nettoverdifformel eller markedsverdi. Statoil kjøper en liten andel av statens gass.

**Statoils samlede kjøp av olje og NGL fra Den norske stat** var på 104 628 millioner kroner (254 millioner fat o.e.) i 2006, 97 078 millioner kroner (282 millioner fat o.e.) i 2005 og 81 487 millioner kroner (319 millioner fat o.e.) i 2004. Kjøp av naturgass fra Den norske stat utgjorde 293 millioner kroner, 262 millioner kroner og 237 millioner kroner i henholdsvis 2006, 2005 og 2004.

Høy oljepris har bidratt til høyere inntjening og lønnsomhet i internasjonale prosjekter med produksjonsdelingsavtaler enn tidligere antatt. 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, jo høyere oljepris, jo tidligere vil feltet nå overskuddsposisjon og dermed resultere i at mindre produksjon tilfaller partnerne. 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.

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 offshore-skatt på 78 prosent i perioder med overskudd, og av de betydelige utsatte skattefordelene som skapes i norsk offshorevirksomhet i perioder med underskudd. En overveiende del av skattene Statoil betaler, betales til Den norske stat. 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.

Myndigheters skatte- og avgiftspolitikker er et viktig anliggende i mange av de landene der vi opererer, for eksempel Venezuela, USA, Algeria og Angola. Myndigheters skatte- og avgiftspolitikker kan omfatte royalty som kan måtte betales enten i kontanter eller i volumer, endringer i skattesatser, myndighetsdeltakelse, og regler og vilkår definert i ulike produksjons- eller inntektsdelingsavtaler. Våre regnskap er basert på de løpende betingelsene, og i den grad det er mulig gjenspeiler de også løpende krav fra myndigheter vedrørende tidligere hendelser. Utviklingen i myndigheters skatte- og avgiftspolitikker kan få en negativ effekt på fremtidig resultat.

(i milliarder kroner)	Endring i resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	Endring i årsresultat
Oljepris (+/- 1 USD/fat)	1,6	0,5
Gasspris norsk sokkel (+/- 10 øre/Sm <sup>3</sup> )	2,6	0,6
Raffineringsmarginer (+/- 1 USD/fat)	0,8	0,5
Virkningen av kursen på USD på driftsinntekter og kostnader (+/- 0,50 NOK) <sup>(1)</sup>	11,8	2,0
Virkningen av kursen på USD på gjeld (+/- 0,50 NOK) <sup>(1)</sup>	n/a	1,2

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



## Resultat for virksomheten

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

## Regnskapsårene 2006, 2005 og 2004

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

Samlede salgsinntekter var på 423,5 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 384,7 milliarder kroner i 2005 og 299,0 milliarder kroner i 2004.

Økningen på 10 prosent i salgsinntekter fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig en 20 prosents økning i oljepris målt i norske kroner, og en 32 prosent økning i realisert pris på naturgass solgt til de europeiske markedene, også målt i norske kroner. Konsernets oljepris er et volumvektet gjennomsnitt av segmentenes pris på olje og NGL, inkludert en margin for oljesalg og -handel på 70 øre per fat. Økningen i salgsinntekter ble delvis motvirket av reduserte solgte oljevolum, hovedsakelig på grunn av en nedgang i løftede volum av olje.

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. Økningen i salgsinntekter ble delvis motvirket av reduserte solgte oljevolum, hovedsakelig knyttet til volumer solgt på vegne av SDØE.

Statoils gjennomsnittlige **daglige oljeproduksjon (løfting)** ble redusert fra 701 000 fat i 2005 til 668 000 fat i 2006. Reduksjonen på 5 prosent skyldtes hovedsakelig redusert produksjon fra modne felt som Statfjord, Troll olje og Oseberg, samt forbigående redusert produksjon i forhold til 2005 på Tordis og Gullfaks som følge av lengre vedlikeholdsstanser. Redusert egenproduksjon under produksjonsdelingsavtalene i Angola samt en lavere produksjon på Lufeng-feltet i Kina, Sincor-feltet i Venezuela og Alba-feltet i Storbritannia bidro også til nedgangen i oljeproduksjonen. Nedgangen ble delvis motvirket

av økt oljeproduksjon hovedsakelig i tilknytning til oppstart av nye felt som Kizomba B og West og East Azeri-delen av ACG-feltet, som kom i produksjon i henholdsvis tredje og fjerde kvartal 2005 og fjerde kvartal 2006.

Statoils gjennomsnittlige 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.

**Salg av egenprodusert gass** var 28,4 milliarder Sm<sup>3</sup> i 2006, 27,3 Sm<sup>3</sup> i 2005 og 25,0 Sm<sup>3</sup> i 2004. Økningen i gasssalget på 4 prosent fra 2005 til 2006 skyldtes i hovedsak høyere avtak fra eksisterende kunder, økte leveringsforpliktelser under eksisterende kontrakter samt økt salg på spotmarkedet. Økningen på 9 prosent i salg av egenprodusert gass fra 2004 til 2005 skyldtes hovedsakelig høyt kundeavtak under våre eksisterende kontrakter, en økning i vår kontraktsmessige gasssalgsportefølje og økte produksjonstillatelser.

Statoil regnskapsfører inntekter fra salg av produksjon basert på løftede volum. Med begrepet «produksjon» i denne delen av dokumentet menes løftede volum. Når vi beregner produksjonenshetskostnader per fat oljeekvivalenter, bruker vi imidlertid produserte volum i nevneren, ikke 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.

	Regnskapsår		
	2006	2005	2004
<b>RESULTATREGNSKAP</b>			
Driftsinntekter:			
Salgsinntekter	99,6%	99,3%	99,2%
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	0,1%	0,3%	0,4%
Andre inntekter	0,3%	0,4%	0,4%
Driftsinntekter	100%	100%	100%
Kostnader:			
Varekostnader	56,3%	59,6%	61,1%
Driftskostnader	8,1%	7,8%	9,0%
Salgs- og administrasjonskostnader	1,6%	1,9%	1,9%
Av- og nedskrivninger	5,1%	5,4%	5,7%
Letekostnader	1,3%	0,8%	0,6%
Sum kostnader før finans	72,5%	75,5%	78,4%
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	27,5%	24,5%	21,6%

**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 0,4 milliarder kroner i 2006, 1,1 milliard kroner i 2005 og 1,2 milliarder kroner i 2004. Nedgangen fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig salget av Borealis, som fant sted i fjerde kvartal 2005.

**Andre inntekter.** Andre inntekter var 1,2 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 1,7 milliarder kroner i 2005 og 1,2 milliarder kroner i 2004. Inntekten på 1,2 milliarder kroner i 2006 var hovedsakelig knyttet til en endring i nedskrivning av lageret til produksjonskostnad, samt gevinst ved salg av eiendeler. Inntekten på 1,7 milliarder kroner i 2005 var hovedsakelig relatert til salget av aksjer i Borealis. Inntekten på 1,2 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 Mikkell på norsk sokkel.

**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 239,5 milliarder kroner i 2006, fra 230,7 milliarder kroner i 2005 og 184,2 milliarder kroner i 2004.

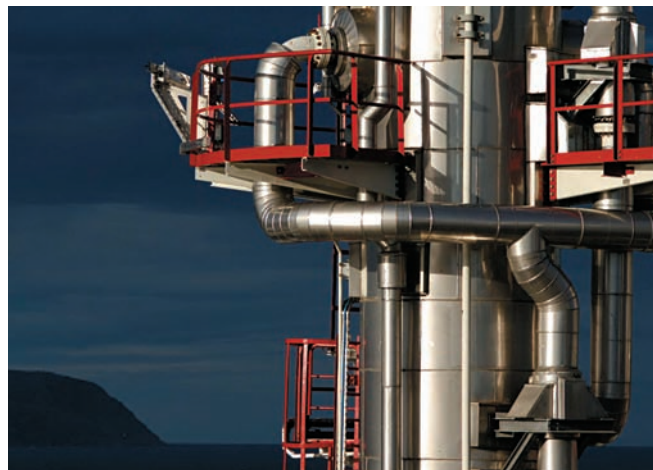
Økningen på 4 prosent i 2006 sammenlignet med 2005, og økningen på 25 prosent i 2005 sammenlignet med 2004, er i hovedsak knyttet til økte oljepriser målt i norske kroner. Dette motvirkes delvis av reduksjon i innkjøpte volumer fra SDØE.

**Driftskostnader.** Våre driftskostnader inkluderer produksjonskostnader i felt og i transportsystem knyttet til vår andel av olje- og gassproduksjonen. Driftskostnadene var 34,3 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 30,2 milliarder kroner i 2005 og 27,3 milliarder kroner i 2004. Økningen fra 2005 til 2006 skyldtes i hovedsak økt aktivitet, inkludert høyere drifts- og vedlikeholdskostnader og økte transportkostnader.

Økningen fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak økt aktivitet.

**Salgs- og administrasjonskostnader.** Våre salgs- og administrasjonskostnader omfatter kostnader knyttet til salg og markedsføring av produkter inkludert forretningsutviklingskostnader, lønnskostnader og andre ytelser til ansatte. Salgs- og administrasjonskostnadene var 7,0 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 7,2 milliarder kroner i 2005 og 5,7 milliarder kroner i 2004.

Reduksjonen fra 2005 til 2006 kan hovedsakelig forklares med at forsikringskostnadene gikk ned med 0,9 milliarder kroner. I 2005 var en forsikringskostnad på 0,5 milliarder kroner inkludert, som skyldtes ekstra forsikringspremie og forpliktelser i to gjensidige forsikringselskaper hvor Statoil Forsikring AS deltar. Disse periodiseringene ble delvis tilbakeført med 0,4 milliarder kroner i 2006. En gevinst før skatt på 0,6 milliarder kroner fra salget av Statoil Ireland, som er nettoført under salgs- og administrasjonskostnader, bidro også til reduksjonen i 2006.



Økningen fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak økt aktivitet, i tillegg til økte forsikringskostnader med 0,5 milliarder kroner som forklart over.

**Av- og nedskrivninger.** Av- og nedskrivninger inkluderer avskrivning av produksjonsinstallasjoner og transportsystem, nedskrivning av felt i produksjon, amortisering av immaterielle eiendeler og avskrivning av balanseførte leteutgifter og nedskrivning av forringede varige driftsmidler. Av- og nedskrivningskostnaden var 21,8 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 21,0 milliarder kroner i 2005 og 17,3 milliarder kroner i 2004.

Økningen fra 2005 til 2006 var hovedsakelig knyttet til oppstart av nye felt i 2006, nye anslag over fjerningskostnader samt ny brønnfaktor for avskrivninger. Brønnkostnadene avskrives nå på grunnlag av sikre reserver fratrukket en faktor av faktisk borede brønner i forhold til brønner som planlegges boret. En annen grunn til økningen i av- og nedskrivningene i 2006 var en reduksjon i estimatene på sikre reserver som anvendes i beregningene av avskrivninger i fjerde kvartal 2006, noe som reflekterer en reduksjon i sikre reserver grunnet den effekten som høyere oljepriser har på produksjonen for internasjonale prosjekter under produksjonsdelingsavtaler. Dette ble delvis motvirket av en nedskrivning på 2,2 milliarder kroner av bokført verdi av Statoils andel i fase 6-7-8 i det iranske gassprosjektet South Pars.

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.

**Leteutgifter.** Leteutgiftene blir balanseført i den utstrekning leteaktivitetene medfører antatt kommersielle funn; hvis ikke blir de kostnadsført i den perioden utgiften oppstår. Letekostnadene inkluderer den kostnadsførte delen av leteutgiftene for inneværende periode og nedskrivning av leteutgifter balanseført i tidligere perioder. Letekostnadene var 5,7 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 3,3 milliarder kroner i 2005 og 1,8 milliarder kroner i 2004.

Økningen i letekostnader på 74 prosent fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig økt leteaktivitet, generelt mer kostbare brønner og en økning i kostnadsføring av tidligere balanseførte lisenser og utgifter knyttet til brønnene. Totalt 37 lete- og avgrensingsbrønner ble ferdigstilt i 2006, 17 på norsk sokkel og 20 internasjonalt. Av disse brønnene resulterte 19 i funn, mens seks brønner avventer endelig evaluering.

Økningen i letekostnader på 78 prosent fra 2004 til 2005 var hovedsakelig knyttet til økt leteaktivitet, høyere kostnader knyttet til seismikk og generelt mer kostbare brønner. Totalt 20 lete- og avgrensingsbrønner ble ferdigstilt i 2005, 9 på norsk sokkel og 11 internasjonalt. Av disse brønnene resulterte 15 i funn.

**Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser.** Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser var 116,9 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 95,0 milliarder kroner i 2005 og 65,1 milliarder kroner i 2004.

Økningen i resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser på 23 prosent fra 2005 til 2006 var hovedsakelig knyttet til en 20 prosent økning i gjennomsnittlig oljepris målt i norske kroner og 32 prosent økning i gasspris målt i norske kroner. Denne økningen ble imidlertid delvis utlignet av en reduksjon i løftede oljevolumer og økte kostnader.

Økningen i resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser på 46 prosent fra 2004 til 2005 var hovedsakelig knyttet til en 34 prosent økning i 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 raffinierene 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.

I 2006, 2005 og 2004 var driftsmarginen, målt som den prosentandelen resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser utgjorde av driftsinntektene, på henholdsvis 27, 25 og 22 prosent av grunner diskutert ovenfor.

**Netto finansposter.** For 2006 rapporterte Statoil en netto finansinntekt på 4,8 milliarder kroner, sammenlignet med en netto finanskostnad på 3,5 milliarder kroner i 2005 og en netto finansinntekt på 5,8 milliarder kroner i 2004. Endringene fra år til år skyldtes i all hovedsak urealiserte valutatap og -gevinster på Statoils utestående langsiktige USD-gjeld samt valutatap og -gevinster på korte USD-posisjoner knyttet til vår sikringspolicy for norske kroner. I begge tilfeller er valutatap og -gevinster knyttet til endringen i NOK/USD-valutakursen.

Valutabytteavtaler brukes for risikostyringsformål, for å sikre at langsiktig rentebærende gjeld holdes 100 prosent i USD. Som resultat av dette er langsiktig rentebærende gjeld eksponert for endringer i NOK/USD valutakursen. USD svekket seg mot norske kroner i løpet av 2006 med NOK

0,51 mens den styrket seg mot norske kroner i løpet av 2005 med NOK 0,73 og svekket seg mot norske kroner i løpet av 2004 med NOK 0,64.

Renteinntekter og andre finansinntekter for 2006 utgjorde 2,2 milliarder kroner, sammenlignet med 1,4 milliarder kroner i 2005 og 1,0 milliarder kroner i 2004. Økningen fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig økte renteinntekter på tilbakebetalt skatt, bank innskudd og sertifikater. Økningen fra 2004 til 2005 skyldes hovedsakelig mottatt utbytte.

Rentekostnader og andre finanskostnader var 1,3 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 0,5 milliarder kroner i 2005 og 0,3 milliarder kroner i 2004. Kostnadsøkningen fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig en økning i både kortsiktige og langsiktige rentekostnader, som ble delvis motvirket av en økning i balanseførte renter. Økningen i rentekostnader og andre finanskostnader fra 2004 til 2005 skyldtes hovedsakelig økte kortsiktige rentekostnader, som ble delvis motvirket av økte balanseførte renter.

Resultatet fra verdipapirforvaltningen, hovedsakelig knyttet til aksjeinvesteringer eiet av Statoil Forsikring AS og sertifikater eid av Statholding AS, ga et resultat på 0,6 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 1,4 milliarder kroner i 2005 og 0 i 2004.

Norges Banks sluttkurs for NOK/USD var 6,26 den 31. desember 2006, 6,77 den 31. desember 2005 og 6,04 den 31. desember 2004. Sluttkursene legges til grunn ved omregning av balanseposter i utenlandsk valuta i Statoils regnskaper.

**Andre poster.** Det var ingen andre poster i periodene rapportert.

**Skattekostnad.** Statoils effektive skattesats var på 66,0 prosent, 65,6 prosent og 64,1 prosent i henholdsvis 2006, 2005 og 2004.

Justert for effekten av skattefri gevinst på salg av aksjer 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, var skattesatsen for 2004 på 66,7 prosent.

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 2006 var på 0,7 milliarder kroner, sammenlignet med 0,8 milliarder kroner i 2005 og 0,5

Avstemming av leteutgifter til letekostnader er vist i tabellen nedenfor.

Leting (i millioner kroner)	Regnskapsår		
	2006	2005	2004
Leteutgifter (aktivitet)	7 451	4 337	2 466
Kostnadsførte, tidligere balanseførte leteutgifter	667	158	110
Balanseført andel av årets leteaktivitet	-2 454	-1 242	-748
Letekostnader	5 664	3 253	1 828

milliarder kroner i 2004. Minoritetsinteressene består hovedsakelig av Shell sin eierandel i Mongstad råoljeraffineri på 21 prosent.

**Årsresultat.** Årsresultatet i 2006 var på 40,6 milliarder kroner, sammenlignet med 30,7 milliarder kroner i 2005 og 24,9 milliarder kroner i 2004. 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 eliminerings av internt salg. Elimineringene omfatter blant annet transaksjoner i forbindelse med vår olje- og naturgassproduksjon i segmentene U&P Norge og Internasjonal U&P, og i forbindelse med salg, transport og raffinering av vår olje- og gassproduksjon for segmentene Foredling og Markedsføring og Naturgass. Segmentet U&P Norge produserer olje som selges internt til Oljesalg, -handel og forsyning (O&S) i vårt segment Foredling og Markedsføring, som deretter selger oljen til markedet. U&P Norge produserer også naturgass som selges internt til vårt segment Naturgass, for videresalg i markedet. 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<sup>3</sup> var 1,36 kroner i 2006, 1,04 kroner i 2005 og 0,71 kroner i 2004.

Tabellen på neste side viser utvalgt finansiell informasjon for segmentene, inkludert interne eliminerings for årene 2006, 2005 og 2004. Langsiktige utsatte skattefordeler er ekskludert i langsiktige eiendeler for segmentene, men inkludert i langsiktige eiendeler for Øvrig virksomhet og eliminerings.





Resultatet av virksomheten (i millioner)	2006 NOK	Regnskapsår		2004 NOK
		USD	2005 NOK	
<b>U&amp;P Norge</b>				
Driftsinntekter	116 967	18 779	97 623	74 050
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	89 389	14 351	74 132	51 029
Langsiktige eiendeler	103 332	16 590	86 386	81 629
<b>Internasjonal U&amp;P</b>				
Driftsinntekter	24 643	3 956	19 563	9 765
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	10 928	1 755	8 364	4 188
Langsiktige eiendeler	70 665	11 345	62 163	37 457
<b>Naturgass</b>				
Driftsinntekter	61 134	9 815	45 823	33 326
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	10 009	1,607	5 901	6 784
Langsiktige eiendeler	20 617	3 310	19 237	17 535
<b>Foredling og Markedsføring</b>				
Driftsinntekter	354 024	56 838	333 493	262 402
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	6 998	1 124	7 593	3 899
Langsiktige eiendeler	23 170	3 720	22 149	28 900
<b>Øvrig virksomhet og eliminerings</b>				
Driftsinntekter	-131 602	-21 128	-109 091	-78 100
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	-443	-71	-947	-815
Langsiktige eiendeler	20 603	3 308	21 179	15 999

**U&P Norge**

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, operasjonelle nøkkeltall og prosentvise endringer for forretningsområdet U&P Norge for 2006, 2005 og 2004.

**Regnskapsårene 2006, 2005 og 2004**

U&P Norge hadde **driftsinntekter** på 117,0 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 97,6 milliarder kroner i 2005 og 74,1 milliarder kroner i 2004.

Økningen på 20 prosent i driftsinntekter fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig en 20 prosent økning i gjennomsnittlig oljepris i USD på olje solgt fra U&P Norge til Foredling og Markedsføring, som utgjorde 12,8 milliarder kroner, en 31 prosent økning i gjennomsnittlig internpris målt i norske kroner på naturgass solgt fra U&P Norge til Naturgass, som utgjorde 7,8 milliarder kroner, en 3 prosent økning i løftet gassvolum, tilsvarende 0,8 milliarder kroner, samt en økning på 3,2 milliarder kroner i andre inntekter. Dette ble delvis motvirket av en 7 prosent nedgang i løftet oljevolum, som representerte en nedgang på 5,3 milliarder norske kroner.

Økningen på 32 prosent i driftsinntekter 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, som utgjorde 18,4 milliarder kroner, en 47 prosent økning i internprisen målt i norske kroner på naturgass solgt fra U&P Norge til Naturgass, som utgjorde 8,3 milliarder kroner, samt en økning i løftet gassvolum. Dette ble delvis motvirket av en 8 prosent nedgang i løftet oljevolum, som representerte en nedgang på 4,8 milliarder norske kroner.

**Gjennomsnittlig daglig oljeproduksjon (løfting)** i U&P Norge gikk ned fra 561 600 fat i 2005 og 612 800 fat i 2004 til 520 100 fat i 2006.

Reduksjonen på 7 prosent i gjennomsnittlig daglig oljeproduksjon fra 2005 til 2006, tilsvarende 41 500 fat, var i hovedsak knyttet til en fortsatt reduksjon fra feltene Statfjord, Troll olje og Oseberg. I tillegg førte nedstengingen av en viktig brønn i juni 2006 til redusert oljeproduksjon på Tordis-feltet, samtidig

som produksjonen på Gullfaks også falt, primært på grunn av forsinkelser i bore- og brønnvedlikeholdsprogrammet. Enkelte felt fikk også redusert produksjon som følge av lengre vedlikeholdsstanser. Produksjonsnedgangen ble delvis oppveid av økte volumer fra feltene Kristin og Urd, som kom i produksjon i november 2005.

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

**Gjennomsnittlig gassproduksjon per dag** var på 69,4 Sm<sup>3</sup> millioner i 2006, sammenlignet med 67,2 millioner Sm<sup>3</sup> i 2005 og 58,1 millioner Sm<sup>3</sup> i 2004.

Økningen på 3 prosent fra 2005 til 2006 var primært knyttet til feltene Kristin, Kvitebjørn og Troll. Kristin feltet kom i produksjon i november 2005. Kvitebjørn feltet hadde lavere produksjon i 2005 på grunn av færre brønner. Troll feltet fikk økt produksjonstillatelse 2006. Den økte gassproduksjonen ble delvis motvirket av redusert produksjon fra Sleipner feltet på grunn av lengre vedlikeholdsstans i 2006 sammenlignet med 2005. Økningen på 16 prosent fra 2004 til 2005 var hovedsakelig knyttet til økte langsiktige kontrakter for gassvolumer og høyt avtak på eksisterende kontrakter. I tillegg kom Kvitebjørn og Tune i produksjon i fjerde kvartal 2004.

**Produksjonshetskostnaden** var USD 3,93 per fat i 2006, USD 3,37 per fat i 2005 og USD 3,20 per fat i 2004. Produksjonshetskostnaden målt i norske kroner var NOK 25,17 per fat i 2006, NOK 21,54 per fat i 2005 og NOK 21,71 per fat i 2004. Produksjonskostnaden inkluderer hovedsakelig plattformkostnader.

Økningen på 17 prosent fra 2005 til 2006 skyldtes både en 13 prosent kostnadsøkning og en 3 prosent nedgang i produksjonen. Plattformkostnadene

USGAAP Resultatregnskap (i millioner kroner)	Regnskapsår				
	2006	2005	endring	2004	endring
Driftsinntekter	116 967	97 623	20%	74 050	32%
Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader	12 023	10 223	18%	9 863	4%
Av- og nedskrivninger	12 913	11 450	13%	12 381	-8%
Letekostnader	2 642	1 818	45%	777	134%
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	89 389	74 132	21%	51 029	45%
Oljepris (USD/fat) <sup>(1)</sup>	65,0	54,1	20%	38,4	41%
<b>Produksjon (løfting):</b>					
Olje (1 000 fat o.e./dag)	520,1	561,6	-7%	612,8	-8%
Naturgass (millioner Sm <sup>3</sup> /dag)	69,4	67,2	3%	58,1	16%
Samlet produksjon (løfting) (1 000 fat o.e./dag)	956,4	984,2	-3%	978,3	1%
Produksjonskostnad (USD/fat o.e.) (2)	3,93	3,37	17%	3,20	5%
Produksjonskostnad (NOK/fat o.e.) (2)	25,17	21,71	16%	21,54	1%

(1) Oljeprisen for U&P Norge er et volumvektet gjennomsnitt av olje- og NGL-prisen mottatt for olje løftet av segmentet.

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

økte med 0,9 milliarder kroner, både på grunn av økt aktivitet og på grunn av økt kostnadspress i oljeindustrien.

Økningen på 5 prosent fra 2004 til 2005 skyldtes primært den negative effekten av en svakere USD mot NOK siden kostnadene hovedsakelig oppstår i norske kroner, samt redusert produksjon, som delvis ble oppveid av reduserte varekostnader.

**Drifts-, salgs- og administrasjonskostnadene** var 12,0 milliarder kroner i 2006, 10,2 milliarder kroner i 2005 og 9,9 milliarder kroner i 2004. Driftskostnadsdelen av denne posten beløp seg til 12,0 milliarder kroner i 2006, 10,6 milliarder kroner i 2005 og 9,8 milliarder kroner i 2004. Salgs- og administrasjonskostnadene besto i 2005 og 2004 av reverserte riggvæsetninger og varekostnader.

Økningen i drifts-, salgs- og administrasjonskostnader på 1,8 milliarder kroner fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig en økning i plattformkostnader på 0,9 milliarder kroner, primært på grunn av en økning på 0,5 milliarder kroner i drifts- og vedlikeholdskostnader og 0,4 milliarder kroner i transportkostnader i tilknytning til oppstart av feltene Kristin og Visund i fjerde kvartal 2005. I tillegg var det en reduksjon i salgs- og administrasjonskostnader på 0,4 milliarder kroner i 2005 på grunn av en endring i langsiktige riggvæsetninger.

Økningen på 0,4 milliarder kroner 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 riggvæsetninger på 0,4 milliarder kroner i 2005 sammenlignet med 1,0 milliarder kroner i 2004, som ble delvis motvirket av et realisert tap på riggvæsetninger 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.

**Av- og nedskrivninger** var 12,9 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 11,5 milliarder kroner i 2005 og 12,4 milliarder kroner i 2004. Økningen på 1,4 milliarder kroner fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig oppstart av produksjon på Kristin og Urd i fjerde kvartal 2005, høyere avskrivninger på fjerningseideler, ny brønnfaktor for avskrivninger samt endringer i porteføljen av produserende felt.

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.

**Leteutgiftene** (aktiviteten) var på 3,5 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 2,2 milliarder kroner i 2005 og 1,1 milliard kroner i 2004.

Avstemming av leteutgifter til letetekostnader er vist i tabellen nedenfor.

Leting (i millioner kroner)	2006	2005	2004
Leteutgift (aktivitet)	3 500	2 188	1 092
Kostnadsført, tidligere balanseført leteutgift	161	158	61
Balanseført del av periodens leteutgift	-1 019	-528	-376
Letetekostnader	2 642	1 818	777

Økningen på 1,3 milliarder kroner fra 2005 til 2006 skyldtes i hovedsak flere borede brønner og generelt mer kostbare brønner. Økningen på 1,1 milliard kroner fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak flere borede brønner og mer seismisk aktivitet, samt generelt mer kostbare brønner.

**Letetekostnadene** var 2,6 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 1,8 milliarder kroner i 2005 og 0,8 milliarder kroner i 2004. Økningen i letetekostnader fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig at det ble boret flere brønner, samt en høyere eierandel i brønnene som ble boret, fra 30 prosent i 2005 til 41 prosent i 2006. I tillegg økte kostnader til driftsforberedelser med 0,1 milliard kroner fra 2005 til 2006. Kostnadene knyttet til seismikk gikk imidlertid ned med 0,1 milliard kroner i 2006 i forhold til 2005.

Økningen i letetekostnader i 2005 sammenlignet med 2004 skyldtes hovedsakelig høyere leteaktivitet i 2005 enn i 2004 og høyere bidrag fra kostnadsføring av tidligere perioders balanseførte leteutgifter i 2005 enn i 2004. Dette ble delvis motvirket av høyere balanseførte leteutgifter i 2005 enn i 2004. Letetekostnaden i 2006 inkluderte 0,2 milliarder kroner i kostnadsføring av tidligere balanseførte leteutgifter, sammenlignet med 0,1 milliard kroner i 2004.

I 2006 ble 17 **lete- og avgrensingsbrønner** ferdigstilt, hvorav åtte resulterte i funn. I tillegg ble fire leteforlengelser av produksjonsbrønner ferdigstilt i 2006, hvorav to resulterte i funn. I 2005 ble ni lete- og avgrensingsbrønner ferdigstilt, hvorav seks resulterte i funn. Fem leteforlengelser av produksjonsbrønner ble ferdigstilt i 2005, hvorav fire resulterte i funn. Seks lete- og avgrensingsbrønner ble ferdigstilt i 2004, og fire resulterte i funn. Fire leteforlengelser av produksjonsbrønner ble ferdigstilt i 2004, der alle resulterte i funn. Leteforlengelser er ikke inkludert i leteutgiftene i tabellen under.

**Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser** for U&P Norge var 89,4 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 74,1 milliarder kroner i 2005 og 51,0 milliarder kroner i 2004. Resultatøkningen på 15,3 milliarder kroner fra 2005 til 2006 kan hovedsakelig tilbakeføres til en 20 prosent økning i gjennomsnittlig oljepris målt i norske kroner, og en 23 prosent økning i internprisen for gass målt i norske kroner, men økningen ble delvis utlignet av en økning i drifts-, salgs- og administrasjonskostnader på 1,8 milliarder kroner, en økning i av- og nedskrivninger med 1,4 milliarder kroner og en økning i letetekostnader med 0,8 milliarder kroner.

Økningen på 23,1 milliarder kroner fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak en økning i inntekter grunnet økningen på 35 prosent i gjennomsnittlig oljepris målt i norske kroner, samt en 47 prosent økning i internprisen i norske kroner på salg av naturgass. Av- og nedskrivninger ble redusert med 0,9 milliarder kroner, men denne reduksjonen ble delvis motvirket av en økning på 1,0 milliard kroner i letetekostnader og en økning på 0,4 milliarder i drifts-, salgs- og administrasjonskostnader.

**Internasjonal U&P**

Tabellen nedenfor viser utvalgt finansiell informasjon, operasjonelle nøkkeltall og tilhørende prosentvise endringer for forretningsområdet Internasjonal U&P for 2006, 2005 og 2004.

