

Statoil

# Årsrapport 2009



# Årsrapport 2009

Årsberetning	1
Statoil-aksjen	1
Resultatanalyse	2
Vår virksomhet	4
Kontantstrømmer	5
Likviditet og kapitalforhold	6
Avkastning på sysselsatt kapital	7
Forskning og utvikling	7
Risiko	8
Utsikter for konsernet	9
Helse, miljø og sikkerhet	9
Personal og organisasjon	10
Miljø og klima	11
Samfunn	11
Utvikling i styret	13
Styrets og ledelsens erklæring	14
Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse	15
Eierstyring og selskapsledelse i praksis	15
Virksomhet	16
Selskapskapital og utbytte	16
Likebehandling og nærstående parter	17
Fri omsettelighet	17
Generalforsamling	17
Valgkomiteen	18
Bedriftsforsamlingen og styret	19
Styrets arbeid	19
Risikostyring og internkontroll	20
Godtgjørelse til styret	21
Godtgjørelse til ledende ansatte	21
Informasjon og kommunikasjon	23
Overtakelse	23
Revisor	23
Konsernregnskap	25
1 Selskapet og selskapsstruktur	33
2 Vesentlige regnskapsprinsipper	33
3 Virksomhetssammenslutninger	42
4 Oppkjøp og salg av eiendeler	43
5 Segmentinformasjon	43
6 Finansiell risikostyring	49
7 Kapitalstyring	52
8 Godtgjørelse	53
9 Andre kostnader	54
10 Finansposter	55
11 Skatter	56
12 Resultat per aksje	59
13 Varige driftsmidler	60
14 Immaterielle eiendeler	62
15 Investeringer i tilknyttede selskap	63
16 Langsiktige finansielle eiendeler	63
17 Varelager	64
18 Kundefordringer og andre fordringer	64
19 Kortsiktige finansielle investeringer	64
20 Betalingsmidler	65
21 Transaksjoner som påvirker egenkapitalen	65
22 Langsiktige finansielle forpliktelser	66
23 Pensjonsordninger for ansatte	68
24 Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	74
25 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	75
26 Kortsiktige finansielle forpliktelser	75
27 Leieavtaler	76
28 Andre forpliktelser	77
29 Nærstående parter	79
30 Finansielle instrumenter per kategori	79
31 Finansielle instrumenter: måling og markedsrisiko sensitiviteter	86
32 Fusjon med Hydro Petroleum	92
33 Hendelser etter regnskapsårets utgang	92
34 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert)	92

Selskapsregnskap for Statoil ASA	104
1 Selskapet og grunnlag for presentasjonen	108
2 Vesentlige regnskapsprinsipper	108
3 Finansiell risikostyring og derivater	113
4 Organisasjons- og forretningsutvikling	117
5 Salgsinntekter	117
6 Lønnskostnader	118
7 Aksjespareprogram	123
8 Godtgjørelse til revisor	123
9 Forsknings- og utviklingsutgifter	123
10 Finansposter	124
11 Skatter	124
12 Varige driftsmidler	126
13 Investering i datterselskap og tilknyttede selskap	127
14 Finansielle eiendeler	128
15 Varelager	128
16 Kundefordringer og andre fordringer	129
17 Betalingsmidler	129
18 Egenkapital og aksjonærer	129
19 Langsiktige finansielle forpliktelser	131
20 Pensjonsordninger for ansatte	133
21 Avsetninger for nedstenging- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	138
22 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	139
23 Kortsiktige finansielle forpliktelser	139
24 Leieavtaler	139
25 Andre forpliktelser	140
26 Nærstående parter	141
27 Hendelser etter regnskapsårets utgang	142
Revisjonsberetning	143
HMS-regnskap	144
Resultatindikatorer for HMS	145
Miljødata	148
Innstilling fra bedriftsforsamlingen	152

# Årsberetning

**Statoil leverte stabil og god drift i 2009 og er i en solid finansiell posisjon. Konsernet har således et godt utgangspunkt for fortsatt å levere vekst og verdier for aksjonærene.**

Konsernet økte egenproduksjonen med 2% til 1,962 millioner fat oljeekvivalenter (foe) per dag i 2009. Vi gjennomførte også et vellykket leteprogram, samtidig som vi opprettholdt kontroll over kostnader og kapital. Driftsresultatet viste imidlertid en nedgang på 39%, hovedsakelig som følge av lavere priser på både olje og gass, og utgjorde 121,6 milliarder kroner.

Rundt 80% av synergieffektene fra Hydro-fusjonen i 2007 er realisert, og ytterligere kostnadskutt ble gjennomført i løpet av 2009.

Konsernet har hatt en sterk kontantstrøm gjennom den globale økonomisk uroen og vi har en solid finansiell posisjon. Grunnlaget for videre produksjonsvekst fram mot 2012 er derfor godt, til tross for dagens svake gassmarkeder. Konsernet har i tillegg potensiale i store ressurser og en prosjektportefølje av høy kvalitet som vil danne basis for lønnsom vekst også etter 2012.

## Statoil-aksjen

**Styret foreslår for generalforsamlingen at det utbetales et utbytte for 2009 på 6,00 kroner pr aksje, til sammen 19,1 milliarder kroner.**

Styret har besluttet å gjøre justeringer i selskapets utbyttepolitikk som har til formål å etablere et mer forutsigbart utbyttelnivå i framtiden. Den nye utbyttepolitikken medfører ikke noen endring i det langsiktige utbyttelnivået, herunder mulig tilbakekjøp av aksjer, sammenlignet med tidligere politikk. Ambisjonen er å øke årlig utbyttebetaling, målt i norske kroner per aksje, i takt med den langsiktige underliggende inntjeningen. Styret vil vurdere forhold som forventet kontantstrøm, investeringsplaner, finansieringsbehov og nødvendig finansiell fleksibilitet ved fastsettelse av årlig utbyttelnivå.

Det ordinære utbyttet for 2008 var 4,40 kroner per aksje, i tillegg til 2,85 kroner per aksje i ekstraordinært utbytte, til sammen 7,25 kroner per aksje og totalt 23,1 milliarder kroner.

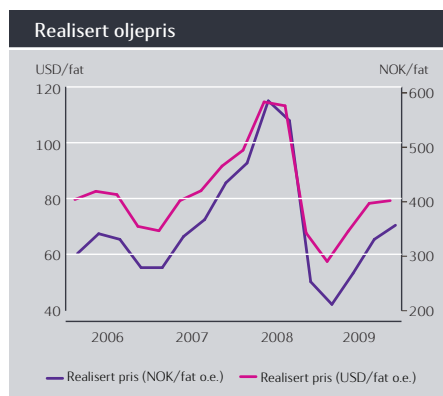
Statoils aksjekursutvikling kan sies å reflektere den økende økonomiske optimismen ved at aksjeprisen har vist en stigende tendens i hele 2009. Fra startpunktet på 118,40 kroner pr aksje den 2. januar 2009, økte aksjekursen til 144,80 kroner ved utgangen av desember 2009.

# Resultatanalyse

Driftsresultatet var 121,6 milliarder kroner i 2009, sammenlignet med 198,8 milliarder kroner i 2008. Nedgangen skyldtes i hovedsak lavere priser på væsker og gass, samt økte av- og nedskrivninger. Nedgangen ble delvis motvirket av inntekter fra et høyere salgsvolum.

Konsernresultatregnskap (i milliarder kroner)	2009	31. desember 2008	Endring
Driftsinntekter			
Salgsinntekter	462,3	652,0	-29%
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	1,8	1,3	40%
Andre inntekter	1,4	2,8	-49%
Sum driftsinntekter	465,4	656,0	-29%
Driftskostnader			
Varekostnad	205,9	329,2	-37%
Andre driftskostnader	56,9	59,3	-4%
Salgs- og administrasjonskostnader	10,3	11,0	-6%
Avskrivninger, amortisering og nedskrivninger	54,1	43,0	26%
Letekostnader	16,7	14,7	14%
Sum driftskostnader	343,8	457,2	-25%
Driftsresultat	121,6	198,8	-39%
Netto finansposter	-6,7	-18,4	-64%
Skattekostnad	-97,2	-137,2	-29%
Periodens resultat	17,7	43,3	-59%
Resultat per aksje	5,7	13,6	-58%

**Inntektene** utgjorde til sammen 465,4 milliarder kroner i 2009, sammenlignet med 656,0 milliarder kroner i 2008. Mesteparten av inntektene kommer fra salg av løftet råolje, naturgass og foredlede produkter. I tillegg kjøper og selger vi statens andel av væsker fra norsk sokkel. Alt kjøp og salg av statens væskeproduksjon blir henholdsvis bokført som varekostnader og salgskostnader.



Nedgangen på 190,6 milliarder kroner i inntekter fra 2008 til 2009 skyldtes hovedsakelig lavere priser både på væsker og gass. Målt i norske kroner falt den realiserte væskeprisen med 29% fra 2008 til 2009, noe som utgjorde 56,5 milliarder kroner av inntektsnedgangen. Gassprisen gikk ned med 21% i 2009 sammenlignet med året før, noe som sto for 25,0 milliarder kroner av inntektsnedgangen. Nedgangen i inntekter ble delvis oppveid av en økning på 4% i løftede volumer av både væsker og gass, noe som til sammen hadde en utlignende effekt på 15,2 milliarder kroner. Nedgangen i inntekter knyttet til volumer kjøpt fra staten utgjorde 124,3 milliarder kroner.

**Samlet løfting** av væskevolumer var på 1,045 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2009, noe som tilsvarer en økning på 3% sammenlignet med året før.

Samlede løftede mengder naturgass økte med 6% i 2009, fra 696 tusen fat oljeekvivalenter per dag i 2008 til 740 tusen fat oljeekvivalenter per dag i 2009.

**Resultatandel fra tilknyttede selskap** utgjorde 1,8 milliarder kroner i 2009, sammenlignet med 1,3 milliarder i 2008.

**Andre inntekter** var 1,4 milliarder kroner i 2009, sammenlignet med 2,8 milliarder kroner i 2008. Inntektene i 2009 var hovedsakelig knyttet til forsikringsutbetalinger i forbindelse med driftsavbrudd. Inntektene i 2008 var hovedsakelig knyttet til gevinst fra salg av eiendeler.

**Varekostnader** utgjorde 205,9 milliarder kroner i 2009, sammenlignet med 329,2 milliarder kroner i 2008. Nedgangen på 37% fra 2008 til 2009 skyldtes hovedsakelig lavere væskepriser målt i norske kroner.

**Driftskostnader** består av kostnader knyttet til drift av installasjoner og transportsystemer ved produksjon av selskapets andel av olje og gass. Driftskostnadene var 56,9 milliarder kroner i 2009, noe som tilsvarer en reduksjon på 4% siden 2008. Reduksjonen skyldtes i hovedsak reduserte transportkostnader og tilbakeføring av avsetninger knyttet til "take-or-pay"-kontrakter i tidligere perioder.

**Samlet bokført produksjon av væsker og gass** økte fra 1,751 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2008 til 1,806 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2009. Egenproduksjonen av væsker og gass økte fra 1,925 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2008 til 1,962 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2009.

**Produksjonskostnaden** per fat oljeekvivalenter basert på kostnader knyttet til egenproduksjon var på henholdsvis 35,30 og 34,60 kroner for de to periodene. Justert for omstillingskostnader og andre kostnader forbundet med fusjonen som ble bokført i fjerde kvartal 2007 og gassinjeksjonskostnader, var produksjonskostnaden per fat oljeekvivalenter på henholdsvis 35,30 og 33,30 kroner i 2009 og 2008.

**Salgs- og administrasjonskostnader** utgjorde 10,3 milliarder kroner i 2009, sammenlignet med 11,0 milliarder kroner i 2008. Nedgangen på 6% fra 2008 til 2009 skyldes en rekke faktorer, deriblant kostnadsbesparelser.

**Avskrivninger, amortisering og nedskrivninger** inkluderer avskrivning av produksjonsinstallasjoner og transportsystemer, avskrivning av felt i produksjon, avskrivning av immaterielle eiendeler og nedskrivning av balanseførte leteutgifter. I tillegg består det av nedskrivning knyttet til verdifall på varige driftsmidler, samt reversering av nedskrivninger. Disse kostnadene utgjorde 54,1 milliarder kroner i 2009, sammenlignet med 43,0 milliarder kroner i 2008. Økningen på 26% i av- og nedskrivningskostnadene i 2009 sammenlignet med 2008 skyldes økt produksjon og økt nedskrivning for verdifall etter fradrag for reversering av nedskrivninger på 7,1 milliarder kroner, hovedsakelig knyttet til felt i Mexicogolfen og raffinierier i Norge og Danmark.

**Leteutgiftene** blir balanseført i den utstrekning leteaktivitetene vurderes å føre til kommersielle funn, eller i påvente av en slik vurdering. Hvis ikke, blir de kostnadsført. Letekostnaden består av den kostnadsførte delen av leteutgiftene for 2009 og nedskrivning av leteutgiftene som er balanseført i tidligere år. Letekostnaden var 16,7 milliarder kroner i 2009, en økning på 14% fra 2008. Økningen skyldtes hovedsakelig et høyere antall borede brønner og nedskrivning av en høyere andel av leteutgifter balanseført i tidligere år.

Letevirksomhet (i milliarder kroner)	2009	31. desember 2008	Endring
Leteutgifter (aktivitet)	16,9	17,8	-5%
Utgiftsført, tidligere balanseførte leteutgifter	7,0	3,7	89%
Balanseført andel av årets leteutgifter	-7,2	-6,8	6%
Letekostnader	16,7	14,7	14%

I 2009 ble det fullført totalt 68 **lete- og avgrensingsbrønner** og to leteforlengelser, 41 på norsk sokkel og 29 internasjonalt. I alt 38 lete- og avgrensingsbrønner og to leteforlengelser er bekreftede funn. I 2008 ble totalt 79 lete- og avgrensingsbrønner og ni leteforlengelser fullført, 48 på norsk sokkel og 40 internasjonalt. I alt 35 lete- og avgrensingsbrønner og seks leteforlengelser var bekreftede funn.

**Driftsresultatet** ble 121,6 milliarder kroner i 2009, sammenlignet med 198,8 milliarder kroner i 2008. Nedgangen var i hovedsak en følge av lavere priser på væsker og gass, og økt av- og nedskrivning. Dette ble delvis motvirket av inntekter fra et større salgsvolum.

I 2009 ble driftsresultatet påvirket av følgende poster: Nedskrivning for verdifall etter fradrag for reversering (12,2 milliarder kroner) og underløft (1,2 milliarder kroner) påvirket driftsresultatet negativt, mens høyere virkelig verdi på derivater (2,2 milliarder kroner), lagervirkninger (2,1 milliarder kroner), andre avsetninger (1,3 milliarder kroner), gevinst på salg av eiendeler (0,5 milliarder kroner) og tilbakeføring av omstillingskostnader (0,3 milliarder kroner) ga alle en positiv effekt på driftsresultatet i 2009.

I 2008 ble driftsresultatet påvirket av følgende poster: Nedskrivning for verdifall etter fradrag for reversering (4,8 milliarder kroner), lagervirkninger (2,8 milliarder kroner), underløft (2,4 milliarder kroner) og andre avsetninger (2,3 milliarder kroner) påvirket driftsresultatet i 2008 negativt, mens høyere virkelig verdi på derivater (1,8 milliarder kroner), gevinst på derivater for sikring av lagerverdi (0,8 milliarder kroner), gevinst på salg av eiendeler (1,4 milliarder kroner) og reversering av avsetning for omstillingskostnader (1,6 milliarder kroner) påvirket driftsresultatet i 2008 positivt.

**Netto finansposter** utgjorde et tap på 6,7 milliarder kroner i 2009, sammenlignet med et tap på 18,4 milliarder kroner i 2008. Den positive endringen på 11,7 milliarder kroner skyldtes hovedsakelig en netto valutagevinst på 2,0 milliarder kroner som følge av at norske kroner styrket seg med 17% i forhold til amerikanske dollar i 2009. Til sammenligning hadde selskapet et netto valutatap på 32,6 milliarder kroner i 2008, som skyldtes at den norske kronen svekket seg 29% i forhold til amerikanske dollar i 2008.

**Skattekostnaden** var 97,2 milliarder kroner i 2009, som tilsvarer en skattesats på 84,6%, sammenlignet med 137,2 milliarder kroner og en tilsvarende skattesats på 76% i 2008. Økningen i skattesatsen fra 2008 til 2009 skyldtes hovedsakelig betydelige skattbare valutagevinster som ikke har noen effekt på resultatregnskapet for konsernselskaper som benytter amerikanske dollar som funksjonell valuta. I 2009 var den skattbare inntekten knyttet til disse valutagevinstene beregnet å være 25,0 milliarder kroner høyere enn resultat før skatt, noe som gir en høyere skattesats. I tillegg økte skattesatsen som følge av relativt høyere inntekter fra norsk sokkel, som har en høyere skatteprosent enn den gjennomsnittlige skattesatsen, og som følge av nedskrivninger av eiendeler, som har en lavere skatteprosent enn den gjennomsnittlige skattesatsen.

I 2009 utgjorde **minoritetsinteressene** i årets resultat et negativt beløp på 0,6 milliarder kroner, sammenlignet med 0,005 milliarder kroner i 2008. Minoritetsinteressene er hovedsakelig knyttet til raffineriet på Mongstad.

**Årets resultat** var på 17,7 milliarder kroner i 2009, sammenlignet med 43,3 milliarder kroner i 2008. Nedgangen på 59% fra 2008 til 2009 skyldtes hovedsakelig reduserte driftsinntekter grunnet lavere inntekter fra salg av olje og gass, og en høyere effektiv skattesats, som bare delvis ble oppveid av redusert tap på netto finansposter.

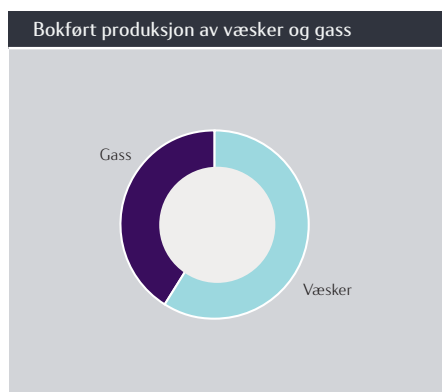
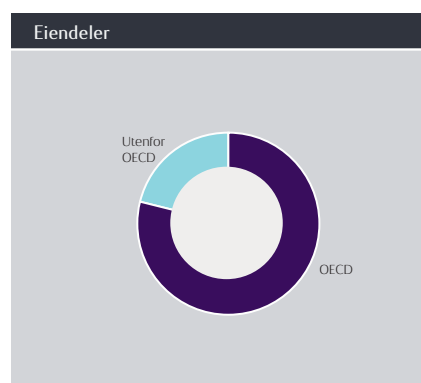
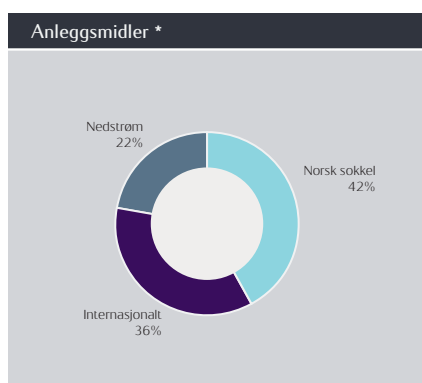
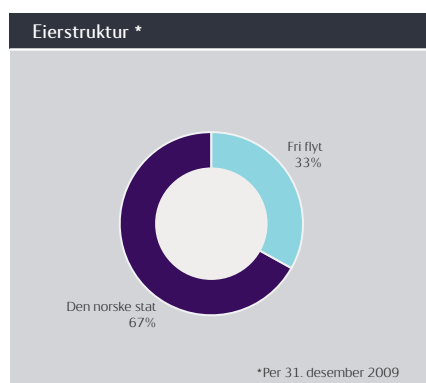
Hensyntatt foreslått utbytte for 2009, vil det gjenværende årsresultatet i morselskapet bli allokert til fond for vurderingsforskjeller og annen egenkapital med henholdsvis 14,9 milliarder kroner og -5,1 milliarder kroner. Selskapets frie egenkapital utgjør etter disponering 98,1 milliarder kroner.

Styret bekrefter i samsvar med regnskapslovens § 3-3 at årsregnskapet er utarbeidet på grunnlag av forutsetningen om **fortsatt drift**.

## Vår virksomhet

**Statoil er et energiselskap med hovedkontor i Norge. Konsernet har virksomhet i ytterligere 40 land over hele verden. Vi er den ledende operatøren på norsk sokkel, og opplever sterk vekst i vår internasjonale produksjon.**

Statoil ASA er et allmennsjeselskap som er organisert i henhold til norsk lov og underlagt Lov om allmennsjeselskaper (allmennsjeseloven). De største kontorene ligger i Stavanger, Bergen og Oslo og konsernet hadde per 31. desember 2009 cirka 29.000 ansatte.



Samlet egenproduksjon av olje og gass var i gjennomsnitt 1,962 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2009, og per 31. desember 2009 utgjorde våre sikre reserver 2 174 millioner fat olje og 514 milliarder Sm<sup>3</sup> naturgass, noe som tilsvarer samlede sikre reserver på 5 408 millioner fat oljeekvivalenter.

Statoil er blant verdens største selgere av råolje og kondensat og nest største leverandør i det europeiske gassmarkedet. Vi har også en betydelig virksomhet innenfor prosessering og raffinering og driver omlag 2000 bensinstasjoner i Skandinavia, Polen, Baltikum og Russland.

Statoil bidrar til utvikling av nye energiressurser og vi har aktiviteter innen vindkraft og marint biodrivstoff. Selskapet har også en ledende posisjon når det gjelder å ta i bruk teknologi for fangst og lagring av CO<sub>2</sub> (CCS).

I det videre arbeidet med å utvikle selskapets internasjonale virksomhet, er vår intensjon å utnytte selskapets kjernekompetanse på dypvannsprosjekter, tungolje, værharde omgivelser og håndtering av gassverdikjeder for å utnytte nye muligheter og gjennomføre prosjekter med kvalitet.

Statoils forretningsområder er presentert nedenfor:

**Undersøkelse og produksjon Norge** er ansvarlig for selskapets letevirksomhet, feltutbygging og produksjonsvirksomhet på norsk sokkel. Samlet produksjon var 1,45 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2009, tilsvarende 74% av Statoils samlede egenproduksjon. Forretningsområdet hadde cirka 8 000 ansatte per årsslutt 2009.

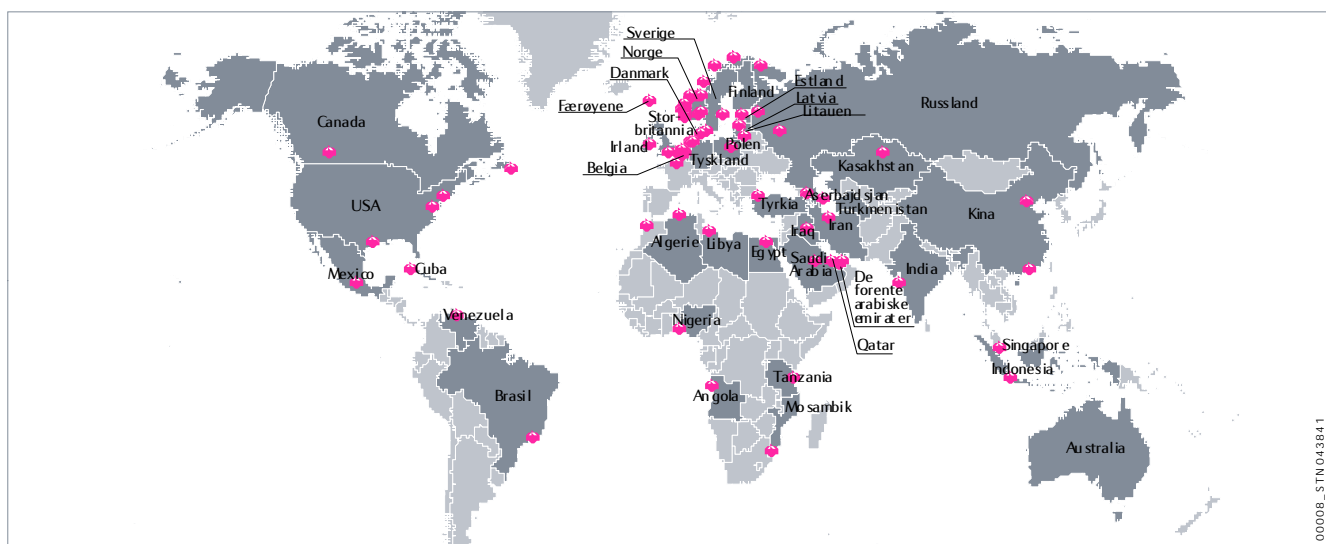
**Internasjonal undersøkelse og produksjon** har ansvaret for letevirksomhet, feltutbygging og produksjonsvirksomhet utenfor norsk sokkel. Samlet produksjon var 512 tusen fat oljeekvivalenter per dag i 2009, tilsvarende 26% av Statoils samlede egenproduksjon. Forretningsområdet forventes å levere størsteparten av Statoils fremtidige produksjonsvekst, og hadde cirka 1 700 ansatte per 31. desember 2009.

**Naturgass** har ansvaret for Statoils transport, prosessering og markedsføring av gass via rørledning og flytende naturgass (liquefied natural gas, LNG) over hele verden, inkludert utvikling av ytterligere prosesserings-, transport- og lagringskapasitet. Forretningsområdet hadde 1 300 ansatte per 31. desember 2009.

**Foredling og markedsføring** har ansvaret for foredling og salg av konsernets produksjon av råolje og våtgass (natural gas liquids, NGL), raffinerte produkter og detaljvirksomhet. Forretningsområdet markedsfører og selger også statens produksjon av olje og NGL. Forretningsområdet hadde cirka 11 300 ansatte per årsslutt 2009.

**Teknologi og ny energi** har ansvaret for utvikling av teknologi og fornybar energi, og hadde cirka 2 800 ansatte per 31. desember 2009.

**Prosjekter** har ansvaret for å planlegge og gjennomføre alle større utbyggings- og modifikasjonsprosjekter med en ramme på mer enn 50 millioner kroner. Forretningsområdet hadde cirka 1 100 ansatte per 31. desember 2009.



## Kontantstrømmer

**Kontantstrøm etter skatt fra underliggende drift var 81,5 milliarder kroner i 2009. Kontantstrømmer brukt til investeringer beløp seg til 75,4 milliarder kroner.**

### Kontantstrøm fra driften

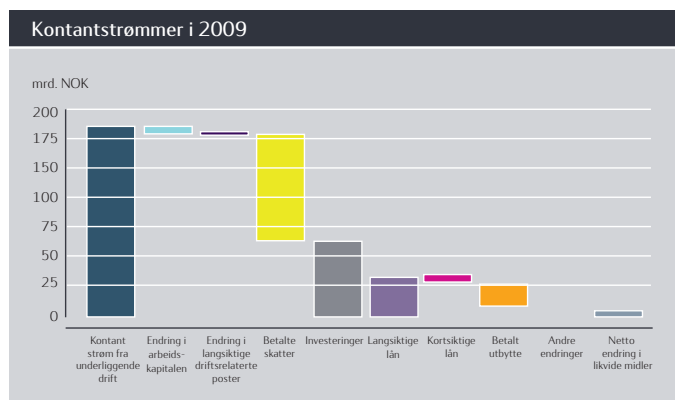
Vår viktigste kontantstrømkilde består av midler generert fra driften. Kontantstrøm fra driften var 73,0 milliarder kroner i 2009, sammenlignet med 102,5 milliarder kroner i 2008. Justert for endringer arbeidskapitalen og andre langsiktige operasjonelle eiendeler, var kontantstrøm etter skatt fra underliggende drift 81,5 milliarder kroner.

Nedgangen på 29,5 milliarder kroner i kontantstrøm fra driften skyldtes hovedsakelig en nedgang på 57,9 milliarder kroner i kontantstrøm fra underliggende drift, en økning i kontantstrøm til driften på 7,0 milliarder kroner som følge av endring i arbeidskapitalen og en reduksjon i langsiktig poster knyttet til operasjonelle aktiviteter på 3,7 milliarder kroner. Disse effektene ble delvis motvirket av en nedgang i skattebetalinger på 39,1 milliarder kroner.



### Kontantstrøm benyttet til investeringer

Kontantstrøm benyttet til investeringer utgjorde 75,4 milliarder kroner i 2009, en nedgang på 10,5 milliarder kroner fra 2008. Nedgangen skyldes hovedsakelig oppkjøp som ble betalt i 2008, og ble delvis motvirket av en nedgang i salgsinntekter på 3,9 milliarder kroner.



### Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter

Kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter i 2009 utgjorde 11,3 milliarder kroner, sammenlignet med kontantstrøm brukt til finansieringsaktiviteter på 17,0 milliarder kroner i 2008. Endringen på 28,3 milliarder kroner skyldtes hovedsakelig 41,7 milliarder kroner i endringer i langsiktige lån og en reduksjon i utbyttebetalinger på 4,0 milliarder kroner i 2009. Dette ble delvis motvirket av tilbakebetalinger av kortsiktige lån på 7,1 milliarder kroner i 2009, sammenlignet med en økning i kortsiktige lån på 10,5 milliarder kroner i 2008.

## Likviditet og kapitalforhold

**Til tross for de økonomiske nedgangstidene har Statoil opprettholdt en solid finansiell posisjon. Netto gjeldsgrad var 27% ved utgangen av 2009,**

### Likviditet

Vår årlige kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter er svært avhengig av prisen på olje og gass og samlet produksjonsvolum. Den 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. Vi vil anvende tilgjengelig likviditet til å finansiere skatteinnbetalingene til den norske stat, investeringsutbetalinger og eventuelle utbyttebetalinger.

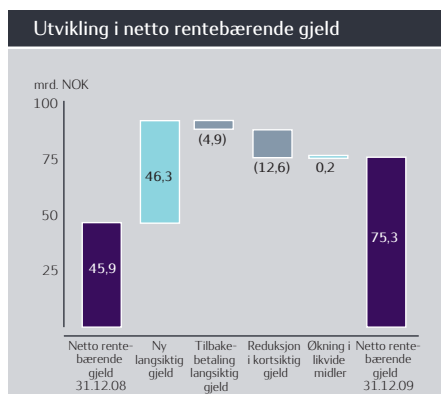
Per 31. desember 2009 hadde konsernet likvide midler på 31,7 milliarder kroner, inkludert 24,7 milliarder kroner i betalingsmidler og 7,0 milliarder kroner i kortsiktige investeringer. Sammenlignet med årsslutt 2008 hadde vi en nedgang i kortsiktige investeringer på 2,7 milliarder kroner i 2009, og en økning i betalingsmidler på 6,1 milliarder kroner. Økningen i likvide midler i 2009 skyldtes hovedsakelig ny langsiktig gjeld. Per 31. desember 2009 hadde konsernet tilgjengelig en kommittert kredittfasilitet på 2,0 milliarder dollar i internasjonale banker, som inneholder en "swingline"-opsjon på 500 millioner dollar. Opsjonen er tilgjengelig for utnyttelse frem til desember 2011.

Vårt generelle mål er å holde likviditetsreserver i form av betalingsmidler samt kommitterte, ubenyttede kredittfasiliteter og kredittlinjer for å sikre at vi har tilstrekkelige finansielle ressurser til å møte våre kortsiktige kapitalbehov. Statoil innhenter langsiktig kapital når konsernet, ut fra forretningsvirksomheten og kontantstrømmer, anser at det har behov for slik finansiering. Det forutsettes at markedsforholdene vurderes som gunstige.

Det er vår intensjon å holde forholdstall knyttet til netto gjeld på nivåer som er forenlige med vår målsetting om å opprettholde konsernets langsiktige kredittklassifisering innenfor A-kategorien. Konsernet foretar i den forbindelse ulike risikovurderinger der noen av disse samsvarer med metodene som Moody's og S&P bruker, slik som fri kontantstrøm fra drift dividert med netto gjeld og netto gjeldsgrad.

Moody's langsiktige og kortsiktige klassifisering av Statoil er henholdsvis Aa2 og P-1. Vår langsiktige kredittklassifisering fra Standard & Poor's er AA-, noe som gjenspeiler at staten er selskapets hovedeier. Vår kortsiktige kredittklassifisering fra Standard & Poor's er A-1+. Det nåværende klassifiseringsnivået er stabilt fra begge selskaper.

Statoil tar sikte på å sikre den nødvendige finansielle fleksibiliteten også i 2010. Avhengig av blant annet utviklingen i prisen på olje og gass, vil konsernet kunne utstede obligasjoner dersom markedsforholdene fortsatt anses som gunstige.