**Regnskapsårene 2006, 2005 og 2004**

Internasjonal U&P hadde **driftsinntekter** på 24,6 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 19,6 milliarder kroner i 2005 og 9,8 milliarder kroner i 2004.

Økningen på 26 prosent fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig en gjennomsnittlig økning i olje- og gassprisen for Internasjonal U&P på 26 prosent målt i norske kroner, som bidro med 4,2 milliarder kroner. 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 gjennomsnittlige realisererte oljepriser målt i norske kroner, som bidro med 4,5 milliarder kroner.

**Gjennomsnittlig daglig oljeproduksjon (løfting)** var på 147 900 fat per dag i 2006, sammenlignet med 139 500 fat per dag i 2005 og 99 800 fat per dag i 2004. Økningen på 6 prosent i gjennomsnittlig daglig produksjon av olje fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig nye felt som Kizomba B og West og East Azeri-delen av ACG-feltet, som kom i produksjon i henholdsvis tredje og fjerde kvartal 2005 og fjerde kvartal 2006. Dette ble delvis motvirket av redusert egenproduksjon under produksjonsdelingsavtalene i Angola og lavere produksjon på Lufeng-feltet i Kina, Sincor-feltet i Venezuela og feltene i britisk sektor.

Økningen på 40 prosent i gjennomsnittlig daglig produksjon av olje fra 2004 til 2005 kom i hovedsak fra nye felt som Central Azeri-delen av ACG-feltet, og Kizomba B, opptrapping av produksjonen på Kizomba A-feltet og gjenoptakelse av produksjonen på Lufeng-feltet. Disse økningene ble delvis

motvirket av redusert egenproduksjon under produksjonsdelingsavtaler fra Xikomba og Girassol/Jasmim feltene i Angola, samt lavere produksjon fra Alba- og Schiehallion-feltene i Storbritannia.

**Gjennomsnittlig gassproduksjon** i 2006 var 4,6 millioner Sm<sup>3</sup> per dag, sammenlignet med 6,8 millioner Sm<sup>3</sup> per dag i 2005 og 2,4 millioner Sm<sup>3</sup> per dag i 2004. Nedgangen fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig redusert gassalg fra In Salah-feltet på grunn av uproporsjonal inntektsfordeling (PSA-effekter). Den store økningen fra 2004 til 2005 skyldtes at In Salah-feltet i Algerie kom i produksjon i juli 2004.

**Av- og nedskrivninger** beløp seg i 2006 til 5,7 milliarder kroner, sammenlignet med 6,3 milliarder kroner i 2005 og 2,2 milliarder kroner i 2004. Nedgangen på 9 prosent fra 2005 til 2006 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 i fjerde kvartal 2005. Når man ser bort fra effekten av nedskrivningen, er den viktigste forklaringen på økningen, en reduksjon i estimatene på sikre reserver i 2006, som benyttes ved beregning av avskrivninger. Reduksjonen i estimatet av sikre reserver er forårsaket av høyere olje- og gasspriser i 2006 enn i 2005.

Økningen på 183 prosent fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak en nedskrivning på 2,2 milliarder kroner. Økt løfting fra eksisterende felt og nye felt som kom i produksjon bidro også til økningen i av- og nedskrivninger.

**Produksjonsenhetskostnad** på 12 måneders gjennomsnitt var 5,4 USD per fat o.e. i 2006, sammenlignet med en produksjonsenhetskostnad i 2005 på 3,9 USD per fat o.e., en økning på 38 prosent. Økningen fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig en nedgang i egenproduksjonen på grunn av PSA-effekter og høye oppstartskostnader for nye felt i produksjon. Når produksjonsenhetskostnaden gikk ned med 15 prosent fra 2004 til 2005,

USGAAP Resultatregnskap (i millioner kroner)	2006	2005	Regnskapsår endring	2004	Endring
Driftsinntekter	24 643	19 563	26%	9 765	100%
Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader	4 996	3 491	43%	2 311	51%
Av- og nedskrivninger	5 697	6 273	-9%	2 215	183%
Letekostnader	3 022	1 435	111%	1 051	37%
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	10 928	8 364	31%	4 188	100%
Oljepris (USD/fat) <sup>(1)</sup>	61,7	51,0	21%	35,7	43%
<b>Produksjon (løfting):</b>					
Olje (1 000 fat o.e./dag)	147,9	139,5	6%	99,8	40%
Naturgass (millioner Sm <sup>3</sup> /dag)	4,6	6,8	-32%	2,4	185%
Samlet produksjon (løfting) (1 000 fat o.e./dag)	176,8	182,0	-3%	114,8	59%
Produksjonsenhetskostnad (USD/fat o.e.) <sup>(2)</sup>	5,40	3,90	38%	4,59	-15%

(1) Oljeprisen for segmentet Internasjonal U&P er et volumvektet gjennomsnitt av internprisen og eksterenprisen for solgte oljevolum.

(2) Produksjonsenhetskostnaden er beregnet ved å dividere driftskostnader relatert til produksjon av gass og olje på samlet produksjon av petroleum i et gitt år.



skyldtes dette først og fremst økt egenproduksjon som følge av opptrappingen av produksjonen på store felt som In Salah, Kizomba A, Kizomba B og ACG.

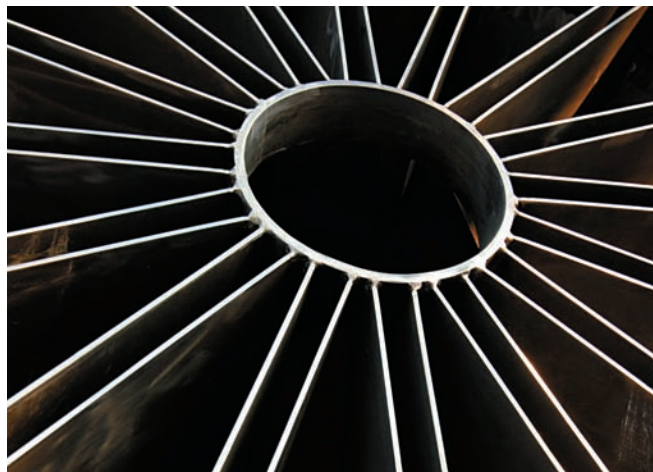
**Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader.** På grunn av økte produksjons- og utvinningsavgifter på Sincor, økte transportkostnader, nye felt i produksjon internasjonalt samt økt press på driftskostnadene i olje- og gassindustrien generelt gikk driftskostnadene opp med 1,5 milliarder kroner fra 2005 til 2006. Økningen på 1,2 milliarder kroner fra 2004 til 2005 skyldtes økt løfting fra eksisterende internasjonale felt, nye felt som kom i produksjon internasjonalt pluss et økende kostnadspress i industrien.

**Leteutgiftene** (aktiviteten) var på 4,0 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 2,1 milliarder kroner i 2005 og 1,4 milliarder kroner i 2004. Økningen fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig økt aktivitetsnivå, mer kostbare brønner og mer kjøp av seismiske data.

**Letekostnadene** var 3,0 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 1,4 milliarder kroner i 2005 og 1,1 milliard kroner i 2004.

Til sammen ble 20 lete- og avgrensingsbrønner ferdigstilt i 2006, hvorav elleve resulterte i funn eller en bekreftelse på tidligere funn. For seks brønner gjenstår ennå den endelige evalueringen. I 2005 ble 11 lete- og avgrensingsbrønner ferdigstilt, hvorav ni resulterte i funn. Seks lete- og avgrensingsbrønner ble ferdigstilt i 2004, hvorav fem resulterte i funn.

**Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser** for Internasjonal U&P var 10,9 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 8,4 milliarder kroner i 2005 og 4,2 milliarder kroner i 2004. Økte inntekter var hovedsakelig et resultat av høyere priser for olje og naturgass. Totale kostnader økte med 2,5 milliarder kroner fra 2005 til 2006, hovedsakelig grunnet økte letekostnader, høyere driftskostnader som følge av økte transportkostnader, nye felt som kom i produksjon, økt kostnadspress, i tillegg til økningen i produksjons- og salgavgift på Sincor. Salgs-, administrasjons- og forretningsutviklingskostnader økte også fra 2005 til 2006 grunnet økt aktivitet på alle områder.



#### Naturgass

Tabellen på neste side viser utvalgt finansiell informasjon, voluminformasjon og prosentvise endringer for forretningsområdet Naturgass for 2006, 2005 og 2004.

#### Regnskapsårene 2006, 2005 og 2004

**Driftsinntekter** 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 61,1 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 45,8 milliarder kroner i 2005 og 33,3 milliarder kroner i 2004. Økningen på 33 prosent fra 2005 til 2006 kan hovedsakelig tilskrives en vesentlig høyere naturgasspris i norske kroner i 2006 enn i 2005. Andre faktorer som bidro til det bedre resultatet i 2006 var økte volumer, bedret avkastning på handel og optimalisering, samt økte inntekter fra prosessering og transport.

Økningen på 37 prosent fra 2004 til 2005 skyldtes hovedsakelig økt gassalg, høyere naturgasspris i norske kroner samt økte inntekter fra prosessering og transport.

**Salget av naturgass** var på 28,4 milliarder Sm<sup>3</sup> i 2006, 27,3 milliarder Sm<sup>3</sup> i 2005 og 25,0 Sm<sup>3</sup> i 2004. Økningen i solgte volum på 4 prosent fra 2005 til 2006 skyldtes i hovedsak høyere avtak fra eksisterende kunder, økte leveringsforpliktelser under eksisterende kontrakter samt økt spotsalg. Økningen i solgte volumer ble delvis utlignet av en nedgang i produksjonen på Sleipner feltet på grunn av lengre vedlikeholdsstans i 2006 sammenlignet med 2005.

Avstemming av leteutgifter til letekostnader er vist i tabellen nedenfor.

Leting (i millioner kroner)	2006	2005	2004
Leteutgift (aktivitet)	3 951	2 149	1 374
Kostnadsført, tidligere balanseført leteutgift	506	0	49
Balanseført del av periodens leteutgift	-1 435	-714	-372
Letekostnader	3 022	1 435	1 051

Økningen i solgte gassvolum på 9 prosent fra 2004 til 2005 skyldtes hovedsakelig høyere avtak fra kunder under eksisterende kontrakter, økt gassalg fra nye gassalgskontrakter i vår portefølje og økte tredjeparts gassalg til USA.

Av totalt gassalg i 2006 var 25,4 milliarder Sm<sup>3</sup> egenprodusert. Gjennomsnittlige priser på vår gass solgt i Europa var 1,91 kroner per Sm<sup>3</sup> i 2006, sammenlignet med 1,45 kroner per Sm<sup>3</sup> i 2005, en økning på 32 prosent, mot 1,10 kroner per Sm<sup>3</sup> i 2004, en økning på 31 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 feltene In Salah og In Amenas blir ikke solgt av segmentet Naturgass, og derfor er Statoils salgsvolum fra disse feltene ikke inkludert i det rapporterte salget fra segmentet Naturgass.

**Varekostnaden** økte med 32 prosent fra 2005 til 2006 og med 59 prosent fra 2004 til 2005. 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 tredjeparts volumer for salg i USA. Internprisen for naturgass kjøpt fra U&P Norge, som indekseres i forhold til råoljeprisen, gikk tilsvarende opp gjennom hele 2006.

**Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader** økte med 13 prosent fra 2005 til 2006 og med 27 prosent fra 2004 til 2005, hovedsakelig på grunn av høyere transportkostnader knyttet til økte gassalgvolumer.

**Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser** for forretningsområdet Naturgass i 2006 var 10,0 milliarder kroner, sammenlignet med 5,9 milliarder



kroner i 2005 og 6,8 milliarder kroner i 2004. Økningen på 70 prosent fra 2005 til 2006 skyldtes primært høyere naturgasspriser. Salget av vår 30 prosent eierandel i gasskraftverket Ringsend i Dublin, Irland, i 2006 bidro også til økt resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser.

Nedgangen på 13 prosent fra 2004 til 2005 skyldtes hovedsakelig økte varekostnader. Salget av aksjene i VNG bidro også til økt resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser i 2004.

USGAAP Resultatregnskap (i millioner kroner)	2006	2005	Regnskapsår endring	2004	endring
Driftsinntekter	61 134	45 823	33 %	33 326	37%
Salg av naturgass <sup>(1)</sup>	56 323	41 565	36 %	29 703	40%
Prosessering og transport	4 812	4 258	13 %	3 623	18%
Varekostnader	40 831	30 826	32 %	19 350	59%
Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader	9 424	8 321	13 %	6 540	27%
Av- og nedskrivninger	870	775	12 %	652	19%
<b>Resultat før finans, skatt og minoritetsinteressert</b>	<b>10 009</b>	<b>5 901</b>	<b>70 %</b>	<b>6 784</b>	<b>-13%</b>
<b>Priser:<sup>(2)</sup></b>					
Naturgasspris (NOK/Sm <sup>3</sup> ) <sup>(3)</sup>	1,91	1,45	32 %	1,10	31%
Internpris naturgass (NOK/Sm <sup>3</sup> )	1,36	1,04	31 %	0,71	47%
<b>Volumer solgt:<sup>(4)</sup></b>					
For vår egen regning (milliarder Sm <sup>3</sup> ) <sup>(5)</sup>	28,4	27,3	4 %	25,0	9%
For SDØEs regning (milliarder Sm <sup>3</sup> )	33,1	31,6	5 %	30,3	4%

(1) Gevinst fra salget av Ringsend på 0,1 milliard kroner er inkludert i salg av naturgass for 2006. Gevinst fra salget av VNG-aksjer på 0,6 milliard 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<sup>3</sup>.

(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 2006, 2005 og 2004.

## Regnskapsårene 2006, 2005 og 2004

Foredling og Markedsføring selger Statoils egenolje, SDØE-volumer og tredjepartsolje.

Foredling og Markedsføring hadde **driftsinntekter** på 354,0 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 333,5 milliarder kroner i 2005 og 262,4 milliarder kroner i 2004. Økningen på 6 prosent fra 2005 til 2006 skyldtes i hovedsak økte inntekter for Oljesalg, handel og forsyning (O&S) på grunn av høyere priser målt i USD for råolje, som ble delvis utlignet av 11 prosent nedgang i totale råoljevolum.

Økningen på 27 prosent fra 2004 til 2005 skyldtes i hovedsak høyere priser målt i USD for råolje, men ble delvis motvirket av en styrking av den norske kronen i forhold til USD og en 3 prosent reduksjon i totale råoljevolum.

**Varekostnaden** økte fra 243,0 milliarder kroner i 2004, til 308,1 milliarder kroner i 2005 og 329,1 milliarder kroner i 2006. Økningen fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig høyere priser i USD for råolje.

Økningen fra 2004 til 2005 skyldtes hovedsakelig høyere priser i USD for råolje, samt at SDS var konsolidert i konsernet i 12 måneder i 2005 mot bare seks måneder i 2004.

**Drifts-, salgs og administrasjonskostnader** økte med 2 prosent i 2006 sammenlignet med 2005. Fra 2004 til 2005 økte Drifts-, salgs- og administrasjonskostnadene med 13 prosent, hovedsakelig grunnet fullårseffekten av konsolideringen av SDS og restruktureringskostnader i markedsføringsvirksomheten.

**Av- og nedskrivninger** var 1,9 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 2,1 milliarder kroner i 2005 og 1,6 milliarder kroner i 2004. Nedgangen fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig reduserte avskrivninger innen Foredling som følge av økt levetid for anleggene, etter at det i 2006 ble foretatt en gjennomgang av driftsmidlenes levetid.

**Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser** for Foredling og Markedsføring var 7,0 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 7,6 milliarder kroner i 2005 og 3,9 milliarder kroner i 2004. Nedgangen fra 2005 til 2006 skyldtes hovedsakelig gevinst fra salget av Borealis i 2005, som ble delvis motvirket av gevinsten fra salget av Statoil Ireland og bedre resultater for handelsvirksomheten i 2006. Gevinst fra salget av Statoils aksjer i Borealis og høyere marginer kombinert med høyere regularitet innenfor foredlingsvirksomheten var hovedårsakene til det økte resultatet før finans, skatt og minoritetsinteresser på 3,7 milliarder kroner fra 2004 til 2005.

**Foredling** hadde en resultatøkning før finans, skatt og minoritetsinteresser på 0,3 milliarder kroner fra 2005 til 2006, hovedsakelig på grunn av reduserte avskrivninger og at det ikke var noen tap på marginsikring sammenlignet med 2005. Dette ble delvis motvirket av lavere raffineringsmarginer. Økningen på 1,7 milliarder kroner fra 2004 til 2005 skyldtes hovedsakelig høye raffineringsmarginer og høy regularitet. Gjennomsnittlig raffineringmargin (FCC-margin) var 10 prosent lavere i 2006 enn i 2005, noe som tilsvarte en nedgang på USD 0,8 per fat. Gjennomsnittlig kontraktspris på metanol var 33 prosent høyere i norske kroner i 2006 enn i 2005.

Innenfor **Oljesalg, handel og forsyning (O&S)** økte resultatet før finans, skatt og minoritetsinteresser med 0,6 milliarder kroner i 2006 sammenlignet med 2005, hovedsakelig på grunn av bedre resultater for handelsvirksomheten. Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser økte 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 Melaka-raffineriet.

Innenfor **Energy & Retail** (tidligere Markedsføring) økte resultatet før finans, skatt og minoritetsinteresser med 0,7 milliarder kroner i 2006 sammenlignet med 2005. Dette skyldtes hovedsakelig gevinst fra salget av Statoil Ireland i 2006, som var på 0,6 milliarder før skatt. Resultatet før finans, skatt og minoritetsinteresser gikk noe ned i 2005 sammenlignet med 2004, som følge av 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. Bidraget fra Borealis økte fra 2004 til 2005 grunnet gevinsten fra salget av Statoils 50 prosent andel i Borealis til International Petroleum

USGAAP Resultatregnskap (i millioner kroner)	2006	2005	Regnskapsår endring	2004	endring
Driftsinntekter	354 024	333 493	6 %	262 402	27%
Varekostnader	329 072	308 124	7 %	243 026	27%
Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader	16 035	15 704	2 %	13 896	13%
Av- og nedskrivninger	1 919	2 072	-7 %	1 581	31%
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	6 998	7 593	-8 %	3 899	95%
Operasjonelle data:					
FCC-margin (USD/fat)	7,1	7,9	-10 %	6,4	23%
Kontraktspris metanol (EUR/tonn)	300	225	33 %	213	6%
Petrokjemimargin (EUR/tonn)	-	161	-	153	5%

Investment Company (IPIC) og OMV Aktiengesellschaft i 2005. Statoil mottok 1 milliard euro for salget, tilsvarende 7,8 milliarder kroner, noe som gav en regnskapsmessig gevinst på 1,5 milliarder kroner i fjerde kvartal 2005.

### Øvrig virksomhet

#### Regnskapsårene 2006, 2005 og 2004

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, skatt og minoritetsinteresser på 0,4 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 0,9 milliarder kroner i 2005 og 0,8 milliarder kroner i 2004.

Segmentet Øvrig virksomhet inkluderer en økt forsikringskostnad på 0,5 milliarder kroner i 2005, som skyldtes ekstra forsikringspremie og forpliktelser i to gjensidige forsikringselskap hvor Statoil Forsikring AS deltar. Disse periodiseringene ble delvis reversert med 0,4 milliarder kroner i 2006.

### Likviditet og kapitalressurser

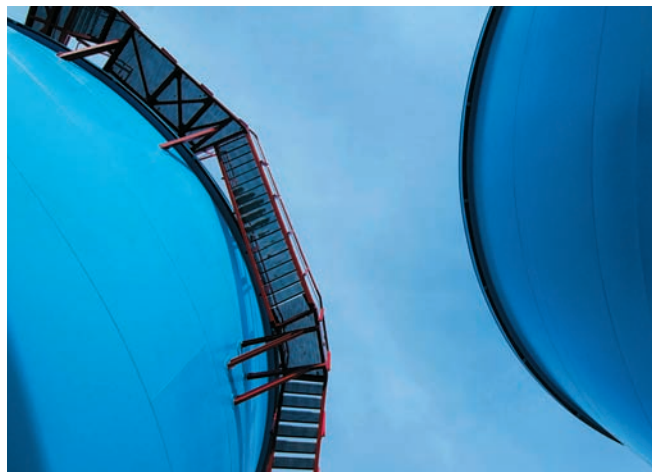
**Kontantstrøm fra driften.** Vår viktigste kontantstrømkilde er midler generert fra drift. Kontantstrøm fra driften utgjorde 60,9 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 56,3 milliarder kroner i 2005 og 38,8 milliarder kroner i 2004.

Økningen i kontantstrøm fra driften på 4,7 milliarder kroner i 2006 sammenlignet med 2005 skyldtes i hovedsak økt kontantstrøm fra underliggende operasjoner, som bidro med 31,2 milliarder kroner. Kortsiktige investeringer bidro med 1,0 milliarder kroner. En økning i betalte skatter reduserte kontantstrøm fra driften med 19,9 milliarder kroner, en økning i arbeidskapital reduserte kontantstrøm fra driften med 6,1 milliarder kroner, og en økning i langsiktige poster reduserte kontantstrøm fra driften med 1,6 milliarder kroner.

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 15,6 milliarder kroner, mens endring i arbeidskapital og langsiktige poster knyttet til driften reduserte kontantstrøm fra driften med 1,6 milliarder kroner.

**Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter** utgjorde 40,1 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 37,7 milliarder kroner i 2005 og 32,0 milliarder kroner i 2004.

Bruttoinvesteringer, definert som investeringer i varige driftsmidler og balanseførte leteutgifter, var på 46,2 milliarder kroner i 2006, 46,2 milliarder kroner i 2005 og 42,8 milliarder kroner i 2004. Bruttoinvesteringer inkluderer også investeringer i immaterielle eiendeler og langsiktige aksjeinvesteringer. Bruttoinvesteringene var like store i 2006 som i 2005. Lavere bruttoinvesteringer i Internasjonal U&P ble motvirket av høyere bruttoinvesteringer i U&P Norge. Økningen fra 2004 til 2005 i bruttoinvesteringer skyldtes hovedsakelig oppkjøpet av eiendeler fra EnCana i Mexicogolfen for 13,3 milliarder kroner i andre kvartal 2005.



Forskjellen på 6,1 milliarder kroner mellom kontantstrøm til investeringer på 40,1 milliarder kroner og bruttoinvesteringer på 46,2 milliarder kroner i 2006 var hovedsakelig knyttet til salg av eiendeler, balanseføring av fremtidige leieinntekter som ikke har noen kontanteffekt, men som regnskapsføres som finansielle leieavtaler, samt andre endringer i forpliktelser knyttet til felleskontrollert virksomhet (joint venture).

Forskjellen på 8,5 milliarder kroner 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** utgjorde 20,5 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 16,5 milliarder kroner i 2005 og 9,1 milliarder kroner i 2004. Nye langsiktige låneopptak utgjorde 0,1 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 0,4 milliarder kroner i 2005. Tilbakebetaling av langsiktig gjeld utgjorde 1,4 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 3,2 milliarder kroner i 2005.

Økningen på 4,0 milliarder kroner i kontantstrøm til finansieringsaktiviteter fra 2005 til 2006 var hovedsakelig relatert til en økning i utbetalt utbytte. I 2006 betalte Statoil et utbytte til aksjonærene på 17,8 milliarder kroner, mot 11,5 milliarder kroner i 2005 og 6,4 milliarder i 2004.

**Kortsiktige poster** (omløpsmidler minus kortsiktige forpliktelser) ble redusert med 1,0 milliard kroner, fra et positivt beløp på 0,3 milliarder kroner per 31. desember 2005 til et negativt beløp på 0,7 milliarder per 31. desember 2006. Endringen i kortsiktige poster skyldtes hovedsakelig en økning i kortsiktig gjeld på 4,0 milliarder kroner og en nedgang i kortsiktige investeringer på 5,8 milliarder kroner. Dette ble delvis oppveid av en økning i varelager på 3,5 milliarder kroner, en økning i forhåndsbetalte kostnader og andre omløpsmidler på 2,7 milliarder kroner og en nedgang i leverandørgjeld til nærstående parter på 2,2 milliarder kroner. Kortsiktige poster per 31. desember 2004 var på 3,9 milliarder kroner.

Hensyntatt etablerte likviditetsreserver (inkludert avtaler om kredittfasiliteter), kreditverdighet 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 på neste side.



**Likviditet.** Statoils kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter er i stor grad avhengig av prisen på olje og gass og samlet produksjonsvolum, og er bare i liten grad preget av sesongvariasjoner og vedlikeholdsstanser. 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 forventes fortsatt å ligge høyt på et nivå på 120 milliarder kroner for perioden 2005-2007 (eksklusive kjøpene i Mexicogolfen i 2005 og 2006 på totalt 17,9 milliarder kroner). Det kan oppstå et gap mellom midler generert fra drift og midler som er nødvendige til finansiering av investeringer, som vil bli finansiert med kort- og langsiktige lån. Det er vår intensjon å holde forholdstall knyttet til netto gjeld på nivåer som er forenlige med vår målsetting om å opprettholde konsernets langsiktige kredittrating innenfor kategorien A (for nåværende ratingnivå, se nedenfor).

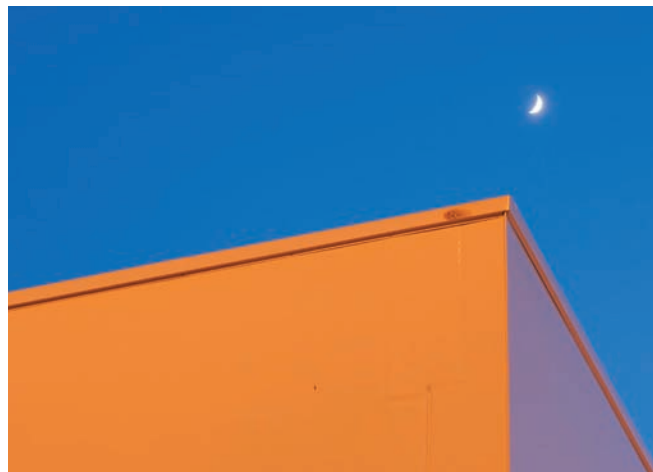
Per 31. desember 2006 hadde Statoil likvide midler på 8,4 milliarder kroner, inkludert 7,4 milliarder kroner i betalingsmidler og 1,0 milliarder kroner i kortsiktige investeringer (både norske og internasjonale kapitalmarkedsinvesteringer). Cirka 20 prosent av vår beholdning av betalingsmidler var holdt i aktiva i norske kroner, 67 prosent i USD og 13 prosent i andre valutaer, før effekten av valutabytteavtaler og terminkontrakter. Sammenlignet med ved utgangen av 2005 ble plasseringene i kapitalmarkedet redusert med 5,8 milliarder kroner i 2006 og betalingsmidler økte med 0,3 milliarder kroner. Reduksjonen i likvide midler i 2006 skyldtes hovedsakelig endring i arbeidskapital, i hovedsak økt lager, samt effekten av forskuddsbetaling av skatt for 2006 som følge av høyere resultatestimater for annet halvår 2006 enn faktisk resultat for annet halvår 2006.

Per 31. desember 2005 hadde Statoil likvide midler på 13,9 milliarder kroner, inkludert ca. 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 i norske kroner, 75 prosent i USD og 7 prosent i andre valutaer, 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 i plasseringer i det nasjonale og internasjonale kapitalmarkedet, samt 5,0 milliarder kroner i betalingsmidler. Per 31. desember 2004 var cirka 25 prosent av vår beholdning av betalingsmidler holdt i aktiva i norske kroner, 70 prosent i USD og 5 prosent i andre valutaer, før effekten av valutabytteavtaler og terminkontrakter.

Statoils generelle policy 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 selskapet, ut fra vår forretningsvirksomhet og kontantstrøm, anser at det har behov for slik finansiering og forutsatt at vi vurderer markedsforholdene som gunstige.

Per 31. desember 2006 hadde konsernet tilgjengelig en kommittert kredittfasilitet på USD 2,0 milliarder som inneholder en «swingline»-opsjon på USD 0,5 milliarder. Denne fasiliteten ble etablert i 2004 og er tilgjengelig for



utnyttelse frem til desember 2011, etter utøvelse av en forlengelsesopsjon i 2006. Ved utgangen av 2006 var fasiliteten ubenyttet. En internasjonal finansinstitusjon har i tillegg opprettet en kredittlinje på bilateral basis på 200 millioner euro i vår favør. Denne kredittlinjen forventes utnyttet i april 2007. Lånet vil bli tatt opp i USD og skal nedbetales etter fem år.

Moody's kort- og langsiktige kredittklassifisering av Statoil er henholdsvis P-1 og Aa2. Vår langsiktige kredittklassifisering fra Standard & Poor's ble oppgradert til A+ i november 2006 etter en revurdering av virkningen på Statoils virksomhet og finansielle stabilitet, som påvirkes positivt av vårt 70,9 prosent statlige eierskap. Standard & Poor's kortsiktige klassifisering av Statoil er A-1. Da den planlagte fusjonen mellom Statoil og Norsk Hydros olje- og gassvirksomhet ble kunngjort i desember 2006, satte Standard and Poor's Statoil på «Credit Watch» med positive implikasjoner.

**Total rentebærende gjeld** var 35,8 milliarder kroner ved utgangen av 2006, sammenlignet med 34,1 milliarder kroner ved utgangen av 2005. Økningen i total rentebærende gjeld skyldtes en økning på 2,0 milliarder kroner i finansielle leieavtaler og ny kortsiktig gjeld til Den norske stat på 2,5 milliarder kroner, som ble delvis oppveid av en nedgang i langsiktig rentebærende gjeld som følge av svekkelsen av USD mot NOK samt tilbakebetaling av langsiktig gjeld i 2006. Den økte leieforpliktelsen knytter seg hovedsakelig til tre skip bygget for LNG-transport fra Snøhvit. Den nye kortsiktige gjelden til staten knytter seg til aksjer som skal innløses av staten i forbindelse med tilbakekjøpsprogrammet. Per 31. desember 2004 var total rentebærende gjeld 36,1 milliarder kroner.

Valutabytteavtaler brukes for risikostyringsformål, for å sikre at langsiktig rentebærende gjeld holdes 100 prosent i USD. Som resultat av dette er mesteparten av Statoils langsiktige gjeld eksponert for endringer i NOK/USD-valutakursen.

**Netto rentebærende gjeld** per 31. desember 2006 var 24,9 milliarder kroner, sammenlignet med 19,3 milliarder kroner ved utgangen av 2005. Økningen skyldes en reduksjon på 3,7 milliarder kroner i justerte betalingsmidler og en økning på 2,0 milliarder kroner i justert total rentebærende gjeld. Per 31. desember 2004 var netto rentebærende gjeld 20,2 milliarder kroner. For avstemming av netto rentebærende gjeld til bruttogjeld, se avsnittet — Bruk av non-GAAP finansielle måltall.

**Gjeldsgraden**, definert som netto rentebærende gjeld i forhold til sysselsatt kapital, var 16,8 prosent ved utgangen av 2006, sammenlignet med 15,1 prosent ved utgangen av 2005 og 18,9 prosent ved utgangen av 2004. Økningen i dette forholdstallet i 2006 var hovedsakelig relatert til en økning i netto gjeld, som ble delvis oppveid av en økning i egenkapital.

Vår metode for beregning av gjeldsgrad inkluderer visse justeringer, og gjeldsgraden anses følgelig som et non-GAAP finansielt måltall. Gjeldsgraden uten disse justeringene var 18,1 prosent i 2006, 15,8 prosent i 2005 og 18,3 prosent i 2004. 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 «Commercial Paper» program i USA 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 de finansielle leieavtalene beskrevet i avsnittet om brutto rentebærende gjeld, ble det ikke tatt opp vesentlige langsiktige lån i 2006.

Per 31. desember 2006 var vår langsiktige gjeldsportefølje på 30,3 milliarder kroner med en gjennomsnittlig løpetid på 10,1 år og en vektet gjennomsnittlig rentesats på 5,4 prosent per år. Per 31. desember 2005 var vår samlede langsiktige gjeldsportefølje på 32,6 milliarder kroner med en gjennomsnittlig løpetid på 10,6 år og en vektet gjennomsnittlig rentesats på 5,4 prosent per år. Per 31. desember 2004 var vår samlede langsiktige gjeldsportefølje på 31,4 milliarder kroner med en gjennomsnittlig løpetid på 11 år og en vektet gjennomsnittlig rentesats på 5 prosent per år.

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

**Statoils finansieringspolicies** dekker kapitalkilder, løpetidsprofil for langsiktig gjeld, styring av renterisiko, valutarisiko og forvaltning av likvide midler. Statoils langsiktige gjeld, justert for virkningen av valutabytteavtaler, er i USD siden netto kontantstrøm før skatt hovedsakelig er i USD. I tillegg benytter vi rentederivater (hovedsakelig rentebytteavtaler) for å styre risikoen knyttet til renterisikoen for vår langsiktige gjeldsportefølje.

Ny langsiktig opplåning utgjorde totalt 0,1 milliard kroner i 2006, sammenlignet med 0,4 milliarder kroner i 2005, og 4,6 milliarder kroner i 2004. Statoil betalte tilbake langsiktig gjeld på ca. 1,4 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med ca. 3,2 milliarder kroner i 2005 og ca. 6,6 milliarder kroner i 2004. Per 31. desember 2006 skulle 2,3 milliarder kroner av gjelden betales tilbake i løpet av ett år, 11,5 milliarder kroner av gjelden hadde en løpetid på to til fem år og 18,7 milliarder kroner mer enn fem år. Til sammenligning var tallene per 31. desember 2005 henholdsvis 1,1, 8,7 og 24,0 milliarder kroner og per 31. desember 2004 henholdsvis 3,0, 8,9 og 22,5 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 gjennomgås av vår konserndirektør for økonomi og finans. Gjeldsporteføljene 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 2006. Tabellen viser kontraktuelle forpliktelser eksklusive 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. 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.

Langsiktig gjeld i tabellen nedenfor inkluderer nedbetaling av hovedstoler.

Kontraktsmessige investeringsforpliktelser beløp seg til 17,3 milliarder kroner ved utgangen av 2006, hvorav 11,5 milliarder kroner forfaller innen ett år fra 31. desember 2006.

Beregnete pensjonsforpliktelser beløp seg til 27,4 milliarder kroner og virkelig verdi av eiendeler beløp seg til 23,7 milliarder kroner per 31. desember 2006. Urealisert aktuarmessige gevinst/tap og urealisert kostnader ved tidligere planendringer beløp seg til 6,1 milliarder kroner per 31. desember 2006, og er rapportert under Annen egenkapital.

#### 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 2006, 2005 og 2004 på henholdsvis 2,2, 1,8 og 1,1 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. 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.

Kontraktsmessige forpliktelser (i millioner kroner)	Sum	Per 31. desember 2006			
		<1 år	Gjenværende løpetid. 1-3 år	4-5 år	> 5 år
Sum langsiktig gjeld inkludert finansiell leie	32 596	2 325	6 249	5 287	18 735
Operasjonelle leieavtaler	29 725	5 976	12 697	7 496	3 556
Transportkapasitet, terminalkapasitet og lignende forpliktelser	80 372	5 533	11 082	11 475	52 282
Sum kontraktsmessige forpliktelser	142 693	13 834	30 028	24 258	74 573

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

**Letekostnader og kjøpte leterettigheter.** I samsvar med Statement of Financial Accounting Standards (FAS) nummer 19 balansefører Statoil midlertidig utgifter til boring av letebrønner i påvente av en vurdering av om brønnene har funnet sikre olje- og gassreserver. Selskapet balansefører også kjøpte letearealer og signaturbonuser som betales for å oppnå tilgang til utviklede 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 sikre olje- og gasseiere 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.

En illustrasjon av størrelsen på de gjeldende balansepostene (balanseførte utgifter til leteboring) og den effekt vår vurdering har på de beløp som balanseføres midlertidig, er gitt i nedenstående tabell, som oppsummerer 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. Merk at balanseførte leteutgifter i tabellen nedenfor ikke inkluderer balanseførte signaturbonuser og andre leterettigheter som er balanseført med henholdsvis 16 578 millioner, 11 071 millioner og 609 millioner kroner per årsslutt 2006, 2005 og 2004.

**Nedskrivning.** Statoil har betydelige investeringer i varige driftsmidler slik som produksjonsanlegg, bygninger, 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 vurderingsenheten for eiendelen som nedskrivningen eventuelt gjelder, til konsistent anvendelse av relevante forutsetninger på tvers av konsernet, og, i tillegg hvor den første testen om hvorvidt udiskonterte kontantstrømmer overstiger den bokførte verdien ikke er oppfylt, å estimere virkelig verdi av den eiendelen som vurderes.

Leteutgifter balanseført i påvente av bokføring av sikre reserver:

(i millioner kroner)	2006	2005	2004
Balanseførte leteutgifter per 1. januar	3 030	2 277	2 747
Tilgang	2 454	1 236	935
Reklassifisert til Produksjonsanlegg for olje og gass, inkludert rørledninger basert på bokføring av sikre reserver <sup>(1)</sup>	-316	-476	-1 225
Kostnadsførte, tidligere balanseførte leteutgifter <sup>(2)</sup>	-324	-149	-61
Balanseførte leteutgifter som er solgt	-178	-4	-10
Omregningsdifferanser	-141	146	-109
Balanseførte leteutgifter per 31. desember	4 524	3 030	2 277

(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) Statoil kostnadsførte i 2006 totalt 667 millioner kroner i tidligere balanseførte utgifter hvorav 324 millioner kroner knyttet seg til balanseført leting og 343 millioner kroner knyttet seg til balanseførte signaturbonuser og andre kjøpte leterettigheter.

Følgende er en oppsummering av visse varige driftsmidler i Statoils balanseoppstilling ved utgangen av året og nedskrivningskostnaden som er bokført i løpet av årene 2006, 2005 og 2004:

(i millioner kroner)	2006	2005	2004
Netto bokført verdi på tomter, anlegg og utstyr	209 601	180 669	151 993
Netto bokført verdi immaterielle eiendeler	1 837	2 388	2 374
Nedskrivning som er ført i resultatregnskapet i løpet av året	260	2 211	264

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 varige driftsmidler 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 eiendelens levetid.

Det er vanskelig å estimere kostnaden av disse nedstengnings- og fjerningsaktivitetene, som er basert på gjeldende regelverk og dagens 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 fjerningsforpliktelsen, og den påfølgende justeringen av disse balansepostene involverer anvendelse av betydelig skjønn.

I løpet av 2006 steg Statoils totale forpliktelser knyttet til fjerning fra 20 til 29 milliarder kroner, hovedsakelig grunnet en oppjustering av kostnadsestimatene på grunn av kompleksiteten ved fjerningsarbeider, rigger, marine operasjoner og tungløftfartøy. Denne endringen har betydelig effekt på Netto bokført verdi på Anleggsmidler og Annen gjeld i de konsoliderte balanseoppstillingene, men bare mindre effekt på resultatet for perioden. Endringen forventes imidlertid å få store konsekvenser for fremtidige avskrivnings- og rentekostnader. Det er usikkert hvor mye avskrivningen vil øke, idet den avhenger av fremtidig produksjonsnivå. Ut fra foreliggende produksjonsprognoser vil avskrivningene øke med 1,6 milliarder kroner i 2007. Rentekostnaden anslås å ville øke med 0,4 milliarder kroner årlig.

**Pensjonsforpliktelser.** Ved estimering av nåverdien av ytelsesbaserte pensjonsplaner 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 forventede årlige lønnsveksten. Disse forutsetningene har en direkte og betydelig påvirkning på beløpene som presenteres. Betydelige endringer i disse



forutsetningene mellom perioder vil på samme måte ha en betydelig effekt i regnskapet. Se tabellen på neste side for en spesifisering.

**Finansielle derivater og sikringsaktiviteter.** Statoil balansefører alle derivater til markedsverdi. Derivater som ikke inngår i kontantstrømsikring skal justeres til markedsverdi over resultatregnskapet.

Bruken av reglene for sikringsbokføring krever utstrakt skjønn, og valg av sikringsinstrument kan få konsekvenser for tidspunkt for inntekts- eller kostnadsføring av den enkelte derivatkontrakt, som kan tilsvare – men som ikke nødvendigvis tilsvare – endringer i virkelig verdi av underliggende fysiske posisjoner, kontrakter og forventede transaksjoner, som ikke skal føres til markedsverdi i henhold til FAS 133. Det er ikke tillatt å sikringsbokføre valutabytteavtaler som ikke er i funksjonell valuta, selv om sikringen skulle være effektiv i økonomisk forstand. Endringer i virkelig verdi av slike bytteavtaler kan derfor medføre urealiserte gevinster eller tap som føres løpende i resultatregnskapet uten at motsvarende verdiendringer i den sikrede porteføljen føres i resultatregnskapet.

Når det ikke finnes direkte observerbare markedspriser eller 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 gjeldende retningslinjer fra FASB og beste estimat. Likevel kan endringer i interne forutsetninger og terminkurver ha vesentlig effekt på virkelig verdi på internt kalkulerede langsiktige kontrakter, med virkning på inntekter eller kostnader i resultatregnskapet.

Se avsnittet —Risikostyring for nærmere opplysninger om hvordan vi estimerer markedsverdien for derivater på annet grunnlag enn noterte markedspriser og eksponeringen til markedsrisiko av Statoils bokførte eiendeler og gjeld.

Tabellen nedenfor gir en oversikt over eiendeler og gjeld som berøres, og illustrerer hvordan estimatene virker inn på balansen.

(i millioner kroner)	2006	2005	2004
Netto bokført verdi av fjerningseiendeler	11 041	3 606	3 388
Netto bokført verdi av fjerningsforpliktelser	28 971	20 034	18 629



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.

(i millioner kroner)	2006	2005	2004
Ikke realiserte netto tap (en eiendel i balanseoppstillingen)	0	3 654	2 685
Amortisering av tap (en kostnad i perioden)	102	48	170

Nøkkelforutsetninger for beregning av forventede fremtidige pensjonsutbetalinger	2006	2005	2004
Vektet gjennomsnittlig diskonteringsats	5,00%	4,75%	5,50%
Vektet gjennomsnittlig forventet avkastning på eiendelene	5,75%	5,75%	6,50%
Vektet gjennomsnittlig vekst for kompensasjoner	4,25%	3,00%	3,50%

**Konsernets inntektsskatt.** Statoil pådrar seg årlig betydelige beløp i betalbar skatt for konsernet fra ulike skatteregimer rundt om i verden, og bokfører betydelige endringer i utsatte skattefordeler og utsatte skatteforpliktelser, alt ut fra hvordan vi til enhver tid fortolker gjeldende lover, forskrifter og rettspraksis. Kvaliteten på våre estimater avhenger av at vi er i stand til å anvende til dels svært komplekse regler, gjennomføre endringer som endringer i regelverket krever, og når det gjelder visse avsetninger, og forutse fremtidig inntjening fra aktivitetene som kan anvende fremførbare tapsposisjoner mot fremtidige inntektsskatter.

Tabellen nedenfor er en oppsummering av utsatte skattefordeler og skatteforpliktelser i vår balanseoppstilling, samt årlig skattekostnad i resultatregnskapet.

Statoil vil i henhold til norske krav fra og med 1. januar 2007 rapportere i henhold til International Financial Reporting Standards (IFRS), og vil anvende IFRS som sitt primære regnskapsspråk. Statoil vil derfor fra samme tidspunkt avstemme primærregnskapet mot USGAAP, noe som er en endring fra dagens USGAAP rapportering.

#### 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 2006 er Statoil forpliktet til å delta i 18 brønner på norsk sokkel og 24 brønner i utlandet, med en gjennomsnittlig eierandel på 38,4 prosent. Statoils andel av antatte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omkring 4,4 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 2006 var 5,5 milliarder kroner.

Forpliktelser knyttet til transportkapasitet og lignende forpliktelser per 31. desember 2006 er spesifisert i tabellen «Kontraktsmessige forpliktelser» under Likviditet og kapitalressurser.

(i millioner kroner)	2006	2005	2004
Betalbar skatt i balansen	30 219	29 752	19 119
Kortsiktig utsatt skattefordel	1 876	3 733	0
Langsiktig utsatt skattefordel	375	372	205
Langsiktig utsatt skattegjeld	44 987	43 314	44 233
Årets skattekostnad	80 360	60 036	45 419

Statoil har inngått avtale som innebærer kontraktsmessige forpliktelser til det USA-baserte energiselskapet Dominion om ytterligere kapasitet ved Cove Point-terminalen for flytende naturgass (LNG) i USA. Denne avtalen gjelder en årlig terminalkapasitet på rundt 7,7 milliarder kubikkmeter gass over en 20-årsperiode med planlagt oppstart i 2009. Disse forpliktelsene er delvis inngått på vegne av og for SDØE's regning og risiko. Tilhørende forpliktelser i tabellen «Kontraktsmessige forpliktelser» under Likviditet og kapitalressurser er inkludert med 90 prosent av tilleggsvolumene fra denne ekspansjonen.

### 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. Hvordan gjeldsporteføljen benyttes til å dempe valutarisiko, er nærmere beskrevet i finansieringsstrategien over. Vår konsernriskokomite ledes av vår konserndirektør for økonomi og finans (CFO) og består blant annet av representanter for våre hovedforretningsområder. Konsernriskokomiteen har ansvar for å definere og iverksette våre strategiske retningslinjer for håndtering av markedsrisiko, og møtes én gang i måneden for å fastsette våre strategier for risikostyring, inkludert sikrings- og handelsstrategier og verdsettelsesmetoder.

Vi deler risikostyring inn i forsikringsbare risikoer, som styres av vårt eget forsikringselskap som opererer i det norske og internasjonale forsikringsmarkedet, taktiske risikoer, som er kortsiktig handelsrisiko basert på underliggende eksponering og som styres av linjeledelsen, og strategiske risikoer, som er langsiktige, grunnleggende risikoer, og som overvåkes av vår konsernriskokomite som gir råd og anbefaler tiltak overfor konsernledelsen. For å håndtere våre taktiske og strategiske markedsrisikoer har vi utviklet retningslinjer for å styre den underliggende volatiliteten 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 konsernriskokomite for å unngå suboptimalisering, redusere sannsynligheten for at vi utsettes for økonomiske vanskeligheter og forbedre konsernets mulighet for fremtidig vekst også i vanskelige markeder. Ut fra

dette har vi iverksatt strategier og rutiner med sikte på å redusere vår samlede eksponering for strategiske risikoer.

**Taktiske markedsrisikoer.** Alle aktiviteter i forbindelse med styring av taktiske risikoer skjer innenfor rammen av etablerte interne mandater og følges løpende opp mot disse. Basert på dagens markedssyn har Statoil i henhold til dette inngått visse derivatkontrakter som sikrer ca fire prosent av salg av naturgass fra norsk sokkel i perioder frem til og med tredje kvartal 2009.

**Råvareprisrisiko.** Råvareprisrisikoen er vår største taktiske risiko. For å begrense effektene av den kortsiktige volatiliteten i råvareprisene og sammenstille kostnader og inntekter, inngår vi råvarebaserte derivatkontrakter som består av futures-kontrakter, opsjoner, ikke-børsnoterte («over-the-counter» - OTC) terminkontrakter, og ulike typer bytteavtaler knyttet til råolje- og petroleumsprodukter, naturgass og elektrisitet.

Derivater knyttet til råolje og øvrige petroleumsprodukter 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 forhåndsdefinert scenario. Ved styring av markedsrisikoer og ved handel benytter vi standardderivater. Disse omfatter futures-kontrakter og opsjoner som handles på regulerte børser, OTC-bytteavtaler samt opsjons- og terminkontrakter.

**Valutarisiko.** Endringer i valutakursene kan ha betydelig innvirkning på driftsresultatene. 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 stor 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 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 renterisiko ved hjelp av forskjellige typer rentekontrakter. Vi inngår rentederivater, først og fremst rentebytteavtaler, for å endre renteeksponeringen og redusere finansieringskostnadene. Rentebytteavtaler og andre derivater benyttes også som verktøy for å diversifisere finansieringskildene innenfor ønsket valuta- og renteeksponering. I en rentebytteavtale gjør vi avtale med en motpart om, til fastsatte intervaller, å bytte differansen mellom rentebeløp beregnet på grunnlag av en avtalt teoretisk hovedstol og avtalt fast eller flytende rente.

**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 verdsettelsesmodeller. 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 2006 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 nederst viser en avstemming av endring i netto markedsverdi for alle råvarebaserte og finansielle derivater som bokført enten per 31. desember 2006 eller 31. desember 2005, hensyntatt betalte depositum. Derivatkontrakter som ble inngått og senere oppgjort i løpet av 2006, er ikke inkludert i tabellen.

**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 kreditteksponeringen for motparter, samt ved å etablere kredittgrenser for motparter og 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 2006 hadde Statoil ikke innkalt noe kontanter som sikkerhet for urealiserte gevinster på OTC-derivater.

Kilde til markedsverdi (i millioner kroner)	Netto markedsverdi				
	Gjenværende løpetid < 1 år	1-3 år	4-5 år	> 5 år	Sum netto markedsverdi
<b>Råvarebaserte derivater:</b>					
Noterte markedspriser	823	135	9	0	968
Priser fra andre eksterne kilder	239	-28	0	0	211
Pris basert på modeller eller andre verdsettelsesteknikker	-2	0	2	0	0
Sum råvarebaserte derivater	1 060	107	11	0	1 178

<b>Finansielle derivater:</b>					
Noterte markedspriser	2 143	634	1 490	1 011	5 278
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	2 143	634	1 490	1 011	5 278

(i millioner kroner)	Råvarederivater	Finansielle derivater
Netto markedsverdi på derivatkontrakter per 31. desember 2005	-1	1 400
Kontrakter som er realisert eller gjort opp i perioden <sup>(1)</sup>	133	2 150
Markedsverdi på nye kontrakter inngått i året	1 157	1 638
Endring i markedsverdi grunnet endring i forutsetninger eller verdsettelsesteknikker	0	90
Andre endringer i markedsverdi	30	0
Netto markedsverdi på derivatkontrakter per 31. desember 2006	1 319	5 278

(1) Vi har realisert mer i løpet av året enn netto åpningsbalanse fordi netto åpningsbalanse bestod av relativt store posisjoner med urealiserte tap innenfor ett år som var mer enn (råvarebaserte derivater) eller delvis (finansielle derivater) oppveid av urealiserte tapsposisjoner med en varighet på mer enn ett år.

Kredittisiko knyttet til OTC rentebytteavtaler og valutabytteavtaler er knyttet til motparten i disse transaksjonene. Motpartene er finansinstitusjoner med høy kredittverdighet. Kredittverdigheten vurderes minst en gang i året, og motpartsrisikoen overvåkes for å sikre at vår eksponering ikke går ut over fastsatte kredittgrenser og 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 inntil 23 år, i tråd med løpetiden til de tilsvarende langsiktige gjeldspostene som sikres eller risikostyres ved hjelp av bytteavtalene.

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

**Driftsrisikoer.** Vi eksponeres også for driftsrisikoer, inkludert reservoarriisiko, 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 reassuransesprogram. Som en del av dette reassuransesprogrammet var ca. 64 prosent av det samlede forsikrede beløpet på cirka 205 milliarder kroner reassurert i de internasjonale markedene per 31. desember 2006. 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.

Statoil Forsikring AS er medlem av to gjensidige forsikringsselskaper, Oil Insurance Ltd og sEnergy Insurance Ltd. Medlemskap i disse to selskapene innebærer at Statoil Forsikring AS er ansvarlig for sin relative andel av mulige

Tabellen nedenfor viser markedsverdi av OTC finansielle og råvarebaserte derivatendeler, netto av nettelavtaler og sikkerhetsstillelser, per 31. desember 2006, fordelt i henhold til motpartens kredittverdighet slik Statoil vurderer den.

(i millioner kroner)	Markedsverdi
Motpartsrelatert eksponering	
«Investment grade», med rating A eller høyere	6 905
Annen «Investment grade»	276
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	358



tap som kan oppstå i forbindelse med driften av selskapene. Selskapenes medlemmer har felles ansvar for mulige tap som oppstår i gruppen. Medlemmene av sEnergy har besluttet å oppløse selskapet. Det forventes ikke at dette vil medføre kostnader ut over det som allerede er gjenspeilet i Statoils regnskap.

#### Forskning og utvikling

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

Utgifter til forskning og utvikling var 1 225 millioner kroner i 2006, sammenlignet med 1 066 millioner kroner i 2005 og 1 027 millioner kroner i 2004.

#### Konsernets mål

Statoil benytter konsernmål for å følge økning i produksjon, effektiv utnyttelse av kapital og for å bedre effektiviteten i driften. I denne delen drøftes disse målene. Videre rapporteres resultatene for målene for årene 2006, 2005 og 2004. For en diskusjon av historiske og forventede investeringer og reserveerstatningsrate se trendinformasjon nedenfor.



Diskusjonen av konsernets mål nedenfor tar ikke hensyn til den planlagte fusjonen med Norsk Hydros olje og gass virksomhet.

I 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. I 2006 reviderte vi målene for 2007. Vi har ikke lenger noe tallfestet mål for ROACE, og vi har revidert produksjonsmålene og målet for normalisert produksjonsenhetskostnad som vist under.

Diskusjonen av konsernets mål og ROACE benytter to nøkkeltall som er non-GAAP finansielle måltall. I henhold til U.S. Securities and Exchange Commissions definisjon er non-GAAP finansielle måltall tall som enten ekskluderer eller inkluderer beløp som ikke er ekskludert eller inkludert i sammenlignbare måltall beregnet og fremstilt i henhold til god regnskapsskikk (GAAP). Nøkkeltallene er normalisert produksjonskostnad per fat og avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE). For ytterligere informasjon om nøkkeltallene, samt avstemming mellom disse nøkkeltallene og tall som er fremkommet i henhold til US GAAP, se avsnittet –Bruk av non-GAAP finansielle måltall.

#### Oppsummering av mål – 2007

Statoil vil søke å oppfylle følgende mål:

- et produksjonsmål på 1 300 000 fat o.e. per dag, veiledende fordelt med ca. 1 060 000 fat o.e. per dag fra norsk sokkel og ca. 240 000 fat o.e. per dag internasjonalt. Målet tar utgangspunkt i en oljepris på USD 60 per fat for perioden 2005–07, og
- hva driftseffektiviteten angår: holde produksjonsenhetskostnaden under 27–28 kroner per fat. Målet for produksjonsenhetskostnaden er basert på en gjennomsnittlig oljepris på USD 60 per fat i 2007, og vil bli justert for PSA-effekt. Produksjonsenhetskostnaden er normalisert til en NOK/USD-valutakurs på 6,00.

Disse målene tar ikke hensyn til den planlagte fusjonen med Norsk Hydros olje og gass virksomhet.

**Produksjon.** Samlet gjennomsnittlig olje- og gassproduksjon var 1 135 000 fat o.e. per dag i 2006, sammenlignet med 1 169 000 fat o.e. per dag i 2005 og 1 106 000 fat o.e. per dag i 2004.

Vår forventede produksjonsvekst i 2007 er basert på en løpende karakteristikkk av våre reservoarer og våre planlagte investeringer og utbyggingsprosjekter. Produksjonsmålet for 2007 er satt til 1 300 000 fat o.e. per dag justert for effekten av produksjonsdelingsavtaler som beskrevet over.

Statoils ledelse anerkjenner at dette er et utfordrende mål, og at det er mer sannsynlig at Statoil vil havne under enn over dette målet. Oppnåelse av målet er imidlertid fremdeles mulig, og er betinget av vellykket utfall av planlagte produksjonsopptrappinger og oppstart av nye prosjekter, positive resultater fra en rekke aktiviteter som er igangsatt på modne felt og normale gassalg.

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, politiske 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 reserveestimer, mangel på evne til å finne og utvikle reserver, negative endringer i skattesystemer, utvikling og bruk av ny teknologi, geologiske og tekniske problemer, konkurrentenes handlinger, handlinger til våre lisenspartnere, naturkatastrofer og andre endringer i forretningsbetingelser. En av de viktigste faktorene som vil kunne føre til at resultatene kan skille seg fra våre forventninger, vil være mulige forsinkelser i besluttede utbyggingsprosjekter.

**Produksjonsenhetskostnaden**, både virkelig og normalisert til konstante valutakurser, har økt. Dette skyldes hovedsakelig et høyere aktivitetsnivå, midlertidig lavere produksjon og økt kostnadspress i oljeindustrien.

Det nye målet for produksjonskostnad per fat o.e. i 2007 er basert på en gjennomsnittlig oljepris på 60 USD per fat. Basert på realiserte olje- og gasspriser var beregnet PSA-effekt på produksjonsenhetskostnaden for 2006 0,1 krone per fat o.e.

For å vurdere vår prestasjon i forhold til 2007-målet for produksjonsenhetskostnaden forutsetter vi en valutakurs for NOK/USD på 6,00.

Produksjonskostnad per fat o.e. for de siste 12 månedene var 4,16 USD per fat o.e. for året 2006, 3,45 USD per fat o.e. for året 2005 og 3,34 USD per fat o.e. for året 2004. Tilsvarende var produksjonskostnaden 26,6 kroner per fat i 2006, 22,3 kroner per fat i 2005 og 22,4 kroner per fat i 2004. Normalisert til en NOK/USD-valutakurs på 6,00 og justert for beregnet volumreduksjon grunnet PSA-effekt i 2006, var produksjonskostnaden for de siste 12 månedene 26,2 kroner per fat o.e. for året 2006, sammenlignet med 22,0 kroner per fat o.e. for 2005 og 22,1 kroner per fat o.e. for 2004.

**Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital.** Vi rapporterer ROACE som et mål på vår finansielle ytelse.

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 kapitalintensiteten 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. Vi har som målsetting å allokere kapital kun til prosjekter som oppfyller våre krav til finansiell avkastning. Statoil definerer ROACE slik:

Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital =  

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

Gjennomsnittlig sysselsatt kapital gjenspeiler et enkelt gjennomsnitt av kapitalen som er sysselsatt ved begynnelsen og slutten av regnskapsperioden. I beregningen av sysselsatt kapital foretar Statoil visse justeringer i netto rentebærende gjeld som medfører at netto rentebærende gjeld defineres som et non-GAAP finansielt måltall. For beregning av dette, se avsnittet Bruk av non-GAAP finansielle måltall.

ROACE er non-GAAP finansielle måltall. Se –Bruk av non-GAAP finansielle måltall for historisk rapportert ROACE og avstemming av ROACE og sammenlignbare GAAP-tall.

Statoils ROACE i en gitt regnskapsperiode og vår evne til å nå vår ROACE-målsetting vil påvirkes av vår evne til å generere overskudd. Nivået på våre resultater etter skatt er gjenstand for en rekke risikoer og usikkerhetsfaktorer som beskrevet ovenfor. Disse usikkerhetsfaktorene inkluderer blant annet variasjon i etterspørselen, marginer innenfor detaljmarkedsføringsleddet, endringer i våre produserte olje- og gassvolumer og trender i den internasjonale oljeindustrien.

### Trendinformasjon

Statoils ledelse anerkjenner at produksjonsmålet for 2007 er et utfordrende mål, og at det er mer sannsynlig at Statoil vil havne under enn over dette målet. Oppnåelse av målet er imidlertid fremdeles mulig, og er betinget av vellykket utfall av planlagte produksjonsopptrappinger og oppstart av nye prosjekter, positive resultater fra en rekke aktiviteter som er igangsatt på modne felt og normale gassalg.

Våre **investeringer** har økt grunnet mer komplekse og utfordrende prosjekter, kostbar ikke-organisk vekst og økte kostnader grunnet et stramt leverandørmarked. Vi forventer imidlertid at vår ROACE holder seg konkurransedyktig

Tabellen nedenfor viser investeringer for hvert segment og tilhørende andel av totale investeringer i perioden 2004 til 2006.

Samlede investeringer forventes å beløpe seg til ca. 120 milliarder kroner i de tre årene fra 2005 til 2007. Estimater inkluderer ikke investeringene i to dypvannsporteføljer i Mexicogolfen i 2005 og 2006 med henholdsvis 13,3 og 4,5 milliarder kroner, heller ikke oppkjøpet fra Anadarko i Mexicogolfen på 901 millioner USD, som ble gjennomført i første kvartal av 2007, eller andre potensielle ikke-organiske transaksjoner. Oppfølgingsinvesteringer relatert til overtatte eiendeler vil bli inkludert.

Konsernet hadde en nivåøkning i **leteaktiviteter** både i 2005 og 2006, og leteutgiftene ble på 7,5 milliarder kroner i 2006, sammenlignet med 4,3 milliarder kroner i 2005 og 2,5 milliarder kroner i 2004. Leteutgiftene forventes å øke til omtrent 8 milliarder kroner i 2007. Konsernet forventer å delta i boringen av 35-40 brønner i 2007. 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 leterettigheter over.