**Netto rentebærende gjeld** utgjorde 75,3 milliarder kroner per 31. desember 2009, sammenlignet med 46,0 milliarder kroner per 31. desember 2008. Endringen på 29,3 milliarder kroner var hovedsakelig knyttet til en økning i langsiktig gjeld på 41,1 milliarder kroner, en reduksjon i kortsiktig gjeld på 12,5 milliarder kroner og en økning i betalingsmidler og kortsiktige investeringer på 3,4 milliarder kroner.

**Netto gjeldsgrad**, definert som netto rentebærende gjeld i forhold til anvendt kapital, var 27,3% per 31. desember 2009, sammenlignet med 17,5% per 31. desember 2008. Økningen på 9,8% skyldtes hovedsakelig en økning i netto gjeld på 29,3 milliarder kroner, kombinert med en økning i anvendt kapital på 13,4 milliarder kroner.

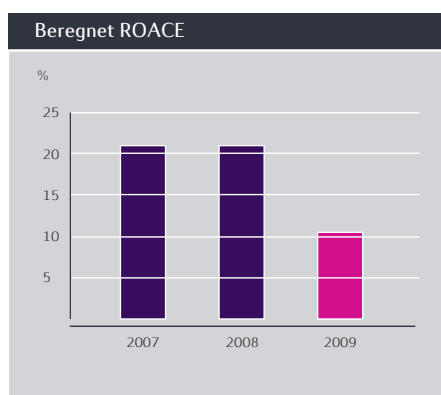
Statoils **lånebehov** dekkes hovedsakelig ved korte og langsiktige låneutstedelser i kapitalmarkedet, inkludert utnyttelse av et "Commercial Paper"-program i amerikanske dollar og et "Euro Medium Term Note" (EMTN)-program (grensene for programmene er henholdsvis 4 milliarder amerikanske dollar og 6 milliarder amerikanske dollar), og gjennom utnyttelse av bevilgede kredittmuligheter og kredittlinjer.

Etter effekten av valutabytteavtaler er lånene våre 100% i amerikanske dollar.

Vår **finansieringsstrategi** tar i betraktning kapitalkilder, løpetidsprofil for langsiktig gjeld, styring av renterisiko, valutarisiko og forvaltning av likvide midler. Konsernets langsiktige gjeld er i forskjellige valutaer og byttet i amerikanske dollar, siden størstedelen av vår netto kontantstrøm er i dollar. I tillegg benytter vi rentederivater, som hovedsakelig består av rentebytteavtaler, for å styre risikoen knyttet til renterisikoen for vår langsiktige gjeldsportefølje.

## Avkastning på sysselsatt kapital

Statoil oppnådde konkurransedyktig avkastning på sysselsatt kapital i 2009.



Statoil benytter ROACE (return on average capital employed) for å måle avkastningen på sysselsatt kapital, uavhengig av hvordan finansieringen fordeler seg mellom egenkapital og gjeld. ROACE var 10,4% i 2009, sammenlignet med 21,0% i 2008. Nedgangen fra året før skyldes et fall i netto finansinntekter på 43%, justert for finansposter etter skatt, og en økning i sysselsatt kapital på 15%.

ROACE er definert som et non-GAAP finansielt måltall.

## Forskning og utvikling

Statoil er et teknologiintensivt selskap. **Forskning og utvikling er en integrert del av vår strategi.**

I tillegg til teknologisk utvikling innen hvert enkelt felt eller prosjekt, utføres en betydelig andel av Statoils forskning ved sentre for forskning og teknologiutvikling i Trondheim, Bergen, Porsgrunn og i Calgary i Canada. Slik forskning og utvikling gjennomføres i nært samarbeid med universiteter, forskningsinstitusjoner, andre operatører på sokkelen og leverandører til oljeindustrien. Utgifter til forskning og utvikling utgjorde 2,1 milliarder kroner i 2009.

Konsernets teknologistrategi er drevet av våre mest sentrale forretningsmessige utfordringer, og tar sikte på å bygge opp enda sterkere posisjoner i bransjen. Teknologi er viktig for å oppnå dette, og vil gi betydelige bidrag i forbindelse med utvikling av dypvannsfelt i umodne områder og i arktiske strøk, tungoljeproduksjon, letevirsomhet i subsalt-områder og i miljø- og klimaspørsmål. Ambisjonen er å oppnå et særpreg og en posisjon som bransjeleder innenfor utvalgte teknologityper, og å fortsette å være konkurransedyktige på flere kjernekompetanseområder og nye teknologityper langs verdikjeden for energiforsyning.

Videre vil økt olje- og gassutvinning (IOR) og bedre bore- og brønnløsninger være viktig for at vi skal lykkes med å motvirke produksjonsnedgangen på modne felt. Statoil har oppnådd noen av petroleumsindustriens høyeste utvinningsgrader på norsk sokkel ved å kombinere vitenskapelig og teknisk kompetanse med framsynt bruk av ny teknologi. Vi har til hensikt å videreutvikle den viktigste teknologien slik at vår ambisjon om fortsatt økt oljeutvinning kan oppnås.

## Risiko

### Resultatene våre avhenger i stor grad av prisene på råolje og naturgass, valutakursen for USDNOK og realisererte raffineringmarginene.

Resultatene våre påvirkes i stor grad av en rekke faktorer, hovedsakelig de som påvirker prisene vi mottar i norske kroner for produktene vi selger. Disse faktorene omfatter spesielt prisnivået på råolje og naturgass, utviklingen i valutakursen på amerikanske dollar, våre produksjonsvolumer av olje og naturgass, tilgjengelige petroleumsreserver og vår egen og våre partners kompetanse og samarbeid når det gjelder å utvinne olje og naturgass fra disse reservene, samt endringer i vår portefølje som følge av kjøp eller salg av eiendeler.

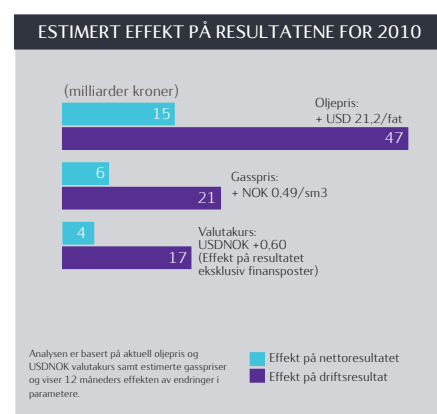
Resultatene vil også påvirkes av utviklingen i den internasjonale oljeindustrien, deriblant mulige tiltak fra myndighetene i de land hvor vi har virksomhet. Eventuelle fortsatte tiltak av medlemmene i Organisasjonen av oljeeksporterende land (Opec) som påvirker prisnivå og volum, raffineringmarginene, økte kostnader på tjenester relatert til oljeproduksjon, forsyning og utstyr, økt konkurranse om letemuligheter og operatørskap, og liberalisering av markedet for naturgass, kan også føre til betydelige endringer i den eksisterende markedsstrukturen og det generelle prisnivået, i tillegg til stabiliteten i prisene.

Tabellen nedenfor viser årlig gjennomsnitt for prisen på råolje, kontraktsprisene på naturgass, raffineringmarginene og valutakursen NOK/USD for 2009, 2008 og 2007.

Årlig gjennomsnitt	2009	2008	2007
Råolje (USD/fat brent blend)	58,0	91,0	70,5
Naturgass (NOK per Sm <sup>3</sup> ) *	1,9	2,4	1,7
FCC-margin (USD/ fat) **	4,3	8,3	7,5
Valutakurs daglig gjennomsnitt	6,3	5,6	5,9

\* Fra norsk sokkel

\*\* Raffineringmargin



Illustrasjonen viser hvordan endringer i råoljeprisen, gasskontraktspriser og valutakursen USD/NOK kan påvirke våre regnskapsmessige resultater for 2010 dersom de vedvarer et helt år.

Forventet sensitivitet for hver av faktorene i forhold til våre økonomiske resultater er beregnet under forutsetning av at alle andre faktorer forblir uendret. Forventet effekt på de økonomiske resultatene vil avvike fra de som faktisk ville framkommet i vårt konsernregnskap, fordi konsernregnskapet også ville gjenspeilet effekten på avskrivninger, handelsmarginer, letekostnader, inflasjon, mulige endringer i skattesystemet og virkningen av eventuelle sikringsaktiviteter.

Våre aktiviteter innenfor strategisk risikostyring av olje- og gasspriser skal bidra til å sikre vår langsiktige strategiske utvikling og måloppnåelse ved å opprettholde kontantinnbetalinger og økonomisk handlefrihet.

Endringer i valutakursene kan ha stor innvirkning på våre resultater. Våre driftsinntekter og kontantstrømmer er hovedsakelig angitt i eller drevet av amerikanske dollar, mens våre driftskostnader og skattebetalinger for en stor del påløper i norske kroner. Vi styrer denne

eksponeringen ved å ta opp langsiktig gjeld i amerikanske dollar 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 amerikanske dollar. Vår renterisiko styres ved hjelp av rentederivater, hovedsakelig rentebytteavtaler, basert på fastsatte mål for rentebindingstiden på vår samlede låneportefølje. Det kan generelt forventes at en økning i verdien på amerikanske dollar i forhold til norske kroner vil øke vår bokførte inntjening.

## Utsikter for konsernet

Statoils prognose for **egenproduksjon** i 2010 er på 1,925 til 1,975 millioner foe per dag. For 2012 er prognosen mellom 2,1 og 2,2 millioner foe per dag. Forventede volumer omfatter ikke eventuelle Opec-kutt. Kommersiell vurdering knyttet til gassalgaktiviteter, driftsregularitet, tidspunktet for når ny kapasitet settes i produksjon og gassalg utgjør de største risikofaktorene for produksjonsanslagene.

**Samlede investeringer** for 2010, eksklusive oppkjøp og leiefinansiering, ventes å ligge på rundt 13 milliarder dollar.

**Produksjonskostnaden per enhet** for egenproduksjonen ventes å være på 35-36 kroner per foe, noe som er på samme nivå som i 2009.

Selskapet vil fortsette utviklingen av sin store portefølje av **leteandeler** og forventer en leteaktivitet i 2010 som ligger på rundt 2,3 milliarder dollar.

Vi forventer at **prisene** på råolje, produkter og naturgass vil fortsette å være ustabile på kort til mellomlang sikt. Raffineringsmarginene har vært lave i over ett år, og vi forventer at de vil fortsette å ligge på et nokså lavt nivå på kort og mellomlang sikt.

På lang sikt opprettholder vi vårt positive syn på gass som energikilde. Produksjonen av gass internt i EU er ventet å gå ned, mens etterspørselen på lang sikt ventes å øke, spesielt på grunn av at naturgass har lavere karbonutslipp enn olje og kull. I USA tror vi at satsingen på skifer-gass i Marcellus-formasjonen, i kombinasjon med produksjonen i Mexicogolfen og re-gassifiseringskapasiteten for LNG ved Cove Point-terminalen i Maryland, vil gi grunnlag for en styrking av vår posisjon i det amerikanske markedet i årene som kommer.

Statoils inntekter kan variere betydelig i takt med endringer i råvareprisene, mens volumene er ganske stabile gjennom året. Små sesongvariasjoner mellom vinter- og sommersesongene vil påvirke volumene siden det vanligvis er høyere salg av naturgass i de kalde periodene. Høyere vedlikeholdsaktivitet på produksjonsanleggene til havs vil også påvirke volumene noe, siden generelt bedre værforhold tillater mer vedlikeholdsarbeid i andre og tredje kvartal hvert år.

Ovennevnte informasjon om framtidige forhold er basert på nåværende oppfatninger om framtidige hendelser, og er i sin natur gjenstand for betydelig risiko og usikkerhet ettersom de gjelder begivenheter og avhenger av forhold som ligger fram i tid.

## Helse, miljø og sikkerhet

**Statoils ambisjon er å drive virksomhet med null skader på mennesker og miljø og i overensstemmelse med prinsippene for bærekraftig utvikling. Sikker og effektiv drift har vår høyeste prioritet.**

Dessverre opplevde vi seks dødsfall i 2009. Tre av våre ansatte i Brasil var ombord i Air France flight 447 som forsvant over Atlanterhavet den 1. juni 2009. Den 7. mai ble en av våre kontraktøransatte på Oseberg B utsatt for en ulykke i forbindelse med demontering av stillas. Han døde senere av skadene. Den 7. september var det en dødsulykke på LPG-tankeren "Lady Shana" mens den lå til kai i Petit Couronne i Frankrike, da et besetningsmedlem falt fra landgangen og ned i elven Seinen. Den 17. oktober mistet en av våre kontraktøransatte livet under en arbeidsulykke på Leismer-prosjektet i Canada.

Styret understreker betydningen av å forstå de mekanismer som forårsaker risiko, slik at vi kan unngå alvorlige ulykker. Vi arbeider systematisk for å redusere risikofaktorer som er kritiske for trygg og sikker drift, og kontinuerlig forbedring for å oppnå bedre sikkerhetsresultater har høy oppmerksomhet i all vår virksomhet.

For å nå målet om bedre sikkerhetsresultater innenfor alle våre virksomhetsområder, gjennomfører vi omfattende opplæring i etterlevelse og risikostyring.

Store organisasjonsendringer har vært planlagt og innført på en sikker måte. Det er svært viktig for aktivitetene våre i Nordsjøen at samarbeidet mellom enhetene til havs, støttefunksjonene på land og ledelsen er godt. En ny organisasjonsmodell er innført og i denne sammenheng legges det spesielt vekt på risikostyring. Kompensasjonstiltak innføres kontinuerlig for å redusere sannsynligheten for at ulykker oppstår.

Vårt etterlevelsprogram retter søkelyset på integrering av våre verdier i all vår virksomhet, og på overholdelse av interne og eksterne krav. Der hvor kravene ikke kan bli møtt, vil risikoen bli identifisert og kontrollert som en del av den systematiske behandlingen av avvik.

Statoils sikkerhetsresultater når det gjelder alvorlige ulykker har vært stabile de siste årene. Den generelle frekvensen for alvorlige hendelser (SIF) gikk ned fra 2,2 i 2008 til 1,9 i 2009.

Statoil bestreber seg på å legge til rette for et arbeidsmiljø som fremmer trivsel og helse. Dette arbeidet omfatter de fysiske, kjemiske og organisatoriske arbeidsmiljøforholdene og et system for oppfølging av grupper og enkeltpersoner som er utsatt for risiko i sitt arbeidsmiljø. Det legges særlig vekt på kjemisk helsefare.

Sykefraværet i Statoil var 4,0% i 2009. Sykefraværet følges nøye av ledere på alle nivåer.

Den 18. desember 2009 ila norske påtalemyndigheter Statoil en bot på 25 millioner kroner for en oljelekkasje som fant sted på norsk sokkel den 12. desember 2007.

## Personal og organisasjon

### Statoil vil skape verdier for eierne basert på et klart prestasjonsbasert rammeverk som defineres av konsernets verdier og prinsipper for HMS, etikk og ledelse.

Vår ambisjon er å være et globalt konkurransedyktig selskap. Å skape et stimulerende arbeidsmiljø og å gi våre medarbeidere gode muligheter til faglig og personlig utvikling, har høy prioritet.

Konsernet søker å oppnå dette gjennom en sterk, verdibasert prestasjonskultur, tydelige lederprinsipper og et effektivt styrings- og kontrollsystem. I Statoil er måten vi skaper resultater på like viktig som resultatene i seg selv. Prinsippene for eierstyring og selskapsledelse, verdiene, ledelsesmodellen, driftsmodellen og konsernets retningslinjer er beskrevet i Statoil-boken, som er gjort tilgjengelig for alle ansatte.

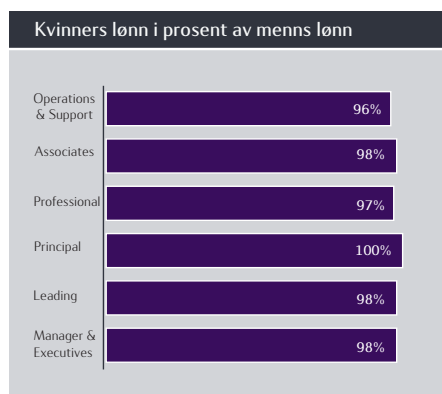
Konsernet har nylig revidert sine globale retningslinjer for ansatte for å sikre en felles konsernstandard. Gjennom vår globale utviklings- og innplasseringsprosess søker vi å oppnå et godt samsvar mellom faglige interesser og mål, samtidig som vi tilbyr utfordrende og meningsfulle jobbmuligheter.

Statoil har som mål av å gi økonomisk og annen belønning som tiltrekker og motiverer de rette personene, og vi legger fortsatt vekt på å skape samme muligheter for alle talenter.

Vi arbeider for mangfold blant våre ansatte. Betydningen av mangfold er uttrykkelig uttalt i våre verdier og de etiske retningslinjene. Vi forsøker å skape samme muligheter for alle og tolererer ikke noen form for diskriminering eller trakassering på arbeidsplassen.

Per desember 2009 utgjorde kvinner 37% av arbeidsstyrken og 40% av styremedlemmene. Av de 84 øverste lederne, var kvinneandelen 24%. Kvinneandelen blant potensielle arvtagere til de øverste lederstillingene var 35%. Kvinneandelen blant lederne er 25%, og blant ledere under 45 år er andelen 34%. Vi bestreber oss på å tilby like muligheter for menn og kvinner til å delta i lederutviklingsprogrammene. I 2009 har vi arbeidet systematisk med utvikling, utplassering og planlegging av etterfølgelse i virksomhetskritiske lederposisjoner. I 2009 var kvinneandelen av ledere som ble forfremmet til de 170 øverste lederstillingene på 47%.

Statoil arbeider systematisk med rekruttering og utviklingsprogrammer for å øke antallet kvinner i mannsdominerte stillinger og virksomhetsområder. Belønningssystemet i Statoil er ikke-diskriminerende og definerer like rettigheter for alle. Dette betyr at gitt samme stillingsnivå, erfaring og resultater, vil menn og kvinner være på samme lønnsnivå. Men på grunn av forskjeller i de ulike stillingstypene og antall år med yrkeserfaring mellom kvinner og menn, kan det være noe lønnsforskjell når man sammenligner det generelle lønnsnivået for kvinner og menn.



Statoilkonsernet har rundt 29.000 fast ansatte i 41 land, og mer enn 18.000 av dem er sysselsatt i Norge. Omlag 11.000 er ansatt utenfor Norge. Av disse arbeider cirka 9.400 i detaljhandelsvirksomheten.

## ANSATTE I STATOIL: Antall fast ansatte og prosentvis andel kvinner fra 2007 til 2009

Geografisk region	Antall ansatte			Andel kvinner		
	2009	2008	2007	2009	2008	2007
Norge	18 100	17 891	17 959	31 %	30 %	29 %
Resten av Europa	9 593	10 475	10 151	50 %	47 %	46 %
Afrika	165	144	117	28 %	32 %	34 %
Asia	150	169	144	55 %	54 %	52 %
Nord-Amerika	584	448	315	34 %	39 %	33 %
Sør-Amerika	147	102	72	48 %	53 %	53 %
TOTALT	28 739	29 229	28 758	37 %	35 %	37 %
Utenfor OECD	2 703	3 009	2 904	64 %	65 %	66 %

## Miljø og klima

### Statoil arbeider aktivt for å redusere virksomhetens negative påvirkning på miljøet.

Gjennom vår egen klimapolitikk har vi forpliktet oss til å bidra til bærekraftig utvikling. Vi erkjenner at det er en forbindelse mellom bruken av fossilt brensel og menneskeskapt klimaendring, og vår klimapolitikk tar hensyn til behovet for å bekjempe globale klimaendringer på en proaktiv måte i tillegg til å øke innsatsen innenfor fornybar energi og ren teknologi. Statoils miljøstyringssystem tar sikte på å identifisere de viktigste miljøaspektene ved hver enkelt operasjon, det setter mål for forbedring og det er en integrert del av det overordnede styringssystemet.

Statoils klimapolitikk fastsetter prinsipper som adresserer utfordringen med global oppvarming og ambisjonen om å opprettholde posisjonen som bransjeleder når det gjelder bærekraftig utvikling. Klimapolitikken er innarbeidet i all forretningsplanlegging og strategivikling.

Statoil fokuserer kontinuerlig på energieffektivisering ved alle våre installasjoner og retningslinjer for energieffektivisering er inkludert i alle relevante styrende dokumenter.

Vi overvåker utslippene våre kontinuerlig og det pågår flere modifikasjonsprosjekt som tar sikte på å oppnå ytterligere reduksjoner. Vi har etablert konserndekkende prinsipper for oljevernberedskap i tilknytning til selskapets virksomhet, og har også en omfattende FoU-portefølje med sikte på å tilpasse oljevernberedskapen til arktiske områder.

De viktigste konsernomfattende indikatorene som måler Statoils miljøresultater er knyttet til oljeutslipp, utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, energiforbruk og gjenvinningsraten for ikke-farlig avfall.

Det nåværende utslipp av CO<sub>2</sub> per tonn olje og gass produsert fra Statoilopererte felt på norsk kontinentalsokkel, tilsvarer 43% av gjennomsnittlig utslipp for olje- og gassindustrien samlet sett i 2009. Mengden uhellsutslipp ble redusert fra 342 kubikkmeter i 2008 til 170 kubikkmeter i 2009. Utslippene av karbondioksid har gått ned fra 14,4 millioner tonn i 2008 til 13,1 millioner tonn i 2009. Utslippene av nitrogenoksid har gått ned fra 46 700 tonn i 2008 til 42 300 tonn i 2009. Energiforbruket har også gått ned fra 69,6 TWh i 2008 til 63,6 TWh i 2009. Gjenvinningsgraden for ikke-farlig avfall har økt fra 29% i 2008 til 68,7 % i 2009.

## Samfunn

### Statoil har holdt fast ved interne retningslinjer og standarder for sosial ansvarlighet, etikk og anti-korrupsjon i all vår virksomhet gjennom hele 2009.

For å opprettholde og videreutvikle vår virksomhet er vi avhengig av å etablere varige og gjensidige forbindelser med viktige interessenter i de samfunnene vi opererer i. Uansett hvor vi driver vår virksomhet fatter vi beslutninger basert på hvordan de påvirker våre interesser og interessene til samfunnet rundt oss. Interessentene er myndigheter, lokalsamfunn, samarbeidspartnere, kontraktører og leverandører, ansatte, kunder og investorer.

Det er Statoils ansvar å skape verdier for våre interessenter. Dette er ikke bare et etisk krav. Å leve opp til dette ansvaret er også helt nødvendig for å kunne drive en forsvarlig og lønnsom virksomhet i komplekse omgivelser på lang sikt. I samsvar med konsernets retningslinjer for samfunnsansvar har vi forpliktet oss til å :

- foreta valg basert på hvordan de virker inn på våre interesser og interessene til våre vertssamfunn,
- sikre åpenhet, antikorrupsjon og respekt for menneskerettigheter og arbeidslivsstandarder, og
- skape positive ringvirkninger og lokalt innhold fra vår kjernevirksomhet for å støtte utviklingsambisjonene til våre vertsland.

I 2009 har vi arbeidet videre i samsvar med konsernets retningslinjer og standarder for samfunnsansvar, etikk og antikorrupsjon i alle våre forretningsaktiviteter. Det er innført strengere krav og prosesser for bakgrunnsjekk for å vurdere og håndtere risiko knyttet til våre forretningsforbindelser. For å opptre i samsvar med våre etiske retningslinjer innførte vi et program for opplæring og bevisstgjøring om etikk for ansatte fra 37 land, som særlig rettet seg mot toppledelsen, anskaffelsespersonell og andre som regelmessig er i kontakt med tredjeparter.

Vi har startet en omfattende prosess for innføring av de frivillige prinsippene for sikkerhet og menneskerettigheter (Voluntary Principles on Security and Human Rights) i prioriterte land. Denne prosessen, som fortsatt pågår, består blant annet av å gjennomføre en aktsomhetsvurdering av menneskerettigheter med fokus på selskapets sikkerhetsordninger, håndtere eventuell identifisert risiko og opprette forbindelser med internasjonale og/eller lokale frivillige organisasjoner eller andre aktuelle organisasjoner for å få opplæring om prinsippene.

I 2009 har vi fortsatt hatt fokus på de etiske retningslinjene i organisasjonen og styrket vår evne til å styre og redusere integritetsrisiko i vår virksomhet. Vi undersøker nye investeringer, samarbeidspartnere, kontraktører og leverandører for risiko knyttet til integritet og menneskerettigheter, og setter strenge krav til due diligence-gjennomgang av integritet (IDD) for å forbedre selskapets prosesser når det gjelder integritetsrisiko knyttet til våre forretningsforbindelser.

Horton-saken ble endelig avsluttet av amerikanske myndigheter 19. november 2009 etter at Statoil hadde oppfylt sine forpliktelser i henhold til avtalene med justisdepartementet i USA (DoJ) og det amerikanske kredittilsynet (SEC) som ble inngått i oktober 2006 som følge av denne saken. Avslutningen av rettssaken var en formell anerkjennelse av at Statoil har oppfylt alle vilkår i avtalene som er inngått med de amerikanske myndighetene.

Vi fortsetter å fremme lokale anskaffelser og ser etter muligheter til å støtte bærekraftige og konkurransedyktige foretak i mange av de landene vi opererer i. I 2009 betalte vi anslagsvis 2,5 milliarder kroner for varer og tjenester fra leverandører i land utenfor OECD, noe som er en nedgang fra 3,1 milliarder kroner året før. Virksomheten vår skaper også betydelige inntekter for de landene vi opererer i, og i 2009 betalte vi til sammen 145,8 milliarder kroner til myndighetene. Direkte og indirekte skatter betalt i Norge utgjorde 102,1 milliarder kroner, mens direkte og indirekte skatter betalt utenfor Norge utgjorde 23,7 milliarder i 2009.

Statoils anskaffelser fra lokale leverandører i land utenfor OECD utgjorde om lag 2,5 milliarder kroner i 2009, sammenlignet med 3,1 milliarder kroner i 2008. Konsernet investerte i kapasitetsoppbygging og kompetanseutvikling for både lokale ansatte og lokalsamfunnene. I tillegg har vi gjort investeringer i oppgradering og utvikling av lokal bedriftskompetanse, blant annet i Brasil, Canada og Nigeria, for å gi dem de kunnskaper, kompetanse, standarder og sertifiseringer som er nødvendige for å lykkes med å konkurrere og arbeide i olje- og gassindustrien.

## Utvikling i styret

Jakob Stausholm ble nytt medlem av styret i Statoil ASA i juli 2009, og er også medlem av styrets revisjonsutvalg. Stausholm overtok etter Kurt Anker Nielsen. Einar Arne Iversen, som er valgt av de ansatte, ble også nytt medlem i styret i Statoil ASA i juni 2009, og erstatter Claus Clausen. Geir Nilsen og Ragnar Fritsvold var observatører i styret fram til juni 2009.

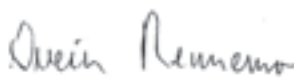
Styret har hatt elleve møter i 2009 med en møtedeltakelse på 94%.

Styrets revisjonsutvalg har hatt seks møter i 2009 med 95% møtedeltakelse.

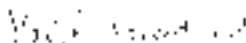
Kompensasjonsutvalget har hatt åtte møter i 2009 med 81% møtedeltakelse.

Stavanger, 17. mars 2010

I STYRET FOR STATOIL ASA



SVEIN RENNEMO  
LEDER



MARIT ARNSTAD  
NESTLEDER



LILL-HEIDI BAKKERUD



KJELL BJØRNDALEN



ROY FRANKLIN



ELISABETH GRIEG



EINAR ARNE IVERSEN



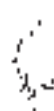
GRACE REKSTEN SKAUGEN



JAKOB STAUSHOLM



MORTEN SVAAN



HELGE LUND  
KONSERNESJEF



## Styrets og ledelsens erklæring

Styret, konsernsjefen og konserndirektør for økonomi og finans har i dag behandlet og godkjent årsberetningen og årsregnskapet for Statoil ASA, konsern og morselskap, per 31. desember 2009.

Etter vår beste overbevisning, bekrefter vi at:

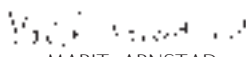
- konsernregnskapet for Statoil-konsernet er utarbeidet i samsvar med IFRS- og IFRIC-standarder godkjent av EU, IFRS-standarder utstedt av IASB i tillegg til supplerende norske opplysningskrav som følger av regnskapsloven, og at
- årsregnskapet for morselskapet Statoil ASA er utarbeidet i samsvar med regnskapsloven og norske regnskapsstandarder, og at
- årsberetningen for konsernet og morselskapet er i samsvar med regnskapslovens krav og norsk regnskapsstandard nr 16, og at
- opplysningene som er presentert i årsregnskapene gir et rettviseende bilde av konsernets og morselskapets eiendeler, gjeld, finansielle stilling og resultat som helhet per 31. desember 2009, og at
- årsberetningen for konsernet og morselskapet gir en rettviseende oversikt over utviklingen, resultatet, den finansielle stillingen og de mest sentrale risiko- og usikkerhetsfaktorer konsernet og morselskapet står overfor.

Stavanger, 17. mars 2010

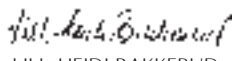
I STYRET FOR STATOIL ASA



SVEIN RENNEMO  
LEDER



MARIT ARNSTAD  
NESTLEDER



LILL-HEIDI BAKKERUD



KJELL BJØRNDALEN



ROY FRANKLIN



ELISABETH GRIEG



EINAR ARNE IVERSEN



GRACE REKSTEN SKAUGEN



JAKOB STAUSHOLM



MORTEN SVAAN



ELDAR SÆTRE  
KONSERNDIREKTØR  
FOR ØKONOMI OG FINANS

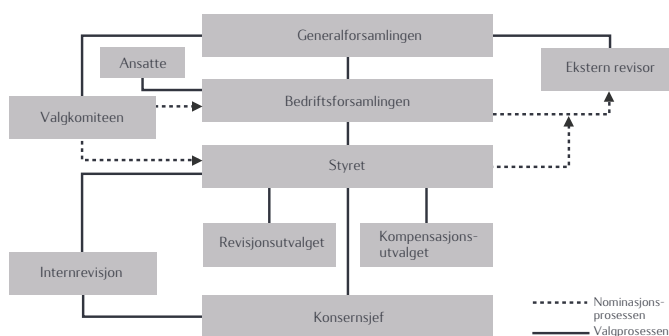


HELGE LUND  
KONSERNSJEF

# Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse

For å sikre god styring og ledelse er Statoil organisert i henhold til Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse.

## Nominasjon og valg – Statoil ASA



Som et selskap notert på Oslo Børs må Statoil årlig gi en redegjørelse for om Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse (anbefalingen) er blitt fulgt, og eventuelle avvik fra anbefalingen må forklares. Anbefalingen omfatter 15 hovedtemaer, og redegjørelsen skal dekke hvert av disse.

Statoils styre stiller seg bak anbefalingen og mener at Statoil har fulgt anbefalingen i løpet av 2009.

## Eierstyring og selskapsledelse i praksis

Styret legger vekt på å opprettholde en høy standard av eierstyring og selskapsledelse tilsvarende norske og internasjonale standarder for beste praksis.

Statoil-konsernets struktur for eierstyring og selskapsledelse er basert på norsk lov, ettersom Statoil ASA er et norsk børsnotert allmennaksjeselskap med hovednotering på Oslo Børs. Våre aksjer er også notert på New York Stock Exchange (NYSE), og er underlagt kravene fra det amerikanske kredittilsynet (US Securities and Exchange Commission, SEC).

God eierstyring og selskapsledelse er en forutsetning for et solid og bærekraftig selskap, og er bygget på åpenhet og likebehandling av våre aksjonærer. Selskapets styringssystem og kontrollrutiner bidrar til å sikre at vi driver vår virksomhet på en forsvarlig og lønnsom måte til fordel for våre ansatte, aksjonærer, samarbeidspartnere, kunder og samfunnet generelt. Vi vurderer til enhver tid gjeldende internasjonale standarder for beste praksis når det gjelder å utarbeide og utøve selskapets politikk, ettersom vi mener det er en klar sammenheng mellom god eierstyring og selskapsledelse og det å skape aksjonærverdier.

I Statoil er måten vi skaper resultatene på like viktig som de resultatene vi skaper. Statoil-boken, som gjelder for alle ansatte, setter standarden for atferd, leveranser og ledelse.