Investeringer per segment i årene 2004-2006:

(i millioner kroner)	2006	%	2005	%	2004	%
U&P Norge	20 921	45	16 257	35	16 776	39
Internasjonal U&P	19 974	43	25 295	55	18 987	44
Naturgass	2 335	5	2 542	6	2 368	6
Foredling og Markedsføring	2 501	5	1 630	4	4 162	10
Annet	461	1	470	1	551	1
Sum	46 192	100	46 194	100	42 844	100

Statoil bruker «successful efforts»-metoden for å regnskapsføre lete- 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 leteutgifter kostnadsføres. Balanseførte leteutgifter vurderes kvartalsvis, og tørre brønner kostnadsføres. Leitebrønner 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, PSA-effekt på produksjon og fortsatt kostnadspress i industrien.

Dette avsnittet beskriver våre estimerte investeringer i 2007 med hensyn til det potensielle behovet for investeringer for de viktigste tilgjengelige investeringsmulighetene 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 2007-investeringer er allokert til den pågående utbyggingen av prosjektene Snøhvit, Ormen Lange, Volve, Gjøa og Alve, som vil bli koblet til Norne, Gullfaks IOR og satellittene Skinfaks og Rimfaks som skal knyttes tilbake til Gullfaks C, og Tyrihans, som vil bli knyttet til Kristin, samt senfaseprosjektene på Statfjord og Gullfaks.

**Internasjonal U&P.** For øyeblikket anslår vi at en stor andel av investeringene i 2007 vil fordeles på følgende igangsatte og planlagte utbyggingsprosjekter: Agbami i Nigeria, Tahiti i Mexicogolfen og ACG i Aserbajdsjan, som har planlagt oppstart av produksjon i 2008, Corrib i Irland, med planlagt oppstart i 2009 og South Pars i Iran.

**Naturgass.** I løpet av 2006 ferdigstilte Statoil den sørlige delen av Langeled og South Caucasus-rørledningen knyttet til gassfeltet Shah Deniz. Tampen Link og den nordlige delen av Langeled er prosjekter som forventes å kreve en stor andel av investeringene til segmentet i 2007. I tillegg ble tre LNG-fartøy overført fra U&P Norge til Naturgass med virkning fra 1. januar 2007. 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. I 2006 fikk Statoil endelige tillatelse til å bygge et kraftvarmeverk (CHP-anlegg) på Mongstad. Det vil bygges og drives av det danske selskapet Dong i en langtidsleieavtale. Statoil kan overta etter 20 år uten kostnader. Statoil og våre partnere på Mongstad og Troll investerer 2,7 milliarder kroner i en gassrørledning fra Kollsnes til Mongstad og modifikasjoner på raffineriet i forbindelse med CHP-anlegget. I tillegg til CHP-prosjektet vil hovedfokus på Mongstad de neste tre årene være forbedring av infrastruktur.



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 leting og avgrensning, for eksempel positive eller negative seismiske data eller avgrensingsbrønner,
- kostnadsøkninger, for eksempel høyere lete- og produksjonskostnader og kostnader i forbindelse med bygging av anlegg, rørledninger og fartøyer,
- Myndigheters godkjenning av prosjekter,
- Myndigheters tildeling av nye produksjonstillatelser,
- Partneres godkjenning,
- 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, som for eksempel kan føre til 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.

**Reserveerstatningsrate.** Sikre olje- og gassreserver var estimert til 4 185 millioner fat o.e. ved utgangen av 2006, sammenlignet med 4 295 millioner fat o.e. ved utgangen av 2005 og 4 289 millioner fat o.e. ved utgangen av 2004.

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 godkjenning 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- 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. Reservetilgangen fra nye funn bokført i 2006 forventes å bli produsert i perioden 2008-2025. Reserver fra nye funn, oppjustering av reserver i forbindelse med revisjoner og kjøp av sikre reserver forventes å bidra til å opprettholde sikre reserver i årene som kommer.

Tabellen nedenfor viser reservetilgang for hver kategori relatert til reserveerstatningsraten for årene 2006, 2005 og 2004.

Totalt 304 millioner fat o.e. ble tilført i 2006, hvorav 230 millioner fat o.e. var sikre utbygde reserver. De resterende 74 millioner fat o.e. var sikre ikke-utbygde reserver.

Reserveerstatningsraten var 73 prosent i 2006, sammenlignet med 102 prosent i 2005 og 106 prosent i 2004. Reduksjonen i reserveerstatningsraten i 2006 sammenlignet med tidligere år skyldtes hovedsakelig ingen tilganger fra oppkjøp og få og mindre reservetilganger fra beslutninger om gjennomføring relatert til nye funn. Gjennomsnittlig reserveerstatningsrate de siste tre årene var 94 prosent inkludert kjøp og salg.

Reserveerstatningsraten har begrenset nytteverdi grunnet volatiliteten i oljeprisene, den påvirkning som olje- og gasspriser har på reservebokføring under produksjonsdelingsavtaler, sensitivitet relatert til tidspunkt for prosjektgodkjenninger og tidsforskyvning mellom leteutgifter og reservebokføring.



Ved utløpet av 2006 hadde Statoil en 15 prosents andel i Sincor-partnerskapet, mens partnerne Total og det venezuelansk statseide PDVSA hadde respektive 47 og 38 prosent. I første kvartal 2007 utstedte Venezuelas regjering en lovforordning som innebærer omforming av Sincor og alle tilsvarende strategiske samarbeidsavtaler til nye juridiske selskaper med en statlig majoritetsandel på minst 60 prosent (såkalte «mixed companies») i henhold til det juridiske rammeverket i «Organic Hydrocarbons Law», loven om oljevirksohmheten av 2002. Forordningen innebærer at overføring av virksomheten skal være gjennomført innen 30. april 2007. Det vil foregå parallelle forhandlinger for å komme til enighet om, for deretter å oppnå godkjenning fra Nasjonalforsamlingen, om vilkår og betingelser for deltakelse i de nye «mixed company» selskapene. En slik enighet må være oppnådd innen utløpet av andre kvartal 2007, mens godkjennelsesprosessen vil bli avsluttet i det påfølgende kvartalet. Den mulige endringen i selskapsform og den mulige reduksjonen i Statoils eierandel vil kunne påvirke våre bokførte sikre reserver i fremtiden. Den maksimale negative effekten på bokførte reserver er løpende estimert til 171 millioner fat råolje. De nærmere detaljer og omfanget av en slik omdanning for Sincor, samt kompensasjon til Statoil i denne forbindelse, lar seg ikke fastslå på det nåværende tidspunkt.

(millioner fat o.e.)	2006	2005	2004
Revisjoner og økt utvinning	255	141	165
Utvidelser og funn	52	292	46
Kjøp av sikre reserver	0	20	246
Salg av sikre reserver	-3	-19	-29
Sum tilgang reserver	304	434	428
Produksjon	-415	-427	-402
Netto endring i sikre reserver	-111	7	26

Reserveerstatningsrate (tre års gjennomsnitt)	2006	2005	2004
Konsern	0,94	1,02	1,01
U&P Norge	0,78	0,84	0,76
Internasjonal U&P	1,91	2,46	3,60



### Bruk av non-GAAP finansielle måltall

Statoil er underlagt regulering fra U.S. Securities and Exchange Commission (SEC) angående bruk av non-GAAP finansielle måltall i 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 fremsatt i henhold til god regnskapsskikk (GAAP).

Følgende finansielle måltall kan betraktes som non-GAAP finansielle måltall:

- Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE).
- Normalisert produksjonskostnad per fat.
- Beregnet netto gjeldsgrad.

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

Statoils historiske ROACE basert på en sysselsatt kapital med disse justeringene var for 2006, 2005 og 2004 på henholdsvis 27,1, 27,6 og 23,5 prosent.



Beregning av teller og nevner benyttet i ROACE-beregning (i millioner kroner)	2006	2005	2004
Resultat siste 12 måneder	40 615	30 730	24 916
Minoritetsinteresser siste 12 måneder	720	765	505
Netto finansposter etter skatt siste 12 måneder	-3 943	887	-1 946
Resultat justert for minoritetsinteresser og netto finansposter etter skatt (A1)	37 392	32 382	23 475
Beregnet gjennomsnittlig sysselsatt kapital			
Gjennomsnittlig sysselsatt kapital (B1) <sup>(1)</sup>	139 722	117 221	99 192
Justert gjennomsnittlig sysselsatt kapital (B2) <sup>(1)</sup>	138 030	117 143	99 714
<b>ROACE beregning</b>	<b>2006</b>	<b>2005</b>	<b>2004</b>
Beregnet ROACE ved gjennomsnittlig sysselsatt kapital (A1/B1)	26,8%	27,6%	23,7%
Beregnet ROACE ved justert gjennomsnittlig sysselsatt kapital (A1/B2)	27,1%	27,6%	23,5%

(1) For beregning av sysselsatt kapital, se tabellen 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 aktuelle året.

**Normalisert produksjonskostnad** per fat o.e. 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 på 6,00 i beregningen av normalisert produksjonskostnad. Normaliserte tall fra relevante tidligere år er tatt med som sammenligningsgrunnlag.

I beregningen av normaliserte produksjonskostnader per fat o.e. er produsert volum justert for PSA-effekter. Målet for produksjonskostnad per fat o.e. i 2007 er basert på en oljepris på 60 USD per fat. Høyere oljepriser påvirker egenproduksjonen negativt, og følgelig også produksjonsenhetskostnaden.



Produksjonskostnad per fat	2006	2005	2004
Totale produksjonskostnader siste 12 måneder (i millioner kroner)	11 040	9 509	9 334
Produserte volum siste 12 måneder (millioner fat o.e.)	414	427	416
Gjennomsnittlig NOK/USD-valutakurs	6,41	6,44	6,74
Produksjonskostnad per fat o.e. (USD/fat o.e.)	4,16	3,45	3,34
Produksjonskostnad per fat o.e. (NOK/fat o.e.)	26,6	22,3	22,4
<b>Normalisert produksjonskostnad pe fat o.e.</b>			<b>2006</b>
Totale produksjonskostnader siste 12 måneder (i millioner kroner)			11 040
Produksjonskostnader siste 12 måneder Internasjonal U&P (i millioner USD)			350
Normalisert NOK/USD-valutakurs			6,00
Produksjonskostnader siste 12 måneder Internasjonal U&P (i millioner kroner), normalisert til NOK/USD 6,00			2 101
Totale produksjonskostnader siste 12 måneder i millioner kroner (normalisert)			10 899
Produsert volum siste 12 måneder (millioner fat o.e.)			414
Justering for beregnet produksjonstap fra produksjonsdelingsavtaler			1
Beregnet produksjonsvolum			416
Produksjonskostnad (NOK/fat o.e.) normalisert til NOK/USD 6,00			26,2

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.

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)	2006	2005	2004
Egenkapital	122 228	106 644	85 030
Minoritetsinteresser	1 465	1 492	1 616
Sum egenkapital og minoritetsinteresser (A)	123 693	108 136	86 646
Kortsiktig gjeld	5 515	1 529	4 730
Langsiktig gjeld	30 271	32 564	31 351
Sum rentebærende gjeld	35 786	34 093	36 081
Betalingsmidler	-7 367	-7 025	-5 028
Kortsiktige investeringer	-1 031	-6 841	-11 621
Sum likvider	-8 398	-13 866	-16 649
Netto rentebærende gjeld (B1)	27 388	20 227	19 432
Sysselsatt kapital (A+B1)	151 081	128 363	106 078
Gjennomsnittlig sysselsatt kapital	139 722	117 221	99 192
Gjeldsgrad (B1/(A+B1))	18,1%	15,8%	18,3%
<b>Beregning av justert netto rentebærende gjeld</b>			
Justering av netto rentebærende gjeld for prosjektlån <sup>(1)</sup>	-2 443	-2 723	-2 209
Justering av netto rentebærende gjeld for andre elementer <sup>(2)</sup>	0	1 783	2 995
Netto rentebærende gjeld etter justeringer (B2)	24 945	19 287	20 218
<b>Beregning av justert sysselsatt kapital</b>			
Justert sysselsatt kapital (A+B2)	148 638	127 423	106 864
Gjennomsnittlig justert sysselsatt kapital	138 030	117 143	99 714
Gjeldsgrad B2/(A+B2)	16,8%	15,1%	18,9%

(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, forventninger til den planlagte fusjonen med Norsk Hydros olje og gass virksomhet, prognoser, reserveestimer, reserveerstatningsrater, ny tilgang av reserver, estimer for fremtidig produksjon og kapasitet, oppstartdato for oppstrøms- og nedstrømsaktiviteter, 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 2007.

# Statoilkonsernet – USGAAP

## KONSERNRESULTATREGNSKAP - USGAAP

(i millioner kroner)	2006	2005	2004
<b>DRIFTSINNEKTER</b>			
Salgsinntekter	423 528	384 653	299 015
Resultatandel fra tilknyttede selskap	410	1 090	1 209
Andre inntekter	1 228	1 668	1 219
<b>Sum driftsinntekter</b>	<b>425 166</b>	<b>387 411</b>	<b>301 443</b>
<b>KOSTNADER</b>			
Varekostnader	-239 544	-230 721	-184 234
Driftskostnader	-34 320	-30 243	-27 258
Salgs- og administrasjonskostnader	-6 990	-7 189	-5 720
Av- og nedskrivninger	-21 767	-20 962	-17 318
Undersøkelseskostnader	-5 664	-3 253	-1 828
<b>Sum kostnader før finansposter</b>	<b>-308 285</b>	<b>-292 368</b>	<b>-236 358</b>
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	116 881	95 043	65 085
Netto finansposter	4 814	-3 512	5 755
Resultat før skatt og minoritetsinteresser	121 695	91 531	70 840
Skattekostnad	-80 360	-60 036	-45 419
Minoritetsinteresser	-720	-765	-505
<b>Årets resultat</b>	<b>40 615</b>	<b>30 730</b>	<b>24 916</b>
Ordinært og utvannet resultat per aksje	18,79	14,19	11,50
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer	2 161 028 202	2 165 740 054	2 166 142 636

Driftsinntekter er eksklusiv bensinavgifter på 20 198, 18 993 og 18 773 millioner kroner i henholdsvis 2006, 2005 og 2004.

Se noter til konsernregnskapet.

**KONSERNBALANSE - USGAAP**

(i millioner kroner)	31. desember	
	2006	2005
<b>EIENDELER</b>		
Betalingsmidler	7 367	7 025
Kortsiktige investeringer	1 031	6 841
Sum likvider	8 398	13 866
Fordringer	41 273	42 816
Varelager	11 872	8 369
Forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler	15 538	12 815
Sum omløpsmidler	77 081	77 866
Investering i tilknyttede selskap	4 917	4 352
Langsiktige fordringer	6 855	9 618
Varige driftsmidler	209 601	180 669
Andre anleggsmidler	17 014	16 474
<b>SUM EIENDELER</b>	<b>315 468</b>	<b>288 979</b>
<b>GJELD OG EGENKAPITAL</b>		
Kortsiktig rentebærende gjeld	5 515	1 529
Leverandørgjeld	22 373	22 518
Leverandørgjeld - nærstående parter	7 551	9 766
Påløpte kostnader	12 148	14 030
Betalbar skatt	30 219	29 752
Sum kortsiktig gjeld	77 806	77 595
Langsiktig rentebærende gjeld	30 271	32 564
Utsatt skatt	44 987	43 314
Annen gjeld	38 711	27 370
Sum gjeld	191 775	180 843
Minoritetsinteresser	1 465	1 492
Aksjekapital (pålydende 2,50 kroner), 2 166 143 715 og 2 189 585 600 registrerte og utstedte aksjer	5 415	5 474
Egne aksjer, 21 399 616 aksjer og 24 208 212 aksjer	-54	-60
Annen innskutt egenkapital	37 366	37 305
Annen innskutt egenkapital vedrørende egne aksjer	-3 605	-96
Opptjent egenkapital	88 262	65 401
Akkumulerte andre endringer i egenkapital	-5 156	-1 380
Sum egenkapital	122 228	106 644
<b>SUM GJELD OG EGENKAPITAL</b>	<b>315 468</b>	<b>288 979</b>

Se noter til konsernregnskapet.

## KONSOLIDERTE EGENKAPITALOPPSTILLINGER - USGAAP

(i millioner kroner, unntatt aksjedata)	Antall utstedte aksjer	Aksje-kapital	Egne aksjer pålydende	Egne aksjer overkurs	Annen innskutt egenkapital	Opptjent egenkapital	Akkumulerte andre endringer i egenkapital	Sum
1. januar 2004	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 «Comprehensive income»							-3 214	-3 214
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 «Comprehensive income»							2 430	2 430
Verdi av aksjeprogram					31			31
Kjøp egne aksjer				-96				-96
Utbytte						-11 481		-11 481
31. desember 2005	2 189 585 600	5 474	-60	-96	37 304	65 402	-1 380	106 644
Årsresultat						40 615		40 615
Omregningsdifferanser							-2 008	-2 008
Endring i pensjoner på grunn av implementering av FAS 158							-1 881	-1 881
Virkelig verdi justering av aksjer tilgjengelig for salg «Comprehensive income»							113	113
Verdi av aksjeprogram					59			59
Kjøp egne aksjer			-50	-3 508				-3 558
Sletting egne aksjer	-23 441 885	-59	59					0
Utbytte						-17 756		-17 756
31. desember 2006	2 166 143 715	5 415	-54	-3 605	37 366	88 262	-5 156	122 228

I andre endringer i egenkapital er det hensyntatt skattefordel på 3 681, 161 og 38 millioner kroner i henholdsvis 2006, 2005 og 2004.

Utbytte utbetalt per aksje var 8,20, 5,30 og 2,95 kroner i henholdsvis 2006, 2005 og 2004.

Se noter til konsernregnskapet.



**KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING - USGAAP**

(i millioner kroner)	2006	2005	2004
<b>OPERASJONELLE AKTIVITETER</b>			
Årets resultat	40 615	30 730	24 916
<u>Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter:</u>			
Minoritetsinteresser	720	765	505
Av- og nedskrivninger	21 767	21 097	17 456
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter	667	158	110
Tap/gevinst på valutatransaksjoner	157	1 330	-1 919
Utsatt skatt	5 420	-5 078	5 006
Tap/gevinst ved salg av anleggsmidler og andre poster	-710	-1 605	-1 531
<u>Endringer i arbeidskapital (unntatt betalingsmidler):</u>			
* Endring i varelager	-3 441	-1 664	-1 645
* Endring i fordringer	1 708	-11 625	-1 149
* Endring i forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler	-3 669	-1 842	-4 590
* Endring i kortsiktige investeringer	5 810	4 780	-2 307
* Endring i leverandørgjeld	-3 454	7 923	-147
* Endring i påløpte kostnader	-4 209	282	1 449
* Endring i betalbar skatt	626	10 522	1 387
Endring i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter	-1 094	477	1 266
<b>Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</b>	<b>60 913</b>	<b>56 250</b>	<b>38 807</b>
<b>INVESTERINGSAKTIVITETER</b>			
Kjøp av virksomhet, fratrukket kontanter	0	-13 154	0
Investeringer i varige driftsmidler	-39 486	-31 389	-31 800
Balanseførte undersøkelsesutgifter	-2 454	-1 242	-748
Endring i utlån og andre langsiktige poster	-154	-734	-2 650
Salg av virksomhet	0	7 802	0
Salg av eiendeler	2 010	1 053	3 239
<b>Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter</b>	<b>-40 084</b>	<b>-37 664</b>	<b>-31 959</b>

**KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING - USGAAP**

(i millioner kroner)	2006	2005	2004
<b>FINANSIERINGSAKTIVITETER</b>			
Ny langsiktig rentebærende gjeld	97	422	4 599
Nedbetaling langsiktig gjeld	-1 428	-3 187	-6 574
Beløp betalt til minoritetsaksjonærer	-741	-910	-559
Betalt utbytte	-17 756	-11 481	-6 390
Kjøp av egne aksjer	-1 012	0	0
Netto endring kortsiktige lån, kassekreditt og annet	304	-1 358	-131
Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter	-20 536	-16 514	-9 055
Netto endring i betalingsmidler	293	2 072	-2 207
Effekt av valutaendringer på betalingsmidlene	49	-75	-81
Betalingsmidler ved årets begynnelse	7 025	5 028	7 316
Betalingsmidler ved årets utgang	7 367	7 025	5 028
Betalte renter	2 913	2 004	1 179
Betalte skatter	74 408	54 625	38 844

Endringer i balanseposter som følge av kjøpet av Statoil Detaljhandel Skandinavia i 2004 er ikke medtatt i Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter eller Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter, men inkludert i Investeringer i varige driftsmidler.

Endringer i arbeidskapitalen vedrørende salg av Statoil Irland i 2006 er ekskludert fra Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter og er klassifisert som Salg av eiendeler. Disse kontantstrømmene er uvesentlige.

Se noter til konsernregnskapet.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

### 1. SELSKAPET OG GRUNNLAG FOR PRESENTASJONEN

Statoil ASA ble stiftet i 1972 med staten som eeneier. Statoils virksomhet består i hovedsak av leting etter olje og naturgass, produksjon, transport, videreføring og markedsføring av petroleum og 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 reorganiserte staten sine eierinteresser innen olje og gass på den norske kontinentalsokkelen. I forbindelse med restruktureringen overførte staten SDØE-eiendeler med en balanseført bruttov verdi på cirka 30 milliarder kroner til Statoil. Vederlaget utgjorde 38,6 milliarder kroner i kontanter, pluss renter og agio på 2,2 milliarder kroner (0,7 milliarder kroner etter skatt) fra verdsettelsesdato til oppgjørsm dato. 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.

#### 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.

#### Omregning av utenlandsk valuta

Regnskapene til utenlandske datterselskaper utarbeides i den valutaen som selskapene primært benytter i sin virksomhet (funksjonell valuta). Normalt vil funksjonell valuta tilsvare den lokale valuta. Unntak gjelder for enkelte datterselskaper i oppstrømsvirksomheten 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.

#### Eiendeler som holdes for salg og virksomhet under avvikling

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 salgpris med fradrag for salgskostnader.

Resultat av driften og en eventuell gevinst eller tap fra eiendeler holdt for salg eller avhendet er holdt utenom løpende drift og rapportert separat. Tidligere perioders eiendeler, gjeld og resultat fra driften er reklassifisert for å være sammenlignbare.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

**Regnskapsføring av driftsinntekter**

Driftsinntekter knyttet til salg og transport av råolje, naturgass, petroleum produkter 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.

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, transport, prosesseringskapasitet samt investeringer foretatt for å maksimere lønnsomheten fra salget av naturgass.

**Statoil som operatør for felleskontrollert virksomhet**

Indirekte driftskostnader som personalkostnader er akkumulert i kostnadspooler. Slike kostnader er allokert til forretningsområder og Statoil-opererte felleskontrollerte virksomheter med utgangspunkt i påløpte timer.

Bare Statoils ideelle andel av resultatposter og balanseverdier relatert til Statoil-opererte, ikke-konsoliderte felleskontrollerte virksomheter er reflektert i Konsernresultatregnskapet og Konsernbalansen.

**Finansielle instrumenter og sikringsaktiviteter**

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

Ved anvendelse av sikringsbokføring for derivater klassifiserer selskapet derivatet formelt enten som markedsverdisikring av en balanseført eiendel, 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 salgs- unntaket» (normal purchase, normal sale exemption) til markedsverdi som eiendeler eller gjeld i balansen. For derivater klassifisert som markedsverdisikring blir den effektive og ineffektive del av endringer i derivatets markedsverdi løpende resultatført, sammen med tap eller gevinst knyttet til det forhold og den risiko sikringsaktiviteten omfatter. For derivater klassifisert som kontantstrømsikring blir den effektive delen av endringer i virkelig verdi utsatt og ført i akkumulerte andre endringer i egenkapital i balansen frem til sikret transaksjon reflekteres i resultatregnskapet. Da føres også utsatte gevinster og tap i resultatregnskapet. Ineffektiv del av endringer i markedsverdien til et derivat klassifisert som kontantstrømsikring føres løpende i resultatregnskapet under Salgsinntekter eller Varekostnader.

**Aksjebasert avlønning**

Kompensasjonskostnaden relatert til bonusaksjer 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).

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

### Forskning og utvikling

Forsknings- og utviklingsutgifter kostnadsføres løpende.

### Nedskrivning av varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

Driftsmidler, immaterielle eiendeler og goodwill testes for nedskrivning hvis forhold inntreffer 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.

### 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 produksjonshetsmetoden. Utgifter til driftsforberedelser kostnadsføres løpende.

### Skatt

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

Utsatt skattefordel reduseres med avsetning for verdjustering dersom det ikke er sannsynlig at fordelene kan benyttes. Skatteeffekten av friinntekt blir regnskapsført når fradraget reduserer betalbar skatt.

### Betalingsmidler

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

### Investeringer

Kortsiktige investeringer omfatter børsnoterte aksjer, bankinnskudd og andre pengeinstrumenter og gjeldsinstrumenter med en gjenværende løpetid på mellom tre og tolv måneder ved anskaffelse.

De fleste verdipapirer anses som omsetningspapirer og vurderes til markedsverdi. Urealiserte gevinster og tap som følger av dette, er inkludert i Netto finansposter.

Endringer i virkelig verdi for verdipapir klassifisert som tilgjengelige for salg (available for sale), er ikke resultatført men ført direkte mot egenkapitalen. Verdipapirer tilgjengelige for salg hvor markedsverdien er lite tilgjengelig, verdsettes til kostpris.

### 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.

### Varige driftsmidler

Varige driftsmidler regnskapsføres til historisk kost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Renter er balanseført som en del av kostpris for kvalifiserende eiendeler. 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 produksjonshetsmetoden 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:



## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

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

**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.

**Immaterielle eiendeler og goodwill**

Immaterielle eiendeler som er kjøpt individuelt eller som en gruppe av eiendeler er bokført til virkelig verdi på kjøpstidspunktet. Immaterielle eiendeler med begrenset levetid blir amortisert systematisk over forventet økonomisk levetid.

Goodwill er registrert på rapporteringsenhets nivå, som enten er segment eller et nivå lavere.

**Nedstengnings- og fjerningskostnader**

Myndighetspålegg knyttet til nedstengning og fjerning av anleggsmidler regnskapsføres til virkelig verdi når kravet oppstår. 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.

**Forpliktelser og garantier**

Forventede forpliktelser knyttet til avgitte tredje-parts garantier er bokført til virkelig verdi.

Forpliktelser er bokført dersom det er sannsynlig at de inntreffer.

**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 opptjeningsstid. Pensjonsplanendringer, hvor verdien av tidligere opptjening endres, resultatføres over gjenværende opptjeningsstid 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.

**Reklassifiseringer**

Det er gjort enkelte reklassifiseringer for å gjøre tidligere års sammenligningstall konsistente med presentasjonen av årsregnskapet for 2006.

**Nye regnskapsstandarder og endringer i reguleringer**

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.

Per 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 2005 og det er derfor ingen akkumulert effekt knyttet til implementeringen.

Med virkning fra 31. desember 2005 implementerte Statoil «Interpretation 47 (FIN 47)» regnskapsføring av betingede fjerningsforpliktelser. FIN 47 klargjør kravene til regnskapsføring av forpliktelser knyttet til pålegg om å fjerne driftsmidler når forpliktelsen avhenger av fremtidige hendelser. De nye reglene resulterte i en økning i balanseverdien av anleggsmidlene med 35 millioner kroner, en økning i fjerningsforpliktelsen med 95 millioner kroner og redusert utsatt skatt med 17 millioner kroner. Økningen gjelder fjerningsforpliktelser knyttet 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.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Implementeringseffekten på 43 millioner kroner etter skatt er medtatt under Driftskostnader i Øvrig virksomhet. Dersom den nye standarden hadde blitt implementert per 1. januar 2004 ville effekten på Statoils resultat og egenkapital for årene 2004 og 2005 vært uvesentlig.

Per 1. januar 2006 implementerte Statoil FAS 154 Endring av regnskapsprinsipper og estimater og korrigerer av feil, som erstattet 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 for langsiktige ikke finansielle eiendeler regnskapsføres som estimatendring forårsaket av en endring i regnskapsprinsipp.

I juni 2006 utga FASB «FIN 48» Regnskapsføring av usikkerhet i resultatskatt, en fortolkning til FASB 109. Denne fortolkningen klargjør regnskapsføring av usikkerhet knyttet til resultatskatt i et selskaps finansregnskap i henhold til FASB 109, Resultatføring av resultatskatt. FIN 48 er effektiv for regnskapsår som starter etter 15. desember 2006. Statoil vil implementere FIN 48 i første kvartal 2007. Implementeringseffekten på egenkapitalen er ikke forventet å være vesentlig.

Den 8. september 2006 utga FASB «Staff Position» (FSP) AUG AIR-1, Regnskapsføring av planlagte større vedlikeholdsprogram. Denne FSP eliminerer prinsippet med å regnskapsføre avsetning for planlagte større vedlikeholdsprogram i forkant av faktisk vedlikehold. Dette prinsippet ble eliminert fordi FASB mener at gjelden som oppstår ved bruk av prinsippet ikke tilfredsstiller definisjonen av gjeld i FASB «Concepts Statement» 6, Elementer i finansregnskapet. Statoil benytter dette prinsippet. Som et resultat av elimineringen av prinsippet, tillater AIR-1 bruk av en av følgende prinsipper: (1) direkte utgiftsføring, (2) innebygd vedlikehold og (3) utsatt føring. Statoil har valgt prinsippet innebygd vedlikehold. Effektiv dato for denne FSPen er første regnskapsår som begynner etter 15. desember 2006. Statoil vil implementere FSPen per 1. januar 2007. Effekten av implementeringen er ikke forventet å være vesentlig.

Den 15. september 2006 utga FASB FAS 157 om virkelig verdimåling. Standarden inneholder rettleiding for bruk av virkelig verdi ved måling av eiendeler og gjeld. Med bakgrunn i forespørsler fra investorer inneholder standarden også krav om utvidet informasjon om hvorvidt selskaper måler eiendeler og gjeld til virkelig verdi og effekt av virkelig verdi målinger på inntjeningen. Standarden utvider ikke muligheten for bruk av virkelig verdi til nye poster. FAS 157 er effektiv for finansregnskap som blir utgitt for regnskapsår som begynner etter 15. november 2007, og interimperioder innenfor disse regnskapsårene. Tidlig implementering er tillatt. Statoil har foreløpig ikke estimert en eventuell virkning av den nye standarden.

FASB utga 29. september 2006 FAS 158 Regnskapsføring av pensjonsforpliktelser, et tillegg til FASB standardene nummer 87, 88, 106 og 132 (R.) For ytelsesbaserte pensjonsordninger krever FAS 158 balanseføring av netto pensjonsforpliktelse (det vil si differansen mellom virkelig verdi av pensjonsmidlene og brutto pensjonsforpliktelse) med motpost Akkumulerte andre endringer i egenkapital. Endringen i pensjonsforpliktelsen regnskapsføres i det året endringen oppstår via andre endringer i egenkapital. I henhold til FAS 87 har Statoil tidligere regnskapsført aktuariemessig gevinst og tap mot netto pensjonsforpliktelse, og resultatført estimatavvik i henhold til korridor-løsning. Standarden krever at Statoil for ytelsesbaserte pensjonsordninger skal balanseføre netto pensjonsforpliktelse samt ha nødvendige noteopplysninger per 31. desember 2006. Statoil implementerte derfor FAS 158 per 31. desember 2006. Effekten av implementeringen er vist i note 17. Standarden krever også at Statoil verdsetter netto pensjonsforpliktelse på samme dato som avleggelsen av årsregnskapet, og dette kravet må implementeres senest innen 31. desember 2008. Da Statoil allerede benytter 31. desember som dato for verdsettelse av pensjonsordningene får ikke dette kravet noen effekt.

I februar 2007 utga FASB FAS 159 Mulighet for bruk av virkelig verdi for finansielle eiendeler og gjeld, inkludert et tillegg til FASB Statement 115. Denne standarden gir selskaper mulighet for å rapportere utvalgte finansielle eiendeler og gjeld til virkelig verdi. Denne standarden er effektiv fra begynnelsen av et selskaps første regnskapsår som begynner etter 15. november 2007. Tidlig implementering er tillatt fra begynnelsen av det regnskapsåret som starter før 15. november 2007 forutsatt at selskapet foretar valget innen de første 120 dagene i dette regnskapsåret og også velger å benytte reglene i FAS 157. Statoil har foreløpig ikke estimert eventuelle konsekvenser av denne standarden.

I henhold til norske krav vil Statoil utarbeide sitt konsernregnskap i henhold til International Financial Reporting Standards (IFRS) fra 1. januar 2007. Med virkning fra denne dato vil Statoil også implementere IFRS som sitt primære regnskapsspråk. Som en konsekvens av dette vil Statoil med virkning fra samme dato avstemme sitt primære IFRS regnskap mot USGAAP. Dette er en endring fra dagens fullstendige USGAAP rapportering.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

## 3. INFORMASJON OM SEGMENTENE

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

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.

Internt salg er salg til andre segmenter innenfor Statoil og regnskapsføres til estimerte markedspriser. Disse transaksjonene elimineres i konsernregnskapet.

Informasjon om segmentene for årene 2006, 2005 og 2004 vises nedenfor:

(i millioner kroner)	Undersøkelse og produksjon Norge	Internasjonal undersøkelse og produksjon	Naturgass	Foredling og markedsføring	Øvrig virksomhet og eliminering	Sum
<b>Året 2006</b>						
Eksternt salg	3 814	6 953	60 264	353 294	431	424 756
Mellom segmenter	113 075	17 690	652	597	-132 014	0
Resultatandel fra tilknyttede selskap	78	0	218	133	-19	410
Sum driftsinntekter	116 967	24 643	61 134	354 024	-131 602	425 166
Av- og nedskrivninger	12 913	5 697	870	1 919	368	21 767
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	89 389	10 928	10 009	6 998	-443	116 881
Beregnet skattekostnad for segmentet	-67 269	-5 242	-6 704	-1 875	0	-81 090
Resultat for segmentet	22 120	5 686	3 305	5 123	-443	35 791
<b>Året 2005</b>						
Eksternt salg	2 114	6 366	44 973	332 431	437	386 321
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	333 493	-109 091	387 411
Av- og nedskrivninger	11 450	6 273	775	2 072	392	20 962
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	74 132	8 364	5 901	7 593	-947	95 043
Beregnet skattekostnad for segmentet	-56 030	-3 027	-4 013	-1 288	0	-64 358
Resultat for segmentet	18 102	5 337	1 888	6 305	-947	30 685

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

(i millioner kroner)	Undersøkelse og produksjon Norge	Internasjonal undersøkelse og produksjon	Naturgass	Foredling og markedsføring	Øvrig virksomhet og eliminerings	Sum
<b>Året 2004</b>						
Eksternt salg	1 570	3 261	32 657	261 407	1 339	300 234
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	262 402	-78 100	301 443
						0
Av- og nedskrivninger	12 381	2 215	652	1 581	489	17 318
Resultat før finans, skatt og minoritetsinteresser	51 029	4 188	6 784	3 899	-815	65 085
Beregnet skattekostnad for segmentet	-37 904	-1 429	-4 381	-845	0	-44 559
Resultat for segmentet	13 125	2 759	2 403	3 054	-815	20 526

Lån forvaltes på konsernnivå og rentekostnader tilordnes ikke segmentene. Skattekostnad beregnes av resultat før finans, 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)	2006	2005	2004
Resultat for segmentene	35 791	30 685	20 526
Netto finansposter	4 814	-3 512	5 755
Skatt på finansposter og andre skattemessige justeringer	730	4 322	-860
Minoritetsinteresser	-720	-765	-505
Årets resultat	40 615	30 730	24 916
Beregnet skattekostnad for segmentene	81 090	64 358	44 559
Skatt på finansposter og andre skattemessige justeringer	-730	-4 322	860
Skattekostnad	80 360	60 036	45 419

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

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
<b>31. desember 2006</b>			
Undersøkelse og produksjon Norge	20 921	231	103 101
Internasjonal undersøkelse og produksjon	19 974	0	70 665
Naturgass	2 335	3 755	16 862
Foredling og markedsføring	2 501	736	22 434
Øvrig virksomhet	461	195	20 408
Sum	46 192	4 917	233 470

<b>31. desember 2005</b>			
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	1 595	719	21 429
Øvrig virksomhet	470	120	21 059
Sum	46 159	4 352	206 761

<b>31. desember 2004</b>			
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	3 923	6 941	21 959
Øvrig virksomhet	551	75	15 924
Sum	42 605	10 258	171 761

**Driftsinntekter etter geografisk område**

(i millioner kroner)	2006	2005	2004
Norge	318 699	290 708	224 361
Europa (unntatt Norge)	48 302	42 302	39 690
USA	42 779	35 106	26 974
Andre områder	14 976	18 205	9 209
Sum driftsinntekter (unntatt resultatandel fra tilknyttede selskaper)	424 756	386 321	300 234



## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

### Langsiktige eiendeler etter geografisk område

(i millioner kroner)	2006	2005	2004
Norge	150 149	132 828	121 511
Europa (unntatt Norge)	37 116	33 026	34 735
USA	20 704	15 490	678
Andre områder	30 043	29 397	24 890
Sum langsiktige eiendeler (unntatt langsiktig utsatt skattefordel)	238 012	210 741	181 814

#### 4. KJØP OG SALG AV VIRKSOMHETER

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.

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 godkjenning fra EUs konkurransemyndigheter ble gitt 1. juli skjedde overtakelse av eierandelen 8. juli 2004. På bakgrunn av Statoils eierandel er SDS regnskapsført etter egenkapitalmetoden til og med andre kvartal 2004. SDS er konsolidert som datterselskap fra tredje kvartal 2004. 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.

I oktober 2004 solgte Statoil sin 50 prosent eierandel i Partrederiet West Navigator DA, som eide 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 Mexicogulven 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 inkluderte 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.

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 Konsernresultatregnskapet og inkludert i segmentet Foredling og markedsføring.

Den 8. mars 2006 inngikk Statoil en avtale om kjøp av en 25 prosent-andel i lisens 218 i blokkene 6706/10 og 6706/12 i Norskehavet. Som et resultat av avtalen økte Statoil sin eierandel i lisensen til 75 prosent. Det er gjort flere funn i dette området, inkludert funn i Luva. Endelig overtakelse fant sted i andre kvartal 2006 og investeringen er inkludert i regnskapet i segmentet Undersøkelse og produksjon Norge.

Den 15. september 2006 inngikk Statoil en avtale om kjøp av andeler i to dypvannsfunn og ett leteprospekt i den amerikanske delen av Mexicogulven for USD 700 millioner. De nye andelene er lokalisert i Greater Tahiti- og Walker Ridge-områdene. Som et resultat av avtalen, har Statoil en 17,5 prosent andel i Caesar-funnet, en 12,5 prosent andel i Big Foot-funnet og en 12,5 prosent andel i leteprospektet Big Foot North. Transaksjonen ble avsluttet i fjerde kvartal 2006 og investeringen er inkludert i regnskapet i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Den 3. november 2006 inngikk Statoil en avtale med Anadarko Petroleum Corporation om kjøp av andeler i to funn og et leteprospekt i den amerikanske delen av Mexicogulven for USD 901 millioner. De nye andelene er lokalisert i Greater Tahiti- og Walker Ridge-områdene. Som et resultat av avtalen har Statoil en 27,5 prosent andel i Big Foot-funnet og en 27,5 prosent andel i leteprospektet Big Foot North, inkludert overtatte andeler i forbindelse med avtalen som er omhandlet ovenfor. I tillegg har Statoil en 25 prosent andel i Knotty Head-funnet. Transaksjonen ble avsluttet i første kvartal 2007 og investeringen vil bli regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon.

**Eiendeler holdt for salg og virksomhet under avvikling**

Den 31. januar 2006 annonserte Statoil sin beslutning om å evaluere sine strategiske muligheter for sin bensinstasjonskjede og salgsvirksomhet innen energiprodukter i Irland (Statoil Irland), inkludert mulig salg. Avgjørelsen er et resultat av en gjennomgang av detaljhandel-porteføljen og intensjonen om økt strategisk satsning i de skandinaviske og øst europeiske markedene.

Den 21. juni 2006 inngikk Statoil en avtale om salg av Statoil Irland til Topaz, et finansielt konsortium ledet av Ion Equity. Transaksjonen ble avsluttet 31. oktober 2006. Regnskapsmessig gevinst knyttet til transaksjonen er 0,6 milliarder kroner før skatt.

Resultat av driften og gevinst knyttet til transaksjonen er behandlet regnskapsmessig som virksomhet under avvikling for alle perioder presentert i regnskapet og inkludert i segmentet Foredling og markedsføring. Netto resultat er uvesentlig og inkludert i Salgs- og administrasjonskostnader.

Driftsinntekter er redusert med 6,4, 5,9 og 4,8 milliarder kroner for henholdsvis 2006, 2005 og 2004.

Alle eiendeler holdt for salg ble inkludert i balanseposten Forskuddsbetalte kostnader og andre omløpsmidler til transaksjonen var avsluttet og utgjorde 1,9 og 2,1 milliarder kroner henholdsvis per 31. desember 2005 og 31. desember 2004.

Alle gjeldsposter holdt for salg ble inkludert i balanseposten Påløpte kostnader til transaksjonen var avsluttet, og utgjorde 0,9 milliarder kroner både per 31. desember 2005 og 31. desember 2004.

**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 skyldtes 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, ekskl. mva)	Revisjonshonorar	Revisjonsrelaterte tjenester	Skatterelaterte tjenester	Sum
<b>2006</b>				
Ernst & Young - Norge	15,9	4,2	0	20,1
Ernst & Young - utenfor Norge	19,9	2,4	0	22,3
Sum	35,8	6,6	0	42,4
<b>2005</b>				
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

I tillegg utgjør revisjonshonorar relatert til Statoil-opererte lisenser henholdsvis 4,0 og 3,8 millioner kroner for 2006 og 2005.

Endringer i revisjonshonorar og honorar vedrørende revisjonsrelaterte tjenester fra 2005 til 2006 skyldes i hovedsak innføring av Sarbanes Oxley Act (SOX) og IFRS.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

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	
	2006	2005
Råolje	7 231	4 383
Petroleumsprodukter	5 566	5 682
Annet	1 574	1 124
Sum varelager verdsatt etter FIFO-prinsippet	14 371	11 189
Justering til LIFO-verdi	-2 499	-2 820
Sum	11 872	8 369

8. SAMMENDRAG AV FINANSIELL INFORMASJON FOR TILKNYTTETE SELSKAPER REGNSKAPSFØRT ETTER EGENKAPITALMETODEN

Selskapets investeringer i tilknyttede selskaper inkluderte fram til 13. oktober 2005 en andel på 50 prosent i det petrokjemiske produksjonsselskapet Borealis A/S, og inkluderte fram 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.

Statoil har mottatt 861 millioner kroner i utbytte fra Borealis for 2005, av disse er 627 millioner kroner deklart og mottatt som en del av Borealis salgstransaksjon, se note 4. Det er ikke mottatt utbytte fra Borealis for året 2004.

Statoil mottok et utbytte fra SDS på 100 millioner kroner i 2004.

Informasjon om tilknyttede selskap rapportert etter egenkapitalmetoden

	(i millioner)			(i millioner kroner)		
	Valuta	Pålydende	Selskapets aksjekapital	Eierandel	Bokført verdi	Resultatandel
South Caucasus Pipeline Company Limited	USD	329	1 317	25,5%	2 097	0
Andre selskaper		-	-	-	2 820	410
Sum					4 917	410

Stemmeberettiget andel korresponderer med eierandelen.

South Caucasus Pipeline Company Limited eier en gass-rørledning fra Baku i Aserbajdsjan til den tyrkiske grense. Byggingen av rørledningen var ferdigstilt per 31. desember 2006.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

## 9. INVESTERINGER

## Kortsiktige investeringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2006	2005
Kortsiktige innskudd	0	12
Sertifikater	825	6 621
Børsnoterte aksjer tilgjengelig for salg	119	0
Pengemarkedsfond	78	47
Andre investeringer	9	161
Sum kortsiktige investeringer	1 031	6 841

Alle kortsiktige investeringer regnskapsføres til virkelig verdi. Per 31. desember 2006 anses 912 millioner kroner å inngå i en handelsportefølje og regnskapsføres til virkelig verdi med urealisert gevinst og tap inkludert i resultatet. 119 millioner kroner er å betrakte som børsnoterte aksjer tilgjengelig for salg, der urealisert gevinst og tap føres mot egenkapitalen («Other comprehensive income»).

Kostpris for handelsporteføljen var henholdsvis 912 og 6 795 millioner kroner per 31. desember 2006 og 2005. Kostprisen for børsnoterte aksjer tilgjengelig for salg var 6 millioner kroner per 31. desember 2006.

## Langsiktige investeringer inkludert i Andre anleggsmidler

(i millioner kroner)	31. desember	
	2006	2005
Aksjer i andre selskaper (kostmetoden)	3 052	2 890
Sertifikater	1 365	1 408
Obligasjoner	5 785	5 422
Børsnoterte aksjer	4 600	3 994
Sum langsiktige investeringer	14 802	13 714

Inkludert i aksjer i andre selskaper er Statoil BTC Caspian AS sin investering på 8,71 % av aksjene i BTC Pipeline Company. Investeringen hadde en bokført verdi på henholdsvis 2 382 og 2 272 millioner kroner ved årsslutt 2006 og 2005.

## 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 2006	11 151	278 739	40 856	12 980	199	41 835	14 101	399 861
Akkum. av- og nedskrivninger 1. januar	-7 552	-182 046	-23 027	-4 163	-125	-2 279	0	-219 192
Tilgang og overføringer	622	36 648	943	866	2 163	5 095	8 910	55 247
Avgang til balanseført verdi	0	-103	-18	-75	0	-5	-211	-412
Nedskrivning på tidligere balanseførte leteutgifter	0	0	0	0	0	0	-667	-667
Årets av- og nedskrivninger	-699	-18 160	-1 856	-656	-79	0	0	-21 450
Omregningsdifferanse	139	-1 031	-506	87	0	-1 444	-1 031	-3 786
Balanseført verdi 31. desember 2006	3 661	114 047	16 392	9 039	2 158	43 202	21 102	209 601
Estimert levetid (år)	3-10	*	15-20	20-33	20-25			

## 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 produksjonshetsmetoden, se note 2.

\*\* Balanseførte leteutgifter i letefasen inkluderer signaturbonuser og andre kjøpte leterettigheter med henholdsvis 16 578 og 11 071 millioner kroner ved utgangen av 2006 og 2005.

I 2006, 2005 og 2004 ble det balanseført henholdsvis 2 076, 1 672 og 829 millioner kroner i byggelånsrenter. I tillegg til årets avskrivninger spesifisert ovenfor er immaterielle eiendeler avskrevet med 317 millioner kroner i 2006.

### Leteutgifter balanseført i påvente av bokføring av sikre reserver

(i millioner kroner)	2006	2005	2004
Balanseførte leteutgifter 1. januar	3 030	2 277	2 747
Tilgang	2 454	1 236	935
Reklassifisert til Produksjonsanlegg for olje og gass, inkludert rørledninger basert på bokføring av sikre reserver	-316	-476	-1 225
Kostnadsført tidligere balanseførte leteutgifter (1)	-324	-149	-61
Balanseførte leteutgifter som er solgt	-178	-4	-10
Omregningsdifferanser	-141	146	-109
<b>Balanseførte leteutgifter 31. desember</b>	<b>4 524</b>	<b>3 030</b>	<b>2 277</b>

(1) Statoil kostnadsførte i 2006 i alt 667 millioner kroner i tidligere balanseførte leteknaster, hvorav 324 millioner kroner knyttet seg til balanseførte leteutgifter og 343 millioner kroner knyttet seg til balanseførte signaturbonuser og andre kjøpte leterettigheter.

I tillegg til balanseførte signaturbonuser og andre kjøpte leterettigheter på 16 578 millioner kroner, består balanseførte leteutgifter ved utgangen av 2006 av følgende balanseførte leteutgifter som er avhengig av fremtidig bokføring av sikre reserver.

	Millioner kroner	Antall brønner
<b>Leteutgifter som har vært balanseført i ett år eller mindre (A)</b>	<b>2 577</b>	<b>25</b>
<b>Leteutgifter som har vært balanseført i mer enn ett år, fordelt per år (B)</b>		
- Avsluttet i 2005	671	12
- Avsluttet i 2004	278	4
- Avsluttet i 2003	266	11
- Avsluttet i 2002	174	5
- Avsluttet i 2001	330	3
- Avsluttet i 2000	50	1
- Avsluttet i 1999	65	2
- Avsluttet i 1998	112	2
<b>Delsum</b>	<b>1 947</b>	<b>40</b>
<b>Leteutgifter som har vært balanseført i mer enn ett år, per kategori (B)</b>		
- Brønner i et område hvor ytterligere leteboring er igangsatt eller planlagt i nær fremtid	451	6
- Brønner med økonomiske reserver hvor beslutning om utbygging er planlagt i nær fremtid	1 025	28
- Brønner med økonomiske reserver hvor beslutning om utbygging er avhengig av forhandlinger	471	6
<b>Delsum</b>	<b>1 947</b>	<b>40</b>
<b>Sum balanseførte leteutgifter (A+B)</b>	<b>4 524</b>	<b>65</b>



## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

## 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
<b>Året 2006</b>							
Avsetninger relatert til							
langsiktige eiendeler	4	0	0	0	-4	0	0
Avsetninger for tap på krav	259	8	9	-23	-25	-23	205
<b>Året 2005</b>							
Avsetninger relatert til							
langsiktige eiendeler	0	0	4	0	0	0	4
Avsetninger for tap på krav	255	-4	54	-9	-75	38	259
<b>Året 2004</b>							
Avsetninger relatert til							
langsiktige eiendeler	0	0	0	0	0	0	0
Avsetninger for tap på krav	275	0	29	-39	-22	12	255

1) Annet består i hovedsak av avsetning for tap på krav i oppkjøpt og solgt virksomhet.

## 12. FINANSPOSTER

(i millioner kroner)	2006	2005	2004
Renter og andre finansinntekter	1 629	738	775
Agjoeffekter, netto	3 286	-5 835	5 031
Renter og andre finanskostnader	-1 262	-539	-301
Utbytte på aksjer	522	700	271
Realisert gevinst/tap ved salg av verdipapirer	549	755	286
Urealisert verdipapirgevinst/-tap	90	669	-307
Netto finansposter	4 814	-3 512	5 755

## 13. SKATTER

Resultat før skatt og minoritetsinteresser fremkommer som følger:

(i millioner kroner)	2006	2005	2004
Norge			
Sokkel	98 599	75 414	55 709
Land	5 728	-208	7 532
Andre land	17 368	16 325	7 599
Sum	121 695	91 531	70 840

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Spesifikasjon av skattekostnaden

(i millioner kroner)	2006	2005	2004
Norge			
Sokkel	70 864	63 120	40 548
Land	971	4	133
Andre land 1)	5 676	4 122	1 635
Skatteeffekt av friinntektsfradrag	-2 438	-2 129	-1 897
<b>Betalbar skattekostnad</b>	<b>75 073</b>	<b>65 117</b>	<b>40 419</b>
Norge			
Sokkel	3 898	-4 287	3 512
Land	812	-188	722
Andre land 1)	577	-606	766
<b>Endring utsatt skatt</b>	<b>5 287</b>	<b>-5 081</b>	<b>5 000</b>
<b>Sum skattekostnad</b>	<b>80 360</b>	<b>60 036</b>	<b>45 419</b>

1) Inkluderer norsk skatt på aktiviteter i utlandet

Spesifikasjon av utsatt skatt

(i millioner kroner)	31. desember	
	2006	2005
<b>Utsatte skattefordeler</b>		
Varelager	2 469	2 930
Andre kortsiktige poster	491	1 665
Underskudd til fremføring	3 579	1 278
Varige driftsmidler	4 563	3 930
Avsetning for fjerning og nedstengning	20 816	13 107
Andre langsiktige poster	7 254	1 462
Avsetning for verdijustering	-4 307	-2 592
<b>Sum utsatte skattefordeler</b>	<b>34 867</b>	<b>21 780</b>
<b>Utsatt skattegjeld</b>		
Andre kortsiktige poster	1 058	864
Varige driftsmidler	59 736	46 714
Balanseførte undersøkelsesutgifter og renter	10 283	8 002
Andre langsiktige poster	6 526	5 409
<b>Sum utsatt skattegjeld</b>	<b>77 603</b>	<b>60 989</b>
<b>Netto utsatt skattegjeld</b>	<b>42 736</b>	<b>39 209</b>

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

## Analyse av årets endringer i utsatt skatt

(i millioner kroner)	2006	2005
Netto utsatt skattegjeld 1. januar	39 209	44 065
Resultatført endring utsatt skatt	5 287	-5 081
Effekt av implementering av FAS 158 (se note 17)	-3 641	0
Utsatt skatt på kjøpte eiendeler	1 792	0
Omregningsdifferanser og annet	89	225
Netto utsatt skattegjeld 31. desember	42 736	39 209

## Utsatt skatt i balansen er klassifisert som følger:

(i millioner kroner)	31. desember	
	2006	2005
Kortsiktig utsatt skattefordel	-1 876	-3 733
Langsiktig utsatt skattefordel	-375	-372
Langsiktig utsatt skattegjeld	44 987	43 314
Netto utsatt skattegjeld	42 736	39 209

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)	2006	2005	2004
Beregnet skatt etter nominell sats	34 075	25 630	19 837
Særskatt petroleum etter nominell sats	49 299	37 707	27 854
Skatteeffekt av friinntektsfradrag	-2 438	-2 129	-1 897
Annet, netto	-576	-1 172	-376
Skattekostnad	80 360	60 036	45 419

Inntekter fra olje- og gassvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen skattlegges i henhold til Petroleumsskatteloven. I tillegg til vanlig selskapsbeskatning på 28 prosent fastsettes det en særskatt på 50 prosent etter fradrag for friinntekt. Hovedregelen er at det for investeringer forut for 2005 fratregges friinntekt med 5 prosent per år i seks år, mens det for investeringer i 2005 og senere år fratregges friinntekt med 7,5 prosent per år i fire år fra og med det året investeringen foretas. Ikke periodisert friinntekt på 11,6 milliarder kroner vil anvendes over en periode på fire år.

Ved utgangen av 2006 hadde Statoil fremførbare skattemessige underskudd på 12,1 milliarder kroner, i hovedsak i Aserbajdsjan, USA og Irland. Kun mindre deler av de fremførbare underskuddene utløper før 2018.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

14. KORTSIKTIG RENTEBÆRENDE GJELD

(i millioner kroner)	31. desember	
	2006	2005
Banklån og kassekreditt	596	288
Kortsiktig andel av langsiktig gjeld	2 325	1 131
Kortsiktig gjeld til Den norske stat (tilbakekjøpsprogram aksjer)	2 465	0
Annen kortsiktig gjeld	129	110
Sum	5 515	1 529
Vektet gjennomsnittlig rentesats	5,04%	4,81%

15. LANGSIKTIG RENTEBÆRENDE GJELD

	Vektet gjennomsnittlig rentesats		I millioner kroner 31. desember	
	2006	2005	2006	2005
<b>Obligasjonslån</b>				
Amerikanske dollar (USD)	6,18%	6,25%	12 593	14 609
Norske kroner (NOK)	4,00%	2,69%	500	500
Euro (EUR)	5,15%	5,06%	6 035	5 891
Sveitsiske franc (CHF)	4,01%	4,01%	1 089	1 128
Japanske yen (JPY)	1,09%	0,91%	1 731	2 469
Britiske pund (GBP)	6,13%	6,13%	3 095	3 069
Sum			25 043	27 666
<b>Usikrede banklån</b>				
Amerikanske dollar (USD)	5,25%	4,40%	1 288	1 391
<b>Sikrede banklån</b>				
Amerikanske dollar (USD)	7,29%	5,21%	3 335	3 899
Andre valutaer	4,60%	3,51%	332	306
Annen gjeld*			2 598	433
Sum rentebærende gjeld			32 596	33 695
Fratrukket kortsiktig andel			2 325	1 131
Sum langsiktig rentebærende gjeld			30 271	32 564

\* Annen gjeld per 31. desember 2006 inkluderer finansiell leasingforpliktelse (se note 20) på 2 366 millioner kroner.

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 2006 og 2005 var henholdsvis 3 091 og 3 343 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 2006 og 2005 var 3 125 og 3 382 millioner kroner utestående. Lånerenten er omgjort til LIBOR-basert flytende rente gjennom rentebytteavtaler.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

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 2006 og 2005 var henholdsvis 4 092 og 3 961 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 2006 og 2005 var henholdsvis 2 760 og 2 622 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 2006 og 2005 var henholdsvis 2 339 og 2 528 millioner kroner utestående. Netto etter tilbakekjøp utgjorde dette henholdsvis 2 035 og 2 197 millioner kroner til oppgjørskurs ved årsslutt.

I tillegg til USD obligasjonslån på totalt 12 593 millioner kroner, bruker Statoil valutabytteavtaler til å styre valutarisiko knyttet til langsiktig gjeld. Som en følge av dette er ytterligere 12 450 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 77 millioner i tillegg til pant i aksjer i et datterselskap og andre investeringer med en samlet bokført verdi på 3 846 millioner kroner, et bankinnskudd med en bokført verdi på 1 310 millioner kroner, samt konsernets andel av inntekter fra visse prosjekter.

Konsernet har utestående totalt 18 obligasjonslån, som netto etter tilbakekjøp utgjør 22 172 millioner kroner til oppgjørskurs per 31. desember 2006. 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)	
2007	2 325
2008	2 432
2009	3 817
2010	550
2011	4 737
Deretter	18 735
Sum	32 596

Statoil har inngått avtale med et banksyndikat for bindende langsiktig løpende kreditt på i alt USD 2,0 milliarder. Ingen del av kreditten var benyttet per 31. desember 2006. Beredskapsprovisjonen er 0,0575 prosent per år.

Per 31. desember 2006 og 2005 hadde Statoil ingen kommitterte kortsiktige kredittfasiliteter tilgjengelig eller benyttet.



## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

### 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 porteføljnivå i samsvar med strategiene og fullmaktene i det konsernomfattende risikostyringsprogrammet, og overvåkes av konsernets markedsrisikokomite. Selskapets renteeksponering er i hovedsak knyttet til konsernets gjeldsforpliktelse og forvaltningen av midlene i Statoil Forsikring AS. Konsernet benytter hovedsakelig rente- og valutaavtaleavtaler 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 ikke benyttet kontantstrømsikring på noen tidligere inngåtte eller eksisterende sikringsforhold i løpet av 2006.

#### 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 2006. Netto resultatført gevinst knyttet til ineffektivitet i markedsverdisikringen var 20 millioner kroner og er for året 2006 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. Endring i virkelig verdi av råvarebaserte derivater i en markedsportefølje regnskapsføres som Salgsinntekt.

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 forpliktelse	Netto regnskapsført beløp
<b>31. desember 2006</b>			
Gjeldsrelaterte instrumenter	3 564	-5	3 559
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	1 726	-7	1 719
Gjeldsinstrumenter med fast rente	0	-25 487	-24 085
Råolje og raffinerte produkter	625	-292	333
Gass og elektrisitet	116	-232	-116
<b>31. desember 2005</b>			
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

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

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

**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.

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 23 år, tilsvarende forfallstrukturen til sikret eller risikostyrt langsiktig gjeld.

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. Statoil inngår også rammeavtaler for netting av mellomværende og såkalte ISDA-avtaler med betydelige motparter for å muliggjøre netting av motposter når det er aktuelt. Sikkerhet vil typisk være i form av depositum eller bankgaranti fra en internasjonal bank med høy kredittverdighet.

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

**17. PENSJONSORDNINGER FOR ANSATTE**

Konsernet er pliktig til å ha tjenestepensjonsordning etter lov om obligatorisk tjenestepensjon. Selskapets pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov.

**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 selskap har tilskuddsplaner og multi-employer planer.

Statoil implementerte «Financial Accounting Standard (FAS) 158» per 31. desember 2006. FAS 158 krever at Statoil skal balanseføre netto pensjonsforpliktelse i pensjonsordningene (det vil si differansen mellom virkelig verdi av pensjonsmidlene og brutto pensjonsforpliktelse) per 31. desember 2006 med motpost Akkumulerte andre endringer i egenkapital, etter skatt.

Implementeringseffekten på Akkumulerte andre endringer i egenkapital tilsvarer ikke resultatførte aktuariemessige gevinster og tap og ikke resultatførte planendringer som i samsvar med FAS 87 ikke ble balanseført tidligere. Disse beløpene vil framover bli ført som netto pensjonskostnad i samsvar med Statoils historiske regnskapsprinsipp for resultatføring av slike beløp. Videre vil aktuariemessig gevinst og tap som oppstår i påfølgende perioder og som ikke blir resultatført som netto pensjonskostnad i samme periode bli medtatt som en komponent av Akkumulerte andre endringer i egenkapital. Disse beløpene vil senere bli ført som netto pensjonskostnad i samsvar med historisk regnskapsprinsipp for resultatføring av slike beløp.