Våre verdier er retningsgivende for atferden til alle ansatte i Statoil. Våre selskapsverdier er "modig", "åpen", "tett på" og "omtenksom". Både verdiene og vår etiske holdning blir sett på som en integrert del av vår forretningsvirksomhet, og våre etiske retningslinjer blir nærmere beskrevet under punkt 10.

Selskapets system for eierstyring og selskapsledelse er nærmere beskrevet på nettstedet

<http://www.statoil.com/no/about/corporategovernance/pages/default.aspx>, hvor aksjonærer og andre interessegrupper kan lese om tema de har spesiell interesse for og lett navigere seg fram til tilhørende dokumentasjon.

# Virksomhet

## Statoils formål er definert i selskapets vedtekter samt nærmere spesifisert i selskapets strategi.

Statoils formål er å drive undersøkelse etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum og avledede produkter og andre energiformer, enten på egen hånd eller i samarbeid med andre selskaper.

Det utarbeides mål og strategier både på selskapsnivå og for hvert forretningsområde for å støtte opp dette formålet. Vår forretningsstrategi består av følgende tre hovedelementer:

- utnytte potensialet på norsk sokkel fullt ut,
- etablere og videreutvikle vekstposisjoner utenfor norsk sokkel ved å dra nytte av den kunnskapen vi har opparbeidet oss på norsk sokkel og om verdikjeder, og
- gradvis utvikle en virksomhet innenfor fornybar energi basert på synergi i forhold til vår opprinnelige virksomhet.

Alt innenfor rammen av en streng investerings-, kostnads- og økonomistyring.

Vi har absolutte krav til helse, miljø og sikkerhet. Trygg og effektiv drift er vår øverste prioritet. Vi arbeider for å dekke verdens økende energibehov, samtidig som vi viser hensyn for miljøet og gjør en aktiv innsats for å bekjempe de globale klimaendringene.

Vi bidrar til bærekraftig utvikling i forbindelse med kjerneaktivitetene vi har i de landene vi har virksomhet i. Vi arbeider for åpenhet og antikorrupsjon, og respekt for menneske- og arbeidstakerrettigheter. Det gjelder både våre egne aktiviteter og de deler av verdikjeden som vi har betydelig innvirkning på.

Vedtektene i sin helhet kan leses på selskapets web side på

<http://www.statoil.com/no/about/corporategovernance/articlesofassociation/Pages/default.aspx>.

# Selskapskapital og utbytte

## Styret understreker betydningen av å opprettholde et forutsibart og attraktivt utbyttensnivå samtidig som man sørger for at selskapets egenkapital er tilpasset Statoils formål, strategi og risikoprofil.

### Egenkapital

Per 31 desember 2009 var konsernets egenkapital på NOK 198,3 milliarder kroner, dvs 35% av konsernets samlede eiendeler. Styret anser dette som hensiktsmessig gitt selskapets behov for soliditet i forhold til uttalt mål, strategi og risikoprofil.

### Utbyttepolitikk

Statoils styre har besluttet å revidere selskapets utbyttepolitikk for å skape et mer forutsigbart utbyttensnivå også i fremtiden.

Det er Statoils ambisjon å øke årlig utbyttebetaling, målt i norske kroner per aksje, i takt med den langsiktige underliggende inntjeningen. Styret vil vurdere forhold som forventet kontantstrøm, investeringsplaner, finansieringsbehov og nødvendig finansiell fleksibilitet ved fastsettelse av det årlige utbyttensnivå.

I tillegg til å betale kontantutbytte, vil Statoil også vurdere tilbakekjøp av aksjer som et middel for å øke aksjonærenes totalavkastning.

Den direkte koblingen til IFRS-resultatet er fjernet og fokus blir på å øke det årlige kontantutbyttet per aksje på linje med den langsiktige underliggende inntjening. Den nye utbyttepolitikken medfører ingen endring av det langsiktige utbyttensnivået, herunder mulig tilbakekjøp av egne aksjer, sammenlignet med tidligere politikk.

### Kjøp av egne aksjer til bruk i forbindelse med aksjespareprogrammet

Siden 2004 har Statoil hatt et aksjespareprogram for sine ansatte. Formålet med dette programmet er å styrke bedriftskulturen og oppmuntre til lojalitet ved at ansatte blir deleiere i selskapet.

Generalforsamlingen i Statoil gir hvert år styret fullmakt til å kjøpe Statoil-aksjer i markedet for å fortsette aksjespareprogrammet. Fullmakten er gyldig til neste generalforsamling, men ikke lenger enn til 30. juni det påfølgende året.

## Likebehandling og nærstående parter

### Likebehandling av aksjeeiere er ett av kjerneprinsippene i Statoils styring og ledelse.

Statoil har én aksjeklasse, og hver aksje gir én stemme på generalforsamlingen. Vedtektene inneholder ingen begrensninger i forhold til stemmerett. Tilbakekjøp av egne aksjer som benyttes i aksjespareprogrammet for egne ansatte (eller eventuelt for etterfølgende sletting), gjennomføres via Oslo Børs.

#### Den norske stat som majoritets-eier

Den norske stat er største aksjonær i Statoil med en eierinteresse på 67 %, se mer på <http://www.statoil.com/no/InvestorCentre/Share/Shareholders/Pages/default.aspx>. Eierandelen forvaltes av Olje- og energidepartementet.

Det er erklært statlig eierskapspolitikk at staten stiller seg bak prinsippene i anbefalingen, og den norske regjeringen har uttrykt en forventning om at selskaper hvor staten har en eierinteresse følger anbefalingen. Prinsippene er presentert i statens årlige eierberetning og rapporten for 2008 finnes på nettsiden <http://www.eierberetningen.nhd.no/2008/index.php?lang=nor>.

Kontakten mellom staten som eier og oss foregår på linje med hva som gjelder for andre institusjonelle investorer. I alle saker hvor staten opptrer i egenskap av å være aksjonær, er dialogen med selskapet basert på informasjon som er tilgjengelig for alle aksjonærer. Vi sikrer at målene og intensjonene for all samhandling mellom staten og Statoil er klart definert, og krever at det er et klart skille mellom de ulike rollene staten innehar.

Staten har ingen egne styremedlemmer eller medlemmer i bedriftsforsamlingen i Statoil. Som majoritetsaksjonær har staten utpekt ett medlem av Statoils valgkomité.

#### 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 produksjon.

Den norske stat har en felles eierskapsstrategi for å maksimere den samlede verdien av sine eierinteresser i Statoil og egne olje- og gassinteresser. Denne er nedfelt i en eierinstruks som pålegger Statoil i sin virksomhet på norsk sokkel 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 sokkel og virksomhet i tilknytning til dette.

## Fri omsettelighet

### Statoils vedtekter inneholder ingen omsetningsbegrensninger.

Statoils hovednotering er på Oslo Børs. Våre amerikanske depotbevis (American Depository Rights - ADR) omsettes på New York Stock Exchange. Hver Statoil ADR representerer en underliggende ordinær aksje.

Aksjene og depotbevisene er fritt omsettelige.

## Generalforsamling

### Generalforsamlingen er selskapets øverste styrende organ og er et demokratisk og effektivt forum for samvirke mellom aksjeeierne, styret og selskapets ledelse.

Hoveddrammene for innkalling til og gjennomføring av generalforsamlingen i Statoil er følgende:

I henhold til selskapets vedtekter skal generalforsamlingen holdes innen utgangen av juni hvert år. Innkalling til generalforsamlingen og saksdokumenter offentliggjøres på Statoils hjemmeside minst 21 dager før møtet og sendes også i posten til alle aksjonærene med kjent adresse innen 21 dager før møtet. Alle aksjonærer som er registrert i Verdipapirsentralen (VPS) vil motta invitasjon til generalforsamlingen.

Aksjonærene har rett til å få sine forslag behandlet av generalforsamlingen, forutsatt at forslaget er framsatt skriftlig til styret i tide til at det kan medtas i innkallingen til generalforsamlingen. Aksjonærer som er forhindret fra å møte kan stemme ved fullmakt.

Påmeldingsfristen er dagen før generalforsamlingen finner sted.

Generalforsamlingen åpnes og ledes vanligvis av bedriftsforsamlingens leder. Dersom det skulle være uenighet rundt enkeltsaker hvor bedriftsforsamlingens leder tilhører en av fraksjonene, eller av andre grunner ikke regnes som upartisk, vil det utpekes en annen møteleder for å sikre uavhengighet til sakene som behandles. Generalforsamlingen holdes på norsk og oversettes fortløpende til engelsk. Siden Statoil har et stort antall aksjonærer med en stor geografisk spredning, tilbyr selskapet dem muligheten til å følge generalforsamlingen via overføring på internett med simultanoversetting til engelsk.

Følgende beslutninger tas på generalforsamlingen:

- Valg av representanter for aksjonærene til bedriftsforsamlingen
- Valg av medlemmer til valgkomiteen
- Valg av ekstern revisor og fastsettelse av revisors godtgjørelse
- Godkjenning av årsberetningen, regnskapet og eventuelt utbytte som er foreslått av styret og anbefalt av bedriftsforsamlingen
- Behandling av eventuelle andre saker som er satt opp på saklisten i møteinnkallingen

Alle aksjer har lik stemmerett på generalforsamlingen. Beslutninger på generalforsamlingen fattes vanligvis med enkelt flertall. Imidlertid kreves det, i henhold til norsk lov, spesielt flertall ved visse beslutninger, inkludert beslutninger om å fravike fortrinnsretter i forbindelse med en eventuell aksjeemisjon, godkjenning av en fusjon eller fisjon, endringer i våre vedtekter eller fullmakt til å øke eller redusere aksjekapitalen. For disse sakene kreves det godkjenning fra minst to tredjedeler av det samlede antall avgitte stemmer, i tillegg til to tredjedeler av aksjekapitalen som er representert på generalforsamlingen.

Møtereferat fra generalforsamlingen vil være tilgjengelig på Statoils hjemmeside rett etter møtet på <http://www.statoil.com/no/About/CorporateGovernance/GoverningBodies/AnnualGeneralMeeting/Pages/default.aspx>.

Et forslag om revisjon av vedtektene, for å muliggjøre publisering av saksdokumenter til generalforsamlingen på selskapets hjemmeside, vil bli behandlet av den ordinære generalforsamling i 2010. En aksjonær vil imidlertid kunne kreve å få saksdokumentasjon tilsendt til seg med vanlig post.

## Valgkomiteen

**I samsvar med Statoils vedtekter består valgkomiteen av fire medlemmer som enten er aksjonærer eller representanter for aksjonærer.**

Komiteen er uavhengig av både styret og den daglige ledelsen av selskapet.

Valgkomiteen har til oppgave å:

- avgi innstilling til generalforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer og varamedlemmer til bedriftsforsamlingen og medlemmer til valgkomiteen
- avgi innstilling til bedriftsforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer til styret
- framlegge forslag til godtgjørelse for styrets, valgkomiteens og bedriftsforsamlingens medlemmer.

Medlemmene av valgkomiteen velges av generalforsamlingen. To av medlemmene velges blant de aksjonærvalgte medlemmene av bedriftsforsamlingen. Medlemmene av valgkomiteen velges vanligvis for to år av gangen. Mer informasjon om medlemmene av Statoil ASAs valgkomité og valgkomiteens finnes på vår web side <http://www.statoil.com/no/About/CorporateGovernance/GoverningBodies/ElectionCommittee/Pages/default.aspx>. Dessuten finnes det en elektronisk postkasse tilgjengelig der aksjonærene kan sende inn forslag via våre nettsider på <http://www3.statoil.com/fin/svg03595.nsf/skjema?openform&lang=en>.

Valgkomiteens instruks bestemmes av bedriftsforsamlingens aksjonærvalgte medlemmer etter forslag fra styret. I henhold til instruksen skal valgkomiteen fokusere på blant annet følgende kriterier under forberedelse av nominasjoner: erfaring, kompetanse, kapasitet, passende rotasjon, kjønn og uavhengighet.

Selskapet dekker valgkomiteens kostnader.

Valgkomiteen hadde 16 møter i 2009.

# Bedriftsforsamlingen og styret

## Bedriftsforsamlingens og styrets oppgaver er definert i henhold til norsk selskapslov.

I henhold til Statoils vedtekter skal vår bedriftsforsamling bestå av 18 medlemmer, hvorav 12 medlemmer med 4 varamedlemmer velges av generalforsamlingen og seks medlemmer med varamedlemmer velges av og blant våre ansatte. Bedriftsforsamlingen velger sin egen leder og nestleder av og blant sine medlemmer.

Medlemmene av bedriftsforsamlingen velges vanligvis for to år av gangen. Medlemmer av styret og ledelsen i selskapet kan ikke være medlem av bedriftsforsamlingen, men har rett til å være til stede og til å uttale seg på møter i bedriftsforsamlingen, om ikke bedriftsforsamlingen bestemmer noe annet i enkelttilfeller.

Bedriftsforsamlingens oppgaver er definert i § 6-37 i Lov om allmennaksjeselskaper.

Bedriftsforsamlingen hadde fem møter i 2009. Listen over medlemmer av bedriftsforsamlingen er tilgjengelig på vår hjemmeside <http://www.statoil.com/no/About/CorporateGovernance/GoverningBodies/CorporateAssembly/Pages/default.aspx> .

### Styrets sammensetning

I følge norsk lov velger bedriftsforsamlingen Statoils styre. I samsvar med Statoils vedtekter består styret vårt av ti medlemmer. I henhold til norsk selskapslovgivning kreves det at de ansatte er representert med tre medlemmer i styret, med varamedlemmer, og syv medlemmer av styret representerer aksjonærene. Det er ikke varamedlemmer for aksjonærenes representanter i styret. Den daglige ledelsen er ikke representert i styret. Styremedlemmene velges vanligvis for to år av gangen.

Flertallet av styrets medlemmer anses som "uavhengige" styremedlemmer. Et av styremedlemmene er kvalifisert til å være "revisjonsutvalgets økonomieksperter", som definert i kravene til det amerikanske kredittilsynet (US Securities and Exchange Commission). Ingen av styremedlemmene har avtale om pensjonsordning eller etterlønn fra selskapet.

Informasjon om hvert enkelte styremedlems andre styreverv og andre verv (nåværende og nylig), alder, kompetanse og erfaring, eventuelle familieforhold innen styrende organer, informasjon om lån fra selskapet samt eierandeler i Statoil, finnes tilgjengelig på våre nettsider <http://www.statoil.com/no/about/corporategovernance/governingbodies/board/pages/default.aspx> .

## Styrets arbeid

### Styret i Statoil ASA er ansvarlig for den overordnede forvaltningen av Statoil-konsernet og for å føre tilsyn med konsernets aktiviteter generelt.

Styret behandler saker av stor viktighet eller ekstraordinær karakter. Det kan imidlertid be administrasjonen om å legge fram alle typer saker for behandling. Styret utnevner konsernsjefen og fastsetter arbeidsinstruks, fullmakter og ansettelsesvilkår for konsernsjefen.

Styrets arbeid baseres på instruks som beskriver styrets ansvar, oppgaver og saksbehandling. Instruksen beskriver også konsernsjefens arbeidsoppgaver og plikter overfor styret. Styrets instruks er tilgjengelig på våre nettsider <http://www.statoil.com/no/About/CorporateGovernance/GoverningBodies/Board/Downloads/Instruks%20for%20styret%20i%20Statoil%20ASA.pdf> . I tillegg til styret, deltar medlemmer av ledelsen og andre medlemmer av toppledelsen styremøter når de blir invitert.

Saker som ofte kommer opp på styrets årlige saksliste er knyttet til: selskapets strategi, godkjenning av forretningsplanen, godkjenning av kvartals- og årsresultater, ledelsens månedlige resultatrapportering, behandling av årsrapporten, godtgjørelse til ledende ansatt, ledervurderinger og planlegging av etterfølgere når det gjelder konsernsjefen og toppledelsen, gjennomgang av HMS-saker (helse, miljø og sikkerhet), gjennomgang av status for prosjekter, personal- og organisasjonsstrategi og -prioriteringer, vurdering av selskapets risiko og en årlig gjennomgang av styrets styrende dokumentasjon. Styret foretar også en årlig egenvurdering med innspill fra forskjellige kilder og med ekstern tilrettelegging.

Styret hadde 11 møter i 2009 og møtedeltakelsen var på 94 %.

Statoils styre har to underutvalg:

### Styrets revisjonsutvalg

Revisjonsutvalgets rolle er å bistå i utøvelsen av styrets styrings- og kontrollansvar og sikre at konsernet har et uavhengig og effektivt eksternt og internt revisjonssystem. Blant revisjonsutvalgets oppgaver ligger å holde løpende kontakt med Statoils valgte revisor vedrørende revisjonen av selskapets regnskaper. Utvalget har også tilsyn med innføring og etterlevelse av konsernets etiske retningslinjer.

Revisjonsutvalget vurderer og gir sin innstilling til valg av ekstern revisor, og har ansvar for å se til at ekstern revisor oppfyller de krav som stilles av myndigheter i Norge og i de land der Statoil er børsnotert.

Styrets revisjonsutvalg hadde seks møter i 2009 og møtedeltakelsen var på 95 %.

Instruksen til styrets revisjonsutvalg er tilgjengelige på våre nettsider

<http://www.statoil.com/no/About/CorporateGovernance/GoverningBodies/BoardsAuditCommittee/Pages/default.aspx> .

#### **Styrets kompensasjonsutvalg**

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

Styrets kompensasjonsutvalg hadde åtte møter i 2009 og møtedeltakelsen var på 81 %.

Instruksen til styrets kompensasjonsutvalg er tilgjengelig på våre nettsider

<http://www.statoil.com/no/About/CorporateGovernance/GoverningBodies/BoardsCompensationCommittee/Pages/default.aspx> .

## **Risikostyring og internkontroll**

### **Styret og selskapets ledelse er sterkt opptatt av kvaliteten på kontrollfunksjonene, og dette gjenspeiles i Statoils styringssystemer.**

#### **Risikostyring**

Statoil styrer risiko for å sikre trygg drift og nå konsernets mål i tråd med gjeldende krav. Den generelle tilnærmingen til risikostyring omfatter kontinuerlig vurdering og styring av risiko i all vår virksomhet.

Selskapet har en egen konsernriskokomiteé som ledes av konserndirektør for økonomi og finans. Komiteen møtes åtte til ti ganger i året for å evaluere og fastsette selskapets strategier for risikostyring. En grundig rapport om selskapets risikostyring presenteres i kapittel 6 i årsrapporten på Form 20-F.

Risikostyringen i Statoil deles inn i tre hovedkategorier:

- Strategisk risiko, som er langsiktig markedsrisiko og som overvåkes av selskapets konsernriskokomiteé. Denne komiteen gir råd og anbefalinger til konsernledelsen basert på strategisk markedsrisikopolitikk.
- Taktisk risiko, som er kortsiktig risiko basert på underliggende eksponering og som styres av linjeledelsen i de viktigste forretningssegmentene.
- Driftsrisiko, som dekker alle store driftsmål og underliggende risikodrivende faktorer, og som styres som en integrert del av linjelederens ansvar, på alle nivåer. I tillegg blir risiko som kan forsikres håndtert av vårt forsikringsselskap som opererer i de norske og internasjonale forsikringsselskapene.

Videre har Statoil startet innføringen av en ny risikostyringsstrategi som innebærer styring av kontinuiteten i forretningsvirksomheten.

#### **Ledelsens rapport om intern kontroll over finansiell rapportering**

Ledelsen i Statoil ASA er ansvarlig for å etablere og opprettholde en forsvarlig intern kontroll over selskapets finansielle rapportering. Vår interne kontroll over finansiell rapportering er en prosess som under tilsyn av konsernsjefen og konserndirektøren for økonomi og finans utformes for å gi rimelig sikkerhet for en pålitelig finansiell rapportering og utarbeidelse av Statoils regnskap for eksterne formål i samsvar med IFRS slik de er vedtatt av EU.

Regnskapsprinsippene som anvendes av konsernet er også i samsvar med IFRS som utgitt av International Accounting Standards Boards (IASB).

Ledelsen har vurdert effektiviteten i selskapets interne kontroll over finansiell rapportering basert på kriteriene i rammeverket «Internal Control - Integrated Framework issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO). Basert på denne vurderingen har ledelsen konkludert med at Statoils interne kontroll over finansiell rapportering var effektiv per 31. desember 2009.

#### **Statoils etiske retningslinjer og antikorrupsjonsprogram**

Vår evne til å skape verdier er avhengig av en høy etisk standard, og vi arbeider målrettet for at Statoil skal være kjent for det. Vi ser på etikk som en integrert del av vår forretningsvirksomhet. Konsernet krever at alle som opptrer på våre vegne holder en høy etisk standard, og vil opprettholde en åpen dialog om etiske spørsmål både internt og eksternt.

Våre etiske retningslinjer beskriver Statoils forpliktelser og krav i forbindelse med saker av etisk karakter som gjelder vår forretningspraksis og personlige atferd.

I vår forretningsvirksomhet skal vi følge gjeldende lover og forskrifter og opptre på en etisk, bærekraftig og samfunnsansvarlig måte. Respekt for menneskerettigheter er en integrert del av Statoils verdigrunnlag.

De etiske retningslinjene gjelder for alle som arbeider for Statoil-konsernet, inkludert medlemmer av styret i Statoil og konsernets datterselskaper. De etiske retningslinjene er tilgjengelige på <http://www.statoil.com/no/about/ethicsvalues/pages/default.aspx>. Statoils antikorrupsjonsprogram finnes også på denne hjemmesiden. I september 2009 bekreftet den uavhengige konsulenten som ble engasjert av Statoil som en del av avtalen med amerikanske myndigheter i forbindelse med Horton-saken at Statoil "har innført et antikorrupsjonsprogram som er "hensiktsmessig utformet og innført slik at det sikrer samsvar med amerikansk korrupsjonslovgivning (the Foreign Corrupt Practises Act)".

Vi forventer også at våre samarbeidspartnere har etiske standarder som er i samsvar med våre etiske krav.

Statoil har en egen etikklinjé som kan brukes av ansatte som ønsker å uttrykke bekymring eller be om råd i forhold til juridisk og etisk framferd i Statoils forretningsvirksomhet.

## 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.

Informasjon om alle godtgjørelser utbetalt til de enkelte styremedlemmer er presentert i note 6 i morselskapsregnskapet.

## Godtgjørelse til ledende ansatte

### Statoils belønningspolitikk er basert på selskapets personalpolitikk.

#### Statoils belønningspolitikk

Statoils belønningspolitikk er tett forankret i selskapets verdibaserte prestasjonskultur. Det er etablert visse hovedprinsipper for utformingen av selskapets belønningskonsept. Disse prinsippene gjelder generelt, men vil ha ulik anvendelse for de forskjellige belønningssystemer og stillingskategorier.

Belønningskonseptet skal:

- Reflektere selskapets markedsstrategi og lokale markedsforhold
- Styrke interessefellesskapet mellom Statoilkonsernets ansatte og aksjonærer
- være i samsvar med gjeldende regelverk og god eierstyring og selskapsledelse
- Være rettferdig, åpent og ikke-diskriminerende
- Gi belønning og anerkjennelse på lik linje både for leveranser og atferd
- Differensiere basert på av ansvar og prestasjon
- Belønne både kort- og langsiktige bidrag og resultater

Vi belønner og gir anerkjennelse slik at vi tiltrekker oss og beholder mennesker som presterer, endrer seg og lærer. Det samlede belønningsnivået og sammensetningen av belønningspakken reflekterer både det nasjonale og internasjonale rammeverket samt de forretningsmessige omgivelser som Statoil opererer innenfor.

#### Beslutningsprosessen

Beslutningsprosessen for endring av belønningspolitikk og -konsepter og beslutninger om lønn og annen godtgjørelse til konsernledelsen følger bestemmelsene i Allmennaksjeloven §§ 5-6, 6-14, 6-16 a) samt vedtatt styreinstruks.

#### Belønningskonsept for konsernledelsen

Statoils belønningskonsept for konsernledelsen består av følgende hovedelementer:

- Fastlønn
- Variabel lønn
- Pensjons- og forsikringsordninger
- Etterlønnordninger
- Andre ytelser

#### Fastlønn

Fastlønnen består av grunnlønn og et langsiktig insentiv.



## **Grunnlønn**

Grunnlønnen skal være konkurransedyktig i de markedene selskapet opererer i, og skal reflektere den enkelte medarbeiders ansvar og prestasjoner. Evalueringen av enkeltprestasjoner er basert på oppnåelse av bestemt forhåndsdefinerte mål, jfr. avsnittet om variabel lønn under. Grunnlønnen blir normalt tatt opp til vurdering en gang i året.

## **Langsiktig insentiv (LTI)**

Statoil vil videreføre det etablerte systemet med langsiktige insentiver for et begrenset antall ledere på høyere nivå, inkludert medlemmene av konsernledelsen.

Langtidsinsentivordningen er et fast lønselement som blir beregnet i prosent av deltakernes grunnlønn og som er på 20 - 30 % avhengig av deltakerens stilling. Deltakerne er forpliktet til å kjøpe Statoilaksjer i markedet for det faste LTI beløpet (etter skatt) hvert år, og er videre forpliktet til å beholde aksjene i en periode på 3 år.

Langtidsinsentivordningen og det årlige variable lønssystemet utgjør et belønningskonsept som fokuserer både på kortsiktige og langsiktige mål og resultater. Langtidsinsentivet bidrar til å styrke interessefellesskapet mellom selskapets øverste ledersjikt og våre aksjeeiere.

## **Variabel lønn**

Selskapets system for variabel lønn vil bli videreført i 2010. Konsernsjefen er berettiget en prestasjonsbasert årsbonus med et maksimalt potensial på 50 % av fastlønn. Konserndirektørene har en tilsvarende årsbonus med et maksimalt potensial på 40 %.

For å oppnå en forbedret fordeling av årsbonusbudsjettet samt understøtte en utvikling for å oppnå enda sterkere individuelle prestasjoner, er det besluttet å justere utbetalingsnivået for prestasjoner som er vurdert til å være på et tilfredsstillende nivå fra 67% til 50% av maksimalt bonuspotensial.

## **Belønningspolitikkenes effekt på risiko**

Belønningskonseptet er en integrert del av vårt prestasjonsstyringssystem. Det er et overordnet prinsipp at vi skal ha en tett knytning mellom prestasjoner og belønning.

Vurderingen av en ansatts individuelle grunnlønn og variabel lønn skal baseres på prestasjonsevalueringen gjort i prestasjonsstyringssystemet. Når det derimot gjelder deltakelse i langtidsinsentivordningen (LTI) og størrelsen på det årlige LTI-elementet, vil dette ikke være basert direkte på den enkeltes prestasjoner, men være knyttet til stillingsnivå i organisasjonen.

Målene som utgjør grunnlaget for den individuelle variable lønsvurderingen, er etablert mellom leder og ansatt som del av selskapets prestasjonsstyringsprosess. Prestasjonsmålene settes i to dimensjoner; leveranse og atferd. Disse dimensjonene vektet likt. Leveranssmål settes for hvert av de fem perspektivene: Finans; Operasjoner; Marked; HMS; Personal og organisasjon. For hvert perspektiv settes både langsiktige strategiske mål og mer kortsiktige mål samt prestasjonsindikatorer (Key Performance Indicators KPI). Det avtales også et sett med aksjoner. Atferdsmålene tar utgangspunkt i Statoils verdigrunnlag og ledelsesprinsipper og omhandler den type adferd som forventes og kreves i arbeidet med å oppnå leveransmålene.

Prestasjonsevalueringen er en helhetlig evaluering som kombinerer måling og evaluering av prestasjoner mot både leveranssmål og atferdsmål. Følgelig anvendes både skjønnsmessige vurderinger og nyervervet informasjon før endelige konklusjoner treffes. De konkrete KPI-målingene vurderes blant annet opp mot aksjonenes strategiske bidrag, bærekraft i løsningene samt endrede forutsetninger av vesentlig betydning.

Denne balanserte målstyringsprosessen hvor både leveranssmål og atferdsmål defineres i kombinasjon med en helhetlig prestasjonsevaluering, burde betydelig grad redusere risikoen for at belønningspolitikken vår materielt sett virker mot sin hensikt.

I prestasjonskontrakten til konsernsjef og konserndirektør for Økonomi og Finans er ett av flere mål relatert til selskapets relative, samlede avkastning til eierne (Total Shareholder Return; TSR). Størrelsen på den årlige variable lønnen besluttes etter en samlet prestasjonsvurdering av resultater i forhold til forskjellige mål inkludert, men ikke begrenset til selskapets relative TSR.

## **Erklæring vedrørende belønning**

Styrets erklæring vedrørende alle elementer av belønning av konsernledelsen, i tillegg til informasjon om all godtgjørelse som er utbetalt til hvert av medlemmene i konsernledelsen, er oppgitt i note 6 i morselskapsregnskapet.

## Informasjon og kommunikasjon

### Statoil har fastsatt retningslinjer for selskapets rapportering av finansiell og annen informasjon basert på åpenhet, for å ivareta kravet om likebehandling av aktørene i verdipapirmarkedet.

Formålet med retningslinjene er å sikre rask og korrekt informasjon om selskapet til våre aksjonærer og til samfunnet generelt.

En finansiell kalender og aksjonærinformasjon er tilgjengelig på nettsiden <http://www.statoil.com/no/InvestorCentre/Calendar/Pages/default.aspx>.

Investor Relations har det faglige ansvaret for å koordinere konsernets kommunikasjon med kapitalmarkedene og for relasjonene mellom Statoil og selskapets eksisterende og potensielle investorer. Investor Relations har ansvaret for å formidle og registrere informasjon i henhold til de lover og forskrifter som gjelder der Statoils verdipapirer er notert. Investor Relations rapporterer direkte til konserndirektøren for økonomi og finans.

Konsernets ledelse holder regelmessige presentasjoner for investorer og analytikere. Selskapets kvartalspresentasjoner overføres direkte over internett. Tilhørende rapporter legges ut sammen med annen relevant informasjon på selskapets nettside <http://www.statoil.com/no/investorcentre/pages/default.aspx>.

## Overtakelse

### Statoils vedtekter setter ingen begrensninger på aksjeoppkjøp.

Selskapets styre slutter seg til prinsippene om likebehandling av alle aksjonærer, og plikter å opptre profesjonelt og i henhold til gjeldende prinsipp for god eierstyring og selskapsledelse skulle en situasjon inntreffe hvor dette punktet i anbefalingen blir aktualisert.

## Revisor

### I henhold til sin instruks, har styrets revisjonsutvalg ansvar for å påse at konsernet underlegges uavhengig og effektiv revisjon.

Vår eksterne revisor er uavhengig i forhold til Statoil (uavhengig revisor) og er valgt av generalforsamlingen. Godtgjørelsen til uavhengig revisor godkjennes av generalforsamlingen.

I henhold til instruksen for styrets revisjonsutvalg (revisjonsutvalget), som er godkjent av styret, er revisjonsutvalget ansvarlig for å påse at selskapet har en uavhengig og effektiv ekstern og intern revisjon.

Hvert år fremlegger uavhengig revisor for revisjonsutvalget en plan for gjennomføring av revisjonsarbeidet.

Uavhengig revisor er til stede på styremøter som behandler utarbeidelsen av årsregnskapet.

Uavhengig revisor deltar på møter i revisjonsutvalget der internkontrollsystemet diskuteres.

I evalueringen av uavhengig revisor legges det vekt på selskapets kompetanse, kapasitet, tilgjengelighet lokalt og internasjonalt, i tillegg til honorarets størrelse.

Revisjonsutvalget vurderer og gir sin innstilling til valg av ekstern revisor og har ansvar for å sikre at uavhengig revisor oppfyller de krav som stilles av myndigheter i Norge og i de landene Statoil er børsnotert. Uavhengig revisor er underlagt amerikansk lovgivning, som krever at ansvarlig partner ikke kan inneha hovedansvaret i mer enn fem år på rad.

Revisjonsutvalget behandler alle rapporter fra uavhengig revisor før styrebehandling. Revisjonsutvalget har regelmessige møter med uavhengig revisor uten at administrasjonen er til stede.

#### Retningslinjer for forhåndsgodkjenning i revisjonsutvalget

I henhold til revisjonsutvalgets instruks har styret gitt revisjonsutvalget fullmakt til å forhåndsgodkjenne oppdrag som skal utføres av uavhengig revisor. Revisjonsutvalget har utarbeidet retningslinjer for administrasjonen for forhåndsgodkjenning av oppdrag som skal utføres av uavhengig revisor.