Effektene på regnskapet per 31. desember 2006 som følge av implementering av FAS 158 vises i tabellen nedenfor. Implementering av FAS 158 har ingen effekt på resultatregnskapet i 2006, eller for påfølgende perioder. Hvis FAS 158 ikke hadde blitt implementert per 31. desember 2006, hadde Statoil måttet regnskapsføre en ekstra minimumsforpliktelse i henhold til FAS 87. Effekten av en slik ekstra minimumsforpliktelse er inkludert i tabellen nedenfor i kolonnen «Før implementering av FAS 158».

**Effekt av å implementere FAS 158**

	Før implementering av FAS 158	Effekt av implementering FAS 158	Rapportert per 31. desember 2006
Immaterielle eiendeler (pensjon)	199	-199	0
Pensjonsmidler/(pensjonsforpliktelse)	2 410	-6 136	-3 726
Avsatt minimumsforpliktelse	-947	947	0
Utsatt skatt	41 506	3 481	44 987
Akkumulerte andre endringer i egenkapital (tap)	-3 249	-1 907	-5 156

Inkludert i Akkumulerte andre endringer i egenkapital per 31. desember 2006 er følgende beløp som enda ikke er resultatført som del av periodens netto pensjonskostnad: Ikke amortiserte planendringer 219 millioner kroner (77 millioner kroner etter skatt) og aktuariemessig netto tap 5 917 millioner kroner (2 069 millioner kroner etter skatt). Ikke amortiserte planendringer og aktuariemessig netto tap inkludert i Akkumulerte andre endringer i egenkapital som forventes å bli kostnadsført i løpet av 2007 utgjør 37 millioner kroner (13 millioner kroner etter skatt) og 205 millioner kroner (74 millioner kroner etter skatt).

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

**Netto pensjonskostnader**

(i millioner kroner)	2006	2005	2004
Nåverdi av årets opptjening	1 359	1 066	1 050
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	1 026	1 001	914
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-1 104	-1 094	-872
Amortisering av tap	102	48	170
Amortisering av planendringer	34	37	34
Netto pensjonskostnader på ytelsesplaner	1 417	1 058	1 296
Tilskuddsplaner	157	47	34
Multi-employer planer	44	26	21
Sum netto pensjonskostnader	1 618	1 131	1 351

Deler av pensjonskostnadene belastes partnerne i Statoil-opererte aktiviteter.

**Endring i påløpt forpliktelse**

(i millioner kroner)	2006	2005
Påløpt forpliktelse (inklusive lønnsvekst) 1. januar	21 893	18 484
Nåverdi av årets opptjening	1 360	1 065
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsene	1 026	1 000
Estimatavvik	3 526	1 708
Utbetalte ytelser fra ordningene	-419	-339
Salg av virksomhet	-63	0
Kjøp av virksomhet	0	14
Omregningsdifferanse	61	-39
Påløpt forpliktelse 31. desember	27 384	21 893

**Endring i pensjonsmidler**

(i millioner kroner)	2006	2005
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 1. januar	19 828	16 872
Avkastning på pensjonsmidlene	2 272	1 712
Innbetalt av selskapet	1 786	1 478
Utbetalte ytelser fra ordningene	-241	-200
Salg av virksomhet	-35	0
Kjøp av virksomhet	0	10
Omregningsdifferanse	48	-44
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 31. desember	23 658	19 828

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

**Pensjonsordningenes status avstemt mot balansen**

(i millioner kroner)	2006	2005
Netto pensjonsforpliktelse 31. desember	-3 726	-2 064
Estimatavvik	0	3 654
Ikke amortiserte planendringer	0	256
Sum netto forskuddsbetalt pensjon 31. desember	-3 726	1 846

**Netto forskuddsbetalt pensjon er i regnskapet balanseført som:**

(i millioner kroner)	2006	2005
Forskuddsbetalt pensjon 31. desember	3 314	5 538
Påløpte pensjonsforpliktelser kortsiktig del	-164	0
Påløpte pensjonsforpliktelser langsiktig del	-6 876	-4 564
Immaterielle eiendeler	0	258
Akkumulerte andre endringer i egenkapital	0	614
Netto balanseført beløp 31. desember	-3 726	1 846

**Økonomiske forutsetninger for resultatelementer (vektet gjennomsnitt)**

(i prosent)	2006	2005
Diskonteringsrente	4,75	5,50
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	5,75	6,50
Forventet lønnsvekst	3,00	3,50

**Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanselementer (vektet gjennomsnitt)**

(i prosent)	2006	2005
Diskonteringsrente	5,00	4,75
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	5,75	5,75
Forventet lønnsvekst	4,25	3,00

**Påløpt minsteforpliktelse (inkludert lønnsvekst), minsteforpliktelsen (uten lønnsvekst) og den virkelige verdien av pensjonsmidler i ordningene hvor minsteforpliktelsene overstiger pensjonsmidlene**

(i millioner kroner)	31. desember	
	2006	2005
Påløpt pensjonsforpliktelse (inkludert lønnsvekst)	5 299	5 754
Minsteforpliktelse (uten lønnsvekst)	7 195	4 557
Pensjonsmidler til virkelig verdi	547	470

Den totale minsteforpliktelsen (uten lønnsvekst) var 20 milliarder kroner 31. desember 2006.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

**Forventede utbetalinger**

(i millioner kroner)	
2007	418
2008	443
2009	474
2010	512
2011	555
2012–2016	3 898
Sum forventede utbetalinger de neste 10 årene	6 300

**Fordeling av pensjonsmidlene på ulike investeringsklasser**

(i prosent)	31. desember	
	2006	2005
Egenkapitalinstrumenter	36	30
Obligasjoner	44	46
Pengemarkedsplasseringer	11	10
Eiendom	5	5
Andre eiendeler	4	9
Sum	100	100

Pensjonsmidlene plasseres langsiktig i forhold til pensjonsforpliktelsene de skal dekke. Målet er å oppnå høyest mulig avkastning på pensjonsmidlene begrenset av reguleringer fra det offentlige samt 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 2007.

Finansportefølje Statoils pensjonskasser	Porteføljevekt 1)		Avkastningsforventning
Aksjer	35,0 %	(+/- 5,0)	X + 4,0%
Obligasjoner	64,5 %	(+/- 5,0)	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 i prosentpoeng.

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. Per 31. desember 2006 utgjør premiefondet 3,8 milliarder kroner. Om konsernet skal betale premie eller trekke fra fond vurderes årlig. Pensjonspremien for 2006 bestod av en betaling på 1,8 milliarder kroner, hvorav 0,3 milliarder kroner var en frivillig innbetaling til premiefondet.

De forventede pensjonspremiene for de neste fem årene vil bli cirka 1,4 milliarder kroner årlig. Det forventes ikke tilbakebetaling av pensjonsmidler til selskapet det kommende år.



## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

**18. NEDSTENGINGS- OG FJERNINGSFORPLIKTELSE**

Forpliktelsen omfatter fremtidige nedstengnings- og fjerningsutgifter. Rentekostnad på forpliktelsen klassifiseres som Driftskostnad i resultatregnskapet.

(i millioner kroner)	2006	2005
Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse 1. januar	20 034	18 602
Tilgang nye fjerningsprosjekter/estimatendringer	8 370	796
Rentekostnad på forpliktelsen	907	840
Avgang	-127	-69
Faktisk fjerning	-182	-212
Omregningsdifferanse	-31	77
Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse 31. desember	28 971	20 034
Langsiktig eiendel knyttet til fjerning 1. januar	3 606	3 388
Netto tilgang nye prosjekter/estimatendring	8 268	615
Avskrivninger	-809	-437
Omregningsdifferanse	-24	40
Langsiktig eiendel knyttet til fjerning 31. desember	11 040	3 606

Fjerningsforpliktelsen har økt fra 20 milliarder kroner til 29 milliarder kroner hovedsakelig på grunn av økninger i estimerte kostnader knyttet til kompleksitet ved fjerning, rigger, marine operasjoner og tungløft-fartøyer. Endringene har vesentlige effekter for Driftsmidler og Andre langsiktige forpliktelser, men bare uvesentlige effekter for driftsresultatet for året. Endringene forventes imidlertid å få en betydelig effekt på fremtidige avskrivninger og rentekostnader på fjerningsforpliktelsen. Økningen i avskrivninger er uvisst og er avhengig av fremtidig produksjonsnivå. Basert på dagens forventede produksjonsprofil vil avskrivninger øke med 1,6 milliarder kroner i 2007. Renter på fjerningsforpliktelsen er estimert å øke med 0,4 milliarder kroner per år. Økningen vil hovedsakelig påvirke driftskostnader i segmentet Undersøkelse og Produksjon Norge.

**19. FORSKNINGS- OG UTVIKLINGSUTGIFTER**

Forsknings- og utviklingsutgifter (FoU) var 1 225, 1 066 og 1 027 millioner kroner i henholdsvis 2006, 2005 og 2004. FoU-utgifter er delvis finansiert av partnere på Statoil-opererte aktiviteter.

**20. LEIEAVTALER**

Statoil leier enkelte eiendeler, i hovedsak skip og borerigger.

Statoil har per 31. desember 2006 inngått operasjonelle leieavtaler for flere av boreriggene. De gjenværende kontraktperiodene varierer fra 24 til 56 måneder. Enkelte av avtalene inneholder opsjon på fornyelse. Leieavtaler vedrørende rigger er i de fleste tilfeller basert på en fast dagrate. Statoil sine rigg-leier har delvis blitt inngått for å sikre bore kapasitet for sanksjonerte prosjekt og planlagte brønner, og delvis for å sikre langsiktig strategisk kapasitet for fremtidig lete- og produksjonsboring. Enkelte rigger har blitt fremleiet for hele eller deler av leieperioden til Statoil-opererte lisenser på den norske kontinentalsokkel. Disse tilfellene er vist brutto som operasjonell leie i tabellen nedenfor. For rigg-leieavtaler hvor partnerskapet er opprinnelig leietaker, inkluderer imidlertid Statoil bare sin ideelle andel av rigg-leien.

Statoil har også inngått flere generelle eller feltspesifikke langsiktige rammeavtaler, hovedsakelig knyttet til lasting og transport av råolje. De vesentligste kontrakter løper frem til avslutningen av respektive felts levetid. Slike kontrakter er ikke inkludert i fremtidige forpliktelser i tabellen under med mindre de inkluderer spesifikke minimumsleier.

Netto leiekostnader i 2006 utgjorde 3 778 millioner kroner, hvorav minimum leiebetalinger utgjorde 3 345 millioner kroner, innbetalinger fra fremleie utgjorde 1 002 millioner kroner og betingede leiebetalinger utgjorde 1 434 millioner kroner. Brutto leiekostnader utgjorde 4 502 og 4 367 millioner kroner i henholdsvis 2005 og 2004. Innbetalinger ved fremleie utgjorde 833 og 582 millioner kroner i henholdsvis 2005 og 2004.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Opplysningene i tabellen nedenfor viser fremtidig minimumsleie i henhold til uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2006. I tillegg er det inngått delvis motsvarende fremleieavtaler for enkelte eiendeler som innebærer fremtidige leieinntekter på 2 397 millioner kroner, herav 496 millioner kroner for 2007.

Beløp knyttet til finansielle leieavtaler omfatter fremtidige betalinger for minimumsleie for balanseførte eiendeler per 31. desember 2006.

(i millioner kroner)	Operasjonelle leieavtaler	Finansielle leieavtaler		
		Minimum leie	Renteandel	Avdrag
2007	5 976	231	14	217
2008	6 352	210	20	190
2009	6 345	207	27	179
2010	4 518	204	35	170
2011	2 978	201	41	159
Deretter	3 556	2 457	1 008	1 450
Sum fremtidig minimumsleie	29 725	3 510	1 145	2 365

Varige driftsmidler inkluderer følgende beløp for leieavtaler som er balanseført per 31. desember 2006 og 2005:

(i millioner kroner)	2006	2005
Skip og utstyr	2 727	203
Akkumulerte avskrivninger	-268	-129
Balanseført verdi	2 459	74

## 21. ANDRE FORPLIKTELSER

### Kontraktsmessige forpliktelser

(i millioner kroner)	2007	2008	Deretter	Sum
Kontraktsmessige forpliktelser knyttet til investeringer og varige driftsmidler	11 531	3 488	2 322	17 341

31. desember 2006 består disse kontraktsmessige forpliktelsene 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 medfører også plikt til å betale for bestilt kapasitet. I tillegg har konsernet inngått forpliktelser knyttet til andre former for transportkapasitet, samt til terminal-, prosesserings-, lagrings- og inngangskapasitet. Tabellen under gir en oversikt over nominelle minimumsforpliktelser fordelt på fremtidige år. Tilsvarende kostnader for årene 2006, 2005 og 2004 var henholdsvis 5 549, 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.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

Transportkapasitets- og øvrige forpliktelser 31. desember 2006:

(i millioner kroner)	
2007	5 533
2008	5 102
2009	5 980
2010	6 169
2011	5 306
Deretter	52 282
Sum	80 372

Statoil har inngått avtaler med det amerikanske energiselskapet Dominion vedrørende forpliktelser knyttet til kapasitet for flytende naturgass (LNG) ved Cove Point-terminalen i USA. Disse avtalene er delvis gjort på vegne av og på regning og risiko for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Tabellen over inkluderer 90 prosent av den totale tilleggskapasitet for terminalutvidelsen Cove Point Expansion på årlig cirka 7,7 milliarder kubikkmeter gass for en periode på 20 år med planlagt oppstart i 2009. Statoils og SDØEs respektive fremtidige andeler av denne tilleggskapasiteten på terminalen og av forpliktelser i den forbindelse er gjenstand for nærmere vurderinger, og resultatet av disse vil kunne medføre endring i omfanget av fremtidige forpliktelser som Statoil har påtatt seg og noteopplyser.

#### Garantier

I 2004 avga Statoil som eier i BTC Co Ltd garantier for finansieringen knyttet til utbyggingen av BTC-rørledningen. Ved utløpet av 2006 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 uvesentlig kortsiktig forpliktelse i balansen, og kostnaden er regnskapsført under finansielle kostnader.

Statoil Detaljhandel har avgitt garantier på totalt SEK 1,1 milliarder (1,0 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 2006.

#### Erstatningsansvar og forsikring

I forbindelse med sin offshore-virksomhet, herunder inkludert transportsystemene, har konsernet, i likhet med andre rettighetshavere, et ubegrenset ansvar for eventuelle erstatningsbeløp. Konsernet har tegnet ansvarsforsikring for inntil cirka USD 0,8 milliarder (5 milliarder kroner) for hvert skadetilfelle, inkludert forurensningsansvar. Statoil Forsikring AS er forsikringsgiver for de fleste av konsernets produksjonsanlegg, og benytter det internasjonale forsikringsmarkedet til å reassurere store deler av risikoen. Konsernets egenforsikringsgrad utgjør cirka 43 prosent.

Statoil Forsikring AS er medlem i to gjensidige forsikringsselskap, Oil Insurance Ltd og sEnergy Insurance Ltd. sEnergy avsluttet virksomheten den 15. mai 2006 og er i avviklingsfasen. Medlemskapene i selskapene medfører at Statoil Forsikring AS 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 18 brønner på norsk sokkel og 24 brønner utenfor Norge, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 38,4 prosent. Statoils andel av estimerte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omkring 4,4 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.

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 økt royaltysats på 30 prosent for produksjon som overstiger 114 000 fat o.e. per dag. Statoil og vår partner har sendt administrative anker for å få annullert kravet om slike betalinger.

Ved utløpet av 2006 hadde Statoil en 15 prosents andel i Sincor-partnerskapet, mens partnerne Total og det venezuelansk statseide PDVSA hadde respektive 47 og 38 prosent. 26. februar 2007 utstedte Venezuelas regjering en forordning som innebærer omforming av Sincor og alle tilsvarende strategiske samarbeidsavtaler til nye juridiske selskaper med en statlig majoritetsandel på minst 60 prosent (såkalte «mixed companies») i henhold til rammeverket i «Organic Hydrocarbons Law», loven om oljevirksomheten av 2002. Forordningen innebærer at overføring av virksomheten skal være gjennomført innen 30. april 2007. Forordningen bevilger en fire måneders periode til å avtale vilkår og betingelser for deltakelse i de nye «mixed company» selskapene, og gir ytterligere to måneder til å fremlegge disse betingelsene for godkjenning i Nasjonalforsamlingen. De nærmere detaljer og omfanget av en slik omdanning for Sincor, samt kompensasjon til Statoil i denne forbindelse, lar seg ikke fastslå på det nåværende tidspunkt.

## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

En gruppe norske pensjonister har saksøkt Statoil ASA i forbindelse med endringer i pensjonskassens vedtekter i 2002, knyttet til grunnlag for regulering av pensjonsutbetalingene etter det tidspunktet. Stavanger Tingretts dom i saken i 1. kvartal 2007 ga Statoil medhold. Dommen er anket. Avhengig av det endelige utfall av denne saken vil forholdet kunne påvirke visse forutsetninger som er lagt til grunn i beregningen av pensjonsforpliktelsene som fremgår av konsernregnskapet.

Statoil ASA avga i 1999 en erklæring til det norske Olje- og energidepartementet (OED) i forbindelse med en tvist mellom fire Åsgard-partnere og Statoil, knyttet til oppføringen av nye anlegg for Åsgard-utbyggingen på Kårstø-terminalen. Erklæringen gav en bekreftelse på at OED vil bli gitt en tilsvarende behandling som de fire lisensinnehaverne for de omtvistede forhold, som var avklart innen 2004. OED har indikert at et krav vil bli fremmet basert på den avgitte erklæringen.

Konsernet er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettsaker, og det finnes for tiden flere uavklarte tvister. Det endelige omfanget av konsernets forpliktelser knyttet til slike tvister og krav lar seg ikke beregne på dette tidspunkt. Statoil har gjort avsetninger i regnskapet for slike uavklarte forhold basert på konsernets beste skjønn. Det antas at hverken konsernets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettsakene og tvistene.

Økokrim har etterforsket en avtale knyttet til konsulenttjenester i Iran som Statoil inngikk i 2002 med Horton Investments Ltd. I juni 2004 informerte Økokrim Statoil om at de hadde konkludert med at Statoil har overtrådt straffelovens forbud mot påvirkningshandel som trådte i kraft 4. juli 2003, og utferdiget et forelegg pålydende 20 millioner kroner. Styret i Statoil ASA besluttet i oktober 2004 å vedta boten. Styrets vedtak innebærer hverken innrømmelse eller avvising av straffeskyld.

Statoil opplyste den 13. oktober 2006 at selskapet hadde inngått forlik med det amerikanske kreditilsynet (US Securities and Exchange Commission – SEC), det amerikanske justisdepartementet (US Department of Justice – DOJ) og den amerikanske påtalemyndigheten for the Southern District of New York (the United States Attorney's Office for the Southern District of New York – USAO). I avtalen med DOJ og USAO vedtok Statoil et forelegg på USD 10,5 millioner for å ha overtrådt «the Foreign Corrupt Practices Act» (FCPA), samt erkjente ansvar for bestikkelser i forbindelse med betalinger knyttet til konsulentavtalen med Horton Investments Ltd, for uriktig regnskapsføring av betalingene, og for ikke å ha tilstrekkelig internkontroll til å hindre at betalingene ble foretatt. Boten på 20 millioner kroner (USD 3 millioner) betalt til norske myndigheter har gått til fradrag, slik at den endelige bot betalt av Statoil under avtalen utgjør USD 7,5 millioner. I avtalen med SEC har Statoil hverken innrømmet eller avvist skyld i anklagene, men akseptert inndragning av USD 10,5 millioner.

Avtalen med DOJ og USAO er en treårig såkalt «deferred prosecution agreement», og en såkalt «cease and desist order» med SEC. I «deferred prosecution agreement» har Statoil akseptert at det registreres en tiltalebeslutning (Criminal Information) ved the United States Court for the Southern District of New York for overtredelse av anti-bestikkelsesreglene og regnskapsreglene i FCPA. Dersom Statoil overholder forpliktelsene under denne avtalen i de neste tre år, vil anklagene bli frafalt og saken avsluttet.

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 2004, 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

Den norske stat er hovedaksjonær i Statoil og eier betydelige eierandeler i andre selskaper. Eierskapstrukturen medfører at Statoil deltar i transaksjoner med flere parter som er under en felles eierskapstruktur og derfor tilfredsstiller definisjonen for nærstående parter. Alle transaksjoner er vurdert å være i henhold til normale «armlegde» prinsipper.

Den norske stats eierinteresse i Statoil blir ivaretatt av Olje- og energidepartementet (OED). De følgende transaksjoner er foretatt mellom Statoil og OED for årene som er presentert i regnskapet:

Samlet kjøp av olje og våtgass fra staten beløp seg til 104 628 millioner kroner (254 millioner fat oljeekvivalenter), 97 078 millioner kroner (282 millioner fat oljeekvivalenter) og 81 487 millioner kroner (319 millioner fat oljeekvivalenter) i henholdsvis 2006, 2005 og 2004. Kjøp av naturgass utgjorde 293, 262 og 237 millioner kroner i henholdsvis 2006, 2005 og 2004. 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.

## 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 påløpt i Statoil er refundert fra Staten og ført netto i Statoils regnskap. Refunderte beløp inkluderer utgifter knyttet til aktiviteter gjennomført for å sikre markedsadgang, transport, prosesseringskapasitet, samt investeringer foretatt for å maksimere lønnsomheten fra salget av naturgass.

I forbindelse med sin ordinære forretningsaktivitet som transport gjennom rørledninger, oppbevaring av gass og prosessering av petroleumsprodukter, har Statoil også vanlige transaksjoner med enkelte tilknyttede selskaper som ikke er konsolidert inn i regnskapet. Slike transaksjoner er foretatt i henhold til «armlegde» prinsipper og er inkludert i relevante regnskapslinjer i Konsernresultatregnskapet.

**23. EGENKAPITAL**

Aksjekapitalen i 2005 bestod av 2 189 585 600 aksjer pålydende 2,50 kroner. Den 10. mai 2006 ble det vedtatt i den årlige ordinære Generalforsamlingen å redusere selskapets aksjekapital med totalt 58 604 712,50 kroner gjennom sletting av 23 441 885 egne aksjer. Etter slettingen utgjør Statoils aksjekapital 5 415 359 287,50 bestående av 2 166 143 715 aksjer.

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. De resterende egne aksjer, 23 441 885, ble slettet i 2006.

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 Statoil-aksjer skal skje. Slike aksjer ervervet i henhold til fullmakten kan kun benyttes til salg og overdragelse til ansatte i Statoil-konsernet som ledd i konsernets aksjespareprogram godkjent av styret. Laveste beløp som kan betales per aksje er 50 kroner, høyeste beløp som kan betales per aksje er maksimalt 500 kroner. Fullmakten gjelder til neste ordinære Generalforsamling. Per 31. desember 2006 har Statoil 1 240 768 aksjer i henhold til denne fullmakten.

Den årlige ordinære Generalforsamlingen i 2006 gav også styret fullmakt til tilbakekjøp av egne aksjer for påfølgende sletting. Fullmakten gjelder frem til neste ordinære generalforsamling og gjelder kjøp av inntil 50 000 000 aksjer i markedet, til en pris mellom 50 og 500 kroner per aksje. Ifølge avtale med den norske stat, som i dag har en eierandel i Statoil på 70,9 prosent, vil en proporsjonal andel av statens aksjer senere innløses og slettes, slik at statens eierandel forblir uforandret. Samlet vil inntil 171 798 603 aksjer kunne bli slettet, tilsvarende om lag 7,9 prosent av selskapets aksjekapital. Beslutning om sletting av aksjer gjøres av en senere generalforsamling, og krever to tredels flertall av totalt antall stemmeberettigede aksjer, så vel som to tredels flertall av aksjekapitalen som er representert på Generalforsamlingen. I følge avtalen med Statoil har Den norske stat også avtalt å stemme i favør av beslutning om sletting. Per 31. desember 2006 har Statoil kjøpt 5 867 000 aksjer i det åpne marked i henhold til fullmakten. I tillegg er Statoil forpliktet til å kjøpe 14 291 848 aksjer fra Den norske staten. Både de kjøpte aksjene og forpliktelsen til innløsning er inkludert i Egne aksjer.

Opptjent egenkapital som kan utdeles som utbytte utgjør 96 826 millioner kroner (før avsetning til utbytte for regnskapsåret 2006 på 19 690 millioner kroner) per 31. desember 2006. 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 88 262 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 har etablert et aksjespareprogram for alle fast ansatte, både fulltids- og deltidsansatte. På grunn av ulike lovbestemmelser og skattemessig behandling i de enkelte deltakerlandene, samt behovet for spesifikke tekniske løsninger for programmet, vil programmet bli innført på ulike tidspunkt i de enkelte land/selskaper i Statoil-konsernet.

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.

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. Tildeling av bonusaksjer er foreslått endret med effekt fra 2007 programmet og påfølgende år, slik at de ansatte blir tildelt en bonusaksje for hver aksje de kjøper. Endringen krever godkjenning av Generalforsamlingen i 2007.



## NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET – USGAAP

På grunn av usikkerhet med hensyn til fremtidig aksjepris er antall aksjer som skal kjøpes av de ansatte under programmet ukjent. Dette medfører at antall bonusaksjer som skal kjøpes av Statoil må anslås i forbindelse med verdsettelsen av kostnaden for programmet. Virkelig verdi av bonusaksjer blir estimert på dato for inngåelse av avtale om årlig aksjesparing ved bruk av den såkalte CAPM modellen, justert for forventninger om utbetaling av utbytter i henhold til konsernets utbytte politikk i opptjeningsperioden.

Vesentlige forutsetninger som er benyttet for 2006 ved estimering av virkelig verdi er vist i tabellen under.

Risikofri rente	4,4%
Risikopremie	5,5%
Beta	1,0
Forventet avkastning/diskonteringsrente	9,9%

Modellen krever input av svært skjønsmessige forutsetninger. Siden endringer i de skjønsmessige forutsetningene kan påvirke estimert virkelig verdi betydelig, er det ledelsens oppfatning at eksisterende modeller ikke nødvendigvis gir et pålitelig, entydig mål for virkelig verdi av aksjespareprogrammet til Statoil.

Grunnlag for kjøp av bonusaksjer er summen av lønnstrekk og tilskudd fra Statoil. For 2005, 2006 og 2007 programmene (avtaler inngått i 2006) utgjør dette beløpet henholdsvis 121, 162 og 230 millioner kroner.

Beregnet kostnad for Statoil relatert til 2005, 2006 og 2007 programmene inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift utgjør henholdsvis 72, 96 og 123 millioner kroner. Hvis tildeling av bonusaksjer endres med effekt for 2007 programmet, se kommentar ovenfor, så vil kostnad knyttet til 2007 programmet øke. Gjenstående beløp per 31. desember 2006 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 213 millioner kroner.

### 25. HENDELSER ETTER REGNSKAPSÅRETS UTGANG

Styrene i Statoil ASA og Norsk Hydro ASA er enige om å anbefale fusjon mellom Hydros olje- og gassaktiviteter og Statoil overfor sine aksjonærer. Forslaget om fusjon må godkjennes av generalforsamlingene i de to selskapene, og få de nødvendige myndighetsgodkjenninger. Generalforsamlingene forventes avholdt i løpet av andre kvartal 2007. Fusjonen forventes gjennomført i tredje kvartal 2007. I mellomtiden vil Hydro og Statoil drives som uavhengige selskaper.

Hydros aksjonærer vil eie 32,7 prosent og Statoils aksjonærer vil eie 67,3 prosent av det sammenslåtte selskapet. Hydros aksjonærer vil få 0,8622 aksjer i det sammenslåtte selskapet for hver Hydro-aksje og fortsette som eiere av Hydro. Statoils aksjonærer vil opprettholde sine eierandeler i det sammenslåtte selskapet på en en-til-en basis. Den norske stat vil eie om lag 62,5 prosent i det fusjonerte selskapet. I henhold til avtalen mellom Hydro og Statoil, datert 18. desember 2006, vil Statoil ikke lenger benytte fullmakten nevnt i note 23 til tilbakekjøp av egne aksjer for påfølgende sletting.

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

I samsvar med FAS 69 «Disclosures about Oil and Gas Producing Activities» og regler fra den amerikanske Securities and Exchange Commission (SEC) gir selskapet enkelte tilleggsopplysninger om lete- og produksjonsvirksomheten for olje og gass. Selv om disse opplysningene er utarbeidet med rimelig forsiktighet og lagt frem i god tro, understrekes det at noen av opplysningene nødvendigvis vil være unøyaktige og bare vil utgjøre tilnærmede beløp fordi slike opplysninger blir utarbeidet ut fra en subjektiv vurdering. Derfor vil ikke disse opplysningene nødvendigvis representere selskapets nåværende økonomiske stilling eller de resultater selskapet forventer å skape i fremtiden.

Virkningen av SDØE-transaksjonen er innarbeidet i alle tabellene (se note 1 til regnskapet).

### Olje- og gassreserver

Selskapets eksperter har estimert Statoils olje- og gassreserver i henhold til bransjestandarder og de krav som stilles av SEC. Reservene inkluderer ikke produksjonsavgift som betales med petroleum, eller mengder som forbrukes i produksjon. Reserveestimer er å betrakte som utsagn om fremtidige hendelser.

Fastsettelse av selskapets reserver er del av en pågående prosess og er underlagt fortløpende revisjon etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig.

Sikre olje- og gassreserver representerer beregnede mengder råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som, basert på analyser av geologiske og tekniske data, med rimelig grad av sikkerhet kan utvinnes fra kjente reservoarer under gjeldende økonomiske og driftstekniske forhold, det vil si priser og kostnader på det tidspunkt reserveestimatet blir satt opp. I prisene som benyttes er det kun tatt hensyn til kontraktsfestede endringer i eksisterende priser, men ikke til endringer som skyldes fremtidige forhold.