Alle tjenester som gjøres av uavhengig revisor må forhåndsgodkjennes av revisjonsutvalget. Gitt at forslaget til tjenester er tillatt i henhold til retningslinjer fra Securities and Exchange Commission i USA, blir det vanligvis gitt forhåndsgodkjenning på ordinære møter i revisjonsutvalget. Lederen av revisjonsutvalget har fullmakt til å forhåndsgodkjenne tjenester i henhold til etablerte retningslinjer, gitt at tjenester som forhåndsgodkjennes på denne måten presenteres for det samlede revisjonsutvalget på utvalgets neste møte. Noen forhåndsgodkjenninger kan derfor gis på ad hoc-basis av lederen av revisjonsutvalget dersom det er ansett som nødvendig med et hurtig svar.

I konsernregnskapet og i morselskapets årsregnskap er uavhengig revisors godtgjørelse delt mellom revisjonshonorar og honorar for revisjonsrelaterte og andre tjenester. I presentasjonen for generalforsamlingen redegjør styrelederen for fordelingen mellom revisjonshonorar og honorar for revisjonsrelaterte og andre tjenester.

# Konsernregnskap

## KONSERNRESULTATREGNSKAP

(i millioner kroner)	Note	2009	2008	2007
<b>DRIFTSINNETEKTER</b>				
Salgsinntekter		462 292	651 977	521 665
Resultatandel fra investeringer i tilknyttede foretak	15	1 778	1 283	609
Andre inntekter		1 363	2 760	523
<b>Sum inntekter</b>	<b>5</b>	<b>465 433</b>	<b>656 020</b>	<b>522 797</b>
<b>DRIFTSKOSTNADER</b>				
Varekostnad		-205 870	-329 182	-260 396
Andre kostnader		-56 860	-59 349	-60 318
Salgs- og administrasjonskostnader		-10 321	-10 964	-14 174
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	13	-54 056	-42 996	-39 372
Undersøkelseskostnader		-16 686	-14 697	-11 333
<b>Sum driftskostnader</b>		<b>-343 793</b>	<b>-457 188</b>	<b>-385 593</b>
<b>Resultat før finansposter og skattekostnad</b>	<b>5</b>	<b>121 640</b>	<b>198 832</b>	<b>137 204</b>
<b>FINANSPOSTER</b>				
Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta		1 993	-32 563	10 043
Renteinntekter og andre finansielle poster		3 708	12 207	2 305
Renter og andre finansieringskostnader		-12 451	1 991	-2 741
<b>Netto finansposter</b>	<b>10</b>	<b>-6 750</b>	<b>-18 365</b>	<b>9 607</b>
<b>Resultat før skattekostnad</b>		<b>114 890</b>	<b>180 467</b>	<b>146 811</b>
<b>Skattekostnad</b>	<b>11</b>	<b>-97 175</b>	<b>-137 197</b>	<b>-102 170</b>
<b>Årets resultat</b>		<b>17 715</b>	<b>43 270</b>	<b>44 641</b>
<b>Tilordnet:</b>				
Aksjonærer i morselskapet		18 313	43 265	44 096
Minoritetsinteresser		-598	5	545
		<b>17 715</b>	<b>43 270</b>	<b>44 641</b>
<b>Resultat per aksje for resultat tilordnet selskapets aksjonærer - ordinært og utvannet</b>	<b>12</b>	<b>5.75</b>	<b>13.58</b>	<b>13.80</b>

KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER INNREGNEDE INNTEKTER OG KOSTNADER

(i millioner kroner)	2009	2008	2007
Årets resultat	17 715	43 270	44 641
Omregningsdifferanser	-13 637	30 880	-9 858
Estimatavvik på pensjonsordninger for ansatte	3 191	-7 945	74
Endring i virkelig verdi på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg	-66	-1 362	926
Skatt på inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapital	-742	-802	-175
Inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapital	-11 254	20 771	-9 033
Sum innregnede inntekter og kostnader	6 461	64 041	35 608
Tilordnet:			
Aksjonærer i morselskapet	7 059	64 036	35 063
Minoritetsinteresser	-598	5	545
	6 461	64 041	35 608

## KONSERNBALANSE

(i millioner kroner)	Note	31. desember 2009	31. desember 2008 (reklassifisert)	1. januar 2008 (reklassifisert)
<b>EIENDELER</b>				
Anleggsmidler				
Varige driftsmidler	13	340 835	329 841	278 352
Immaterielle eiendeler	14	54 253	66 036	44 850
Investeringer i tilknyttede foretak	15	10 056	12 640	8 421
Utsatt skattefordel	11	1 960	1 302	793
Pensjonsmidler	23	2 694	30	1 622
Finansielle investeringer	16	13 267	16 465	15 266
Finansielle derivater	30	17 644	21 282	12 768
Finansielle fordringer	16	5 747	4 914	3 515
<b>Sum anleggsmidler</b>		<b>446 456</b>	<b>452 510</b>	<b>365 587</b>
<b>Omløpsmidler</b>				
Varelager	17	20 196	15 151	17 696
Kundefordringer og andre fordringer	18	58 895	69 931	69 378
Skattefordring		179	3 840	0
Finansielle derivater	30	5 369	9 366	8 802
Finansielle investeringer	19	7 022	9 747	3 359
Betalingsmidler	20	24 723	18 638	18 264
<b>Sum omløpsmidler</b>		<b>116 384</b>	<b>126 673</b>	<b>117 499</b>
<b>SUM EIENDELER</b>		<b>562 840</b>	<b>579 183</b>	<b>483 086</b>

## KONSERNBALANSE

(i millioner kroner)	Note	31. desember 2009	31. desember 2008 (reklassifisert)	1. januar 2008 (reklassifisert)
<b>EGENKAPITAL OG GJELD</b>				
Egenkapital				
Aksjekapital		7 972	7 972	7 972
Egne aksjer		-15	-9	-6
Overkursfond		41 732	41 450	41 370
Overkursfond knyttet til egne aksjer		-847	-586	-359
Annen egenkapital		145 909	147 998	140 909
Andre fond		3 568	17 254	-12 611
<hr/>				
Statoil aksjonærs egenkapital		198 319	214 079	177 275
<hr/>				
Minoritetsinteresser		1 799	1 976	1 792
<hr/>				
Sum egenkapital		200 118	216 055	179 067
<hr/>				
Langsiktig gjeld				
Finansielle forpliktelser	22	95 962	54 606	44 374
Finansielle derivater		1 657	1 617	27
Utsatt skatt	11	76 322	68 144	67 477
Pensjonsforpliktelser	23	21 142	25 538	19 092
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	24	55 834	54 359	43 845
<hr/>				
Sum langsiktig gjeld		250 917	204 264	174 815
<hr/>				
Kortsiktig gjeld				
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	25	59 801	61 200	64 624
Betalbar skatt		40 994	57 074	50 941
Finansielle forpliktelser	26	8 150	20 695	6 166
Finansielle derivater	30	2 860	19 895	7 473
<hr/>				
Sum kortsiktig gjeld		111 805	158 864	129 204
<hr/>				
Sum gjeld		362 722	363 128	304 019
<hr/>				
<b>SUM EGENKAPITAL OG GJELD</b>		<b>562 840</b>	<b>579 183</b>	<b>483 086</b>

KONSERNOPPSTILLING AV ENDRINGER I EGENKAPITAL

(i millioner kroner, unntatt aksjedata)	Antall utstedte aksjer	Aksje-kapital	Egne aksjer	Annen inn-skutt egenkapital	Annen innskutt egenkapital vedrørende egne aksjer	Opptjent egenkapital	Andre fond		Statoil aksjonærs egenkapital	Minoritets-interesser	Sum
							Finansielle eiendeler tilgjengelig for salg	Omregnings-differanser			
1. januar 2007	3 208 805 951	8 022	-54	44 684	-3 605	122 153	450	-3 817	167 833	1 574	169 407
Årets resultat						44 096			44 096	545	44 641
Inntekter og kostnader ført direkte mot egenkapitalen						211	614	-9 858	-9 033		-9 033
Sum innregnede inntekter og kostnader i perioden*											35 608
Utbytte						-25 694			-25 694		-25 694
Kontantutbetalinger (til) fra minoritetsaksjonærer										-327	-327
Fusjonsrelaterte justeringer						143			143		143
Gjennomføring av sletting	-20 158 848	-50	50	-3 426	3 426				0		0
Aksjebaserte betalinger ført mot egenkapital (netto etter fordelte aksjer)				112					112		112
Endring egne aksjer (netto etter fordelte aksjer)			-2		-180				-182		-182
31. desember 2007	3 188 647 103	7 972	-6	41 370	-359	140 909	1 064	-13 675	177 275	1 792	179 067
Årets resultat						43 265			43 265	5	43 270
Inntekter og kostnader ført direkte mot egenkapitalen						-9 094	-1 015	30 880	20 771		20 771
Sum innregnede inntekter og kostnader i perioden*											64 041
Utbytte						-27 082			-27 082		-27 082
Kontantutbetalinger (til) fra minoritetsaksjonærer										179	179
Aksjebaserte betalinger ført mot egenkapital (netto etter fordelte aksjer)				80					80		80
Endring egne aksjer (netto etter fordelte aksjer)			-3		-227				-230		-230
31. desember 2008	3 188 647 103	7 972	-9	41 450	-586	147 998	49	17 205	214 079	1 976	216 055



KONSERNOPPSTILLING AV ENDRINGER I EGENKAPITAL

(i millioner kroner, unntatt aksjedata)	Antall utstedte aksjer	Aksje-kapital	Egne aksjer	Annen inn-skutt egenkapital	Annen innskutt egenkapital vedrørende egne aksjer	Opptjent egenkapital	Andre fond		Statoil aksjonærs egenkapital	Minoritets-interesser	Sum
							Finansielle eiendeler tilgjengelig for salg	Omregnings-differanser			
31. desember 2008	3 188 647 103	7 972	-9	41 450	-586	147 998	49	17 205	214 079	1 976	216 055
Årets resultat						18 313			18 313	-598	17 715
Inntekter og kostnader ført direkte mot egenkapitalen						2 432	-49	-13 637	-11 254		-11 254
Sum innregnede inntekter og kostnader i perioden*											6 461
Utbytte						-23 085			-23 085		-23 085
Kontantutbetalinger (til) fra minoritetsaksjonærer										421	421
Fusjonsrelaterte justeringer						251			251		251
Aksjebaserte betalinger ført mot egenkapital (netto etter fordelte aksjer)				282					282		282
Endring egne aksjer (netto etter fordelte aksjer)			-6		-261				-267		-267
31. desember 2009	3 188 647 103	7 972	-15	41 732	-847	145 909	0	3 568	198 319	1 799	200 118

\* For detaljert informasjon, se Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader.

## KONSOLIDERT KONTANTSTRØMSOPPSTILLING

(i millioner kroner)	2009	2008 (reklassifisert)	2007 (reklassifisert)
<b>OPERASJONELLE AKTIVITETER</b>			
Resultat før skattekostnad	114 890	180 467	146 811
<u>Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter:</u>			
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	54 056	42 996	39 372
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter	6 998	3 872	1 660
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner	6 512	15 243	-559
(Gevinst) tap ved salg av anleggsmidler og andre poster	-526	-2 704	-188
Sluttvederlag	0	0	8 633
<u>Endringer i arbeidskapital (unntatt betalingsmidler):</u>			
· (Økning) reduksjon i varelager	-5 045	2 470	-2 434
· (Økning) reduksjon i kundefordringer og andre fordringer	11 036	-1 129	-6 493
· (Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater	-13 038	11 858	4 277
· (Økning) reduksjon i kortsiktige finansielle investeringer	2 725	-6 388	-2 327
· Økning (reduksjon) i leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	-1 365	-5 466	10 447
Betalte skatter	-100 473	-139 604	-102 422
(Økning) reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter	-2 769	918	-2 851
<b>Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</b>	<b>73 001</b>	<b>102 533</b>	<b>93 926</b>
<b>INVESTERINGSAKTIVITETER</b>			
Kjøp av virksomhet	0	-13 120	0
Investeringer i varige driftsmidler	-67 152	-58 529	-63 785
Balanseførte undersøkelsesutgifter	-7 203	-6 821	-4 569
Endring i/tilgang av andre immaterielle eiendeler	-795	-10 828	-7 186
Endring i utlån og andre langsiktig poster	-1 636	-1 910	-652
Salg av eiendeler	1 430	5 371	1 080
<b>Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter</b>	<b>-75 356</b>	<b>-85 837</b>	<b>-75 112</b>

## KONSOLIDERT KONTANTSTRØMSOPPSTILLING

(i millioner kroner)	2009	2008 (reklassifisert)	2007 (reklassifisert)
<b>FINANSIERINGSAKTIVITETER</b>			
Ny langsiktig rentebærende gjeld	46 318	2 596	1 723
Nedbetaling langsiktig gjeld	-4 905	-2 864	-2 876
Beløp betalt (til)/fra minoritetsaksjonærer	421	179	-327
Betalt utbytte*	-23 085	-27 082	-25 695
Kjøp egne aksjer	-343	-308	-217
Norsk Hydro ASA fusjonsbalanse	0	0	18 687
Netto endring kortsiktige lån, kassekreditt og annet**	-7 115	10 450	797
<b>Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter</b>	<b>11 291</b>	<b>-17 029</b>	<b>-7 908</b>
<b>Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler</b>	<b>8 936</b>	<b>-333</b>	<b>10 906</b>
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler	-2 851	707	-160
Betalingsmidler ved årets begynnelse	18 638	18 264	7 518
<b>Betalingsmidler ved årets utgang</b>	<b>24 723</b>	<b>18 638</b>	<b>18 264</b>
Betalte renter	2 912	2 771	3 709
Mottatte renter	3 962	4 544	2 256

\* Utbetalt utbytte i 2007 inkluderer 6,1 milliarder kroner betalt av Hydro Petroleum til aksjonærene på vegne av Norsk Hydro ASA i henhold til fusjonsplanen.

\*\* Statoil betalte i 2007 2,4 milliarder kroner til staten vedrørende innløsningen av aksjer eid av staten.

# 1 Selskapet og selskapsstruktur

Statoil ASA, tidligere Den Norske Stats Oljeselskap AS, ble stiftet i 1972 og er registrert og hjemmehørende i Norge.

Med virkning fra 1. oktober 2007 fusjonerte Statoil ASA med olje- og gass-aktivitetene til Norsk Hydro ASA (Hydro Petroleum). Statoil ASAs navn ble endret til StatoilHydro ASA fra denne dato. Med virkning fra 1. november 2009 ble navnet igjen endret til Statoil ASA. Selskapet har forretningsadresse Forusbeen 50, 4035 Stavanger, Norge.

Statoils virksomhet består i hovedsak av leting etter og produksjon av olje og naturgass, transport, videreforedling og markedsføring av petroleum og petroleumprodukter.

Statoil ASA er notert på Oslo Børs (Norge) og New York Stock Exchange (USA).

Statoils olje- og gassvirksomhet og lisensandelene på norsk sokkel var inntil 31. desember 2008 eiet av både Statoil ASA og Statoil Petroleum AS. Med virkning fra 1. januar 2009 overførte Statoil ASA sine lisensandeler på norsk sokkel til sitt 100 prosent eide datterselskap Statoil Petroleum AS. Etter dette tilhører alle konsernets eierandeler på norsk sokkel Statoil Petroleum AS. Som en følge av denne konserninterne omorganiseringen endret morselskapets drift og transaksjoner innhold, og Statoil ASAs funksjonelle valuta ble på den bakgrunn endret fra NOK til USD fra samme dato med prospektiv virkning. Statoil Petroleum ASs funksjonelle valuta forblir uendret og er fortsatt NOK. Statoilkonsernets presentasjonsvaluta er fortsatt NOK.

## 2 Vesentlige regnskapsprinsipper

Det konsoliderte regnskapet for Statoil ASA og dets datterselskaper (konsernet) er avlagt i samsvar med Internasjonale Regnskapsstandarder (IFRS'er) som er fastsatt av den europeiske unionen (EU). Regnskapsprinsippene som anvendes av konsernet er også i samsvar med IFRS'er som er utgitt av International Accounting Standards Board (IASB).

### Grunnlag for utarbeidelse av årsregnskapet

I årsregnskapet er prinsippene for historisk kost regnskap lagt til grunn, med enkelte unntak som er beskrevet nedenfor. Regnskapsprinsippene er anvendt konsistent for alle perioder som presenteres i dette årsregnskapet.

Driftskostnader i resultatregnskapet er presentert som en kombinasjon av funksjon og art i samsvar med bransjepraksis. Varekostnad og Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger er presentert på egne linjer basert på art, mens Andre kostnader, Salgs- og administrasjonskostnader og Undersøkelleskostnader er presentert basert på funksjon. Betydelige kostnader som lønn, pensjoner, o.s.v. er presentert basert på art i notene til regnskapet.

### Standarder og fortolkninger som ikke er implementert

Følgende endringer i regnskapsstandarder og fortolkninger er vedtatt men ikke trådt i kraft på tidspunktet for regnskapsavleggelsen:

Revidert versjon av IFRS 3 Virksomhetssammenslutninger, utgitt i januar 2008, dekker definisjon, identifisering, regnskapsføring av og noteopplysninger vedrørende virksomhetssammenslutninger, inkludert trinnvise virksomhetssammenslutninger. Den trer i kraft for virksomhetssammenslutninger som finner sted i regnskapsår som begynner 1. juli 2009 eller senere. Implementering av revidert IFRS 3 den 1. januar 2010 forventes ikke å ville ha noen vesentlig effekt på konsernets netto resultat eller egenkapital.

Revidert versjon av IAS 27 Konsernregnskap og separat finansregnskap ble utgitt i januar 2008 og inkluderer i hovedsak oppdateringer knyttet til regnskapsføring av minoritetsinteresser og tap av kontroll av et datterselskap, og trer i kraft for regnskapsår som begynner 1. juli 2009 eller senere. Implementeringen den 1. januar 2010 forventes ikke å ville ha vesentlig effekt på konsernets netto resultat eller egenkapital.

Forbedringer til IFRS 2009, utgitt i april 2009, vil tre i kraft for regnskapsperioder som begynner henholdsvis 1. juli 2009 eller senere, eller 1. januar 2010, avhengig av hvilken standard som omfattes, og inkluderer endringer i en rekke regnskapsstandarder. Ingen av endringene forventes å ville ha vesentlig effekt på konsernets netto resultat eller egenkapital, eller på klassifiseringer i balanse eller resultatregnskap.

IFRS 9 Finansielle Instrumenter, utgitt i november 2009, omfatter klassifisering og måling av finansielle eiendeler og vil tre i kraft 1. januar 2013. IFRS 9 medfører også endringer i ulike andre IFRS'er fra samme dato. Konsernet har foreløpig ikke besluttet tidspunkt for implementering av denne standarden, og er fortsatt i ferd med å vurdere virkningen av den.

Revidert versjon av IAS 24 Opplysninger om nærstående parter, utgitt i november 2009, definerer begrepet nærstående part og etablerer noteopplysningskrav i denne forbindelse, og vil tre i kraft 1. januar 2011. Konsernet vil følge standardens krav og gi de påkrevde noteopplysninger ved implementeringen.

Endringer i IFRIC 14 Begrensninger av en netto ytelsesbasert pensjonseiendel, minstekrav til finansiering og samspillet mellom dem, utgitt i november 2009, trer i kraft 1. januar 2011 og forventes ikke å ville ha vesentlig effekt på konsernets netto resultat eller egenkapital ved implementeringen.

Endringer i IAS 32 Klassifisering av rettighetsutstedelser (utgitt i november 2009 og med ikrafttredelse i regnskapsperioder som begynner 1. februar 2010 eller senere), endringer til IFRS 2 Aksjebasert betaling (utgitt i juli 2009 og med ikrafttredelse fra 1. januar 2010) og IFRIC 19 Oppgjør av finansielle forpliktelser med egenkapitalinstrumenter (utgitt i november 2009 og med ikrafttredelse for regnskapsår som begynner på eller etter 1. juli 2010) er for tiden ikke relevante for konsernet.

#### **Vesentlige endringer i regnskapsprinsipper**

Med virkning fra 1. januar 2009 implementerte Statoil endringer i IAS 1 Presentasjon av finansregnskap utgitt i september 2007. Konsernopstilling av innregnede inntekter og kostnader er erstattet med en konsernopstilling over alle inntekter og kostnader og en oppstilling over endringer i egenkapital, som tidligere ble presentert i egenkapitalnoten. Konsernopstillingen over endringer i egenkapitalen viser endringer i minoritetsinteressene separat.

På grunnlag av endringer i IAS 1 Presentasjon av finansregnskap inkludert i Forbedringer til IFRS 2008, med ikrafttredelsestidspunkt 1. januar 2009, reklassifiserte konsernet i 2009 visse instrumenter i den IAS 39 Finansielle instrumenter - innregning og måling relaterte kategorien "holdt for omsetning" fra kortsiktige eiendeler og forpliktelser til langsiktige eiendeler og forpliktelser. Statoils prinsipper for klassifisering beskrives i relevante avsnitt i det følgende, mens informasjon om reklassifiserte beløp er inkludert i note 30. Prinsippendringen er gjennomført retrospektivt ved at balansene for 31. desember 2008 og 1. januar 2008 er reklassifisert tilsvarende, og på denne bakgrunn er balansen for 1. januar 2008 inkludert i dette konsernregnskapet.

Statoil implementerte endringer i estimerings- og noteopplysningskravene for olje- og gassreserver 31. desember 2009. For ytterligere informasjon henvises det til "Skjønn og usikkerhet i estimater; sikre olje- og gassreserver."

#### **Konsolidering**

##### **Datterselskap**

Konsernregnskapet omfatter regnskapene for morselskapet Statoil ASA og datterselskap. Datterselskap er foretak som kontrolleres av morselskapet. Kontroll foreligger når konsernet har direkte eller indirekte myndighet til å fastsette foretakets finansielle eller operasjonelle prinsipper med det formål å oppnå fordeler fra foretakets aktiviteter. Datterselskap konsolideres fra oppkjøpstidspunktet, det vil si fra det tidspunkt Statoil oppnår kontroll, og frem til kontroll opphører.

Konserninterne transaksjoner og konsernmellomværende, inkludert urealiserte interne gevinster og tap, er eliminert. Minoritetsinteresser representerer den andel av resultat og netto eiendeler i datterselskaper som ikke direkte eller indirekte eies av morselskapet. Minoritetsinteresser presenteres på egen linje innenfor egenkapitalen i konsernbalansen.

##### **Felleskontrollerte eiendeler, tilknyttede selskap og felleskontrollert virksomhet**

Andeler i felles kontrollerte eiendeler er innregnet ved å inkludere Statoils andel av eiendeler, gjeld, inntekter og kostnader linje for linje i konsernregnskapet. Andeler i felles kontrollert virksomhet blir regnskapsført etter egenkapitalmetoden. Investeringer i foretak hvor konsernet ikke har kontroll eller felles kontroll, men har mulighet til å utøve betydelig innflytelse over operasjonelle og finansielle prinsipper, klassifiseres som tilknyttede selskap og regnskapsføres etter egenkapitalmetoden.

##### **Statoil som operatør for felleskontrollerte eiendeler**

Indirekte kostnader som personalkostnader akkumuleres i kostnadspooler. Slike kostnader blir allokert til forretningsområder og Statoil-opererte felleskontrollerte eiendeler (lisenser) med utgangspunkt i påløpte timer. Kostnader allokert til de andre partnernes andeler i felleskontrollerte eiendeler reduserer kostnadene i Statoils resultatregnskap. Kun Statoils andel av resultatposter og balanseposter relatert til Statoil-opererte felleskontrollerte eiendeler er reflektert i resultatregnskapet og balansen til konsernet.

#### **Valuta**

##### **Funksjonell valuta**

Funksjonell valuta for et foretak som inngår i konsernet er valutaen som benyttes i det primære økonomiske miljøet hvor foretaket driver virksomhet.

##### **Omregning av utenlandsk valuta**

Ved utarbeidelse av regnskapene til de enkelte selskapene blir transaksjoner i andre valutaer enn selskapets funksjonelle valuta omregnet til funksjonell valuta ved å benytte kursen på transaksjonsdagen. Eiendeler og gjeld som er pengeposter omregnes til funksjonell valuta ved å benytte valutakurser på balansedagen. Omregningsdifferanser som oppstår inngår i resultatregnskapet. Poster som ikke er pengeposter, og som måles basert på historisk kost i utenlandsk valuta, omregnes ved å bruke kursen på transaksjonstidspunktet.

##### **Presentasjonsvaluta**

Ved utarbeidelse av konsernregnskapet blir resultat, eiendeler og forpliktelser for hvert datterselskap omregnet til norske kroner som er presentasjonsvaluta for Statoils konsernregnskap. Når et datterselskap har en annen funksjonell valuta enn norske kroner (NOK) omregnes eiendeler og gjeld til NOK basert på kursen på balansedagen. Inntekter og kostnader omregnes basert på gjennomsnittlige månedskurser, som tilnærmet tilsvarer kursen på transaksjonstidspunktet. Omregningsdifferanser føres direkte mot inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapitalen.

##### **Virksomhetssammenslutninger og goodwill**

For at et kjøp skal utgjøre en virksomhetssammenslutning må eiendelene eller gruppen av eiendeler som overtas utgjøre en virksomhet. En virksomhet består av integrerte aktiviteter og eiendeler som styres med det formål å gi avkastning til investorer. Skjønn må utøves for hvert enkelt kjøp for å vurdere hvorvidt kjøpet tilfredsstiller kriteriene for virksomhetssammenslutning. Kjøp av lete- og utbygginglisenser vurderes opp mot de relevante kriteriene for å avgjøre om kjøpet representerer en virksomhetssammenslutning eller kjøp av eiendeler. Kjøp av lisenser hvor utbygging ikke er besluttet har hovedsakelig blitt konkludert å gjelde kjøp av eiendeler.

Virksomhetssammenslutninger, med unntak av transaksjoner mellom selskaper under felles kontroll, regnskapsføres etter oppkjøpsmetoden. Identifiserbare materielle og immaterielle eiendeler, gjeld og betingede forpliktelser måles til virkelig verdi på oppkjøpstidspunktet. Anskaffelseskost som overstiger virkelig verdi av netto identifiserbare eiendeler regnskapsføres som goodwill.

Goodwill ved oppkjøp måles til anskaffelseskost på oppkjøpstidspunktet. I etterfølgende perioder måles goodwill til anskaffelseskost med fradrag for akkumulerte tap ved verdifall.

Goodwill kan også oppstå ved investering i felleskontrollert virksomhet og tilknyttede selskaper, dersom anskaffelseskost for investeringen overstiger konsernets andel av virkelig verdi av netto identifiserbare eiendeler. I disse tilfellene regnskapsføres goodwill sammen med investeringen i felles kontrollert virksomhet og tilknyttet selskap, og eventuell nedskrivning regnskapsføres sammen med resultat fra felles kontrollert virksomhet og tilknyttede selskap.

#### **Prinsipper for inntektsføring**

Inntekter knyttet til salg og transport av råolje, naturgass, petroleumsprodukter og kjemiske produkter samt andre varer regnskapsføres når eiendomsrett og risiko overføres til kunden, normalt på varenes leveringstidspunkt basert på de kontraktsfestede vilkårene i avtalen.

Inntekter knyttet til olje og gassproduksjon fra felt hvor Statoil har eierandel sammen med andre selskaper, regnskapsføres i henhold til salgsmetoden. Salgsmetoden innebærer at selget regnskapsføres i den perioden volumene løftes og selges til kundene. Dersom det er løftet og solgt et større volum enn det selskapets eierandel tilsier, blir det avsatt for kostnadene knyttet til overløftet. Dersom det er løftet og solgt mindre enn det selskapets eierandel tilsier, utsettes kostnadsføring knyttet til underløftet.

Inntekter regnskapsføres eksklusive toll, forbruksavgifter og produksjonsavgifter som betales i form av avgiftsolje ("royalty in-kind").

Fysiske råvaresalg- og kjøp som ikke gjøres opp på nettbasis blir inkludert brutto i regnskapslinjene Salgsinntekter og Varekostnad i resultatregnskapet. Handel med råvarebaserte finansielle instrumenter regnskapsføres netto, og marginen inkluderes under Salgsinntekter.

#### **Transaksjoner med den norske stat**

Statoil markedsfører og selger statens andel av olje- og gassproduksjonen fra den norske kontinentalsokkelen. Den norske stats deltakelse i petroleumsvirksomhet er organisert gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er regnskapsført som Varekostnad 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 regnskapsført netto i Statoils regnskap.

#### **Ytelser til ansatte**

Ytelser til lønn, bonus, trygdeavgifter, ferie og sykefravær med lønn kostnadsføres i den perioden den ansatte har utført tjenester for selskapet gjennom sitt arbeid. Regnskapsprinsipp for aksjebasert avlønning og pensjoner beskrives under.

#### **Aksjebasert avlønning**

Statoil har et bonusaksjeprogram for ansatte. Kostnaden ved aksjebaserte transaksjoner med ansatte som gjøres opp i egenkapital (bonusaksjetildeling) måles med utgangspunkt i virkelig verdi på datoen for tildeling og innregnes som kostnad over gjennomsnittlig innvinningsperiode på 2,5 år. Verdien av de tildelte aksjene regnskapsføres som en lønnskostnad i resultatregnskapet og som en egenkapitaltransaksjon (inkludert i annen innskutt egenkapital).

#### **Forskning og utvikling**

Statoil driver forskning og utvikling både gjennom prosjekter finansiert av deltakerne i lisensvirksomhet og for egen regning og risiko. Konsernets egen andel av lisensfinansiert forskning og utvikling og de totale utgiftene ved egne prosjekter er utviklingskostnader som vurderes med hensyn på balanseføring.

Utgifter til utvikling som forventes å generere fremtidige økonomiske fordeler balanseføres bare dersom selskapet kan demonstrere det følgende: De tekniske forutsetningene er til stede for å fullføre den immaterielle eiendelen med sikte på gjøre den tilgjengelig for bruk eller salg; selskapet har til hensikt å ferdigstille den immaterielle eiendelen og ta den i bruk eller selge den; selskapet evner å ta eiendelen i bruk eller selge den; den immaterielle eiendelen vil generere fremtidige økonomiske fordeler; selskapet har tilgjengelig tilstrekkelige tekniske, finansielle og andre ressurser til å fullføre utviklingen og til å ta i bruk eller selge den immaterielle eiendelen, og selskapets evner på en pålitelig måte å måle de utgiftene som er henførbare til den immaterielle eiendelen. Alle andre forsknings og utviklings utgifter kostnadsføres når de påløper.

I etterfølgende perioder rapporteres balanseførte utviklingskostnader til anskaffelseskost med fradrag for akkumulerte av- og nedskrivninger.

#### **Skattekostnad**

Skattekostnad i resultatregnskapet består av summen av betalbar skatt og utsatt skatt. Skattekostnad innregnes i resultatregnskapet med unntak av skatteeffekten knyttet til poster som er ført direkte mot egenkapitalen. For slike poster inkluderes også skatteeffekten i inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapital.

Betalbar skatt er beløpet som skal betales basert på skattepliktig inntekt i regnskapsperioden, inklusive justeringer av betalbar skatt for tidligere år. Usikre skatteposisjoner og mulige skattekrav vurderes individuelt. Forventede fremtidige utbetalinger inngår med beste estimat i betalbar skatt og/eller utsatt skatt. Fremtidig forventet tilbakebetaling av allerede innbetalt skatt reduserer betalbar skatt og/eller utsatt skatt kun når slik gjenvinning anses som sikker. Renteinntekter og rentekostnader relatert til skattesaker estimeres og regnskapsføres i den perioden de er opptjent eller påløpt, og inngår i finansposter i resultatregnskapet.

Utsatt skatt beregnes etter gjeldsmetoden. Etter denne metoden beregnes utsatte skattefordeler og utsatt skattegjeld på skattereduserende og skatteøkende midlertidige forskjeller mellom balanseførte verdier og tilhørende skattemessige verdier, med enkelte unntak for førstegangsinnregning. Utsatt skatt er beregnet med utgangspunkt i forventet betaling eller gjenvinning av skatteøkende og skattereduserende midlertidige forskjeller. I beregningen benyttes de på balansedagen vedtatte skattesatser, med mindre forhold på balansedagen tilsier at andre satser i praksis vil være gjeldende.

Utsatte skattefordeler balanseføres kun i den utstrekning det er sannsynlig at selskapet vil ha fremtidig skattepliktig inntekt slik at fordelene kan utnyttes. For å balanseføre utsatte skattefordeler basert på en forventning om fremtidige skattepliktige inntekter kreves derfor en høy grad av sikkerhet. Faktorer som underbygger fremtidig utnyttelse kan være eksisterende kontrakter, fremtidig produksjon av sikre olje- og gassreserver, observerbare markedspriser i aktive markeder, forventet volatilitet i handelsmarginer og liknende forhold.

Selskaper som driver petroleumsvirksomhet og rørtransport på norsk kontinentalsokkel ilegges en særskatt på resultatet fra petroleumsvirksomheten. Særskatten ilegges for tiden med en skattesats på 50 prosent og kommer i tillegg til ordinær inntektsskatt på 28 prosent, slik at total marginal skattesats på resultatet fra petroleumsvirksomheten utgjør 78 prosent. Grunnlaget for beregning av petroleumsskatt tilsvarer grunnlaget for beregning av normal inntektsskatt, med unntak av at tap som er pådratt knyttet til selskapets virksomhet på land ikke kommer til fradrag, og at det innrømmes en friinntekt med 7,5 prosent per år. Friinntekten beregnes basert på investeringer i offshore produksjonsinstallasjoner. Friinntekten kommer til fradrag i skattepliktig inntekt i fire år, fra og med året investeringen blir foretatt. Friinntekten innregnes i det år den kommer til fradrag i selskapets selvangivelse og påvirker periodeskatt. Ikke benyttet friinntekt har ubegrenset fremføringsadgang.

### Undersøkelles- og utbyggingsutgifter

Statoil benytter «successful efforts»- metoden for å regnskapsføre undersøkelsesutgifter innenfor olje- og gassvirksomheten. Utgifter knyttet til å erverve mineralinteresser i olje- og gassområder og til å bore og utstyre undersøkelsesbrønner balanseføres som undersøkelses- og evalueringskostnader og inngår i linjen for Immaterielle eiendeler inntil det er avklart om det er funnet sikre reserver. Hvis evaluering viser at en undersøkelsesbrønn ikke har påvist sikre reserver vurderes balanseførte kostnader for fraregning eller testes for nedskrivning. Geologiske og geofysiske utgifter, samt andre undersøkelsesutgifter, kostnadsføres løpende.

Ved kjøp av andeler i undersøkelseslisenser ("farm-in" avtaler) hvor konsernet har avtalt å dekke en andel av selger ("farmor") sine undersøkelses- og / eller fremtidige utbyggingsutgifter, blir også disse utgiftene regnskapsført på samme måte som egne undersøkelses- og utbyggingsutgifter etter hvert som undersøkelses- og utbyggingsarbeidet gjennomføres. Nedsalg i eierandeler i undersøkelseslisenser ("farm-out" avtaler) regnskapsføres med kontinuitet uten regnskapsføring av gevinster og tap.

Bytte av eierandeler i undersøkelseslisenser regnskapsføres med kontinuitet og balanseført verdi på eiendelen som byttes bort videreføres på eiendelen som mottas i bytte, uten regnskapsføring av gevinst og tap.

Balanseførte undersøkelsesutgifter vurderes med hensyn til om det foreligger indikasjoner på at de overstiger gjenvinnbart beløp når forhold eller hendelser tilsier dette og minimum en gang pr år. Undersøkelsesbrønner som har påvist reserver, men hvor klassifisering som sikre reserver avhenger av om betydelige investeringer kan forsvares, vil forbli balanseført i løpet av evalueringsperioden for funnet. Deretter vil det være å betrakte som en indikasjon på behov for nedskrivningsvurdering hvis ingen utbyggingsbeslutninger er planlagt i nær fremtid, og det heller ikke er planer for fremtidig boring i lisensen. Tap ved verdifall som har resultert i en nedskrivning av en undersøkelsesbrønn blir reversert i den grad betingelser for nedskrivning ikke lenger er til stede. Nedskrivning og reversering av nedskrivning av undersøkelses- og vurderingseiendeler føres mot Undersøkelseskostnader i resultatregnskapet.

Balanseførte undersøkelsesutgifter, inkludert utgifter til kjøp av andeler i undersøkelseslisenser, knyttet til undersøkelsesbrønner som påviser sikre reserver overføres fra balanseførte undersøkelsesutgifter (under Immaterielle eiendeler) til anlegg under utbygging (under Varige driftsmidler) på tidspunktet for sanksjonering av utbyggingsprosjektet.

### Varige driftsmidler

Varige driftsmidler regnskapsføres til anskaffelseskost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Opprinnelig anskaffelseskost inkluderer kjøpesum eller utbyggingsutgift, eventuelle utgifter nødvendig for å sette eiendelen i drift, estimat på utgifter til å demontere og fjerne eiendelen og eventuelle låneutgifter som henføres til eiendeler som kvalifiserer for balanseføring av låneutgifter. Varige driftsmidler omfatter også driftsmidler som er anskaffet i henhold til betingelsene i produksjonsdelingsavtaler (Profit Sharing Agreements, PSA) i enkelte land, når disse kvalifiserer for innregning som eiendeler i konsernbalansen. Statseide virksomheter i de enkelte land besitter imidlertid normalt de formelle eierrettighetene til slike PSA-baserte varige driftsmidler.

Bytte av eiendeler måles til virkelig verdi av eiendelene som oppgis med mindre byttestransaksjonen mangler forretningsmessig innhold eller verken den mottatte eller avgitte eiendelens virkelige verdi kan måles pålitelig.

Utgifter ved større vedlikeholdsprogrammer og reparasjoner omfatter utgifter for å erstatte eiendeler eller deler av eiendeler samt utgifter ved inspeksjoner og ettersyn. Utgiftene blir balanseført i de tilfellene en eiendel eller en del av en eiendel erstattes og det er sannsynlig at fremtidige økonomiske fordeler vil tilflyte selskapet. Utgifter ved inspeksjon og ettersyn i tilknytning til et større vedlikeholdsprogram balanseføres og avskrives over perioden frem til neste inspeksjon. Alle andre utgifter til vedlikehold kostnadsføres i den perioden de påløper.

Balanseførte undersøkelsesutgifter, utgifter knyttet til å bygge, installere eller komplettere infrastruktur i form av plattformer, rørledninger og produksjonsbrønner, samt feltspesifikke transportsystemer for olje og gass balanseføres som produksjonsanlegg olje- og gass, inkludert rørledninger innenfor Varige driftsmidler og avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på sikre utbygde reserver som ventes utvunnet i konsesjons- eller avtaleperioden. Balanseførte utgifter knyttet til kjøp av sanksjonerte prosjekter avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på totale sikre reserver.

Øvrige eiendeler og transportsystemer som brukes av flere felt avskrives normalt lineært på grunnlag av forventet økonomisk levetid. Komponenter av en eiendel med en kostpris som er betydelig i forhold til den totale eiendelen avskrives separat. For oppstrømsrelaterte eiendeler er det etablert separate avskrivningskategorier som minimum omfatter plattform, rørledninger og brønner.

Forventet økonomisk levetid for eiendelene gjennomgås årlig og endringer i forventet levetid blir regnskapsført prospektivt. En komponent av en eiendel blir fraregnet dersom eiendelen avhendes eller når ingen framtidige økonomiske fordeler forventes fra eiendelens bruk. Gevinst eller tap ved fraregning (beregnet som forskjellen mellom netto salgssum og balanseført verdi av eiendelen) inkluderes i Andre inntekter eller Andre kostnader i den perioden eiendelen fraregnes.

#### **Leieavtaler**

Leieavtaler som i all vesentlighet overfører risiko og avkastning som er forbundet med eierskap til Statoil, regnskapsføres som finansielle leieavtaler. Eiendelene innregnes som varige driftsmidler med motpost under langsiktig gjeld. Finansielle leieavtaler som omfatter anlegg under utbygging og som Statoil bærer den alt vesentlige risiko for i byggeperioden, regnskapsføres som finansielle leieavtaler under utbygging i tråd med ferdigstilleelsesgraden ved regnskapsperiodens slutt under Varige driftsmidler, med mindre et annet beløp bedre reflekterer avtalens realiteter. Alle andre leieavtaler klassifiseres som operasjonelle leieavtaler og utgiftene innregnes i resultatregnskapet lineært over leieperioden eller basert på et annet systematisk grunnlag dersom dette gir et mer representativt bilde av de økonomiske fordelene knyttet til leieavtalene.

Eiendeler under finansielle leieavtaler regnskapsføres til det laveste av eiendelens virkelige verdi og minsteleienes nåverdi beregnet ved leieavtalens begynnelse, med fradrag for akkumulerte avskrivninger og nedskrivninger. Når eiendeler leid av en felleskontrollert eiendel som konsernet deltar i kvalifiserer som finansiell leieavtale, regnskapsfører konsernet sin forholdsmessige andel av den leide eiendelen og tilknyttede forpliktelser i balansen som henholdsvis Varige driftsmidler og Finansielle forpliktelser. Balanseførte leide eiendeler avskrives over den korteste av estimert økonomisk levetid og leieperiode ved bruk av avskrivningsmetoder som beskrevet under Varige driftsmidler ovenfor, avhengig av det leide driftsmiddelet sin art.

Konsernet skiller mellom leieavtaler som gir rett til å bruke en bestemt eiendel for en periode og kapasitetskontrakter som gir konsernet rettighetene til og plikt til å betale for tilgang til visse kapasitetsvolumer knyttet til transport, terminal, lager, osv. Slike kapasitetskontrakter som ikke vedrører særskilte enkelt-eiendeler, eller som ikke omfatter det alt vesentlige av kapasiteten til en ikke-delbar rettighet knyttet til en særskilt eiendel, vurderes av konsernet å ikke kvalifisere som leieavtaler for regnskapsformål. Kapasitetsvederlag regnskapsføres som driftskostnader i den perioden som kontraktsfestet kapasitet er tilgjengelig for konsernet.

#### **Immaterielle eiendeler**

Immaterielle eiendeler balanseføres til kostpris med fradrag for akkumulerte avskrivninger og akkumulerte nedskrivninger. Immaterielle eiendeler inkluderer utgifter til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser, goodwill og andre immaterielle eiendeler. En immateriell eiendel anskaffet utenom en virksomhets sammenslutning balanseføres til anskaffelseskost. Immaterielle eiendeler som er anskaffet som en del av en virksomhets sammenslutning innregnes i balansen til virkelig verdi separat fra goodwill dersom de kan skilles fra andre eiendeler eller oppstår som følge av kontraktsmessige eller juridiske rettigheter og virkelig verdi kan måles pålitelig.

Immaterielle eiendeler knyttet til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser avskrives ikke. Disse eiendelene vurderes for nedskrivning når det er indikasjoner på at balanseført verdi overstiger gjenvinnbart beløp (eller minimum en gang årlig). Eiendelene omklassifiseres til varige driftsmidler når utbyggingsbeslutning foreligger. Andre immaterielle eiendeler avskrives lineært over den forventede økonomiske levetiden. Den forventede økonomiske levetiden blir vurdert årlig og endringer i forventet levetid blir regnskapsført prospektivt.

#### **Finansielle eiendeler**

Finansielle eiendeler innregnes første gang til virkelig verdi når konsernet blir part i kontrakten. For ytterligere informasjon om virkelig verdi-beregninger, se "Måling av virkelig verdi" nedenfor. Den etterfølgende målingen av de finansielle eiendelene avhenger av hvilken kategori de er klassifisert i ved førstegangs innregning.

Konsernet klassifiserer finansielle eiendeler i følgende tre hovedkategorier ved førstegangsinnregning; finansielle investeringer til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet, lån og fordringer, og finansielle eiendeler tilgjengelig for salg. Den første hovedkategorien, finansielle investeringer til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet, består videre av to underkategorier; finansielle eiendeler holdt for omsetning og finansielle eiendeler som ved førstegangs innregning utpekes som til virkelig verdi over resultatet. Den siste blir også referert til som "virkelig verdi-opsjonen".

Finansielle eiendeler klassifisert som lån og fordringer bokføres til amortisert kost ved anvendelse av effektiv rente-metoden. Gevinster og tap innregnes i resultatet når lån og fordringer fraregnes, nedskrives eller amortiseres. Kundefordringer og andre fordringer regnskapsføres til opprinnelig fakturert beløp med fradrag for avsetning for tap. Avsetning for tap regnskapsføres når det foreligger objektive indikasjoner på at konsernet ikke vil motta oppgjør i samsvar med opprinnelige betingelser.

Finansielle eiendeler tilgjengelig for salg inkluderer hovedsakelig ikke-noterte aksjer. Finansielle investeringer klassifisert som tilgjengelig for salg innregnes i balansen til virkelig verdi. Gevinst eller tap som følge av endringer i virkelig verdi regnskapsføres som inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapital. Akkumulert gevinst eller tap på finansielle investeringer som tidligere er regnskapsført mot egenkapitalen reverseres når investeringene fraregnes eller nedskrives, og gevinst eller tap resultatføres.

En vesentlig del av konsernets langsiktige sertifikater, obligasjoner og børsnoterte aksjer styres samlet av konsernets forsikringselskap (captive) som en investeringsportefølje og eies for å overholde særskilte kapitaldekningskrav. Investeringsporteføljen styres og vurderes på basis av virkelig verdi i samsvar med gjeldende investeringsstrategi. Porteføljen regnskapsføres ved å bruke virkelig verdi-opsjonen med gevinster og tap innregnet over resultatregnskapet.



Kortsiktige finansielle investeringer er ved førstegangsinnregning klassifisert som virkelig verdi med verdiendringer over resultatet, enten som eiendeler klassifisert som holdt for omsetning eller andre eiendeler som ved konsernets anvendelse av virkelig verdi-oppsjonen utpekes ved kontraktsinngåelse. Som følge av denne klassifiseringen regnskapsføres kortsiktige finansielle investeringer i balansen til virkelig verdi, med verdiendring over resultatet.

Finansielle eiendeler klassifiseres som kortsiktige dersom gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen eller de er finansielle derivater holdt for omsetning. Andre finansielle eiendeler med forfall mer enn 12 måneder etter balansedagen og der det ikke foreligger planer for realisasjon klassifiseres som langsiktige.

Finansielle eiendeler fraregnes balansen når de kontraktsmessige rettighetene til kontantstrømmene utløper eller praktisk talt all risiko og avkastning ved eierskap til den finansielle eiendelen overføres på en måte som tilfredsstiller fraregningskriteriene.

Finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser vises hver for seg i balansen med mindre Statoil både juridisk har rett og påviselig har til hensikt å gjøre opp fordringer på og forpliktelser til en og den samme motparten netto. I så fall nettoføres disse i balansen. Slik nettoføring vil kunne forekomme henholdsvis innen Kundefordringer og andre fordringer, Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld, og Finansielle derivater som er eiendeler og forpliktelser.

#### **Varelager**

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og netto realisasjonsverdi. Kostpris beregnes med utgangspunkt i sist innkjøpte mengder (FIFO-prinsippet) og inkluderer direkte anskaffelseskostnader, produksjonskostnader, frakt og andre tilvirkningskostnader.

#### **Nedskrivning**

##### **Nedskrivning av immaterielle eiendeler og varige driftsmidler**

Immaterielle eiendeler og varige driftsmidler testes for nedskrivning dersom det er indikasjoner på at den balanseførte verdien overstiger gjenvinnbart beløp. Eiendeler grupperes basert på det nivået hvor det er mulig å identifisere inngående kontantstrømmer som er uavhengig av kontantstrømmer fra andre grupper av eiendeler. Olje- og gassfelt eller installasjoner anses normalt som separate vurderingsenheter for nedskrivningsformål. Ved evaluering av balanseførte undersøkelseskostnader anses hver undersøkelsesbrønn som en separat kontantgenererende enhet.

Ved vurderingen av om et varig driftsmiddel må nedskrives, sammenlignes driftsmiddelets bokførte verdi med gjenvinnbart beløp. Gjenvinnbart beløp viser seg ofte å være konsernets estimerte bruksverdi, som beregnes ved bruk av diskonterte kontantstrømmer. De fremtidige forventede kontantstrømmer risikostjusteres i forhold til det aktuelle driftsmiddel og neddiskonteres ved bruk av reell diskonteringsrente etter skatt, som er basert på konsernets gjennomsnittlige kapitalkostnad (WACC) etter skatt. Konsernet vurderer etter-skatt beregninger å være tilstrekkelig objektive og konsistent anvendbare på tvers av de ulike skatteregimene, samtidig som dette for alle vesentlige tilfeller vil gi samme konklusjon som anvendelse av før-skatt satser slik som forutsatt i IAS 36 Verdifall på eiendeler.

Dersom vurderingen tilsier at eiendelens verdi er forringet, blir eiendelen nedskrevet til gjenvinnbart beløp, som er det høyeste av eiendelens virkelige verdi fratrukket salgskostnader og eiendelens bruksverdi.

Nedskrivning reverseres i den grad betingelser for nedskrivning ikke lenger er til stede.

##### **Nedskrivning av goodwill**

Goodwill testes for tap ved verdifall årlig eller oftere dersom det foreligger indikasjoner på at eiendelen kan ha falt i verdi. Goodwill som oppstår i forbindelse med virksomhetssammenslutning tilordnes de kontantgenererende enheter som forventes å få fordeler av synergieffektene av sammenslutningen.

Eventuelt verdifall identifiseres ved å vurdere gjenvinnbart beløp for den kontantgenererende enheten som goodwill er tilordnet. Dersom gjenvinnbart beløp for enheten er lavere enn balanseført verdi, blir tapet innregnet ved først å redusere goodwill og deretter ved å redusere verdien av andre eiendeler forholdsmessig. Nedskrivning av goodwill blir ikke reversert.

##### **Nedskrivning av finansielle eiendeler**

Statoil vurderer på hver balansedag om en finansiell eiendel eller en gruppe av finansielle eiendeler har falt i verdi, unntatt finansielle eiendeler klassifisert som til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet.

For eiendeler balanseført til amortisert kost reduseres eiendelens balanseførte verdi dersom det foreligger objektive indikasjoner på verdifall på utlån og fordringer, og verdifallet innregnes i resultatregnskapet. En senere periodes reversering av verdifall innregnes likeledes i resultatet.

Hvis en eiendel som er tilgjengelig for salg nedskrives (vesentlig eller varig verdifall), blir forskjellen mellom kost og virkelig verdi overført fra Inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapital til resultatregnskapet. En senere periodes reversering av verdifall på egenkapitalinstrumenter klassifisert som tilgjengelig for salg innregnes direkte mot egenkapitalen.

##### **Finansielle forpliktelser**

Finansielle forpliktelser innregnes første gang til virkelig verdi når konsernet blir part i kontrakten. For ytterligere informasjon om virkelig verdi beregninger, se "Måling av virkelig verdi" nedenfor. Den etterfølgende målingen av de finansielle forpliktelser avhenger av hvilken kategori de er klassifisert inn i.

Kategoriene som er relevante for Statoil er enten finansiell forpliktelse til virkelig verdi over resultatet eller finansiell forpliktelse målt til amortisert kost ved effektiv rentemetoden. Sistnevnte kategori omfatter Statoils langsiktige banklån og obligasjonslån.

Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld regnskapsføres til fakturert beløp eller avregningsbeløp.

Finansielle forpliktelser klassifiseres som kortsiktige dersom gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen, eller hvis de er finansielle derivater holdt for omsetning. Andre forpliktelser med forfall mer enn 12 måneder fra balansedagen klassifiseres som langsiktige.

Finansielle forpliktelser fraregnes i balansen når den kontraktsmessige forpliktelsen utløper, blir oppfylt eller kansellert. Gevinster og tap som oppstår som følge av tilbakekjøp, oppgjør eller kansellering av forpliktelser innregnes som henholdsvis Renteinntekter og andre finansposter og Rentekostnader og andre finanskostnader.

#### **Finansielle derivater**

Statoil benytter finansielle derivater for å styre eksponering som oppstår ved svingninger i valutakurser, renter og råvarepriser. Finansielle derivater innregnes til virkelig verdi ved kontraktsinngåelse og blir målt til virkelig verdi i etterfølgende perioder. Finansielle derivater presenteres som eiendel når virkelig verdi er positiv og gjeld når virkelig verdi er negativ. Finansielle derivateiendeler eller -gjeld som forventes inndrevet eller som innebærer juridisk rett til oppgjør mer enn 12 måneder etter balansedagen er klassifisert som langsiktige, med unntak for finansielle derivater som blir holdt for omsetning.

Kontrakter om kjøp eller salg av en ikke-finansiell gjenstand som kan gjøres opp netto i kontanter, i et annet finansielt instrument eller ved bytte av finansielle instrumenter som om kontraktene var finansielle instrumenter, regnskapsføres som finansielle instrumenter. Et viktig unntak er kontrakter som er inngått og fortsatt innehas med det formål å motta eller levere en ikke-finansiell gjenstand i samsvar med konsernets forventede innkjøps-, salgs- eller brukskrav. Disse regnskapsføres ikke som finansielle instrumenter. Dette unntaket gjelder svært mange kontrakter for kjøp og salg av råolje og naturgass, som innregnes på leveringstidspunktet.

Derivater innebygd i andre finansielle instrumenter eller i andre vertskontrakter behandles som separate derivater når vertskontrakten ikke er balanseført til virkelig verdi og de økonomiske kjennetegnene og den økonomiske risikoen ved det innbygde derivatet ikke er nært relatert til de økonomiske kjennetegnene og den økonomiske risikoen til vertskontrakten. Vurdering knyttet til innebygd derivat gjøres når Statoil blir part i kontrakten, herunder ved virksomhetssammenslutning. Innebygde derivater måles til virkelig verdi. Gevinster og tap som følge av endringer i virkelig verdi innregnes i resultatregnskapet.

#### **Pensjonsforpliktelser**

Statoil ASA og enkelte av datterselskapene har pensjonsplaner for de ansatte som enten gir den ansatte rett til et nærmere definert beløp fra pensjonstidspunktet, eller er basert på definerte tilskudd til den enkeltes pensjonssparing. For ytelsesplaner er det beløp den ansatte vil motta avhengig av mange faktorer, herunder opptjeningstid, pensjonsår og fremtidig lønnsnivå.

Statoils netto pensjonsforpliktelse knyttet til ytelsesplaner beregnes separat for hver plan ved å estimere det fremtidige beløpet som den ansatte har opptjent basert på ytelse i inneværende og tidligere perioder. Dette beløpet diskonteres for å beregne nåverdien av forpliktelsen, og virkelig verdi av eventuelle pensjonsmidler trekkes fra. Diskonteringsrenten som benyttes fastsettes med henvisning til markedsrenten på balansedagen og reflekterer løpetiden til selskapets forpliktelser. Beregningene blir utført av en ekstern aktuar. Nåverdi av årets opptjening er inkludert i periodens netto pensjonskostnad og innregnet i resultatregnskapet.

Renteelementet representerer endringen i nåverdien av forpliktelsen som et resultat av tid og beregnes ved å multiplisere diskonteringsrenten fastsatt i begynnelsen av perioden med nåverdien av den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen gjennom hele perioden, hensyntatt alle vesentlige endringer i pensjonsforpliktelsen. Den forventede avkastningen på pensjonsmidlene er basert på en vurdering ved periodens begynnelse av markedets forventninger til langsiktig avkastning. Den forventede avkastningen justeres for endringer i den virkelige verdien av pensjonsmidlene som følge av faktiske bidrag innbetalt til ordningen og faktiske ytelser utbetalt fra ordningen. Nettoen av den forventede avkastningen på pensjonsmidlene og rentekostnaden innregnes i resultatregnskapet som en del av periodens netto pensjonskostnad.

Netto pensjonskostnader blir akkumulert i kostnadspooler og allokert til forretningsområder og Statoil-opererte felleskontrollerte eiendeler (lisenser) med utgangspunkt i påløpte timer.

Kostnader ved tidligere perioders pensjonsopptjening innregnes umiddelbart fra det tidspunktet ytelsen er innvunnet eller basert på lineær fordeling over opptjeningsperioden. Ved eventuelt oppgjør eller avkorting blir forpliktelsen og de tilhørende pensjonsmidlene målt på nytt basert på oppdaterte aktuarmessige forutsetninger og den beregnede gevinsten eller tapet innregnes i resultatregnskapet når avkorting eller oppgjør skjer.

Estimatavvik innregnes i Konsernopstilling av innregnede inntekter og kostnader i den perioden gevinsten eller tapet oppstår. Etter at morselskapet Statoil ASA endret funksjonell valuta 1. januar 2009 vil den vesentligste del av konsernets pensjonsforpliktelser være betalbar i utenlandsk valuta (dvs. NOK). Estimatavviket knyttet til morselskapets pensjonsforpliktelser inkluderer følgelig effekten av valutaomregning.

Tilskudd til pensjonsplaner som er tilskuddsplaner kostnadsføres etter hvert som tilskuddsbeløpene opptjenes av de ansatte.

#### **Forpliktelser og betingede eiendeler**

Forpliktelser regnskapsføres dersom en tidligere hendelse innebærer at selskapet har en juridisk forpliktelse eller på annet grunnlag antas å ha en forpliktelse som med sannsynlighet vil medføre fremtidig utbetalinger, forutsatt at forpliktelsen kan estimeres pålitelig. Hvis tidsverdien er vesentlig beregnes avsetningen som den neddiskonterte verdien av de forventede fremtidige kontantstrømmene. Diskonteringsrenten er en før skatt rente som reflekterer eksisterende markedsvurderinger og tar hensyn til spesifikke risikoforhold knyttet til forpliktelsen der dette er relevant. Økning i avsetningen som følge av tidsfaktoren inngår i andre finanskostnader.

Betingede forpliktelser som har oppstått ved tidligere hendelser, og der det ikke er sannsynlig at den eventuelle forpliktelsen vil medføre fremtidige utbetalinger, innregnes ikke, men opplyses om i note med angivelse av usikkerhet knyttet til beløp og tidsavgrensing for saken, med mindre sannsynligheten for en strøm av ressurser som omfatter økonomiske fordeler ut fra Statoil er svært liten.

Betingede eiendeler som har oppstått ved tidligere hendelser, men som er avhengig av usikre fremtidige hendelser, blir ikke regnskapsført. Selskapet opplyser om slike betingede eiendeler dersom det er sannsynlig at selskapet vil oppnå fremtidige økonomiske fordeler som følge av hendelsen.

#### **Tapsbringende kontrakter**

Konsernet regnskapsfører som avsetning kontraktsfestede forpliktelser knyttet til kontrakter definert som tapsbringende. Kontrakter vurderes som tapsbringende dersom de uunngåelige utgiftene i henhold til kontrakten overstiger de økonomiske fordelene som forventes mottatt i tilknytning til samme kontrakt. En kontrakt som utgjør en integrert del av driften til en kontantgenererende enhet med eiendeler tilordnet den aktuelle kontrakten, og hvor de økonomiske fordelene ikke pålitelig kan skilles fra andre deler av den kontantgenererende enheten, inngår i nedskrivnings-vurderingene for den aktuelle kontantgenererende enheten.

#### **Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser**

Forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning regnskapsføres når selskapet har en forpliktelse til å demontere og fjerne et anlegg eller en del av et anlegg og bringe området tilbake til opprinnelig stand, og forpliktelsen kan estimeres med tilstrekkelig grad av pålitelighet. Estimatet baseres på gjeldende krav og teknologi, hensyntatt relevante risikoer og usikkerhet, for å komme frem til beste estimat. Forpliktelsen knyttet til en ny installasjon, som for eksempel en olje- og gass installasjon eller transportsystem, oppstår normalt når installasjonen bygges eller installeres. Forpliktelser kan også oppstå i løpet av produksjonsperioden gjennom endring i lovgivningen eller gjennom en beslutning om å opphøre med virksomheten. Forpliktelsen regnskapsføres når kravet oppstår og inngår i Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld i balansen. Forpliktelsen beregnes til nåverdien av de estimerte fremtidige utgiftene i henhold til lokale krav og betingelser. For raffinering- og prosesseringsanlegg uten en forventet konsesjonsperiode anses levetiden for ubestemt og det er derfor ikke innregnet fjerningsforpliktelse for disse anleggene. Forpliktelser knyttet til detaljutsalg estimeres på porteføljenivå.

Når forpliktelsen regnskapsføres, blir samme beløp balanseført som en del av kostprisen til den relaterte eiendelen, og avskrives sammen med denne.

Endring i estimatet for nedstengning og fjerning behandles som en justering av forpliktelsen med tilsvarende justering av eiendelen.

#### **Måling av virkelig verdi**

Observerbare priser notert i aktive markeder er det beste bevis for virkelig verdi, og Statoil anvender derfor slike så langt det lar seg gjøre.

Et finansielt instrument anses som notert i et aktivt marked dersom noterte kurser er enkelt og regelmessig tilgjengelige, for eksempel fra en børs, og disse kursene representerer faktiske og regelmessig forekommende markedstransaksjoner som for alle vesentlige forhold er identiske med instrumentet som verdsettes. Statoil tar hensyn til både tidsaspekt og volumer for nylig gjennomførte markedstransaksjoner i vurderingen av om priser er notert i tilstrekkelig aktive markeder. Finansielle instrumenter notert i aktive markeder vil normalt omfatte, men er ikke begrenset til, råvarebaserte terminkontrakter, opsjoner, sertifikater, obligasjoner og egenkapitalinstrumenter med noterte markedspriser innhentet fra relevante børser eller oppgjørssentraler. Virkelig verdi av noterte finansielle eiendeler og forpliktelser og finansielle derivater fastsettes med referanse til henholdsvis kjøpskurs eller salgskurs på balansedagen.

Når det ikke foreligger aktivt marked, fastsettes virkelig verdi ved hjelp av verdsettelsesmetoder. Disse omfatter bruk av nylig foretatte markedstransaksjoner på armlengdes avstand, henvisning til virkelig verdi av et annet instrument som er praktisk talt det samme, diskonterte kontantstrømsberegninger og prisingsmodeller. I verdsettelsesmetodene tar Statoil også hensyn til motpartens og egen kreditt-risiko ved verdsettelse av kontrakter som ikke er omsatt i et aktivt marked. Dette gjøres enten via diskonteringsrenten som benyttes, eller ved direkte å justere de beregnede kontantstrømmene. Når konsernet bokfører elementer av langsiktige råvarebaserte kontrakter til virkelig verdi baseres dermed verdsettelsen så langt som mulig på noterte terminpriser, underliggende indekser i kontraktene og forventninger til terminpriser og marginer når det ikke foreligger tilgjengelige markedspriser. Virkelig verdi av rente- og valutabytteavtaler baseres på relevante noteringer fra aktive markeder, på tilsvarende noterte instrumenter og andre hensiktsmessige verdsettelsesmetoder.

#### **Skjønn og usikkerhet i estimater**

##### **Bruk av skjønn ved anvendelse av regnskapsprinsippene**

Nedenfor beskrives områder som involverer stor grad av skjønn ved anvendelse av regnskapsprinsippene, og som har stor betydning for regnskapet.

##### **Inntektsføring - brutto eller netto presentasjon av SDØE volumer**

Som beskrevet over i avsnittet "Transaksjoner med Den norske stat" markedsfører og selger Statoil Den norske stats andel av olje- og gassproduksjonen fra den norske kontinentalsokkelen. Kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er regnskapsført brutto som Varekostnad og Salgsinntekter. Vurdering av brutto eller netto presentasjon har tatt utgangspunkt i de detaljerte kriteriene for innregning av driftsinntekter. Spesielt ble det vurdert hvorvidt risiko og avkastning knyttet til oljeproduksjonen var blitt overført fra SDØE til Statoil.

Statoil selger også Den norske stats produksjon av naturgass i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko. Dette salget og relaterte utgifter som refunderes fra staten er regnskapsført netto i Statoils regnskap. De samme kriteriene for overgang av risiko og avkastning som beskrevet over er vurdert, og det er konkludert med at risiko og avkastning ikke er overført fra SDØE til Statoil.

Regnskapsmessig behandling av fusjonen med Hydro Petroleum

Fusjonen mellom tidligere Statoil ASA og Hydro Petroleum ble i 2007 regnskapsført ved å videreføre historisk regnskapsførte verdier for eiendeler og gjeld. For å komme frem til regnskapsmessig behandling vurderte Statoil først hvorvidt tidligere Statoil ASA og Hydro Petroleum var under felles kontroll av Den norske stat. Etter å ha konkludert med at begge selskapene var under kontroll av Den norske stat, ble det vurdert hvilken metode for regnskapsføring av fusjonen som ville gi best fremstilling for regnskapsformål. Statoil konkluderte med at en slik omorganisering best kunne fremstilles ved å videreføre historisk kost for eiendeler og gjeld, og ved å omarbeide regnskapet for alle tidligere perioder som om selskapene alltid hadde vært sammenslått.