- (i) Reservoarene anses som sikre hvis enten faktisk produksjon eller en formasjonstest viser at de er økonomisk drivverdige. Reservoarområdet som anses som sikkert, omfatter (A) den delen som er avgrenset av boring og definert ved eventuell gass/olje-kontakt og/eller olje/vann-kontakt, og (B) de umiddelbart tilstøtende delene som enda ikke er boret men som det ut fra tilgjengelige geologiske og tekniske data er rimelig å anta vil være økonomisk drivverdige. Hvis det ikke finnes opplysninger om væskekontakter, er det den dypeste, kjente strukturforekomsten av hydrokarboner som definerer reservoarets nedre sikre grense.
- (ii) Reserver som kan gjøres økonomisk drivverdige ved at det benyttes teknikker for forbedret utvinning (som f.eks. fluidinjeksjon) er klassifisert som sikre når vellykket testing gjennom et pilotprosjekt eller driften av et installert program i reservoaret støtter den tekniske analysen som prosjektet eller programmet var basert på.
- (iii) Estimer av sikre reserver omfatter ikke følgende: (A) olje som kan bli tilgjengelig fra kjente reservoarer men som klassifiseres for seg som «indikerte tilleggsreserver», (B) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass, som det er tvilsomt om kan utvinnes på grunn av usikkerhet med hensyn til geologi, reservoarets karakteristikk eller økonomiske faktorer, (C) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som kan forekomme i prospekter hvor det foreløpig ikke har vært boret, og (D) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som kan utvinnes fra oljeskifer, kull, gilsonitt og andre lignende kilder.

Sikre utviklede olje- og gassreserver representerer reserver som forventes å kunne utvinnes fra eksisterende brønner ved hjelp av eksisterende anlegg og driftsmetoder. Ytterligere olje og gass som man forventer å kunne utvinne ved å benytte fluidinjeksjon eller andre teknikker for forbedret utvinning for å supplere de naturlige kreftene og mekanismene som er virksomme under den primære utvinningen, tas ikke med som sikre utviklede reserver før de er testet av et pilotprosjekt eller etter at et installert program har bekreftet ved produksjonsresultater at utvinningen vil kunne økes.

På norsk sokkel selger Statoil sin olje og gass sammen med den norske statens olje og gass. Dette innebærer at Statoil og den norske stat i fellesskap vil levere gass til kundene i henhold til visse typer gassalgtsavtaler. Forpliktelsene vil bli oppfylt gjennom en tidsfasing som gir høyest mulig totalverdi for Statoils og statens samlede olje- og gassreserver. Statoils gassreserver vil bli trukket på i henhold til Statoils eierandel av produksjonen fra de felt som til enhver tid blir valgt til å levere gassen.

I tillegg har Statoil inngått gassalgtsavtaler for Shah Deniz med leveranser til Tyrkia, Georgia og Aserbajdsjan.

De totale leveranseforpliktelsene som påligger Statoil og SDØE arrangementet og Statoil sine egne forpliktelser var per 31. desember 2006 på totalt 34,5 billioner standard kubikkfot. Dette inkluderer ikke forpliktelser hvor vi ikke eier noe av den gassen som skal leveres.

Omtrent 70 prosent av Statoils langsiktige salgforpliktelser på gass er knyttet til kontrakter med «Ta eller Betal» betingelser (såkalte «Take or Pay clauses»). Kjøperne av gassen kan nominere ønsket mengde på daglig basis i intervallet fra 40 prosent til 110 prosent av kontraktens avtalte årsleveranse (ACQ) omregnet til 100 prosent dagsleveranse. Leveranseforpliktelsene for kontraktsårene 2006, 2007, 2008 og 2009 er henholdsvis 2,22, 2,27, 2,29 og 2,29 milliarder 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 over- eller underskudd i produksjonen. Vi har for kontraktsåret 2006 et underskudd i tilgang LNG fra egen produksjon på grunn av forsinkelser i oppstart av et LNG kjøleanlegg i Norge. Tiltak blir iverksatt for å motvirke konsekvensene av dette som omfatter cirka fire prosent av våre forpliktelser til å levere gass i dette kontraktåret. Underskudd i tilgang LNG fra egen produksjon vil også ha effekt på første del av kontraktåret 2007.

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.

Ved utløpet av 2006 hadde Statoil en 15 prosents andel i Sincor-partnerskapet, mens partnerne Total og det venezuelansk statseide PDVSA hadde respektive 47 og 38 prosent. Venezuelas regjering utstedte nylig en lovforordning som innebærer omforming av Sincor og alle tilsvarende strategiske samarbeidsavtaler til nye juridiske selskaper med en statlig majoritetsandel på minst 60 prosent (såkalte «mixed companies»). De nærmere detaljer og omfanget av en slik omdanning for Sincor, samt kompensasjon til Statoil i denne forbindelse, lar seg ikke fastslå på det nåværende tidspunkt. Statoil samt vår partner er i dialog med Venezuelas regjering for å komme til en samlet løsning for Sincor.

Den mulige endringen fra partnerskap til et såkalt «mixed company», og tilhørende mulige reduksjon i Statoils eierandel kan ha betydning for fremtidig verdsettelse av sikre reserver. Maksimal avgang av reserver knyttet til dette er estimert til 171 millioner fat olje.

Statoil bokfører som sikre reserver en mengde som svarer til våre skatteforpliktelser under forhandlede fiskale regimer (produksjonsdelingsavtaler eller inntektsdelingsavtaler) og som skal betales i fysiske kvanta av petroleum.

På grunn av avrunding vil det kunne forekomme avvik mellom delsummer, 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 2003	1 184	605	1 789	13 334	552	13 886	3 560	703	4 264
<b>Herav:</b>									
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
<b>Herav:</b>									
Sikre utviklede reserver	782	170	952	9 316	234	9 550	2 442	212	2 654
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	398	398	0	1 192	1 192	0	610	610
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	20	20	0	26	26	0	25	25
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

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

	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
<b>Herav:</b>									
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
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	93	48	141	394	242	637	164	91	255
Utvidelser og funn	16	4	20	179	0	179	47	4	52
Kjøp av petroleum	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Salg av petroleum	0	-2	-3	0	0	0	0	-2	-3
Produksjon	-190	-54	-244	-896	-59	-956	-350	-65	-415
Sikre reserver per 31. desember 2006	1 060	615	1 675	12 700	1 385	14 085	3 323	861	4 185
<b>Herav:</b>									
Sikre utviklede reserver	714	240	955	9 134	222	9 356	2 342	280	2 622
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	363	363	0	1 169	1 169	0	571	571
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	39	39	0	56	56	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.

Statoil er pålagt å avsette statens olje og naturgass sammen med Statoils egen olje og naturgass i overensstemmelse med avsetningsinstruksen vedtatt av generalforsamlingen i Statoil ASA. Staten og Statoil mottar inntekt fra dette gassalget basert på respektiv andel av volumene. For salg av naturgass til tredjepart eller til Statoil, er betalingen til staten basert på enten oppnådde priser, en «net back formula» eller markedsverdi. For naturgass som er ervervet av Statoil til eget bruk, er betalingen til staten basert på 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.

Avsetningsinstruksen kan endres av Generalforsamlingen i Statoil ASA. 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.

## Balansførte kostnader knyttet til produksjonsvirksomheten for olje og naturgass

(i millioner kroner)	Per 31. desember	
	2006	2005
Undersøkelseskostnader, leterettigheter o.l.	21 102	14 101
Utbyggingskostnader, brønner, anlegg og annet utstyr, inkludert fjerningseideler	342 282	309 441
Sum kostnader til anskaffelseskost	363 384	323 542
Akkumulerte av- og nedskrivninger	-192 225	-179 197
Netto balansførte kostnader	171 159	144 345

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

### Kostnader påløpt ved kjøp av olje og gassressurser, undersøkelses og utbyggingsvirksomhet

Disse kostnadene omfatter både balanseførte og utgiftsførte beløp.

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Totalt
<b>Året 2006</b>			
Undersøkelseskostnader	3 500	3 951	7 451
Utbyggingskostnader (1) (2)	16 831	12 581	29 412
Kjøp av leterettigheter	2 301	5 478	7 779
Sum	22 632	22 010	44 642
<b>Året 2005</b>			
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
<b>Året 2004</b>			
Undersøkelseskostnader	1 102	1 390	2 492
Utbyggingskostnader (1) (2)	15 400	9 819	25 219
Kjøp av reserver	2 999	8 441	11 440
Sum	19 501	19 650	39 151

1) Utbyggingskostnader inkluderer investeringer i Norge i anlegg for nedkjøling av naturgass og lagring av LNG for totalt 1 12, 665 og 1 262 millioner kroner i henholdsvis 2006, 2005 og 2004.

2) Inkluderer mindre utbyggingskostnader som ikke er knyttet til sikre reserver.

### 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 beløp slike kostnader seg til ca. 700 millioner 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.



## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Interne salg/overføringer er bokført til tilnærmet markedspris.

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Totalt
<b>Året 2006</b>			
Salg	13	5 366	5 380
Internt salg	113 007	17 676	130 683
Sum driftsinntekter	113 020	23 042	136 063
Undersøkelseskostnader	-2 642	-3 022	-5 664
Produksjonskostnader	-8 657	-1 942	-10 599
Rentekostnad på fjerningsforpliktelse	-784	-93	-877
Spesielle poster	-230	0	-230
Av- og nedskrivninger	-12 683	-5 697	-18 380
Sum driftskostnader	-24 996	-10 754	-35 750
Driftsresultat før skatt	88 024	12 288	100 312
Skattekostnader	-68 775	-5 909	-74 683
Resultat av produksjonsvirksomheten	19 250	6 379	25 629
<b>Året 2005</b>			
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	0	-2 211	-2 211
Av- og nedskrivninger	-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
<b>Året 2004</b>			
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	-259	0	-259
Av- og nedskrivninger	-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)

### 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 diskonteringsrate på 10 prosent. Nåverdi-beregningen er et utsagn om fremtidige hendelser.

Fremtidige prisendringer er hensyntatt i den grad det foreligger kontrakter som regulerer dette ved utgangen av hvert rapporteringsår. Fremtidige utbyggings- og produksjonskostnader inkluderer de fremtidige kostnadene som er nødvendige for å utvikle og produsere beregnede sikre reserver ved årets slutt basert på kostnadsindekser ved årets slutt, idet det forutsettes at de økonomiske forhold ved årets slutt vil vedvare. Ved beregning av fremtidig netto kontantstrøm før skatt er nedstengnings- og fjerningskostnader inkludert. Fremtidig inntektsskatt beregnes ved å anvende de gjeldende lovbestemte skattesatsene ved årets slutt. Disse satsene gjenspeiler tillatte fradrag og skattekreditter og anvendes på beregnet fremtidig netto kontantstrøm før skatt, minus skattegrunnlaget for tilknyttede eiendeler. Diskontert fremtidig netto kontantstrøm beregnes ved å benytte en diskonteringsrate på 10 prosent midt i perioden. Nåverdi-beregningen krever årlige anslag for fremtidige kostnader og for produksjon av sikre reserver. De gitte opplysningene representerer ikke ledelsens anslag over selskapets forventede fremtidige kontantstrøm eller verdien av sikre olje- og gassreserver. Estimater over mengden av sikre reserver er unøyaktig og vil endre seg over tid etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig. Dessuten er identifiserte reserver og betingede ressurser som kan bli bekreftet i fremtiden, ikke tatt med i beregningene. Det er gjort forutsetninger med hensyn til tidspunktet for og størrelsen av fremtidige utbyggings- og produksjonskostnader og inntekter fra produksjon av sikre reserver i samsvar med kravene i FAS 69. Disse forutsetningene gjenspeiler ikke ledelsens vurdering og må ikke sees på som en sikker indikasjon på Statoils fremtidige kontantstrøm eller verdien av Statoils sikre reserver.

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Totalt
<b>Per 31. desember 2006</b>			
Fremtidige netto innbetalinger	1 119 882	259 029	1 378 911
Fremtidige utbyggingskostnader	-59 221	-28 796	-88 017
Fremtidige produksjonskostnader	-218 308	-42 077	-260 385
Fremtidig inntektsskatt	-659 161	-61 981	-721 142
Fremtidig netto kontantstrøm	183 192	126 175	309 367
10 % årlig diskonteringsrente for beregnet tidshorisont av kontantstrømmen	-80 869	-51 484	-132 353
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	102 323	74 691	177 014
<b>Per 31. desember 2005</b>			
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 % årlig diskonteringsrente for beregnet tidshorisont av kontantstrømmen	-77 281	-67 218	-144 499
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	110 787	79 924	190 711
<b>Per 31. desember 2004</b>			
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 % årlig diskonteringsrente for beregnet tidshorisont av kontantstrømmen	-56 336	-44 862	-101 198
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	72 499	47 681	120 180

Av samlede estimerte fremtidige utbyggingskostnader på 88 017 millioner kroner per 31. desember 2006 forventes et beløp på 52 475 millioner kroner brukt i løpet av de neste tre årene. Fordelingen vises i tabellen nedenfor.

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

## Fremtidige utbyggingskostnader

(i millioner kroner)	2007	2008	2009	Totalt
Norge	14 014	10 723	8 523	33 260
Utenfor Norge	10 839	5 722	2 653	19 214
Totalt	24 853	16 445	11 176	52 474
Herav fremtidige utbyggingskostnader forventet brukt på sikre, ikke utbygde reserver	18 359	12 488	8 212	39 059

I 2006 brukte Statoil 29 412 millioner kroner i utbyggingskostnader. Av dette beløpet knyttet 21 145 millioner kroner seg til sikre, ikke utbygde reserver. Sammenlignbare størrelser for 2005 var henholdsvis 26 354 millioner kroner og 22 876 millioner kroner, og 33 135 millioner kroner og 28 353 millioner kroner for 2004.

## Endringen i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver

(i millioner kroner)	2006	2005
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 1. januar	190 711	120 180
Netto endringer i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon	69 993	380 489
Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader	-29 359	-27 189
Salg av olje og gass produsert i perioden, fratrukket produksjonskostnader	-134 131	-110 018
Netto endring på grunn av utvidelser, funn og forbedret utvinning	5 053	38 080
Netto endring på grunn av kjøp og salg av reserver	-950	896
Netto endring på grunn av revisjon av beregnede mengder	65 762	11 970
Utbyggingskostnader påløpt i perioden	29 412	26 354
Diskonterings-effekt	-3 106	-121 003
Netto endringer i inntektsskatt	-16 371	-129 048
Sum endringer i nåverdi i løpet av året	-13 697	70 531
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	177 014	190 711

## 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 2006.

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 2006		Norge	Utenfor Norge	Totalt
<b>Antall produktive olje og gassbrønner</b>				
Oljebørner	—brutto	751	563	1 314
	—netto	190	89	278
Gassbrønner	—brutto	150	70	220
	—netto	46	24	70

TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

Per 31. desember 2006		Norge	Utenfor Norge	Totalt
<b>Utbygd og ikke utbygd olje og gassareal i tusen acres</b>				
Utbygd areal	—brutto	713	928	1 641
	—netto	171	303	475
Ikke utbygd areal	—brutto	14 027	22 871	36 898
	—netto	5 917	12 440	18 357

\* 1 000 acres = 4,05 km<sup>2</sup>

Gjenværende løpetid for leieavtaler og konsesjoner er på inntil 34 år.

**Borevirksomhet i forbindelse med undersøkelse og utbygging**

Tabellen nedenfor viser antallet undersøkelses- og utviklingsbrønner for olje og gass som selskapet har under boring per 31. desember 2006.

(Antall brønner)	Norge	Utenfor Norge	Totalt
<b>Antall brønner under boring</b>			
— brutto	48	70	118
— netto	11,8	12,5	24,3

**Netto produktive og tørre olje- og gassbrønner**

Tabellene nedenfor viser netto produktive og tørre undersøkelses- og utviklingsbrønner for olje og gass som selskapet har komplettert eller forlatt de tre siste årene. Produktive brønner omfatter brønner der det er funnet hydrokarboner, og der boringen og kompletteringen, når det gjelder undersøkelsesbrønner, er blitt utsatt i påvente av ytterligere boring eller evaluering. En tørr brønn er en brønn som ikke er i stand til å produsere store nok mengder til å berettige at den kompletteres.

	Norge	Utenfor Norge	Totalt
<b>Året 2006</b>			
Netto undersøkelsesbrønner boret	8,8	3,4	12,2
— netto tørre	5,2	1,3	6,4
— netto produktive	3,6	2,2	5,8
Netto utviklingsbrønner boret	13,2	10,7	23,9
— netto tørre	0,8	0,0	0,8
— netto produktive	12,4	10,7	23,1
<b>Året 2005</b>			
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
<b>Året 2004</b>			
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

## TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

## Gjennomsnittlig salgspris og produksjonskostnad per enhet

	Norge	Utenfor Norge
<b>Per 31. desember 2006</b>		
Gjennomsnittlig salgspris råolje i USD per fat	65,0	61,7
Gjennomsnittlig salgspris naturgass i NOK per Sm <sup>3</sup>	1,91	1,43
Gjennomsnittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e.	25,2	34,6
<b>Per 31. desember 2005</b>		
Gjennomsnittlig salgspris råolje i USD per fat	54,1	51,0
Gjennomsnittlig salgspris naturgass i NOK per Sm <sup>3</sup>	1,45	1,12
Gjennomsnittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e.	21,6	25,2
<b>Per 31. desember 2004</b>		
Gjennomsnittlig salgspris råolje i USD per fat	38,4	35,7
Gjennomsnittlig salgspris naturgass i NOK per Sm <sup>3</sup>	1,10	0,89
Gjennomsnittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e.	22,5	30,9



# Til styret og aksjonærer i Statoil ASA

## Revisjonsberetning for årsregnskapet i henhold til USGAAP

Vi har revidert de vedlagte konsernbalanser for Statoil ASA med datterselskaper per 31. desember 2006 og 2005, og de tilhørende konsoliderte resultatregnskaper, egenkapitaloppstillinger og kontantstrømoppstillinger for hvert av de tre årene i perioden frem til 31. desember 2006. 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. Dette innebærer at vi har kontrollert utvalgte deler av grunnlagsmaterialet som underbygger regnskapspostene og vurdert de benyttede regnskapsprinsipper, de skjønsmessige vurderinger som er foretatt av ledelsen samt innhold og presentasjon av årsregnskapene. Vi mener at vår revisjon gir et tilfredsstillende grunnlag for vår revisjonsberetning.

Vi mener at de regnskapsoppstillinger det er referert til ovenfor gir et forsvarlig uttrykk for konsernets økonomiske stilling per 31. desember 2006 og 2005 og for resultatet og kontantstrømmene for hvert av de tre årene i perioden frem til 31. desember 2006 i overensstemmelse med god regnskapskikk i USA.

Vi har også revidert Statoil's internkontroll knyttet til finansiell rapportering per 31. desember 2006 i henhold til standardene utarbeidet av «the Public Company Accounting Oversight Board» i USA basert på kriterier etablert i «Internal Control-Integrated Framework» utgitt av «the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission», og vår beretning relatert til internkontrollen datert 13. mars 2007 er avgitt uten forbehold.

Stavanger, 13. mars 2007

ERNST & YOUNG AS

  
Jostein Johannessen  
statsautorisert revisor

  
Erik Mæmelund  
statsautorisert revisor

# Til styret og aksjonærer i Statoil ASA

## Revisjonsberetning vedrørende intern kontroll knyttet til selskapets finansielle rapportering

Vi har revidert ledelsens vurdering beskrevet i vedlagte «Ledelsesrapport om intern kontroll knyttet til selskapets finansielle rapportering» om at Statoil ASA med datterselskaper («Statoil») hadde en effektiv intern kontroll over den finansielle rapporteringen pr. 31. desember 2006 basert på kriterier fastsatt i «Internal Control—Integrated Framework issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission» (COSO-kriteriene). Statoils ledelse er ansvarlig for å opprettholde en effektiv intern kontroll over finansiell rapportering og for sin egen vurdering av hvor effektiv den interne kontrollen over finansiell rapportering er. Vår oppgave er å uttale oss om ledelsens vurdering og om effektiviteten av selskapets interne kontroll over finansiell rapportering basert på vår revisjon.

Vi har utført revisjonen i samsvar med standardene til «the Public Company Accounting Oversight Board (United States)». Disse standardene krever at vi planlegger og utfører revisjonen for å oppnå betryggende sikkerhet for at den interne kontrollen over finansiell rapportering i det alt vesentlige var effektiv. Revisjonen besto i å opparbeide en forståelse av den interne kontrollen over finansiell rapportering, gjennomgå ledelsens vurdering, teste og evaluere utformingen av og effektiviteten i den interne kontrollen, samt å gjennomføre andre handlinger vi mente var nødvendige. Vi mener at vår revisjon gir et forsvarlig grunnlag for vår uttalelse.

Et selskaps interne kontroll over finansiell rapportering er en prosess utformet for å gi rimelig sikkerhet for en pålitelig finansiell rapportering og utarbeidelse av regnskap for eksterne formål i samsvar med god regnskapsskikk. Et selskaps interne kontroll over finansiell rapportering omfatter retningslinjer og prosedyrer som (1) sikrer at regnskapsføringen i tilstrekkelig detalj reflekterer transaksjoner og disposisjoner av selskapets eiendeler på en nøyaktig og korrekt måte, (2) gir rimelig sikkerhet for at transaksjonene er bokført på en slik måte at regnskapet kan settes opp i samsvar med god regnskapsskikk, og at selskapets inn- og utbetalinger kun skjer i samsvar med ledelsens og styrets retningslinjer og (3) gir rimelig sikkerhet for å forhindre eller raskt oppdage ikke godkjente anskaffelser eller avhendelser eller ikke- autorisert bruk av selskapets eiendeler som vesentlig kunne påvirke regnskapet.

På grunn av iboende begrensninger i den interne kontrollen vil den ikke alltid kunne forhindre eller oppdage feil. Å fremskrive vurderingen av effektiviteten i intern kontroll til senere perioder vil også være forbundet med risiko siden kontroller kan bli ineffektive pga. endringer eller at overholdelse av retningslinjer eller prosedyrer kan svekkes.

Vi er enig i ledelsens vurdering av at Statoil, basert på COSO-kriteriene, i det alt vesentlige hadde en effektiv intern kontroll over finansiell rapportering pr. 31. desember 2006. Vi mener også at Statoil i det alt vesentlige hadde en effektiv intern kontroll over finansiell rapportering pr. 31. desember 2006 i samsvar med COSO-kriteriene.

Vi har også revidert Statoils konsernregnskap for 2006 i henhold til standardene utarbeidet av «the Public Company Accounting Oversight Board (United States)», og vår beretning datert 13. mars 2007 er avgitt uten forbehold.

Stavanger, 13. mars 2007  
ERNST & YOUNG AS

Jostein Johannessen  
statsautorisert revisor  
(Sign.)

Erik Mamelund  
statsautorisert revisor  
(Sign.)

Note: Oversettelsen til norsk er foretatt kun for informasjonsformål.

# 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

12. februar 2007

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 2006, 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, 2006 on Proved Reserves of Certain Properties owned by Statoil ASA,» [Vurderingsrapport per 31. desember 2006 av sikre reserver i visse interesser eiet av Statoil ASA] (rapporten). Vi har også gjennomgått Statoils beregninger av reservene per 31. desember 2006, 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 2006, 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)
1 675	14 085	4 185

*Merknad: Gass er omregnet til oljeekvivalenter basert på at 5 612 kubikkfot gass tilsvare 1 fat olje, kondensat eller LPG.*

Statoil har meddelt oss at selskapets beregninger av sikre olje-, kondensat-, LPG- og 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 petroleumreserver og er i samsvar med kravene fra SEC.

Våre beregninger av de sikre reservene per 31. desember 2006, 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)
1 707	13 848	4 175

*Merknad: Gass er omregnet til oljeekvivalenter basert på at 5 612 kubikkfot gass tilsvare 1 fat olje, kondensat eller LPG.*

Når vi har sammenlignet de detaljerte beregningene av reservene foretatt av oss, med de beregninger som er foretatt av Statoil for de aktuelle eierandelene, har vi funnet forskjeller, både positive og negative, i anslåtte reserver som kan forklares ut fra beregningen av reservene for de enkelte interessene. Disse forskjellene synes i stor grad å oppveie hverandre når man ser på Statoils reserver i de interesser som omfattes av rapporten, da dette viser at forskjellene i det store og hele ikke er vesentlige. Vi mener at de beregninger av reservene som Statoil har foretatt for eiendommene vi har vurdert og som er nevnt ovenfor, ikke er vesentlig forskjellige fra dem som vi har foretatt, når de sammenlignes på grunnlag av aggregerte netto millioner fat oljeekvivalenter.

DeGOLYER AND MacNAUGHTON



# HMS-regnskap for 2006

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 og alle sentrale driftsenheter er nå sertifisert i henhold til ISO 9001- og ISO 14001-standarden. Fullstendig oversikt over sertifiserte enheter finnes på [www.statoil.com/](http://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 resultatene 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](http://www.statoil.com/hms) der kvartalsvis HMS-statistikk er samlet og gjort tilgjengelig.

Statoils konserndekkende måleindikatorer innen sikkerhet er personskadefrekvens, fraværsskade-frekvens og alvorlig hendelses-frekvens. 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. Måleindikatorer innen ytre miljø er oljesøl, utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, energiforbruk og gjenvinningsgrad for avfall. Disse rapporteres for Statoil-operert virksomhet. Gassled-anleggene på Kårstø 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 ikke rammet av noen dødsulykker i 2006.

HMS-regnskapet viser utviklingen av HMS-måleindikatorer 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 miljødataplan-sjer. Det vises også til informasjon om helse, miljø og sikkerhet gitt i virksomhetsberetningen og i styrets beretning.

Til sammen er det utført 107 millioner arbeidstimer (leverandører inkludert) som danner grunnlaget for HMS-regnskapet for 2006. Leverandører utfører en betydelig del av de oppgaver Statoil står

ansvarlig for som operatør eller hovedbedrift.

Statoil sikkerhetsresultater med hensyn på alvorlige hendelser viser en positiv trend. Alvorlig hendelsesfrekvens er redusert fra 2,3 i 2005 til 2,1 i 2006.

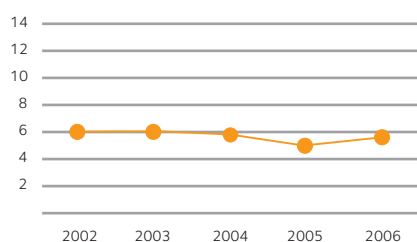
Personskadefrekvens (som omfatter Statoil-ansatte og leverandører) har steget fra 5,1 i 2005 til 5,7 i 2006, mens fraværskadefrekvens (omfatter personskader som fører til fravær) steg fra 1,5 i 2005 til 2,1 i 2006. I tillegg til denne konsernoppsummeringen utarbeider forretningsenhetene mer spesifikke statistikker og analyser som brukes i forbedringsarbeidet.

Statoil er i 2006 ilagt sju bøter på totalt 19 000 NOK for HMS-relaterte forhold, - seks relatert til brudd på bestemmelser for kjøring med farlig gods innen Detaljhandel og en relatert til feilmerket farlig gods.



# Statoils måleindikatorer innen HMS

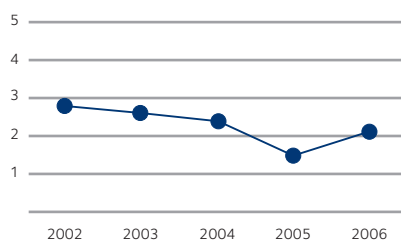
## Personskadefrekvens



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

*Utvikling:* Personskadefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) har økt til 5,7 i 2006 mot 5,1 i 2005. For Statoil-ansatte er frekvensen 3,6 i 2006 mot 3,0 i 2005, mens den for våre leverandører er 7,2 i 2006 mot 6,7 i 2005.

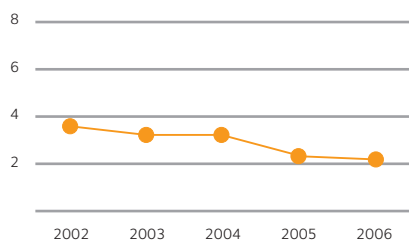
## Fraværsskadefrekvens



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

*Utvikling:* Fraværsskadefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) har økt fra 1,5 i 2005 til 2,1 i 2006. For Statoil-ansatte er frekvensen endret fra 1,1 i 2005 til 1,9 i 2006 mens den for våre leverandører har økt fra 1,9 i 2005 til 2,2 i 2006.

## Alvorlige hendelsesfrekvens

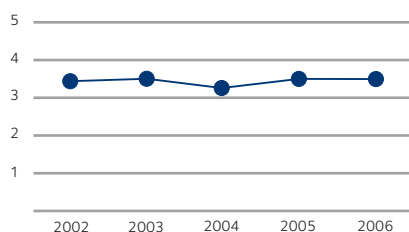


*Definisjon:* Summen av antall uønskede hendelser med stor alvorlighetsgrad per million arbeidstimer (1)

*Utvikling:* Alvorlig hendelsesfrekvens (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) er forbedret fra 2,3 i 2005 til 2,1 i 2006.

(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.

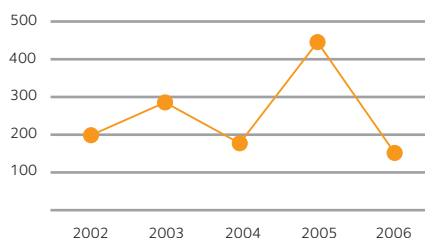
## Sykefravær



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

*Utvikling:* Sykefraværet er 3,5 i 2006 som i 2005. Sykefraværet har vært stabilt lavt over hele femårsperioden. Resultatet ligger godt under gjennomsnittet i Norge (6,9 prosent per 3. kvartal 2006 ifølge Statistisk sentralbyrå).

## Oljesøl

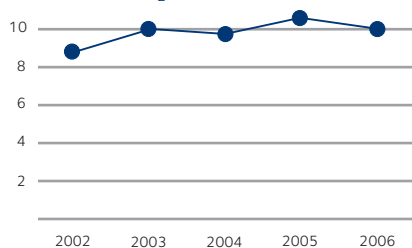


**Definisjon:** Utviktede oljeutslipp til ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet (m<sup>3</sup>) (2)

**Utvikling:** Antall utviktede oljeutslipp er 305 søl i 2006 mot 534 i 2005. Mengde av utviktede oljeutslipp er redusert fra 442 m<sup>3</sup> i 2005 til 157 m<sup>3</sup> i 2006. Rapporteringsreglene for oljesøl ble endret i 2006 for å samsvare med internasjonale standarder. Kun søl som når ytre miljø er inkludert fra 2006. Figuren viser mengde oljesøl i m<sup>3</sup>.

(2) Alle utviktede oljeutslipp som når ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet inngår i figuren. For nedstrømsidens markedsvirksomhet ble også søl som ikke nådde ytre miljø inkludert før 2006.