#### Estimering under usikkerhet

Utarbeidelse av regnskap krever at ledelsen benytter estimater og bygger på forutsetninger som påvirker rapporterte beløp for eiendeler og gjeld, inntekter og kostnader. Estimatenes og de relaterte forutsetningene er basert på historisk erfaring og ulike andre faktorer som er antatt å være rimelige ut fra de gitte omstendigheter, og som danner basis for å foreta vurderinger knyttet til balanseførte verdier på eiendeler og gjeldsposter som ikke er lett tilgjengelige basert på andre kilder. Virkelige resultater kan avvike fra disse estimatene. Estimatenes og de underliggende forutsetningene evalueres løpende med hensyn til dagens og forventede fremtidige markedsforhold.

Konsernet er eksponert for endringer i en rekke underliggende økonomiske faktorer, slik som pris på olje og naturgass, raffineringmarginer, kurser på utenlandsk valuta, rentesatser samt finansielle instrumenter hvor virkelig verdi utledes fra endringer i disse faktorene, som alle påvirker totalresultatet. I tillegg påvirkes konsernet av produksjonsnivået, som på kort sikt påvirkes av for eksempel vedlikeholdsarbeid. På lang sikt påvirkes resultatene blant annet av suksessraten for undersøkelsesaktivitet og feltutbyggingsaktiviteter.

Nedenfor beskrives forhold som er vesentlige for å forstå det skjønn som må utøves for å utarbeide regnskapet, og den usikkerhet som i vesentlig grad kan påvirke virksomhetens resultat, balanse og kontantstrømmer.

**Sikre olje- og gassreserver.** Konsernets eksperter har estimert Statoils sikre olje- og gassreserver på basis av bransjestandarder og kriterier regulert av det amerikanske kredittilsynet (Securities and Exchange Commission - SEC). Med virkning fra 31. desember 2009 reviderte SEC Regel 4-10 til "Regulation S-X" og endret en rekke krav til estimering av olje- og gassreserver. På prospektiv basis medfører disse endringene anvendelse av 12-måneders prisgjennomsnitt i stedet for en enkelt årslutt-pris i estimeringen av reservene, og tillater inkludering av utradisjonelle reserver som ekstraksjon av bitumen fra oljesand. Det amerikanske Financial Accounting Standards Board (FASB) oppdaterte sine krav til Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass i tråd med SECs endringer. Statoil estimerer at implementering av endringene hadde uvesentlig innvirkning på konsernets sikre reserver pr. 31. desember 2009, og at de vil ha uvesentlig innvirkning på avskrivninger etter produksjonshetsmetoden fra 2010. Imidlertid påvirker de nye reglene sammenlignbarheten mellom regnskapsår.

Reserveestimerer er basert på subjektivt skjønn inkludert geologiske og tekniske vurderinger av mengden hydrokarbonvolumer, produksjon, historisk utvinning og prosesseringsutbyttefaktorer, kapasitet på installerte anlegg og driftstillatelsbegrensninger. For fremtidige utbyggingsprosjekter inkluderes bare sikre reserveestimerer når det eksisterer en tilstrekkelig forpliktelse til prosjektfinansiering og utførelse og når relevante godkjenninger er mottatt fra regulatorer og myndigheter eller vil bli mottatt med rimelig grad av sikkerhet. Påliteligheten i disse estimatene på ethvert tidspunkt avhenger av både kvaliteten og kvantiteten på de tekniske og økonomiske data, og effektiviteten ved utvinning og prosessering av hydrokarbonene. Konsernets reserver er vurdert av uavhengig tredjepart, og resultatet av denne vurderingen er ikke vesentlig forskjellig fra Statoils egne estimater. Sikre olje- og gassreserver representerer beregnede mengder olje og gass som, basert på analyser av geologiske data og tekniske data, med rimelig grad av sikkerhet kan utvinnes fra kjente reservoarer under gjeldende økonomiske, driftstekniske og regulatoriske forhold på det tidspunkt reserveestimatet blir utarbeidet. Estimatenes for økonomisk utvinnbare reserver inkluderer kun produksjon av volumer i perioden som omfattes av gjeldende produksjonstillatelse, med mindre forlengelse påviselig kan forventes med rimelig grad av sikkerhet. Utvinningen av hydrokarboner må ha startet eller må forventes startet innen rimelig tid. Fremtidige endringer i sikre olje- og gassreserver, for eksempel som følge av endringer i priser, kan ha en vesentlig negativ effekt på regnskapet dersom de resulterer i økte produksjonshetsavskrivninger.

**Forventede olje- og gassreserver.** Konsernets eksperter har estimert Statoils forventede olje- og gassreserver på basis av bransjestandarder. Reserveestimerer blir benyttet ved testing av oppstrøms-eiendeler for tap ved verdifall og ved beregning av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser. Reserveestimerer er basert på subjektivt skjønn inkludert geologiske og tekniske vurderinger av mengden hydrokarbonvolumer, produksjon, historisk utvinning og prosesseringsutbyttefaktorer, kapasitet på installerte anlegg og driftstillatelsbegrensninger. Påliteligheten i disse estimatene på ethvert tidspunkt avhenger av både kvalitet og kvantitet på de tekniske og økonomiske data og effektiviteten ved utvinningen og prosesseringen av hydrokarbonene. Fremtidige endringer i forventede olje- og gassreserver, for eksempel som følge av endringer i priser, kan ha vesentlig effekt for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, samt for testing for tap ved verdifall. Endringene kan ha en vesentlig negativ effekt på regnskapet dersom de resulterer i nedskrivninger.

**Undersøkelseskostnader og kjøpte leterettigheter.** Statoil balansefører midlertidig utgifter til boring av undersøkelsesbrønner 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 ikke utviklede olje- og gassarealer. Vurderinger knyttet til hvorvidt disse utgiftene skal forbli balanseførte eller nedskrives i perioden, vil i betydelig grad påvirke periodens resultat.

**Tap ved verdifall/reversering av tap ved verdifall.** Statoil har betydelige investeringer i varige driftsmidler. Endringer i forventninger med hensyn til eiendelens fremtidige bruk eller inntjening kan være en indikasjon på verdifall og kan medføre at den balanseførte verdien må nedskrives til gjenvinnbart beløp. Dersom gjenvinnbart beløp senere øker, reverseres nedskrivningen. Vurderingen av hvorvidt en eiendel må nedskrives, eller om en nedskrivning skal reverseres, bygger i stor grad på skjønnsmessige vurderinger og forutsetninger om fremtiden.

Balanseførte undersøkelseskostnader vurderes med hensyn til om det foreligger indikasjoner på at balanseførte kostnader overstiger gjennvinnbart beløp når forhold eller hendelser tilsier dette, og minimum en gang pr år. Hvis evaluering viser at en undersøkelsesbrønn ikke har påvist sikre reserver vurderes brønnen for nedskrivning. Etter første evalueringsfase vil det være å anse som indikasjon på at vurdering for nedskrivning av en brønn må gjennomføres hvis det ingen utbyggingsbeslutning er planlagt i nær fremtid, og det heller ikke er konkrete planer om videre boring på lisensen. Nedskrivning av undersøkelsesbrønner reverseres i den grad betingelsene for nedskrivning ikke lenger er til stede.

Beregning av gjennvinnbart beløp kan være kompleks når beløpet må beregnes med utgangspunkt i relevante fremtidige kontantstrømmer som estimeres basert på forutsetninger om fremtiden og neddiskonteres til nåverdi. Testing for tap ved verdifall krever at det utarbeides langsiktige forutsetninger knyttet til en rekke ofte volatile økonomiske faktorer, slik som fremtidige markedspriser, raffineringmarginer, valutakurser, driftsmidlets fremtidige produktivitet, diskonteringsrente, politisk risiko, landrisiko og andre faktorer som er nødvendige for å kunne estimere relevante fremtidige kontantstrømmer. Nedskrivningsvurderinger krever også ofte skjønnsutøvelse når det gjelder sannsynlighet og sannsynlighetsfordelinger samt sensitiviteter knyttet til utarbeidelse av estimater for gjennvinnbare beløp, og dermed ved sikring av at estimatene for gjennvinnbare beløp som inngår i nedskrivningsvurderingene er tilstrekkelig robuste, også så langt disse reflekteres i nedskrivning eller reversering av nedskrivning i regnskapet. Langsiktige forutsetninger blir etablert på konsernnivå. Det er en stor grad av skjønn involvert når disse forutsetningene etableres og når andre relevante faktorer fastsettes, slik som terminkurver, estimert fremtidig produksjon og estimert avhendingsverdi for eiendelen.

**Pensjonsforpliktelser.** Ved estimering av nåverdien av ytelsesbaserte pensjonsplaner som representerer en langsiktig forpliktelse i balansen, og indirekte, periodens pensjonskostnad i resultatregnskapet, etablerer Statoil en rekke kritiske forutsetninger som påvirker disse estimatene. Først og fremst gjelder dette forutsetninger om 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 kunne ha en vesentlig effekt på regnskapet.

**Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse.** Statoil har betydelige juridiske forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning av installasjoner ved utgangen av produksjonsperioden. Myndighetspålagte forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning av varige driftsmidler regnskapsføres til virkelig verdi når forpliktelsen oppstår. Ved innregning av en forpliktelse balanseføres den estimerte fremtidige fjerningsutgiften som en del av den varige eiendelen den er knyttet til, og avskrives over eiendelens levetid.

Det er vanskelig å estimere utgiften knyttet til nedstengnings- og fjerningsaktivitetene. Estimaten er basert på gjeldende regelverk og dagens teknologi, hensyntatt relevante risikoer og usikkerhet. Mesteparten av fjerningsaktivitetene vil finne sted mange år inn i fremtiden, og teknologi og fjerningsutgifter er i konstant forandring. Estimaten inkluderer forutsetninger om hvor lang tid det vil ta å fjerne installasjonene og om hva dagratene for rigg, marine operasjoner og tungløftlektene vil være på tidspunkt for fjerning. Disse faktorene kan variere betydelig avhengig av hvilket fjerningskonsept som forutsettes. Både den første innregningen av en nedstengnings- og fjerningsforpliktelse med tilhørende balanseførte utgifter, og den etterfølgende justeringen av disse balansepostene, involverer dermed betydelig skjønn.

**Finansielle derivater.** Når virkelig verdi av derivater ikke er direkte observerbar i aktive markeder, beregnes virkelig verdi basert på interne forventninger og direkte observerbar markedsinformasjon, herunder pris- og avkastningskurver for råvarer, valuta og renter. Endringer i forventninger og terminkurver kan ha vesentlig effekt for beregnet virkelig verdi av derivater og tilhørende inntekter eller tap i resultatregnskapet, og da spesielt for langsiktige kontrakter.

**Inntektsskatt.** Statoil betaler årlig betydelige beløp i skatt under ulike skatteregimer, og regnskapsfører betydelige endringer i utsatt skatte-eiendeler og gjeld. Kvaliteten på estimatene avhenger av hvordan selskapet fortolker gjeldende lover, forskrifter og rettspraksis, selskapets evne til å anvende til dels svært komplekse regler, identifisere og implementere endringer i regelverket, samt forutse fremtidig inntjening for å kunne anvende utsatte skattefordeler knyttet til fremførbare underskudd.

### 3 Virksomhetssammenslutninger

I 2008 økte Statoil sin eierandel i det brasilianske offshore tungoljefeltet Peregrino fra 50 til 100 prosent etter å ha ferdigstilt en avtale om å kjøpe Anadarkos 50 prosent eierandel den 10. desember 2008. Statoil betalte et kontantvederlag på 1,8 milliarder amerikanske dollar, inkludert utgifter påløpt i perioden 1. januar til 10. desember 2008 for 100 prosent av aksjene i Anadarkos heleide selskap Anadarko Petroleo Ltda og Anadarkos 50 prosent andel i selskapet South Atlantic Holding BV. Avhengig av fremtidige oljepriser over et avtalt minimumsnivå vil Statoil i tillegg betale et beløp begrenset oppad til 0,3 milliarder amerikanske dollar før skatt knyttet til inntjening fra Peregrinofeltet i perioden frem til 2020. Verdien av det betingede elementet i vederlaget ble på oppkjøpstidspunktet vurdert til 0,2 milliarder amerikanske dollar og er medtatt i anskaffelseskost for kjøpet. Oppkjøpet av Peregrino er blitt vurdert som en virksomhetssammenslutning etter IFRS 3 og endringer i verdien av det betingede elementet i vederlaget vil bli regnskapsført som en justering av balanseført verdi på de anskaffede eiendelene. Transaksjonen er bokført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon.

## 4 Oppkjøp og salg av eiendeler

I november 2008 kjøpte Statoil en 32,5 prosent eierandel i skifergassområdet Marcellus formasjonen fra Chesapeake Appalachia, L.L.C. Marcellus formasjonen strekker seg over 1,8 millioner acre (7.300 kvadratkilometer) i Appalachene i det nordøstlige USA. Statoil betalte 1,3 milliarder amerikanske dollar kontant og vil i tillegg betale 2,1 milliarder amerikanske dollar i form av fremtidig dekning av 75 prosent av Chesapeake sine bore- og kompletteringsutgifter i perioden 2009 til 2012. Marcellus eiendelene er i undersøkelses- og evalueringsfasen og den fremtidige dekningen av Chesapeake sine utgifter vil, basert på bestemmelser i IFRS 6 Leting etter og evaluering av mineralressurser, bli regnskapsført når utgiftene pådras etter hvert som bore- og kompletteringsarbeidet gjennomføres. Transaksjonen er regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon.

I februar 2008 ble Statoil sin deltakelse i Petrocedeño prosjektet (tidligere Sincor prosjektet) redusert fra 15 prosent til 9,677 prosent som følge av omdanningen av Sincor prosjektet til det felleskontrollerte selskapet Petrocedeño, S.A., som har 60 prosent deltakelse fra den venezuelanske stat gjennom dens heleide selskap Petroleos de Venezuela, S.A. Petrocedeño prosjektet innebærer utnyttelse av ekstra tung råolje fra reservoarene i Orinoco beltet offshore Venezuela. En regnskapsmessig gevinst på 1,1 milliarder norske kroner etter skatt er ført i konsernregnskapet knyttet til reduksjonen i eierandel. Transaksjonen er regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon. Statoils gjenværende eierandel i Petrocedeño er regnskapsført etter egenkapitalmetoden, mens den tidligere eierandelen i Sincor prosjektet ble regnskapsført som en felleskontrollert eiendel ved å inkludere selskapets andel av eiendeler, gjeld, inntekter og kostnader linje for linje i konsernregnskapet.

I andre kvartal 2007 kjøpte Statoil alle aksjene i selskapet North American Oil Sands Corporation (NAOSC) for 2,2 milliarder kanadiske dollar, som tilsvarte om lag 2,0 milliarder amerikanske dollar. Selskapet opererer oljesand lisenser som strekker seg over et område på 257.200 acre (1.110 kvadratkilometer) i Athabasca regionen i Alberta, nordøst for Edmonton. Transaksjonen ble regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon.

I første kvartal 2007 kjøpte Statoil eierandeler i to funn og ett leteprospekt i den amerikanske delen av Mexicogolfen fra Anadarko Petroleum Corporation for 0,9 milliarder amerikanske dollar. Lisensene er lokalisert i områdene Greater Tahiti og Walker Ridge. Som en del av transaksjonen kjøpte Statoil en 15 prosent eierandel i Big Foot-funnet og har nå 27,5 prosent eierandel. Transaksjonen er regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon.

## 5 Segmentinformasjon

### Informasjon om segmentene

Statoil har organisert virksomheten innenfor fire segmenter: Undersøkelse og produksjon Norge, Internasjonal undersøkelse og produksjon, Naturgass og Foredling og markedsføring. Segmentene Undersøkelse og produksjon Norge og Internasjonal undersøkelse og produksjon leter etter, utvikler og produserer råolje og naturgass og utvinner NGL (natural gas liquids). Segmentet Naturgass transporterer og markedsfører naturgass og naturgassprodukter. Foredling og markedsføring har ansvaret for petroleumsraffinering og markedsføring av alle petroleumsprodukter med unntak av naturgass og NGL.

"Øvrig virksomhet" inkluderer Konsernstaber og finans, Teknologi & Ny Energi og Prosjekter. "Elimineringer" inkluderer elimineringer av internt salg og intern urealisert fortjeneste, hovedsakelig fra salg av olje og oljeprodukter. Interne salg beregnes basert på estimerte markedspriser.

Oppdelingen i segmenter samsvarer med den interne rapporteringen til selskapets beslutningstaker, definert som selskapets konsernledelse (KL). Driftssegmentene er fastsatt ut fra forskjeller i virksomhet, produkter, tjenester og geografisk aktivitet. Statoil benytter Resultat før finansposter og skattekostnad som mål for segmentets resultat. Finansielle poster og skattekostnad blir ikke allokert til segmentene. Måling av segmentenes resultat følger samme regnskapsprinsipper som i konsernregnskapet som beskrevet i note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper.

Nedenfor presenteres segmentdata for årene 2009, 2008 og 2007:

(i millioner kroner)	Undersøkelse og produksjon Norge	Internasjonal undersøkelse og produksjon	Naturgass	Foredling og markedsføring	Øvrig virksomhet	Elimineringer	Sum
<b>Året 2009</b>							
Eksternt salg (inkluderer Andre inntekter)	4 153	12 301	96 973	348 941	1 287	0	463 655
Salg mellom segmenter	154 431	28 459	1 241	2 014	2 295	-188 440	0
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	79	1 075	399	280	-55	0	1 778
<b>Sum inntekter</b>	<b>158 663</b>	<b>41 835</b>	<b>98 613</b>	<b>351 235</b>	<b>3 527</b>	<b>-188 440</b>	<b>465 433</b>
Resultat før finansposter og skattekostnad	104 318	2 599	18 488	-541	-1 146	-2 078	121 640
Vesentlige poster uten kontanteffekt ført mot segmentets resultat							
- Avskrivning og amortiseringer	25 653	16 231	1 778	2 390	687	0	46 739
- Årets nedskrivning	0	873	1 001	5 369	74	0	7 317
- Nedskrivning varelager	0	0	-24	-5 171	0	1 377	-3 818
- Råvarebaserte derivater	-1 781	0	-2 814	1 072	-122	0	-3 645
- Nedskrivning av undersøkelseskostnader							
balanseført i tidligere år	1 177	5 821	0	0	0	0	6 998
Investeringer i tilknyttede selskaper	214	4 962	2 829	917	1 134	0	10 056
Segmentets øvrige anleggsmidler	175 998	152 678	34 797	28 587	3 028	0	395 088
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene*							41 312
<b>Totale anleggsmidler</b>							<b>446 456</b>
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler**	34 875	39 354	2 528	7 618	1 340	0	85 715

\* Utsatt skattefordel, pensjonsmidler og finansielle instrumenter er ikke allokert til segmenter.

\*\* Eksklusive tilganger knyttet til endringer i estimat for nedstengnings- og fjerningsforpliktelse.

(i millioner kroner)	Undersøkelse og produksjon Norge	Internasjonal undersøkelse og produksjon	Naturgass	Foredling og markedsføring	Øvrig virksomhet	Elimineringer	Sum
<b>Året 2008</b>							
Eksternt salg (inkluderer Andre inntekter)	2 879	10 289	108 704	530 165	2 700	0	654 737
Salg mellom segmenter	216 882	35 031	1 882	966	2 212	-256 973	0
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	82	809	225	216	-49	0	1 283
<b>Sum inntekter</b>	<b>219 843</b>	<b>46 129</b>	<b>110 811</b>	<b>531 347</b>	<b>4 863</b>	<b>-256 973</b>	<b>656 020</b>
Resultat før finansposter og skattekostnad	166 907	12 784	12 541	4 548	-731	2 783	198 832
Vesentlige poster uten kontanteffekt ført mot segmentets resultat							
- Avskrivning og amortiseringer	24 043	11 619	2 310	2 117	596	0	40 685
- Årets nedskrivning	0	2 063	0	0	248	0	2 311
- Nedskrivning varelager	0	0	24	5 203	0	-1 377	3 850
- Råvarebaserte derivater	-109	0	-1 341	-1 306	-37	0	-2 793
- Nedskrivning av undersøkelseskostnader balansført i tidligere år	749	2 957	0	0	0	0	3 706
Investeringer i tilknyttede selskaper	149	6 114	4 898	1 063	416	0	12 640
Segmentets øvrige anleggsmidler	165 493	160 580	35 735	34 420	3 854	0	400 082
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene*							20 889
<b>Totale anleggsmidler</b>							<b>433 611</b>
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler**	34 941	48 694	2 041	8 488	1 256	0	95 420

\* Utsatt skattefordel, pensjonsmidler og finansielle instrumenter er ikke allokert til segmenter.

\*\* Eksklusive tilganger knyttet til endringer i estimat for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser.



(i millioner kroner)	Undersøkelse og produksjon Norge	Internasjonal undersøkelse og produksjon	Naturgass	Foredling og markedsføring	Øvrig virksomhet	Elimineringer	Sum
<b>Året 2007</b>							
Eksternt salg (inkluderer Andre inntekter)	5 925	13 483	72 447	427 342	2 851	140	522 188
Salg mellom segmenter	173 259	27 746	927	468	1 600	-204 000	0
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	60	372	60	233	-116	0	609
<b>Sum inntekter</b>	<b>179 244</b>	<b>41 601</b>	<b>73 434</b>	<b>428 043</b>	<b>4 335</b>	<b>-203 860</b>	<b>522 797</b>
Resultat før finansposter og skattekostnad	123 150	12 161	1 562	3 776	-2 260	-1 185	137 204
Vesentlige poster uten kontanteffekt ført mot segmentets resultat							
- Avskrivning og amortiseringer	23 030	9 857	1 595	1 896	564	0	36 942
- Årets nedskrivning	0	1 246	250	937	-3	0	2 430
- Pensjonskostnader*	5 300	738	700	700	1 300	0	8 738
- Råvarebaserte derivater	-2 920	577	3 318	1 031	-88	0	1 918
- Nedskrivning av undersøkelseskostnader balanseført i tidligere år	50	1 610	0	0	0	0	1 660
Investeringer i tilknyttede selskaper	125	2 253	4 516	1 066	461	0	8 421
Segmentets øvrige anleggsmidler*	153 115	107 261	35 552	27 627	2 933	0	326 488
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene**							18 519
<b>Totale anleggsmidler</b>							<b>353 428</b>
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler***	31 100	36 200	2 100	4 800	800	0	75 000

\* Pensjonskostnader inkluderer kostnader til tidligpensjon (hensyntatt effekt knyttet til avkorting) og kostnader knyttet til tidligere perioders pensjonsopptjening.

\*\* Utsatt skattefordel, pensjonsmidler og finansielle instrumenter er ikke allokert til segmenter.

\*\*\* Eksklusive tilganger knyttet til endringer i estimat for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser.

Segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon regnskapsførte i 2009 en netto nedskrivningskostnad på 6,3 milliarder kroner, hovedsaklig knyttet til eiendeler i Mexicogulfen. Den netto nedskrivningskostnaden består av nedskrivninger på 8,0 milliarder kroner og reverseringer av tidligere nedskrivninger på 1,7 milliarder kroner. De netto nedskrivningskostnadene er presentert som henholdsvis Undersøkelseskostnader med 5,4 milliarder kroner og Avskrivning, amortisering og nedskrivning med 0,9 milliarder kroner basert på eiendelens natur som henholdsvis immateriell eiendel (undersøkelsesutgifter) og anleggsmidler (eiendeler knyttet til utbygging og produksjon).

I 2009 regnskapsførte Statoil i tillegg nedskrivninger på 5,4 milliarder kroner knyttet til eiendeler i segmentet Foredling og markedsføring. Grunnlaget for nedskrivningene var estimater på verdi i bruk utarbeidet på bakgrunn av reduserte forventninger til raffineringmarginene målt i norske kroner. Nedskrivningene er presentert som Avskrivning, amortisering og netto nedskrivning. I tillegg har Statoil regnskapsført tap ved nedskrivning på 1,4 milliarder kroner i 2009 knyttet til en investering i et raffineri som er klassifisert som en tilgjengelig for salg finansiell eiendel. Denne nedskrivningen er ikke henført til et bestemt segment, men er presentert som en finanspost.

I segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon har konsernet i 2008 bokført en nedskrivningskostnad på 4,5 milliarder kroner. Hoveddelen av dette beløpet gjelder eiendeler i Mexicogulfen. Nedskrivningskostnaden er presentert som henholdsvis Undersøkelseskostnader med 2,4 milliarder kroner og Avskrivning, amortisering og nedskrivning med 2,1 milliarder kroner.

I 2007 bokførte segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon en nedskrivningskostnad på 1,2 milliarder kroner som i hovedsak var relatert til eiendeler knyttet til felt i Mexicogulfen, mens segmentet Foredling og markedsføring bokførte en nedskrivningskostnad på 0,9 milliarder knyttet til varige driftsmidler og immaterielle eiendeler i Energi og detaljhandlevirksomheten i Sverige.

Ved vurdering av behov for nedskrivning av bokført verdi av en eiendel med potensielt verdifall blir eiendelens balanseførte verdi sett opp mot eiendelens gjenvinnbare verdi. Eiendelens gjenvinnbare verdi er det høyeste av virkelig verdi fratrukket salgskostnader og eiendelens bruksverdi. Ved beregning av bruksverdien, blir eiendelens estimerte fremtidige kontantstrømmer justert for spesifikk risiko knyttet til eiendelen og neddiskontert ved bruk av en reell diskonteringsrente etter skatt justert for spesifikke forhold som skatterater og kontantstrømmers tidshorisont. Reell diskonteringsrente etter skatt er 6,5 prosent i et 28 prosent regime og er utledet fra Statoils vektete kapitalkostnad.

Internprisen for salg av naturgass mellom segmentene Undersøkelse og produksjon Norge og Naturgass ble oppdatert med virkning fra 1. januar 2008 for bedre å reflektere endringene i markedet for konkurrerende energikilder.

Konsernregnskapet for 2007 inkluderte en kostnad på 10,7 milliarder kroner før skatt relatert til restrukturingsutgifter og andre utgifter som følge av fusjonen mellom Statoil og Hydros olje og gassdivisjon i 2007. Dette var i all hovedsak utgifter knyttet til pensjoner samt førtidspensjoner som ble tilbudt ansatte i Statoil som var fylt 58 år (betinget gitte vilkår). Kostnaden påvirker resultat før finansposter og skattekostnad i alle segmenter og særlig segmentet Undersøkelse og produksjon Norge. Basert på et forlik, samt estimatendringer i 2008, regnskapsførte Statoil 1,7 milliarder kroner som en kostnadsreduksjon i 2008. Den største delen av dette beløpet relaterer seg til segmentet Undersøkelse og produksjon Norge.

### Geografisk inndeling

Statoil har aktivitet i 42 land, og selskapets fire segmenter styres globalt. Ved presentasjon av informasjon basert på geografisk inndeling blir inntekter fra eksterne kunder henført til landet hvor det juridiske selskapet som står for det eksterne salget er hjemmehørende.

Henføring av eiendeler til segment baseres på eiendelens lokalisering.

Nedenfor presenteres geografiske data for 2009, 2008 og 2007.

(i millioner kroner)	Olje	Gass	NGL	Raffinerte produkter	Annet	Sum
<b>Året 2009</b>						
Norge	182 353	80 018	34 655	45 927	18 137	361 090
USA	19 836	5 555	117	14 017	672	40 197
Sverige	0	0	0	16 556	3 795	20 351
Danmark	0	0	0	15 105	1 957	17 062
Andre	9 978	2 959	154	10 762	1 102	24 955
Sum inntekter (eksklusive resultatandel fra tilknyttede selskaper)	212 167	88 532	34 926	102 367	25 663	463 655

(i millioner kroner)	Olje	Gass	NGL	Raffinerte produkter	Annet	Sum
<b>Året 2008</b>						
Norge	260 171	79 813	44 536	79 659	31 105	495 284
USA	24 712	8 795	1 660	20 182	2 545	57 894
Sverige	0	0	0	23 428	2 618	26 046
Danmark	0	0	0	16 858	2 558	19 416
Singapore	11 203	1 906	0	0	0	13 109
Storbritannia	1 982	10 878	2	0	2 800	15 662
Andre	7 305	930	198	16 885	2 008	27 326
Sum inntekter (eksklusive resultatandel fra tilknyttede selskaper)	305 373	102 322	46 396	157 012	43 634	654 737

(i millioner kroner)	Olje	Gass	NGL	Raffinerte produkter	Annet	Sum
<b>Året 2007</b>						
Norge	209 764	62 911	47 119	52 537	14 342	386 673
USA	24 142	5 269	1 766	22 823	-864	53 136
Sverige	0	0	0	15 217	7 892	23 109
Danmark	0	0	0	13 161	1 759	14 920
Singapore	13 861	0	0	367	0	14 228
Andre	13 290	2 485	139	11 517	2 691	30 122
Sum inntekter (eksklusive resultatandel fra tilknyttede selskaper)	261 057	70 665	49 024	115 622	25 820	522 188

#### Konsernets eiendeler henført til geografiske områder

(i millioner kroner per 31 desember)	2009	2008	2007
Norge	228 153	220 794	204 401
USA	38 993	50 587	38 672
Brasil	29 549	15 743	2 266
Angola	23 345	23 807	15 906
Canada	20 533	17 151	14 423
Aserbadsjan	17 331	21 396	16 279
Algerie	9 265	11 270	8 371
Andre områder	37 975	47 769	31 305
Sum anleggsmidler (eksklusive utsatt skattefordel, pensjonsmidler og langsiktige finansielle eiendeler)	405 144	408 517	331 623

#### Store kunder

Statoil har ikke driftsinntekter fra transaksjoner med enkeltkunder som utgjør 10 prosent eller mer av selskapets samlede driftsinntekter.

## 6 Finansiell risikostyring

### Generell informasjon relevant for risiko

Statoils forretningsaktiviteter eksponerer naturligvis konsernet for risiko. Konsernets tilnærming til risikostyring omfatter identifisering, evaluering og styring av risiko i alle våre aktiviteter ved bruk av en ovenfra og ned tilnærming med det formål å unngå sub-optimalisering og å utnytte korrelasjoner observert fra et konsernperspektiv. Å kun legge sammen de ulike markedsrisikoene, uten å ta hensyn til korrelasjonene, vil medføre en overestimering av vår totale markedsrisiko. Som følge av dette utnytter konsernet korrelasjoner mellom alle de viktigste markedsrisikoene, som pris på olje og naturgass, produktpriser, valuta og renter, for å kalkulere samlet markedsrisiko (det vil si utnytte de naturlige sikringene som er innbakt i vår portefølje). Denne tilnærmingen reduserer også antallet unødvendige transaksjoner (det vil si reduserer transaksjonskostnader og unngår sub-optimalisering).

For å oppnå effektene beskrevet ovenfor har konsernet sentraliserte handelsfullmakter slik at alle viktige/strategiske transaksjoner blir koordinert gjennom vår konsernriskokomiteé. Dette innebærer at lokale handelsfullmakter er relativt begrensede.

Statoils konsernriskokomiteé, som ledes av konserndirektør for økonomi og finans (CFO), og inkluderer representanter fra hovedforretningsområder, er ansvarlig for å definere, utvikle og evaluere retningslinjer for håndtering av risiko. CFO er, i samarbeid med konsernriskokomiteen, også ansvarlig for å overvåke og utvikle konsernets overordnede risikostyring og å foreslå passende risikoutjevne tiltak på konsernnivå. Komiteen møtes minimum seks ganger i året og mottar jevnlig risikoinformasjon relevant for konsernet fra vår konsernriskoaddeling.

### Finansiell risiko

Statoil sine aktiviteter eksponerer konsernet for finansiell risiko som definert i IFRS 7:

- Markedsrisiko (inkludert råvarepriserisiko, renterisiko, valutarisiko og verdipapirpriserisiko)
- Likviditetsrisiko
- Kredittrisiko

### Markedsrisiko

Statoil opererer i verdensmarkedene for råolje, raffinerte produkter, naturgass og elektrisitet, og er eksponert for markedsrisikoer knyttet til endringer i prisene på hydrokarboner, valutakurser, rentesatser, og elektrisitetspriser som kan påvirke inntekter og kostnader ved drift, investeringer og finansiering. Risikoene styres i hovedsak på kortsiktig basis, med fokus på hvordan Statoil best kan oppnå optimal risikostyrt avkastning innenfor gitte fullmakter. Langsiktige posisjoner som normalt har seks måneders eller lengre tidshorisont styres på konsernnivå, mens kortsiktig risiko generelt styres på segment nivå, eller lavere nivå basert på mandater godkjent av konsernriskokomiteen.

Konsernet har etablert retningslinjer for å inngå avtaler (derivater) med formål å styre råvarepriserisiko, valutakursrisiko og renterisiko. Både finansielle instrumenter og råvarebaserte derivatkontrakter benyttes for å styre risikoen knyttet til inntekter, finansposter og nåverdi av fremtidige kontantstrømmer.

### Råvarepriserisiko

Råvarepriserisikoen representerer konsernets mest betydelige kortsiktige markedsrisiko, og overvåkes daglig mot etablerte mandater som fastsatt i konsernets styrende dokumenter. For å styre den kortsiktige råvarepriserisikoen blir det inngått råvarebaserte derivatkontrakter som består av futures, 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 InterContinental Exchange (ICE) 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 ICE futures.

Løpetiden for råolje- og raffinerte oljeproduktderivater er vanligvis under ett år og for naturgass- og elektrisitetsderivater er løpetiden vanligvis ca. tre år eller kortere.

### Valutarisiko

Statoils driftsresultater og kontantstrømmer er påvirket av prisutvikling på selskapets viktigste produkter, olje og gass, i tillegg til utviklingen på de viktigste valutaer, som NOK, EUR, GBP, mot USD.

Statoil styres som et USD basert selskap i valutasammenheng. Valutarisiko styres etter etablerte retningslinjer og mandater på konsernnivå.

Konsernets kontantstrømmer fra olje- og gass salg, driftsutgifter og investeringer er for en stor del i USD, mens skatt og utbytte er i NOK. Statoils valutastyring er hovedsaklig knyttet til å sikre skatt- og utbyttebetalinger i NOK. Dette betyr at konsernet regelmessig kjøper betydelige NOK beløp ved bruk av konvensjonelle derivatinstrumenter med levering på et fremtidig tidspunkt.

### Renterisiko

Statoil har eiendeler og gjeld med flytende rentebetingelser som eksponerer konsernet for kontantstrøm risiko forårsaket av rentebevegelser i markedet. Konsernet benytter seg av rentederivater, som for eksempel renteswapper, for å styre rente eksponeringen, for å redusere forventet finansieringskostnad over tid og for å diversifisere finansieringskilder. Ved å benytte kapitalmarkedet når obligasjoner med fast rente utstedes, og samtidig endre renterisiko ved å inngå renteswapper, blir finansieringskildene mer diversifisert sammenlignet med kun å bruke markedet for flytende USD rente.

Statoil styrer hovedsaklig renterisiko ved å endre kontantstrømmer fra langsiktige obligasjonslån utstedt med fast rente til kontantstrømmer med flytende rentebetalinger. Obligasjonslån er vanligvis utstedt i JPN, EUR, CHF, GBP and USD. Disse obligasjonslånene blir endret til flytende USD rente ved å benytte rente- og valutawaper. Konsernets valutapolicy inkluderer også mandat til å avvike fra policy og beholde deler av langsiktig gjeld med fastrente.

### Aksjepriserisiko

Konsernets forsikringsselskap (captive) eier børsnoterte aksjer som en del av sin portefølje. I tillegg har konsernet noen andre ikke noterte aksjer for langsiktig strategisk formål. Ved å eie disse eiendelene har konsernet prisisikoeksponering, definert som reduksjon i aksjeprisen, som kan medføre en reduksjon i den bokførte verdien av konsernets eiendeler innregnet i balansen. Risikoen i porteføljen eid av konsernets forsikringsselskap er styrt, med mål om å opprettholde en moderat risiko profil, gjennom geografisk diversifisering og bruk av brede referanseindekser.

### Likviditetsrisiko

Likviditetsrisiko er at Statoil ikke er i stand til å gjøre opp sine finansielle forpliktelser når de forfaller. Formålet med likviditets- og kortsiktig gjeldsstyring er å sikre at konsernet til en hver tid har tilstrekkelige midler tilgjengelig for å dekke sine finansielle forpliktelser.

Statoil styrer likviditet og finansiering på konsernnivå, som sikrer tilstrekkelig likviditet til å dekke operasjonelle krav. De utfordrende markedene de siste årene har ført til økt fokus og oppmerksomhet mot kreditt- og likviditetsrisiko for hele konsernet. Investeringsplaner har blitt justert og Statoil har, og vil fortsette med, å igangsette tiltak for å kutte kostnader. For å sikre nødvendig finansiell fleksibilitet, som inkluderer å gjøre opp konsernets finansielle forpliktelser, har Statoil opprettholdt retningslinjer for likviditetsstyring, som etter Statoils mening er konservative. Statoil utarbeider tre års prognoser for likviditetsutvikling minst på månedlig basis.

Statoils kontantstrøm fra drift er vesentlig påvirket av volatiliteten i olje- og gasspriser, men konsernets likviditet har forblitt sterk gjennom 2009 og retningslinjer for likviditetsstyring er uforandret.

Statoils største utbetalinger er den årlige dividende utbetalingen og seks årlige betalinger av norsk petroleumsskatt. Hvis kontantbeholdningen én måned etter skatt- og utbyttebetalingsdato er under definerte minimumsnivå, skal opptak av langsiktig finansiering vurderes.

Kortsiktige finansieringsbehov blir vanligvis dekket via US Commercial Paper Programme (CP), USD 4 milliarder som er dekket av en revolverende kredittfasilitet på USD 2 milliarder, støttet av Statoils 17 kjernebanker. Kredittfasiliteten er ubrukt og gir sikker tilgang til finansiering, understøttet av beste mulige kortsiktige rating, (A1/P1). Kredittfasiliteten forfaller i desember 2011 og er forventet fornyet/økt i løpet av 2010.

For langsiktig finansiering bruker Statoil alle viktige fundingmarkeder (USA, Europe and Japan). For å følge konsernets retningslinjer, bruker Statoil finansielle derivater, valuta- og renteswapper, for å konvertere kontantstrømmer til flytende USD rentebetingelser. Statoils policy er å ha en jevn forfallsstruktur på obligasjonsgjelden, der nedbetaling ikke overstiger fem prosent av sysselsatt kapital de nærmeste fem år. Statoils langsiktige obligasjonsgjeld har en gjennomsnittlig løpetid på cirka ti år.

For mer informasjon om konsernets langsiktige gjeld, se note 22 Langsiktige finansielle forpliktelser.

Tabellen nedenfor viser en forfallsanalyse av konsernets finansielle forpliktelser og finansielle eiendeler holdt med formål å styre likviditetsrisiko basert på udiskonterte kontraktsmessige kontantstrømmer. Inkludert i eiendeler holdt for å styre likviditetsrisiko er visse valuta finansielle derivater.

(i millioner kroner)	Mindre enn 1 år	1-2 år	3-4 år	5-10 år	Etter 10 år	Totalt spesifisert
<b>31. desember 2009</b>						
Ikke-finansielle derivat forpliktelser	-72 540	-17 910	-24 854	-49 836	-52 349	-217 489
Finansielle derivater	-613	24	-766	-1 672	-1 064	-4 091
<b>Finansielle eiendeler holdt for styring av likviditetsrisiko</b>						
Kortsiktige finansielle derivater	335	0	0	0	0	335
Kortsiktige finansielle investeringer	7 022	0	0	0	0	7 022
Betalingsmidler	24 723	0	0	0	0	24 723
Sum eiendeler	32 080	0	0	0	0	32 080
<b>31. desember 2008</b>						
Ikke-finansielle derivat forpliktelser	-98 820	-8 197	-11 150	-13 056	-28 073	-159 296
Finansielle derivater	-13 634	-120	-73	-174	-421	-14 422
<b>Finansielle eiendeler holdt for styring av likviditetsrisiko</b>						
Kortsiktige finansielle derivater	173	0	0	0	0	173
Kortsiktige finansielle investeringer	9 747	0	0	0	0	9 747
Betalingsmidler	18 638	0	0	0	0	18 638
Sum eiendeler	28 558	0	0	0	0	28 558

Per 31. desember 2009 utgjorde Statoils likvide eiendeler NOK 31,7 milliarder og total likvid reserve, definert som totalen av konsernets likvide eiendeler og ubrukt kredit fasilitet, utgjorde NOK 43,3 milliarder.

#### Kreditrisiko

Kreditrisiko er risikoen for at konsernets kunder eller motparter kan påføre konsernet finansielle tap ved ikke å overholde sine forpliktelser. Kreditrisiko oppstår gjennom kreditteksponering knyttet til kundefordringer samt fra finansielle investeringer, finansielle derivatinstrumenter og innskudd i finansinstitusjoner. Konsernets teoretiske maksimale kreditteksponering for finansielle eiendeler er summen av balanseført verdi for finansielle investeringer (unntatt egenkapitalinvesteringer på NOK 6,5 milliarder i 2009 og NOK 6,5 milliarder i 2008), finansielle derivater, finansielle fordringer, kunde- og andre fordringer samt kontanter og kontantekvivalenter.

Sentrale elementer i konsernets styring av kreditrisiko er:

- En global kredittpolitikk
- Kredittmandater
- En intern prosess for kredittevaluering
- Risikoavlastningsinstrumenter
- Kontinuerlig overvåking og styring av kreditteksponering

Før transaksjoner inngås med nye motparter, krever konsernets kredittpolitikk at motpartene er formelt identifisert og godkjent. I tillegg fastsettes en intern kreditt-rating og kredittgrense. Alle etablerte motparter revurderes minimum årlig og eksponering overvåkes kontinuerlig. Kredittevalueringen er basert på kvantitative og kvalitative analyser av finansiell og annen relevant informasjon. I tillegg vurderer Statoil betalingshistorikk, motpartens størrelse og diversifisering, samt bransjerisiko knyttet til motparten. Den interne risikoklassifiseringen reflekterer Statoils vurdering av motpartens kreditrisiko. Grenser for kreditteksponering fastsettes på bakgrunn av kredittevalueringen kombinert med andre faktorer, så som forventede karakteristika ved transaksjonen og bransjen. Kredittmandatene definerer akseptabel kreditrisiko, og er besluttet av selskapets ledelse. Kredittmandatene blir regelmessig vurdert med hensyn til endrede markedsforhold.

Konsernet bruker flere instrumenter for å avlaste og kontrollere kreditrisiko, både per motpart og på porteføljenivå. Hovedinstrumentene som benyttes er ulike typer bank- og morselskapsgarantier, forskuddsbetalinger og depositumer. For bankgarantier godtas kun garantier fra internasjonale banker med "investment grade" kreditt-rating.

Konsernet har forhåndsdefinerte grenser for porteføljens gjennomsnittlige rating samt for maksimal kreditteksponering for den enkelte motpart. Porteføljens overvåking er regelmessig, og den enkelte motparts eksponering kontrolleres daglig i forhold til etablert kredittgrense. Den totale kredittporteføljen til konsernet er geografisk diversifisert på en rekke motparter innen olje og energisektoren, i tillegg til større olje- og gassbrukere samt finansielle motparter. Størstedelen av konsernets eksponering er med selskaper med "investment grade" rating.

Tabellen nedenfor viser konsernets finansielle eiendeler som ikke er forfalt eller forringet, verdsatt etter virkelig verdi og fordelt i henhold til motpartens kredittrating. Kun instrumenter som ikke er handlet på børs er inkludert i kortsiktige og langsiktige finansielle derivater.

(i millioner kroner)	Langsiktige finansielle fordringer	Kundefordringer og andre fordringer	Kortsiktige finansielle derivater	Langsiktige finansielle derivater
<b>31. desember 2009</b>				
«Investment grade», med rating A eller høyere	1 081	25 119	3 501	10 975
Annen «Investment grade»	1 387	5 417	1 060	6 669
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	696	22 471	635	0
Sum finansielle eiendeler	3 164	53 007	5 196	17 644
<b>31. desember 2008</b>				
«Investment grade», med rating A eller høyere	1 360	33 737	6 243	15 484
Annen «Investment grade»	3	8 431	1 296	5 798
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	1 408	24 476	761	0
Sum finansielle eiendeler	2 771	66 644	8 300	21 282

Per 31. desember 2009 er NOK 4,7 milliarder kalt inn som sikkerhetsstillelse for å redusere deler av konsernets kreditteksponering. Se note 26 Kortsiktige finansielle forpliktelser for mer informasjon om mottatt sikkerhet.

## 7 Kapitalstyring

### Kapitalstyring

Statoils retningslinjer for kapitalstyring er å maksimere verdiskaping over tid, og samtidig beholde en sterk finansiell posisjon og en langsiktig kredittrating innenfor kategori A eller bedre.

Statoils administrasjon anvender nøkkeltall som fri kontantstrøm delt på netto justert rentebærende gjeld (FFO/ND) og netto justert rentebærende gjeld over sysselsatt kapital (ND/CE), i vurderinger som gjelder Statoils finansielle fleksibilitet og evne til å pådra selskapet mer gjeld.

FFO er netto kontantstrøm fra drift etter skatt tillagt visse justeringer anvendt av viktigste ratingbyråene. Disse justeringene omfatter kontantstrøms effekter fra operasjonelle leieavtaler, pensjonsforpliktelser, kapitaliserte renter, fjerningsforpliktelser og reklassifisering av endringer i arbeidskapital.

ND er definert som Statoils kortsiktige og langsiktige rentebærende gjeld justert for kontantbeholdning og justert for de justeringene definert ovenfor. I tillegg kommer visse justeringer tilknyttet prosjektfinansiering, avsetningsinstruksjonen mellom Statoil og SDØE og likviditetsposisjoner fra konsernets forsikringsselskap.

CE er Statoils totale egenkapital pluss netto rentebærende gjeld, inkludert justeringer definert ovenfor.

### Kredittrating

Kredittrating er viktig for Statoil for å sikre tilstrekkelig finansiell fleksibilitet til å understøtte en dynamisk strategi og sikre fleksibilitet gjennom økonomiske og markedsmessige sykluser. Statoil har kredittrating fra Moody's og Standard & Poor's og vår fastsatte strategi er å ha en kredit rating minst innenfor singel A nivå. Denne ratingen understøtter nødvendig forutsigbarhet og gir tilgang til finansiering fra alle relevante kapitalmarkeder til markedets beste betingelser. Statoils langsiktige rating er for tiden Aa2 og AA- fra henholdsvis Moody's og Standard & Poor's. Den kortsiktige rating er for tiden P-1 fra Moody's og A-1+ fra Standard & Poor's. Statoil har en intensjon om å holde finansielle nøkkeltall på nivå som er konsistente mot våre rating mål.

### Finansiering av datterselskap og tilknyttede selskap

Normalt er det morselskapet Statoil ASA som tar opp ekstern rentebærende gjeld og deretter yter lån eller egenkapital til heleide datterselskap for å finansiere kapitalbehov innenfor konsernet. Med effekt fra 1. januar 2009 overførte Statoil ASA eierrettighetene til sine lisenser på norsk sokkel til Statoil Petroleum AS. Etter denne overføringen er majoriteten av konsernets eiendeler eiet av Statoil Petroleum AS. Med virkning fra samme dag påtok Statoil Petroleum AS seg å være medansvarlig eller garantist for Statoil ASAs obligasjonslån og andre låneavtaler. Som medansvarlig påtar Statoil Petroleum AS seg solidaransvar for betalingen av og lånebetingelser knyttet til denne gjelden.

Når delvis eide datterselskap eller investeringer i tilknyttede selskap er finansiert, er det Statoils regel å finansiere i henhold til eierandel og på like vilkår som de andre eierne. All finansiering av datterselskap og tilknyttede investeringer er gjennomført etter prinsippet med armlengdes avstand. Prosjektspesifikk finansiering kan også anvendes med hovedformål å redusere risiko.

## Kapitaldistribusjon

Avkastning for selskapet eierne består av utbytte, tilbakekjøp av aksjer og aksjekursutvikling. Dagens utbytte regel sier:

Det er Statoils ambisjon å øke det årlige kontantutbytte, målt i NOK per aksje, i takt med den langsiktig underliggende inntjeningen. Når Statoil fastsetter det årlige utbyttensnivå, vil Statoil ta hensyn til forventet kontantstrøm, investeringsplaner, finansieringsbehov og nødvendig finansiell fleksibilitet. I tillegg til kontantutbytte kan Statoil vurdere tilbakekjøp av aksjer som en del av total kapitaldistribusjon til eierne.

Koblingen til IFRS overskudd er fjernet og fokus vil være på å øke det årlige kontantutbytte på linje med langsiktig underliggende inntjening. Statoils nye utbyttepolitikk indikerer ikke endring i langsiktig utbytte nivå, inklusiv potensiell tilbakekjøp av aksjer, sammenlignet med tidligere regel. Statoil understreker betydningen av å opprettholde et attraktivt utbyttensnivå også i fremtiden.

## 8 Godtgjørelse

(i millioner kroner, unntatt antall årsverk)	2009	31. desember 2008	2007
Lønnskostnader**	18 472	18 670	17 243
Pensjonskostnader	3 538	2 851	3 131
Arbeidsgiveravgift	3 023	2 676	2 930
Andre lønnskostnader og sosiale kostnader	2 177	2 102	1 997
Sum lønnsrelaterte kostnader	27 210	26 299	25 301*
Gjennomsnittlig antall årsverk	28 107	28 001	27 641

\* Totale lønnsrelaterte kostnader i 2007 inkluderer ikke sluttvederlag.

\*\* Lønnskostnader er eksklusiv refusjoner fra Arbeids- og velferdsforvaltningen (NAV).

Lønnsrelaterte kostnader er akkumulert i kostnadspooler og delvis viderebelastet partnerne i Statoil-opererte lisenser med utgangspunkt i påløpte timer.

Detaljer om beregning av pensjonskostnad og netto pensjonsforpliktelse fremgår av note 23 Pensjonsordninger for ansatte.

### Aksjebasert avlønning

Statoils aksjespareprogram gir de ansatte muligheten til å kjøpe aksjer i Statoil gjennom månedlige lønnstrekk. Dersom aksjene beholdes i to hele kalenderår med sammenhengende ansettelse i Statoil, vil de ansatte bli tildelt en bonusaksje for hver aksje de har kjøpt.

Beregnet kostnad for Statoil relatert til 2009, 2008 og 2007 programmene, inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 370 millioner, 340 millioner og 246 millioner kroner. Beregnet kostnad for Statoil for 2010 programmet (avtaler inngått i 2009) utgjør 427 millioner kroner. Gjenstående beløp per 31. desember 2009 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 816 millioner kroner.



## 9 Andre kostnader

### Godtgjørelse til revisor

(i millioner kroner, ekskl. mva)	Revisjonshonorar	Revisjonsrelaterte tjenester	Andre tjenester	Totalt
2009				
Ernst & Young - Norge	34,2	5,3	3,7	43,2
Ernst & Young - utenfor Norge	27,1	1,5	0,9	29,5
<b>Totalt</b>	<b>61,3</b>	<b>6,8</b>	<b>4,6</b>	<b>72,7</b>
2008				
Ernst & Young - Norge	35,0	4,9	0,1	40,0
Ernst & Young - utenfor Norge	25,3	3,8	0,1	29,2
<b>Totalt</b>	<b>60,3</b>	<b>8,7</b>	<b>0,2</b>	<b>69,2</b>
2007				
Ernst & Young - Norge	20,7	7,3	0,1	28,1
Ernst & Young - utenfor Norge	24,1	0,8	0,3	25,2
<b>Totalt</b>	<b>44,8</b>	<b>8,1</b>	<b>0,4</b>	<b>53,3</b>

I tillegg til tallene i tabellen over er det betalt revisjonshonorar og revisjonsrelatert honorar til Ernst & Young knyttet til Statoil-opererte lisenser på 8,9 millioner, 8,5 millioner og 6,1 millioner kroner for henholdsvis 2009, 2008 og 2007.

Økningen i godtgjørelse for revisjon fra 2007 til 2008 skyldes hovedsakelig økt aktivitet i forbindelse med fusjonen med Hydro Petroleum.

### Utgifter til forskning og utvikling

Utgifter til forskning og utvikling utgjorde henholdsvis 2 073, 2 243 og 1 969 millioner kroner i 2009, 2008 og 2007. Utgiftene er delvis finansiert av partnere på Statoil-opererte lisenser. Statoils andel av utgiftene har blitt kostnadsført i resultatregnskapet.

# 10 Finansposter

(i millioner kroner)	2009	2008	2007
Agioeffekter langsiktige finansielle forpliktelser	0	-11 252	5 944
Agioeffekter finansielle derivater	9 722	-25 001	8 276
Agioeffekter betalbar skatt	-1 930	-	-
Andre agioeffekter	-5 799	3 690	-4 177
<b>Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta</b>	<b>1 993</b>	<b>-32 563</b>	<b>10 043</b>
Mottatt utbytte	66	290	523
Verdipapirgevinst/-tap finansielle investeringer	875	4 796	-723
Renteinntekter verdipapirer	354	975	338
Renteinntekter langsiktige finansielle eiendeler	106	130	197
Renteinntekter kortsiktige finansielle eiendeler og andre finansinntekter	2 307	6 016	1 970
<b>Renteinntekter og andre finansielle poster</b>	<b>3 708</b>	<b>12 207</b>	<b>2 305</b>
Balansførte renter	1 351	1 225	2 680
Rentekostnader fjerningsforpliktelse	-2 432	-2 107	-2 099
Rentekostnader langsiktige finansielle forpliktelser inkl. derivater	-2 386	-1 850	-2 447
Gevinst (tap) finansielle derivater	-6 593	5 632	513
Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finansieringskostnader	-2 391	-909	-1 388
<b>Renter og andre finansieringskostnader</b>	<b>-12 451</b>	<b>1 991</b>	<b>-2 741</b>
<b>Netto finansposter</b>	<b>-6 750</b>	<b>-18 365</b>	<b>9 607</b>

Endringer i virkelig verdi for valutaderivater relatert til likviditetsstyring og valutastyring, er inkludert i Agioeffekter finansielle derivater. Svekkelse av USD i forhold til norske kroner i 2009 resulterte i virkelig verdi gevinster for disse posisjonene i resultatregnskapet. Tilsvarende resulterte styrking av USD i forhold til norske kroner i 2008 til virkelig verdi tap og svekkelse av USD i forhold til norske kroner i 2007 resulterte i virkelig verdi gevinster.

For sammenligning av andre agioeffekter i 2009 med 2008 og 2007 må en ta hensyn til at morselskapet Statoil ASA endret funksjonell valuta fra norske kroner til USD med effekt fra 1. januar 2009. For ytterligere informasjon se note 1 Selskapet og selskapsstruktur.

Endring i virkelig verdi for rentederivater knyttet til rentestyring av den eksterne låneporteføljen, er inkludert i Gevinst (tap) finansielle derivater. Stigende USD renter gjennom 2008 resulterte i virkelig verdi tap for disse posisjonene. Tilsvarende resulterte fall i USD renter gjennom 2008 og 2007 i virkelig verdi gevinster for disse posisjonene.

Inkludert i Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finansieringskostnader er en nedskrivning av Pernis-raffineriet på 1,4 milliarder kroner i 2009.

Balansførte renter er redusert i 2009 i forhold til 2008 og 2007 på grunn av at flere felt har gått over i produksjon.

All sikringsbokføring knyttet til en andel av langsiktig gjeld ble avsluttet i første kvartal av 2009. Tidligere endringer i virkelig verdi bokført mot lån i sikringsforhold på 2,5 milliarder kroner amortiseres over lånenes gjenværende løpetid (14 til 19 år). Amortisert inntekt inkludert i Gevinst (tap) finansielle derivater er 198 millioner kroner i 2009.

# 11 Skatter

## Spesifikasjon av skattekostnad

(i millioner kroner)	2009	2008	2007
Norge - sokkel	80 944	124 775	93 838
Norge - land	4 027	3 378	1 924
Andre land - oppstrøm <sup>1)</sup>	5 149	9 704	9 928
Andre land - nedstrøm <sup>1)</sup>	770	306	535
Betalbar skatt	90 890	138 163	106 225
Norge - sokkel	9 358	3 567	-555
Norge - land	242	-4 992	373
Andre land - oppstrøm <sup>1)</sup>	-3 094	993	-3 688
Andre land - nedstrøm <sup>1)</sup>	-221	-534	-185
Utsatt skatt	6 285	-966	-4 055
Total skattekostnad	97 175	137 197	102 170

1) Inkluderer norsk skatt på aktiviteter i utlandet.

## Avstemming mellom norsk nominell skattesats på 28 % og effektiv skattesats

(i millioner kroner)	2009	2008	2007
Norge - sokkel	122 074	171 150	124 707
Norge - land	-10 700	-6 260	7 331
Andre land - oppstrøm	2 733	14 610	13 727
Andre land - nedstrøm	783	967	1 046
<b>Resultat før skattekostnad</b>	<b>114 890</b>	<b>180 467</b>	<b>146 811</b>
Beregnet skatt etter nominelle satser:			
Beregnet skatt etter nominell sats (28%) i Norge	32 169	50 531	41 107
Særskatt petroleum etter nominell sats (50%) i Norge	61 037	85 575	62 353
Skatteeffekt av friinntektsfradrag*	-5 052	-5 047	-4 365
Andre land oppstrøm	1 289	6 606	2 397
Andre land nedstrøm	330	-497	57
Permanente forskjeller som følge av USD som funksjonell valuta	6 935	0	0
Annet	467	29	621
<b>Total skattekostnad</b>	<b>97 175</b>	<b>137 197</b>	<b>102 170</b>
<b>Effektiv skattesats</b>	<b>84,58%</b>	<b>76,02%</b>	<b>69,59%</b>

\* Resultatet fra olje- og gassvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen skattlegges i henhold til Petroleumsskatteloven. I tillegg til ordinær selskapsbeskatning på 28 % fastsettes det en særskatt på 50 % etter fradrag for friinntekt. Friinntektsfradraget er på 7,5 % per år i fire år fra og med det året investeringen foretas. Per 31. desember 2009 utgjør ikke periodisert friinntekt 15,5 milliarder kroner. Tilsvarende tall for 2008 var 15,1 milliarder kroner.

Økningen i effektiv skattesats i 2009 sammenlignet med 2008 skyldes hovedsakelig betydelige skattbare valutagevinster, noe som ikke påvirker resultatregnskapet for selskaper som har amerikanske dollar som funksjonell valuta. Dette utgjør 6,9 milliarder kroner.

## Utsatt skattefordel og utsatt skatt består av:

(i millioner kroner)	Varelager	Andre kortsiktige poster	Fremførbare skattemessige underskudd	Varige driftsmidler	Lete-kostnader	Fjerningsforpliktelser	Pensjoner	Andre langsiktige poster	Total
Utsatt skatt 31. desember 2008									
Utsatt skatt eiendeler	1 356	5 970	3 505	1 864	0	28 195	10 607	5 693	57 190
Utsatt skatt forpliktelser	0	-9 063	0	-91 816	-18 528	0	0	-4 625	-124 032
Netto eiendel/(forpliktelse)									
31. desember 2008	1 356	-3 093	3 505	-89 952	-18 528	28 195	10 607	1 068	-66 842
Utsatt skatt 31. desember 2009									
Utsatt skatt eiendeler	907	2 123	3 098	10 162	0	34 072	8 148	2 668	61 178
Utsatt skatt forpliktelser	0	-9 014	0	-96 799	-20 091	0	0	-9 636	-135 540
Netto eiendel/(forpliktelse)									
31. desember 2009	907	-6 891	3 098	-86 637	-20 091	34 072	8 148	-6 968	-74 362

Analyse utsatt skatt gjennom året	2009	2008	2007
Utsatt skatt forpliktelse 1. januar		66 842	71 276
Innregnet i resultatoppstillingen		6 285	-4 055
Inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapitalen		759	364
Innregnet i egenkapital		155	-189
Omregningsdifferanser og annet		321	-712
Utsatt skatt forpliktelse 31. desember		74 362	66 684

Utsatte skattefordeler og utsatt skattegjeld motregnes når de relaterer seg til samme skattesystemet og det foreligger juridisk grunnlag for motregning.

### Utsatte skattefordeler

Per 31. desember 2009 har Statoil innregnet 1,96 milliarder kroner i netto utsatte skattefordeler, i hovedsak innenfor segmentet Internasjonal Undersøkelse og Produksjon. Det er sannsynlig at tilstrekkelige skattepliktige overskudd vil bli generert, slik at de utsatte skattefordelene kan benyttes.

### Ikke innregnede utsatte skattefordeler:

(i millioner kroner)	2009	31. desember 2008
Skattereduserende midlertidige forskjeller	14 519	8 016
Fremførbare skattemessige underskudd	4 461	4 744

Fremførbare skattemessige underskudd som det ikke er innregnet utsatt skattefordel på i balansen knytter seg i hovedsak til USA og utløper i perioden 2019 til 2025. Ikke innregnede utsatte skattefordeler knyttet til de skattereduserende midlertidige forskjellene, som i hovedsak er knyttet til Angola, utløper ikke under eksisterende skatteregler. Utsatt skattefordel er ikke innregnet for disse skatteposisjonene da det ikke finnes sterke nok holdepunkter, i forhold til det som kreves i gjeldende regnskapsstandarder, for å underbygge at fremtidige skattemessige resultater vil medføre at fordelene vil kunne benyttes.

## 12 Resultat per aksje

### Ordinært resultat per aksje

Beregningen av ordinært resultat per aksje for henholdsvis 2009, 2008 og 2007 er basert på årets resultat for de respektive år og et vektet gjennomsnitt av ordinære utestående aksjer gjennom året for morselskapet, og beregnet som følger:

	2009	2008	2007
Årets resultat tilordnet aksjeeiere i morselskapet (i millioner kroner)	18 313	43 265	44 096
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære utestående aksjer (antall aksjer i tusen)			
Antall utestående ordinære aksjer 1. januar	3 189 902	3 188 647	2 166 144
Effekt av egne aksjer	-6 029	-2 693	-21 681
Effekt av aksjer utstedt ved fusjon med Hydro Petroleum	-	-	1 051 404
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære utestående aksjer 31. desember	3 183 874	3 185 954	3 195 867
Resultat per aksje for resultat tilordnet selskapets aksjonærer - ordinært og utvannet (kroner)	5,75	13,58	13,80

Konsernet har ikke aksjeprogrammer med vesentlig utvanningseffekt og beregnet utvannet resultat per aksje avrundes til samme beløp som ordinært resultat per aksje.

Ved beregning av resultat per aksje i forbindelse med fusjonen med Hydro Petroleum, ble vektet gjennomsnittlig antall utestående ordinære aksjer satt til summen av tidligere Statoils vektete gjennomsnitt av antall ordinære utestående aksjer og Hydros vektete gjennomsnitt av antall ordinære utestående aksjer multiplisert med antall ordinære Statoil aksjer som Hydros aksjonærer mottok for hver Hydro aksje i forbindelse med fusjonen.

## 13 Varige driftsmidler

(i millioner kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler	Prod. anlegg olje og gass, inkl. rørledninger	Prod. anlegg på land	Bygninger og tomter	Skip	Anlegg under utbygging	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2007	14 041	521 542	41 162	14 742	4 647	49 110	645 244
Tilgang ved virksomhetssammenslutning	160	0	0	0	0	14 068	14 228
Tilgang og overføringer	3 139	47 327	3 234	1 103	819	9 627	65 249
Avgang til anskaffelseskost	-1 265	-7 907	-4 622	-546	-33	-1 089	-15 462
Omregningsdifferanser	2 149	21 104	1 710	1 229	171	6 167	32 530
Anskaffelseskost 31. desember 2008	18 224	582 066	41 484	16 528	5 604	77 883	741 789
Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2007	-9 745	-323 491	-25 761	-5 487	-430	-1 978	-366 892
Årets avskrivninger	-1 005	-36 872	-1 607	-672	-396	0	-40 552
Overføringer	0	-2 343	0	0	0	2 343	0
Årets netto nedskrivninger	0	-735	0	0	0	-1 409	-2 144
Av- og nedskrivninger på årets avgang	1 138	6 667	1 446	336	0	117	9 704
Omregningsdifferanser	-1 241	-8 801	-897	-488	-43	-594	-12 064
Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2008	-10 853	-365 575	-26 819	-6 311	-869	-1 521	-411 948
Bokført verdi 31. desember 2008	7 371	216 491	14 665	10 217	4 735	76 362	329 841
Estimert levetid (år)	3 - 10	*	15 - 20	20 - 33	20 - 25		

(i millioner kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler	Prod. anlegg olje og gass, inkl. rørledninger	Prod. anlegg på land	Bygninger og tomter	Skip	Anlegg under utbygging	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2008	18 224	582 066	41 484	16 528	5 604	77 883	741 789
Tilgang og overføringer	4 379	58 269	2 528	1 431	-788	20 068	85 887
Avgang til anskaffelseskost	-1 411	-514	-223	-348	0	0	-2 496
Omregningdifferanser	-2 650	-21 334	-435	-1 876	-737	-8 730	-35 762
Anskaffelseskost 31. desember 2009	18 542	618 487	43 354	15 735	4 079	89 221	789 418
Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2008	-10 853	-365 575	-26 819	-6 311	-869	-1 521	-411 948
Årets avskrivninger	-1 305	-42 347	-1 994	-617	-333	0	-46 596
Årets netto nedskrivninger	-2 162	-1 223	-3 248	0	0	319	-6 314
Av- og nedskrivninger på årets avgang	867	513	139	214	0	0	1 733
Omregningsdifferanser	1 252	11 041	219	711	184	1 135	14 542
Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2009	-12 201	-397 591	-31 703	-6 003	-1 018	-67	-448 583
Bokført verdi 31. desember 2009	6 341	220 896	11 651	9 732	3 061	89 154	340 835
Estimert levetid (år)	3 - 10	*	15 - 20	20 - 33	20 - 25		

Balanseførte renteutgifter utgjorde henholdsvis 1,4 milliarder kroner og 1,2 milliarder kroner i 2009 og 2008. I tillegg til avskrivninger og nedskrivninger som fremgår av tabellen over, er immaterielle eiendeler, se note 14 Immaterielle eiendeler, amortisert med henholdsvis 1,2 milliarder kroner og 0,3 milliarder kroner i 2009 og 2008.