## Utslipp av CO<sub>2</sub>

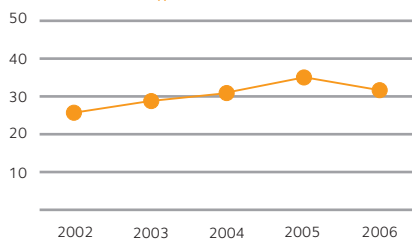


**Definisjon:** Totalt utslipp av CO<sub>2</sub> i million tonn fra Statoil-operert virksomhet (3)

**Utvikling:** Totalt utslipp av CO<sub>2</sub> er redusert fra 10,3 millioner tonn i 2005 til 10 millioner tonn i 2006. For virksomheten på norsk sokkel er CO<sub>2</sub>-utslippet 6,0 millioner tonn i 2006 mot 6,5 i 2005. For de øvrige forretningsområdene er det kun mindre endringer.

(3) CO<sub>2</sub>-utslipp omfatter alle utslippskilder som turbiner, kjeler, motorer, fakler, boring av lete- og produksjonsbrønner, brønntesting/brønnprensning, andre renselanlegg samt restutslipp fra renselanlegg for CO<sub>2</sub> fra naturgass. 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<sub>x</sub>

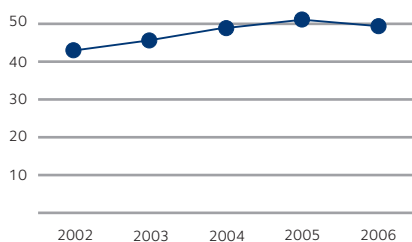


**Definisjon:** Totalt utslipp av NO<sub>x</sub> i tusen tonn fra Statoil-operert virksomhet (4)

**Utvikling:** Totalt utslipp av NO<sub>x</sub> er redusert fra 34,7 tusen tonn i 2005 til 31,6 tusen tonn i 2006. Reduksjonen skyldes i hovedsak aktiviteter innenfor forretningsområdet Undersøkelse og produksjon Norge (reduksjon fra 29,3 tusen tonn i 2005 til 26,7 tusen tonn i 2006) og innen Internasjonal undersøkelse og produksjon (fra 1,9 tusen tonn i 2005 til 0,9 tusen tonn i 2006). I de øvrige forretningsområdene er det kun mindre endringer.

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

## Energiforbruk

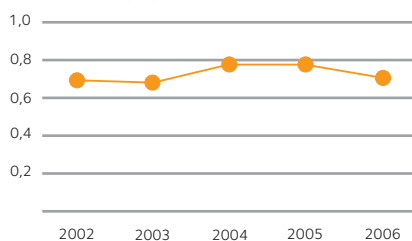


**Definisjon:** Totalt energiforbruk i TWh for Statoil-operert virksomhet. Dette inkluderer brutto kjøp av elektrisk energi og varmeenergi (damp), energi fra gass- og dieselfyrt kraftgenerering og energitap som resultat av faking. (5) Energiforbruket ved bruk av fossile brenslere regnes som innfyrt energi.

**Utvikling:** Energiforbruket er redusert fra 50,4 TWh i 2005 til 49,4 TWh i 2006. Reduksjonen skyldes i hovedsak aktiviteter innenfor forretningsområdet Undersøkelse og produksjon Norge (reduksjon fra 30,6 TWh i 2005 til 29,6 TWh i 2006). For de øvrige forretningsområdene er det kun mindre endringer. I tillegg tar Statoil fra og med 2006 også hensyn til tap i energiproduksjon hos ekstern energi leverandør og tap i overføring av energi.

(5) Før 2006 ble energiforbruk beregnet basert på netto kjøp av elektrisk energi.

## Gjenvinningsgrad for avfall



**Definisjon:** Gjenvinningsgraden omfatter næringsavfall for Statoil-operert virksomhet, og angir mengde avfall til gjenvinning delt på total avfallsmengde (6). Farlig avfall inngår ikke.

**Utvikling:** Gjenvinningsgraden er redusert fra 0,76 i 2005 til 0,73 i 2006. Samtlige forretningsområder, med unntak av Undersøkelse og produksjon Norge og Internasjonal undersøkelse og produksjon, har økt gjenvinningsgrad i 2006 sammenliknet med 2005.

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

# Miljødata for 2006

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

### ENERGI

Diesel <sup>2)</sup>	1 290 GWh
Elektrisk kraft	40 GWh
Brenngass	23 600 GWh
Fakkellgass	2 860 GWh

### RÅSTOFFER<sup>3)</sup>

Olje/kondensat	72,1 mill. Sm <sup>3</sup>
Gass <sup>4)</sup>	94,1 mrd. Sm <sup>3</sup>
Vann	104 mill. Sm <sup>3</sup>

### HJELPESTOFFER

Kjemikalier prosess/produksjon	52 400 tonn
Kjemikalier boring/brønn	124 000 tonn

### ANNET

Injeksjonsvann til trykkstøtte	134 mill. Sm <sup>3</sup>
Ferskvannsforbruk	170 000 Sm <sup>3</sup>

- 1) Inklusiv britisk del av Statfjord. Eksklusiv Troll gassanlegg Kollsnes og Snøhvit prosjektet
- 2) Utgjør 107 000 tonn
- 3) Inklusiv 1,94 mill Sm<sup>3</sup> o.e. forsyninger fra tredjepart (Sigyn)
- 4) Inklusiv brenngass (2,03 mrd. Sm<sup>3</sup>), fakkellgass (0,25 mrd. Sm<sup>3</sup>) og injisert gass til bl.a. trykkstøtte (18,3 mrd. Sm<sup>3</sup>)
- 5) Inklusiv bøyelasting.
- 6) Utslippene domineres av 1 hendelse på Visund i januar på totalt 26 tonn. Uhellutslipp inngår ikke i tall for Metan og nmVOC.
- 7) I tillegg injiseres 7,42 mill m<sup>3</sup> produsert vann til grunnen
- 8) Inkluderer olje fra produsert vann, drenasjevann og jetting
- 9) Inklusiv 47 000 tonn vann og grønne kjemikalier
- 10) Inkludert avfall fra basedriften på land (698 tonn ikke-farlig avfall og 287 tonn farlig avfall)



### PRODUKTER

Olje/kondensat	72,1 mill. Sm <sup>3</sup>
Gass for salg	76,5 mrd. Sm <sup>3</sup>

### UTSLIPP TIL LUFT

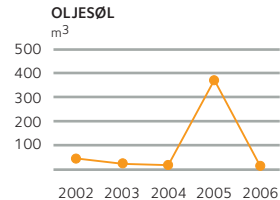
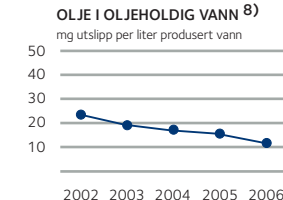
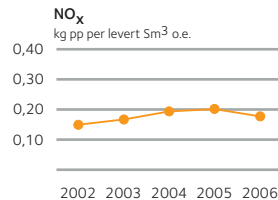
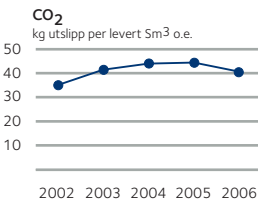
CO <sub>2</sub>	5,97 mill. tonn
nmVOC <sup>5)</sup>	56 800 tonn
Metan <sup>5)</sup>	17 600 tonn
NO <sub>x</sub>	26 700 tonn
SO <sub>x</sub>	255 tonn
Utsiktede hydrokarbongassutslipp <sup>6)</sup>	29 tonn

### UTSLIPP TIL VANN

Produsert vann <sup>7)</sup>	96,3 mill. Sm <sup>3</sup>
Olje i oljeholdig vann <sup>8)</sup>	1 300 tonn
Utsiktede oljeutslipp	15,2 m <sup>3</sup>
Kjemikalier <sup>9)</sup>	
Prosess/produksjon	24 900 tonn
Boring og brønn	22 500 tonn
Utsiktede kjemikalieutslipp	253 m <sup>3</sup>

### AVFALL<sup>10)</sup>

Avfall til deponi	3 150 tonn
Avfall til gjenvinning	8 500 tonn
Gjenvinningsgrad	0,73
Farlig avfall:	
Oljeholdig borekaks/boreslam	37 800 tonn
Annet	10 600 tonn



## KOLLSNES PROSESSANLEGG\*

### ENERGI

Elektrisk kraft	1 470 GWh
Brenngass	214 GWh
Fakkellgass	118 GWh
Diesel	0,25 GWh

### RÅSTOFFER

Våtgass Troll A	26,0 mrd. Sm <sup>3</sup>
Våtgass Troll B	2,2 mrd. Sm <sup>3</sup>
Våtgass Troll C	2,5 mrd. Sm <sup>3</sup>
Våtgass Kvitebjørn	5,8 mrd. Sm <sup>3</sup>
Våtgass Visund	1,1 mrd. Sm <sup>3</sup>

### HJELPESTOFFER

Monetylenglykol	116 m <sup>3</sup>
Lut	42 m <sup>3</sup>
Øvrige kjemikalier	72 m <sup>3</sup>

### VANNFORBRUK

Ferskvann	34 500 m <sup>3</sup>
-----------	-----------------------



### PRODUKTER

Gass	37,3 mrd. Sm <sup>3</sup>
NGL	2,3 mill. Sm <sup>3</sup>

### UTSLIPP TIL LUFT<sup>1) 2)</sup>

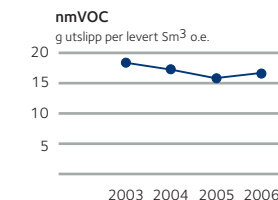
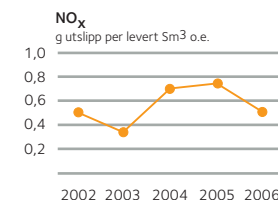
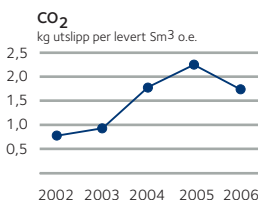
CO <sub>2</sub>	69 800 tonn
nmVOC	670 tonn
Metan	991 tonn
NO <sub>x</sub>	22 tonn
CO	28 tonn

### UTSLIPP TIL VANN<sup>3) 4)</sup>

Vann fra renseanlegg/avløp	156 000 m <sup>3</sup>
Totalt organisk karbon (TOC)	2,58 tonn
Monetylenglykol	4,86 tonn
Metanol	0,32 tonn
Hydrokarboner	0,05 tonn
Ammonium	0,04 tonn
Fenol	0,02 tonn

### AVFALL

Avfall til deponi	228 tonn
Avfall til gjenvinning	202 tonn
Gjenvinningsgrad	0,47
Farlig avfall:	
Slam fra renseanlegg	83,3 tonn
Annet	1 180 tonn



\* Gassco AS er operatør for anlegget, men Statoil er ansvarlig for teknisk drift.

- 1) Utslippsgrense for nmVOC over siste 12 måneder overskredet.
- 2) Uhellutslipp inngår i tallene for nmVOC og Metan.
- 3) Alle myndighetskrav er overholdt.
- 4) Det har vært 1 utslippet av olje til grunn på 1 liter. I tillegg har det vært 3 utslippede utslipp av Monoetylenglykol (MEG) til sjø/grunn, nettoppen-3 liter.

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

### ENERGI

Elektrisk kraft	497 GWh
Fyrgass og damp	7 090 GWh
Fakklegass	301 GWh

### RÅSTOFFER

Råolje	8 481 000 tonn
Andre prosessråstoff	3 377 000 tonn
Blandekomponenter	189 000 tonn

### HJELPESTOFFER

Syre	495 tonn
Lut	1 310 tonn
Tilsetningsstoffer	1 740 tonn
Prosesskjemikalier	4 130 tonn

### VANNFORBRUK

Ferskvann	4 289 000 m <sup>3</sup>
-----------	--------------------------



### PRODUKTER<sup>2)</sup>

Propan	11 259 000 tonn	Butan	
Nafta		Gassolje	
Bensin		Koks/svovel	
Flydrivstoff			

### UTSLIPP TIL LUFT<sup>3) 4)</sup>

CO <sub>2</sub> <sup>5)</sup>	1 728 000 tonn
nmVOC raffineri	8 100 tonn
nmVOC terminal	4 350 tonn
Metan	2 890 tonn
NO <sub>x</sub> <sup>5)</sup>	1 980 tonn
SO <sub>2</sub> <sup>5)</sup>	952 tonn
Utsiktede hydrokarbongassutslipp	0,05 tonn

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

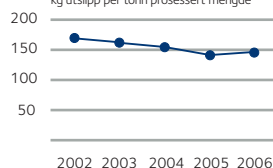
Olje	7,3 tonn
Utsiktede oljeutslipp	0,1 m <sup>3</sup>
Fenol	1,6 tonn
Ammonium	45,2 tonn

### AVFALL

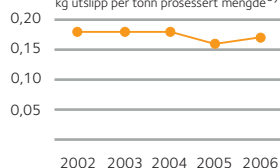
Avfall til deponi	559 tonn
Avfall til gjenvinning	883 tonn
Gjenvinningsgrad	0,61
Farlig avfall	4 210 tonn

- 1) Inkluderer data for raffineri, råoljeterminal og Vestprosess-anlegg.
- 2) Produkter levert over kai.
- 3) Myndighetenes krav er overholdt for alle parametre. Mongstad har fått dispensasjon av SFT fra utslippstillatelsen mht konsentrasjons-grense for ammonium i perioden 21.07-15.12.2006, pga midlertidige problem med ammoniumkonsentrasjonen.
- 4) Uhellutslipp inngår ikke i tall for Metan og nmVOC. Disse utslippene utgjør imidlertid små mengder (samlet 50 kg)
- 5) For 2006 er der en endring i beregningsgrunnlaget for NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub> som gir en økning av utslippene og dermed en høyere verdi pr. prosessert mengde sammenlignet med tidligere år.
- 6) Prosessert mengde er råolje og andre prosessråstoff.

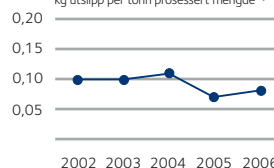
CO<sub>2</sub>  
kg utslipp per tonn prosessert mengde<sup>6)</sup>



NO<sub>x</sub>  
kg utslipp per tonn prosessert mengde<sup>6)</sup>



SO<sub>2</sub>  
kg utslipp per tonn prosessert mengde<sup>6)</sup>



## KALUNDBORG

### ENERGI

Elektrisk kraft <sup>1)</sup>	223 GWh
Damp	135 GWh
Fyring	2 610 GWh
Fakklegass	93 GWh

### RÅSTOFFER

Råolje	4 727 600 tonn
Andre prosessråstoff	12 700 tonn
Blandekomponenter	174 500 tonn

### HJELPESTOFFER

Syre	1 400 tonn
Lut	2 500 tonn
Tilsetningsstoffer	1 840 tonn
Prosesskjemikalier	966 tonn
Ammoniakk (flytende)	2 230 tonn

### VANNFORBRUK<sup>2)</sup>

Ferskvann	1 785 000 m <sup>3</sup>
-----------	--------------------------



### PRODUKTER

LPG (butan, propan)	4 536 700 tonn	Fuel	
Nafta		Gassolje	
Bensin		Fyringsolje	
Jet drivstoff		ATS (gjødsel)	

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

CO <sub>2</sub>	499 000 tonn
nmVOC	4 820 tonn
Metan	2 100 tonn
NO <sub>x</sub>	542 tonn
SO <sub>2</sub>	218 tonn
Utsiktede utslipp av HC-gass	16 tonn

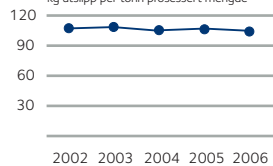
### UTSLIPP TIL VANN<sup>4)</sup>

Olje	1,5 tonn
Utsiktede oljeutslipp	1,0 m <sup>3</sup>
Suspendert stoff	10,2 tonn
Sulfid	0,1 tonn
Nitrogen	6,1 tonn

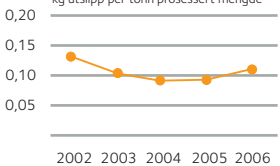
### AVFALL

Avfall til deponi	76 tonn
Avfall til gjenvinning	1 460 tonn
Gjenvinningsgrad	0,95
Farlig avfall	720 tonn

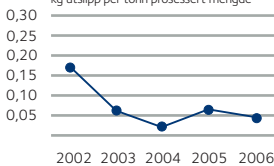
CO<sub>2</sub>  
kg utslipp per tonn prosessert mengde<sup>5)</sup>



NO<sub>x</sub>  
kg utslipp per tonn prosessert mengde<sup>5)</sup>



SO<sub>2</sub>  
kg utslipp per tonn prosessert mengde<sup>5)</sup>



- 1) Basert på netto kjøp av elektrisk energi
- 2) Forbruk av ferskvann til blant annet prosessvann og dampproduksjon.
- 3) Uhellutslipp inngår ikke i tall for Metan og nmVOC. Metan og nmVOC baserer seg på målinger gjennomført i 2006.
- 4) Myndighetenes årskrav er overholdt for alle parametre. Det har vært enkelte overskridelser av døgnverdier.
- 5) Prosessert mengde er råolje og andre prosessråstoff.

## TJELDBERGODDEN

### ENERGI

Diesel	1 GWh
Elkraft	248 GWh
Brenngass	1 620 GWh
Fakkelgass	89 GWh

### RÅSTOFFER

Rikgass	503 000 tonn
---------	--------------

### HJELPESTOFFER

Lut	246 tonn
Syre	67 tonn
Andre kjemikalier	29 tonn

### VANNFORBRUK

Ferskvann	470 000 m <sup>3</sup>
-----------	------------------------



### PRODUKTER

Metanol	855 000 tonn
Oksygen	11 800 tonn
Nitrogen	44 100 tonn
Argon	15 200 tonn
LNG	15 200 tonn

### UTSLIPP TIL LUFT<sup>1) 2)</sup>

CO <sub>2</sub>	338 000 tonn
nmVOC	120 tonn
Metan	90 tonn
NO <sub>x</sub>	306 tonn
SO <sub>2</sub>	0,68 tonn

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

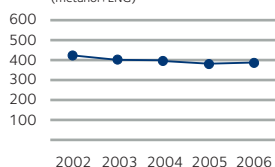
Kjølevann	206 mill. m <sup>3</sup>
Totalt organisk karbon (TOC)	0,3 tonn
Suspendert stoff (SS)	0,8 tonn
Nitrogen	1,0 tonn

### AVFALL

Avfall til deponi	1,3 tonn
Avfall til gjenvinning	106,8 tonn
Gjenvinningsgrad	0,99
Farlig avfall:	
Slam fra rensesanlegg	172,8 tonn
Annet <sup>3)</sup>	0 tonn

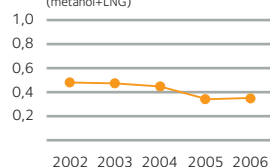
#### CO<sub>2</sub>

kg utslipp per tonn produkt (metanol+LNG)



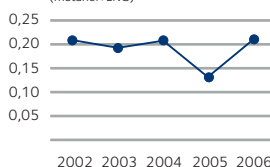
#### NO<sub>x</sub>

kg utslipp per tonn produkt (metanol+LNG)



#### nmVOC

kg utslipp per tonn produkt (metanol+LNG)



- 1) Myndighetskrav er overholdt for alle parametre.
- 2) Uhellutslipp inngår ikke i tall for Metan og nmVOC.
- 3) Det er ikke levert annet farlig avfall i 2006.

## KÅRSTØ GASSPROSESSERINGSANLEGG OG TRANSPORTNETT\*

### ENERGI<sup>1)</sup>

Fyrgass	5 970 GWh
Elektrisk kraft kjøpt	270 GWh
Diesel	3 GWh
Fakkelgass	196 GWh

### RÅSTOFFER<sup>2)</sup>

Rikgass	20,2 mill. tonn
Kondensat	3,60 mill. tonn

### HELPESTOFFER

Saltsyre	358 tonn
Natriumhydroksyd	226 tonn
Ammoniakk	46 tonn
Metanol	189 tonn
Andre kjemikalier	7,4 tonn

### VANNFORBRUK

Ferskvann	700 000 m <sup>3</sup>
-----------	------------------------



### PRODUKTER

Tørrgass	16,80 mill. tonn
Propan	2,73 mill. tonn
I-butan	0,56 mill. tonn
N-butan	1,00 mill. tonn
Nafta	0,73 mill. tonn
Kondensat	2,17 mill. tonn
Etan	0,81 mill. tonn
Elektrisk kraft solgt	51 GWh

### UTSLIPP TIL LUFT<sup>3) 4) 5) 6)</sup>

CO <sub>2</sub>	1 235 000 tonn
nmVOC	2 420 tonn
Metan	1 590 tonn
NO <sub>x</sub>	782 tonn
SO <sub>2</sub>	2,49 tonn
Utlisiktede hydrokARBongassutslipp	2 tonn

### UTSLIPP TIL VANN<sup>4) 7)</sup>

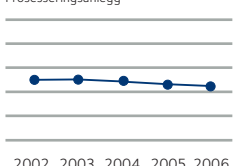
Kjølevann	340 mill. m <sup>3</sup>
Vann fra rensesanlegg	0,7 mill. m <sup>3</sup>
Olje i oljeholdig vann	402 kg
Totalt organisk karbon (TOC)	3,3 tonn

### AVFALL<sup>8)</sup>

Avfall til deponi	118 tonn
Avfall til gjenvinning	1 740 tonn
Gjenvinningsgrad	0,93
Farlig avfall	614 tonn

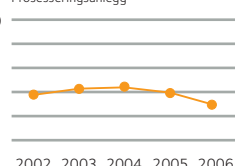
#### CO<sub>2</sub>

kg utslipp per tonn produkt



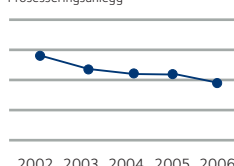
#### NO<sub>x</sub>

g utslipp per tonn produkt



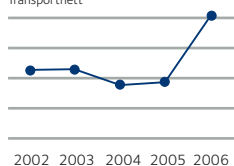
#### nmVOC

g utslipp per tonn produkt



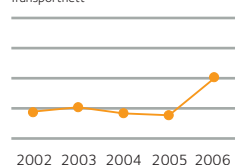
#### CO<sub>2</sub>

kg utslipp per tonn produkt



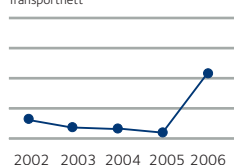
#### NO<sub>x</sub>

g utslipp per tonn produkt



#### nmVOC

g utslipp per tonn produkt



\* Gassco AS er operatør for anlegget, men Statoil er ansvarlig for teknisk drift

- 1) Inklusiv energiforbruk Transportnett: 456 GWh fyrgass
- 2) Eksklusiv gasstransport utført av Transportnett: 69,7 mill. tonn
- 3) Inklusiv utslipp Transportnett: 142949 tonn CO<sub>2</sub>, 71 tonn NO<sub>x</sub>, 149 tonn nmVOC, 550 tonn metan og 0,3 tonn SO<sub>2</sub>
- 4) Alle utslippskrav fra myndighetene er overholdt for året 2006. Det er 4 overutslipp på døgnverdi på olje i vann for 2006.
- 5) Uhellutslipp inngår ikke i tall for Metan og nmVOC.
- 6) Transportnett: For 2006 er det en endring i beregningsgrunnlaget for NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>, metan og nmVOC som gir en økning av utslippene og dermed en høyere verdi pr. prosessert mengde sammenlignet med tidligere år.
- 7) I tillegg har det vært 2 utlisiktede oljeutslipp i TN, på til sammen 80 l olje.
- 8) Inklusiv avfall Transportnett: 11,2 tonn til deponi, 133 tonn til gjenvinning og 72 tonn farlig avfall.

# 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 2006, slik dette er presentert i årsrapporten for 2006 på sidene 142-148.

Statoils ledelse er ansvarlig for HMS-regnskapet. Vår oppgave er å uttale oss om Statoils HMS-regnskap basert på vårt arbeid.

#### Rapporteringskriterier

I vårt arbeid har vi brukt Statoils interne rapporteringskriterier som er spesifikt utarbeidet for HMS, slik det er beskrevet i teksten på sidene 142-148 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. Dette arbeidet inkluderer undersøkelser i forhold til:

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

Vårt arbeid har inkludert:

- diskusjoner med ledelsen for HMS omkring innholdet i og aggregeringen av HMS-regnskapet
- besøk hos åtte av konsernets enheter. Enhetene velges basert på evaluering av enhetens karakter og betydning, samt generelle og spesifikke risikoer. Under disse enhetsbesøkene har vi intervjuet ledere og ansatte som bidrar til innsamling av data for HMS-regnskapet
- kontroll av dataintegritet ved overføring av HMS- og miljødata fra underliggende systemer til konsernets HMS-regnskap gjennom en egen IT-revisjon
- testing, på stikkprøvebasis, for å evaluere hvorvidt HMS-data, som bidrar til konsernindikatorerne og miljøplansjene, er rapportert, registrert og klassifisert i henhold til Statoils styrende dokumenter og i samsvar med refererte eller anerkjente standarder og metoder
- gjennomgang av hvorvidt de benyttede systemer for registrering, bearbeiding, aggregering og rapportering fungerer tilfredsstillende, og videre vurdering om rapporteringen er fullstendig, samt at datainnhenting, bearbeiding og resultatpresentasjon i HMS-regnskapet er konsistent
- en overordnet analyse av tallmaterialet mot tidligere rapporteringsperioder
- vurdering om den samlede informasjonen er hensiktsmessig presentert i HMS-regnskapet

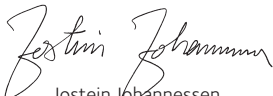
Vi mener at vårt kontrollarbeid gir et forsvarlig grunnlag for en attestasjonsuttalelse med rimelig grad av sikkerhet.

#### Konklusjoner

Basert på vårt arbeid mener vi følgende i tilknytning til HMS-regnskapet på sidene 142-148:

- 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-måleindikatorerne og miljøplansjene er i overensstemmelse med opplysninger fremlagt av de ulike enhetene. Illustrasjoner av trender er i samsvar med fremlagte historiske data

Stavanger, 13. mars 2007  
ERNST & YOUNG AS

  
Jostein Johannessen  
statsautorisert revisor

  
Erik Måmelund  
statsautorisert revisor



# Generell informasjon

## Generalforsamling

Ordinær generalforsamling i Statoil ASA vil bli holdt på Clarion Hotel Stavanger, Ny Olavskleiv 8 (4008 Stavanger), tirsdag 15. mai kl 17:00.

Aksjonærer som ønsker å møte på generalforsamlingen bes melde dette innen 11.mai kl. 16:00 til:

DnB NOR Bank ASA,  
Verdipapirservice,  
Stranden 21,  
N-0021 Oslo

Telefon: +47 22 48 35 90

Telefax: +47 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 5. juni 2007. Utbytte utbetales til den som står oppført som aksjonær i Verdipapirsentralens (VPS) aksjeeierregister per 15. mai 2007.

## Resultatrapportering

Følgende datoer er avsatt for kvartalsvise rapporteringer i 2007:

1. kvartal 30. mai
2. kvartal 30. juli
3. kvartal 29. oktober

Resultatene offentliggjøres kl. 08:00, med forbehold om mulige endringer.

## Informasjon fra Statoil

Årsrapporten er tilgjengelig i trykket og elektronisk versjon og kvartalsrapporter i elektronisk versjon på norsk og engelsk. Selskapet utarbeider på engelsk også en årlig rapport, Form 20-F og kvartalsvis Form 6-K til Securities and Exchange Commission i USA. Disse rapportene, samt ytterligere informasjon om virksomheten, kan lastes ned fra selskapets nettsider.

## 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](mailto:statoil@statoil.com)

Investor Relations: [ir@statoil.com](mailto:ir@statoil.com)

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

**Design:**

Statoil

**Ide og layout forside**

Fasett

**Repro og trykk:**

Kai Hansen og Ålgård Offset

**Foto:**

Øyvind Hagen	side 1, 5, 8, 11-16, 18, 22, 24, 29, 34, 40-45, 48, 49, nederst 148
Trym Ivar Bergsmo	side 7, 65, 67, 69, 74, 75, 77, 78
Harald Pettersen	side 1, 16, 28, 33, 39, 81, 85, 88-90, 92, 147, innside omslag
Kjetil Alsvik	side 25, 31, 50, 51, 146 nederst
Morten Krogvold	side 2
Getty Images	forside
Trond Isaksen	side 16, 26, 46, 47
Marit Hommedal	side 10, 36, 146 øverst
Dag Myrestrand/Bitmap	side 16
Odd Furenes	side 9
Bjørn Vidar Lerøen	side 20
Heiko Junge/Scanpix	side 27
Dag-Tore Anfinsen	side 16
Eiliv Leren	side 38
Hans Peter Heikens	side 86
Gorm Kallestad	side 148 øverst
Per Eide	side 37
Tor Aas-Haug	side 30
David Fierstein	side 35 illustrasjon

Rapporten er trykket på miljøvennlig papir som er tilvirket uten bruk av klorholdige kjemikalier.

## Statoils rapporter 2006



Årsrapport 2006

STATOIL

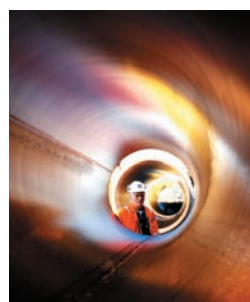
Årsrapporten inneholder årsberetning, finansiell analyse, Konsernregnskap (USGAAP) og HMS-regnskap. I tillegg artikler som gir et dekkende bilde av Statoils virksomhet og styringssystemer samt planer og strategier.



Statoil og bærekraftig utvikling 2006

STATOIL

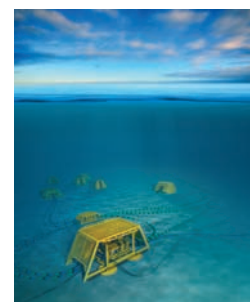
Bærekraftrapporten informerer om selskapets forpliktelser, resultater og ambisjoner som samfunnsaktør. Sentrale temaer i rapporten er verdier, etikk, personalpolitikk, økonomi og ringvirkninger, miljø og sosialt ansvar.



Annual Report on Form 20-F 2006

STATOIL

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



Årsregnskap 2006

STATOIL

Årsregnskap 2006, Norske regnskapsprinsipper, inneholder Konsernregnskap for Statoil og selskapsregnskap for Statoil ASA i henhold til norske regnskapsprinsipper (NGAAP).