Overføring av eiendeler til Varige driftsmidler fra Immaterielle eiendeler utgjorde henholdsvis 4,9 milliarder kroner og 1,5 milliarder kroner i 2009 og 2008.

\* Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper vedrørende avskrivninger etter produksjonsenhetsmetoden.

Se note 5 Segmentinformasjon for beskrivelse av nedskrivninger.



## 14 Immaterielle eiendeler

(i millioner kroner)	Balanseførte undersøkelsesutgifter	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2007	40 511	6 598	47 109
Tilganger gjennom virksomhetssammenslutning	1 748	0	1 748
Andre tilganger	17 472	176	17 648
Avgang til anskaffelseskost	-160	-1 696	-1 856
Overføringer immaterielle eiendeler	-1 464	12	-1 452
Kostnadsføring av tidligere balanseførte undersøkelsesutgifter	-3 706	0	-3 706
Omregningsdifferanse immaterielle eiendeler	7 087	441	7 528
<b>Anskaffelseskost 31. desember 2008</b>	<b>61 488</b>	<b>5 531</b>	<b>67 019</b>
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2007		-2 259	-2 259
Årets av- og nedskrivninger		-300	-300
Akkumulerte av- og nedskrivninger årets avgang		1 686	1 686
Omregningsdifferanse av- og nedskrivninger		-110	-110
<b>Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2008</b>		<b>-983</b>	<b>-983</b>
<b>Balanseført verdi 31. desember 2008</b>	<b>61 488</b>	<b>4 548</b>	<b>66 036</b>

(i millioner kroner)	Balanseførte undersøkelsesutgifter	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2008	61 488	5 531	67 019
Tilganger	7 816	1 614	9 430
Avgang til anskaffelseskost	-774	-49	-823
Overføringer immaterielle eiendeler	-4 888	10	-4 878
Kostnadsføring av tidligere balanseførte undersøkelsesutgifter	-6 998	0	-6 998
Omregningsdifferanse immaterielle eiendeler	-7 284	-457	-7 741
<b>Anskaffelseskost 31. desember 2009</b>	<b>49 360</b>	<b>6 649</b>	<b>56 009</b>
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2008		-983	-983
Årets av- og nedskrivninger		-1 161	-1 161
Akkumulerte av- og nedskrivninger årets avgang		15	15
Omregningsdifferanse av- og nedskrivninger		373	373
<b>Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2009</b>		<b>-1 756</b>	<b>-1 756</b>
<b>Balanseført verdi 31. desember 2009</b>	<b>49 360</b>	<b>4 893</b>	<b>54 253</b>

Immaterielle eiendeler har enten begrenset eller udefinert levetid. Immaterielle eiendeler med begrenset levetid avskrives over estimert levetid, som er 10-20 år.

Goodwill beløper seg til 4 milliarder kroner per 31. desember 2009 (3 milliarder kroner per 31. desember 2008 og per 31. desember 2007) og er inkludert i Andre immaterielle eiendeler.

Se note 5 Segmenter for beskrivelse av nedskrivninger knyttet til immaterielle eiendeler.

Tilgang immaterielle eiendeler i 2008 på 19,4 milliarder kroner gjelder hovedsakelig kjøp av virksomhet fra Anadarko Petroleum Corporation og kjøp av eiendeler fra Chesapeake Energy Corporation i tillegg til undersøkelsesaktiviteter som er balanseført i 2008. Se note 3 Virksomhetssammenslutninger og note 4 Oppkjøp og salg av eiendeler for beskrivelse av oppkjøp i 2008. I 2007 inkluderte denne linjen kjøp av eiendeler fra Anadarko Petroleum Corporation og North American Oil Sands Corporation i tillegg til undersøkelsesaktiviteter som ble balanseført i 2007.

## 15 Investeringer i tilknyttede selskap

(i millioner kroner)	2009	2008
Balanseført verdi tilknyttede selskaper 31. desember	10 056	12 640
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	1 778	1 283

De vesentligste tilknyttede selskapene i tabellen over er Petrocedeño S.A (eierandel 9,68 %), BTC Pipeline company (eierandel 8,71 %) og South Caucasus PHC Ltd (eierandel 25,5 %). Gjennom avtaleverket har konsernet betydelig innflytelse også i selskapene BTC Pipeline company og Petrocedeño S.A. Investeringene er derfor regnskapsført etter egenkapitalmetoden.

## 16 Langsiktige finansielle eiendeler

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Obligasjoner	6 726	9 984
Børsnoterte aksjer	4 318	2 276
Unoterte aksjer	2 223	4 205
Finansielle investeringer	13 267	16 465

Av langsiktige finansielle investeringer per 31. desember 2009 relaterer 11,1 milliarder kroner seg til investeringsporteføljer i konsernets forsikringselskap, regnskapsført i henhold til virkelig verdi opsjon. Tilsvarende var 12,3 milliarder kroner knyttet til investeringsporteføljer i konsernets forsikringselskap per 31. desember 2008.

Alle unoterte aksjer i tabellen ovenfor er klassifisert som tilgjengelig for salg og endringer i virkelig verdi er ført mot Annen egenkapital, unntatt tap ved verdifall som er ført over resultatet. Endring i 2009 på 2,0 milliarder kroner skyldes hovedsakelig en nedskrivning på 1,4 milliarder kroner som følge av verdifall på investeringen i Pernis raffinierianlegg.

I løpet av 2009 har 0,07 milliarder kroner blitt ført vekk fra Annen egenkapital. I 2008 ble et tap på 1,4 milliarder kroner ført mot Annen egenkapital.

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Rentebærende fordringer	3 164	2 771
Ikke rentebærende fordringer	2 583	2 143
Finansielle fordringer	5 747	4 914

Prosjektfinansiering knyttet til BTC, Petrocedeño (tidligere Sincor) og Naturkraft er inkludert i Rentebærende fordringer per 31. desember 2009.

Langsiktige forskuddsbetalinger er inkludert i Ikke rentebærende fordringer.

Av langsiktige Finansielle fordringer per 31. desember 2009 er 3,2 milliarder kroner klassifisert i kategorien lån og fordringer. Resterende er klassifisert som ikke finansielle eiendeler. Balanseført verdi er tilnærmet lik virkelig verdi for langsiktige Finansielle fordringer.

## 17 Varelager

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og netto realisasjonsverdi. Lager av råolje, raffinerte produkter og lager som ikke er knyttet til petroleumsaktivitet beregnes basert på først inn, først ut prinsippet (FIFO).

Varelager i balansen ved inngangen til året har i det alt vesentlige blitt kostnadsført i løpet av året, og inngår i regnskapslinjen Varekostnader i resultatregnskapet.

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Råolje	11 371	7 249
Petroleumsprodukter	7 778	6 338
Andre	1 047	1 564
Sum	20 196	15 151

Varelager er nedskrevet til netto realisasjonsverdi. Per 31. desember 2009 er nedskrivningen uvesentlig og per 31. desember 2008 er varelager nedskrevet med 3,9 milliarder.

## 18 Kundefordringer og andre fordringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Finansielle kundefordringer og andre fordringer:		
Kundefordringer	48 827	57 796
Fordringer felleskontrollerte virksomheter	3 579	7 131
Fordringer tilknyttede selskaper og andre nærstående parter	601	1 717
Sum finansielle kundefordringer og andre fordringer	53 007	66 644
Ikke finansielle kundefordringer og andre fordringer	5 888	3 287
Kundefordringer og andre fordringer	58 895	69 931

For mer informasjon vedrørende konsernets kreditteksponering på finansielle eiendeler se note 6 Finansiell risikostyring. For informasjon om valutasensitivitet se note 31 Finansielle instrumenter: måling og markedsrisiko sensitiviteter.

## 19 Kortsiktige finansielle investeringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Sertifikater	5 356	7 131
Pengemarkedsfond	1 584	2 602
Andre investeringer	82	14
Finansielle investeringer	7 022	9 747

Kortsiktige finansielle investeringer per 31. desember 2009 inngår i konsernets handelsportefølje, med unntak av 5,0 milliarder kroner knyttet til investeringsporteføljer i konsernets forsikringselskap som er regnskapsført i henhold til virkelig verdi opsjon. Tilsvarende var regnskapsført balanse i henhold til virkelig verdi opsjon per 31. desember 2008 1,9 milliarder kroner.

Kortsiktige finansielle investeringer per 31. desember 2009 og 2008 regnskapsføres til virkelig verdi med urealisert gevinst og tap inkludert i resultatregnskapet.

## 20 Betalingsmidler

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Bankinnskudd	9 872	12 165
Tidsinnskudd og margininnskudd	14 851	6 473
Betalingsmidler	24 723	18 638

Betalingsmidler 31. desember 2009 inkluderer bundne innskudd på 1,8 milliarder kroner, relatert til pålagt sikkerhet knyttet til handelsaktiviteter på børser der konsernet deltar. Tilsvarende var bundne innskudd 31. desember 2008 på 4,1 milliarder kroner. Betingelser og vilkår relatert til margin innskudd er fastsatt av den enkelte børs.

Kassekreditt og trekkfasiliteter er inkludert i Kortsiktige finansielle forpliktelser, se note 26. For avstemming av betalingsmidler i konsernbalansen, se Konsolidert kontantstrømsoppstilling.

## 21 Transaksjoner som påvirker egenkapitalen

Se note 32 Fusjon med Hydro Petroleum for informasjon vedrørende endringer i egenkapital relatert til fusjonen med Hydro Petroleum.

Den årlige ordinære generalforsamlingen i 2006 ga styret fullmakt til tilbakekjøp av egne aksjer for påfølgende sletting. Ifølge avtale med den norske stat ble en proporsjonal andel av statens aksjer senere innløst og slettet, slik at statens eierandel forble uforandret. Både de kjøpte aksjene og forpliktelsen til innløsning har vært inkludert i egne aksjer helt siden egne aksjer ble kjøpt i det åpne marked i henhold til fullmakten. Den 5. juli 2007 vedtok den ekstraordinære generalforsamlingen å nedsette selskapets aksjekapital med 50 397 120 kroner gjennom sletting av 5 867 000 egne aksjer, og innløsning og sletting av 14 291 848 av den norske stats aksjer. Staten, representert ved Olje- og energidepartementet mottok en utbetaling på 2 441 899 894 kroner for aksjene. Beløpet tilsvarte den gjennomsnittlige volumvektede prisen for de egne aksjene kjøpt i markedet med et tillegg for renter. Per 31. desember 2009 hadde den norske stat en eierandel i Statoil på 67 prosent (ekskl. Folketrygdfondets eierandel på 3,26 prosent). Den norske stat er definert som nærstående part, se note 29 Nærstående part, se note 29 Nærstående part, se note 29 Nærstående part.

Etter slettingen i 2007 utgjorde Statoils aksjekapital 7 971 617 757,50 kroner bestående av 3 188 647 103 aksjer pålydende 2,50 kroner.

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 15 millioner kroner. 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 500 kroner. Fullmakten gjelder til neste ordinære generalforsamling.

I løpet av 2009 har Statoil ervervet 2 663 357 egne aksjer for 343 millioner kroner. Per 31. desember 2009 har Statoil 6 028 607 egne aksjer som alle er relatert til konsernets aksjespareprogram.

Statoil ASA har én aksjeklasse og alle aksjer har stemmerett. Aksjeeiere har rett på å motta det til en hver tid foreslåtte utbytte og har en stemmerett per aksje ved selskapets generalforsamling.

Foreslått og betalt utbytte per aksje var 7,25 kroner for Statoil ASA i 2009 og 8,50 kroner og 9,12 kroner i henholdsvis 2008 og 2007 for tidligere Statoil ASA. I tillegg, i henhold til vilkårene i fusjonsplanen, ble Hydro Petroleum belastet for utbyttet på 6,1 milliarder kroner betalt av Norsk Hydro ASA til sine aksjonærer i 2007. Utbyttebetalinger ført mot Statoils egenkapital vedrører både utbetalinger fra tidligere Statoil ASA og Hydro Petroleum. Styret foreslår for generalforsamlingen i mai 2010 et utbytte for 2009 på 6,00 kroner per aksje, tilsvarende en total utbytteutbetaling på 19,1 milliarder kroner. Foreslått utbytte er ikke innregnet som en forpliktelse i finansregnskapet.

Opptjent egenkapital som kan utdeles som utbytte utgjør 117 160 millioner kroner per 31. desember 2009 (før avsetninger for foreslått utbytte på 19 100 millioner kroner for 2009). Opptjent egenkapital som kan utdeles som utbytte er basert på norske regnskapsstandarder og rettsregler, og er begrenset til opptjent egenkapital i morselskapet. Dette avviker fra konsernets opptjente egenkapital på 145 909 millioner kroner. Utdeling av utbytte er ikke tillatt i den utstrekning det bringer morselskapets egenkapital under 10 prosent av totale eiendeler.

## 22 Langsiktige finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	Vektet gjennomsnittlig rentesats i %		Balanse i millioner kroner per 31. desember		Virkelig verdi per 31. desember	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
<b>Finansielle forpliktelser til amortisert kost</b>						
<b>Obligasjonslån</b>						
Amerikanske dollar (USD)	5,85	6,84	40 610	23 617	43 632	25 312
Euro (EUR)	5,13	5,58	27 515	6 101	30 397	6 458
Sveitsiske franc (FRF)	-	4,01	0	1 023	0	1 032
Japanske yen (JPN)	1,66	1,65	312	388	322	376
Britiske pund (GBP)	6,71	6,13	9 556	2 271	11 391	1 935
Sum			77 993	33 400	85 742	35 113
<b>Usikrede lån</b>						
Amerikanske dollar (USD)	0,71	2,74	5 697	6 899	5 639	6 726
Japanske yen (JPN)	1,65	1,65	501	620	516	607
<b>Sikrede banklån</b>						
Amerikanske dollar (USD)	3,74	5,86	864	1 252	894	1 262
Andre valutaer	4,63	6,82	135	63	135	63
Finansielle leieavtaler			13 747	5 665	13 747	5 665
Annen gjeld			293	864	293	855
Sum			21 237	15 363	21 224	15 178
<b>Finansielle forpliktelser til amortisert kost, underlagt sikringsbøker</b>						
Amerikanske dollar (USD)	-	5,94	-	9 957	-	7 403
Euro (EUR)	-	5,13	-	2 097	-	2 050
Sum	-	-	-	12 054	-	9 453
Sum finansielle forpliktelser			99 230	60 817	106 966	59 744
Fratrukket kortsiktig andel			3 268	6 211	3 268	6 183
Finansielle forpliktelser			95 962	54 606	103 698	53 561

Den 11. mars 2009 utstedte Statoil ASA obligasjoner pålydende henholdsvis GBP 0,8 milliarder med forfall i mars 2031, EUR 1,2 milliarder med forfall i mars 2021 og EUR 1,3 milliarder med forfall i mars 2015. Obligasjonene ble utstedt under Statoil ASAs Euro Medium Term Note program og er notert på børsen i London.

Den 23. april 2009 utstedte Statoil ASA obligasjoner pålydende henholdsvis USD 0,5 milliarder med forfall i april 2014 og USD 1,5 milliarder med forfall i april 2019. Obligasjonene ble utstedt under Form F-3 dokumentet som Statoil ASA har registrert hos Securities and Exchange Commission (SEC) i USA ("Shelf Registration").

Den 15. oktober 2009 utstedte Statoil ASA obligasjoner pålydende USD 0,9 milliarder med forfall i oktober 2014. Obligasjonene ble utstedt under Form F-3 dokumentet som Statoil ASA har registrert hos Securities and Exchange Commission (SEC) i USA ("Shelf Registration").

Langsiktige finansielle forpliktelser inkluderer finansielle leieavtaler. Mer informasjon er gitt i note 27 Leieavtaler.

Siste del av tabellen ovenfor viser amortisert kost justert for virkelig verdi av sikret risiko av lån per valuta for obligasjoner som kvalifiserer for sikringsbokføring. Tabellen reflekterer ikke den økonomiske effekten av valutabytteavtaler for forskjellige valutaer til USD. Se note 30 Finansielle instrumenter per kategori for ytterligere informasjon.

Vektet gjennomsnittlig rentesats er beregnet for lån per valuta, og reflekterer ikke valutabytteavtaler.

Virkelig verdi beregnes ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer basert på markedsrenter fra eksterne kilder. Som markedsrente ved årets slutt benyttes LIBOR og EURIBOR justert for kredittpremier. Beregnet kredittpremie baserer seg på priser fra eksterne finansinstitusjoner.

#### Detaljer for de største obligasjonslånene:

Obligasjonslån	Fast rente	Opptreksår	Forfall (år)	I millioner kroner 31. desember	
				2009	2008
USD 1500 millioner	5,250%	2009	2019	8 613	-
USD 900 millioner	2,900%	2009	2014	5 174	-
USD 500 millioner	3,875%	2009	2014	2 870	-
USD 500 millioner	5,125%	2004	2014	2 887	3 498
USD 500 millioner	6,500%	1998	2028	2 859	3 462
USD 481 millioner	7,250%	2000	2027	2 776	3 363
USD 300 millioner	7,750%	1993	2023	1 733	2 100
EUR 1300 millioner	4,375%	2009	2015	10 782	-
EUR 1200 millioner	5,625%	2009	2021	9 887	-
EUR 500 millioner	5,125%	1999	2011	4 148	4 915
EUR 300 millioner	6,250%	1999	2010	2 494	2 960
GBP 800 millioner	6,875%	2009	2031	7 421	-
GBP 225 millioner	6,125%	1998	2028	2 096	2 277

Valutabytteavtaler brukes for styring av risiko. Av obligasjonslånene er 41,1 milliarder kroner utstedt i USD og 37,9 milliarder kroner er byttet til USD. Rentebytteavtaler brukes for styring av renterisiko på obligasjonslån med fast rente. Som et resultat av dette er hoveddelen av totalporteføljen byttet fra fast til flytende rente.

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 pant i aksjer i et datterselskap og andre investeringer med en samlet bokført verdi på 2,3 milliarder kroner, samt konsernets andel av inntekter fra visse prosjekter.

Konsernet har utestående totalt 27 usikrede obligasjonslån, der avtalene inneholder bestemmelser som gir konsernet rett til å tilbakekjøpe gjelden til pålydende, eller til en forhåndsavtalt kurs, hvis det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning. Netto etter tilbakekjøp utgjør lånene 75,9 milliarder kroner til oppgjørskurs per 31. desember 2009.

Konsernet har inngått avtale med et banksyndikat for bindende langsiktig løpende kreditt, for mer informasjon se note 6 Finansiell risikostyring.

## Tilbakebetalingsprofil for langsiktige finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
År 2 og 3	11 757	9 653
År 4 og 5	11 496	9 739
Etter 5 år	72 709	35 214
Tilbakebetaling av finansielle forpliktelser	95 962	54 606

Forfallsprofil for udiskonterte kontantstrømmer er vist i note 6 Kapitalstyring.

## Finansielle forpliktelser

	31. desember	
	2009	2008
Finansielle forpliktelser (i millioner kroner)	95 962	54 606
Vektet gjennomsnittlig tilbakebetalingstid (år)	9	9
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	4.77	5.64

## 23 Pensjonsordninger for ansatte

De norske selskapene i konsernet er pliktig til å ha tjenstepensjonsordning etter Lov om obligatorisk tjenstepensjon. Statoils pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov.

De ansatte i Statoil ASA og mange av datterselskapene er dekket av pensjonsordninger som gir rett til definerte fremtidige ytelser (ytelsesplaner). Pensjonsytelsene er vanligvis avhengig av opptjeningstid og lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder. Kostnadene på ytelsesplanene innregnes over perioden de ansatte er i arbeid og opparbeider seg rett til pensjonsytelser (opptjeningstiden). Forpliktelsene i ytelsesplanene beregnes av eksterne aktuarer.

Noen av selskapene i konsernet har tilskuddsplaner. Årets innskudd innregnes som pensjonskostnad i Resultatregnskapet.

I Norge har konsernet inngått avtale om å tilby avtalefestet førtidspensjon (AFP). Statoil innbetaler en årlig premie per ansatt. Denne delen av planen er definert som en flerforetaksplan. Administrator for AFP-ordningen kan ikke beregne konsernets andel av eiendeler og forpliktelser i denne ytelsesplanen. Derfor er pensjonskostnad knyttet til denne planen regnskapsført som en tilskuddsplan. Dessuten har konsernet en forpliktelse til å betale en prosentvis andel av ytelsene når en ansatt går av med pensjon med AFP. Denne forpliktelsen er definert som en ytelsesbasert plan. Når en ansatt går av med avtalefestet førtidspensjon tilbyr konsernet i tillegg en gavepensjon. Dette er en ytelsesplan og avsetning for denne forpliktelsen er også inkludert i pensjonsforpliktelsen for ytelsesplaner.

Den 19. februar 2010 ble en lov om ny AFP vedtatt i Norge. Denne loven er en del av den norske pensjonsreformen som vil være effektiv fra og med 1. januar 2011. Det forventes at flere lover som vil ha effekt på de norske pensjons- og forsikringsplanene vil vedtas i løpet av 2010. Sammen med reviderte Folketrygdregler samt forsikringslovgivning vil dette utgjøre en ny ramme for private pensjonsplaner i Norge. Statoil vil gjennomføre de nødvendige handlinger i løpet av 2010 for å sikre en beslutning knyttet til en ny pensjonsmodell for ansatte i Statoil basert på den nye lovgivningen.

Pensjonsforpliktelsene knyttet til ytelsesplanene er beregnet per 31. desember 2009 og 31. desember 2008. Nåverdien av bruttoforpliktelsen, årets pensjonsopptjening og kostnad ved tidligere perioders pensjonsopptjening er beregnet basert på en lineær opptjeningsmodell. Forventningene til gjennomsnittlig lønnsøkning, pensjonsregulering og regulering av folketrygdens grunnbeløp er underbygget med historiske tall. Diskonteringsrenten på 4,75 prosent per 31. desember 2009 er basert på norske langsiktige statsobligasjoner projisert til en 20-års rente som tilsvarer gjennomsnittlig forfallstid for opptjente rettigheter.

Estimatavvik innregnes direkte i egenkapitalen, utenfor Resultatregnskapet, i den periode de oppstår og presenteres i Konsernopstilling av innregnede inntekter og kostnader. Estimatavvik på sluttvederlagsavsetninger innregnes imidlertid i Resultatregnskapet i den periode de oppstår.

Arbeidsgiveravgift er beregnet på grunnlag av pensjonsplanenes netto underfinansiering. Beregnet arbeidsgiveravgift inkluderes i brutto pensjonsforpliktelse.

Statoil har mer enn en ytelsesplan. Noteinformasjon er gitt samlet for alle planer, da planene ikke har vesentlige risikoforskjeller. Planer utenfor Norge er uvesentlige og er derfor ikke opplyst om særskilt.

#### Netto pensjonskostnader

(i millioner kroner)	2009	2008	2007
Nåverdi av årets opptjening	2 747	2 361	2 611
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2 550	2 456	1 713
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-1 896	-2 101	-1 829
Amortisering av aktuarmessig gevinst eller tap relatert til sluttvederlag	-172	-215	0
Amortisering av kostnad ved tidligere perioders pensjonsopptjening	0	17	2 075
Tap (gevinst) ved avkorting og oppgjør	0	-7	-1 641
<b>Netto pensjonskostnader på ytelsesplaner</b>	<b>3 229</b>	<b>2 511</b>	<b>2 929</b>
Tilskuddsplaner	240	268	160
Flerforetaksplaner	69	72	42
Sluttvederlag	0	0	8 633
<b>Sum netto pensjonskostnader</b>	<b>3 538</b>	<b>2 851</b>	<b>11 764</b>

Pensjonskostnader inkluderer arbeidsgiveravgift.

Deler av kostnadene er viderebelastet partnere på Statoil-opererte lisenser.

For informasjon om pensjonsytelser til nøkkelpersoner i ledelsen viser vi til note 29 Nærstående parter.

Statoil ASA ga i 2007 tilbud om tidligpensjon (sluttvederlag) til ansatte over 58 år (betinget gitte vilkår). Kostnaden inngår i Driftskostnader og Salgs og administrasjonskostnader med henholdsvis 5,6 milliarder og 3,0 milliarder kroner i 2007.

#### Endring i brutto pensjonsforpliktelse (PBO)

(i millioner kroner)	2009	2008
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	59 206	52 791
Nåverdi av årets opptjening	2 747	2 361
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2 550	2 456
Estimatavvik	-1 308	3 581
Kostnader ved tidligere perioders pensjonsopptjening	0	18
Utbetalte ytelser fra ordningene	-1 520	-1 302
Kjøp og salg av virksomhet	0	-670
Omregningsdifferanse valuta	-248	-29
<b>Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember</b>	<b>61 427</b>	<b>59 206</b>



### Endring i pensjonsmidler

(i millioner kroner)	2009	2008
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 1. januar	33 698	35 158
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	1 896	2 101
Estimatavvik	2 819	-4 149
Innbetalt av selskapet (inklusive arbeidsgiveravgift)	4 956	1 377
Utbetalte ytelser fra ordningene	-385	-346
Salg av datterselskap	0	-443
Omregningsdifferanse valuta	-5	0
<b>Virkelig verdi av pensjonsmidlene 31. desember</b>	<b>42 979</b>	<b>33 698</b>

Tabellene over for Endring i brutto forpliktelse (PBO) og Endringer i pensjonsmidler inneholder ikke valutaeffekter for Statoil ASA. For mer informasjon om dette, se kommentarene til tabellen Estimatavvik innregnet i egenkapitalen.

### Endring i netto pensjonsforpliktelser

(i millioner kroner)	2009	2008
Netto pensjonsforpliktelse 1. januar	-25 508	-17 633
Årets pensjonskostnad	-3 229	-2 511
Estimatavvik innregnet i Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader	3 191	-7 945
Innbetalinger	4 956	1 377
Utbetalte ytelser fra ordningene	1 135	956
Kjøp og salg av virksomhet	0	227
Omregningsdifferanse valuta	1 007	21
<b>Netto pensjonsforpliktelse 31. desember</b>	<b>-18 448</b>	<b>-25 508</b>

### Over-/ (underfinansiering) 31. desember

(i millioner kroner)	2009	2008	2007
Over-/ (underfinansiering) 31. desember	-18 448	-25 508	-17 633
Spesifikasjon:			
Eiendeler innregnet som langsiktige pensjonsmidler	2 694	30	1 622
Forpliktelser innregnet som langsiktige pensjonsforpliktelser	-21 142	-25 538	-19 092
Forpliktelser innregnet som kortsiktige pensjonsforpliktelser	0	0	-163

### Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger

(i millioner kroner)	2009	2008	2007
Sikrede pensjonsplaner	-40 212	-37 446	-33 278
Usikrede pensjonsplaner	-21 215	-21 760	-19 513
<b>Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember</b>	<b>-61 427</b>	<b>-59 206</b>	<b>-52 791</b>

### Estimatavvik innregnet i egenkapitalen

(i millioner kroner)	2009	2008	2007
Ikke innregnet estimatavvik 1. januar	0	0	0
Årets estimatavvik på pensjonsmidlene	-2 819	4 149	-272
Årets estimatavvik på pensjonsforpliktelsen	-1 308	3 581	198
Årets estimatavvik - valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse*	3 867	0	0
Omregningsdifferanse*	-3 103	0	0
Innregnet i resultatregnskapet i løpet av året	172	215	0
Innregnet i Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader i løpet av året	3 191	-7 945	74
Ikke innregnet estimatavvik 31. desember	0	0	0

\* Statoil ASA endret funksjonell valuta 1. januar 2009, for ytterligere informasjon se note 1 Selskapet og selskapsstruktur og note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper. I tabellen over relaterer Årets estimatavvik - valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse seg til omregning av netto pensjonsforpliktelse i Statoil ASA i norske kroner til funksjonell valuta USD. Linjen Omregningsdifferanse relaterer seg til omregning fra funksjonell valuta USD til norske kroner som presentasjonsvaluta.

### Faktisk avkastning på pensjonsmidlene

(i millioner kroner)	2009	2008	2007
Faktisk avkastning på pensjonsmidlene	4 715	-2 048	1 593

### Erfaringsestimataavvik

(i millioner kroner)	2009
Differanse mellom forventet og faktisk avkastning på pensjonsmidlene	
a) Beløp	-2 819
b) Prosent av pensjonsmidler	-6,56%
Erfaringsestimataavvik på pensjonsforpliktelsen	
a) Beløp	-1 996
b) Prosent av nåverdien av pensjonsforpliktelsen	-3,40%

Akkumulert effekt av estimataavvik innregnet som Andre endringer i egenkapital utgjør 10,9 milliarder kroner, 13,3 milliarder kroner og 4,2 milliarder kroner etter skatt (negativ effekt på Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader) i henholdsvis 2009, 2008 og 2007.

Økonomiske forutsetninger for resultatelementer (i %)	2009	2008
Diskonteringsrente	4,50	5,00
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	5,75	6,25
Forventet lønnsvekst	4,00	4,50
Forventet vekst i løpende pensjoner	2,75	3,25
Forventet regulering av folketrygdens Grunnbeløp	3,75	4,25
Forventet inflasjon	2,00	2,25

Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanselementer (i %)	2009	2008
Diskonteringsrente	4,75	4,50
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	6,00	5,75
Forventet lønnsvekst	4,25	4,00
Forventet vekst i løpende pensjoner	3,00	2,75
Forventet regulering av folketrygdens Grunnbeløp	4,00	3,75
Forventet inflasjon	2,25	2,00

Gjennomsnittlig gjenværende opptjeningstid i antall år	15	15
--	----	----

Forutsetningene presentert over gjelder konsernselskaper i Norge som er del i Statoils pensjonskasse. Andre datterselskaper har også ytelsesplaner, men disse utgjør uvesentlige beløp for konsernet.

Forventet sannsynlighet for frivillig avgang 31. desember 2009 var på henholdsvis 2,0 prosent, 2,0 prosent, 1,5 prosent, 0,5 prosent og 0,0 prosent i kategoriene ansatte under 30 år, 30 til 39 år, 40 til 49 år, 50 til 59 år og 60 til 67 år. Forventet sannsynlighet for frivillig avgang 31. desember 2008 var på henholdsvis 2,0 prosent, 2,0 prosent, 1,5 prosent, 0,5 prosent og 0,0 prosent i kategoriene ansatte under 30 år, 30 til 39 år, 40 til 49 år, 50 til 59 år og 60 til 67 år.

Forventet uttak av AFP (Avtalefestet pensjon) er 50 prosent for arbeidstakere på 62 år og 30 prosent for gjenværende arbeidstakere fra 63 til 66 år.

For ansatte i Norge er dødelighetstabellen K 2005 inkludert minimumskravene fra Finanstilsynet (som reduserer dødeligheten med minst 15 prosent for menn og 10 prosent for kvinner for alle ansatte) benyttet som beste estimat på dødelighet. Uførehetstabellen, KU, utviklet av forsikringsselskapet Storebrand, tilsvarer risiko for uføre for ansatte i Statoil i Norge.

Nedenfor presenteres et utvalg demografiske faktorer slik de er lagt til grunn 31. desember 2009. Tabellen viser sannsynligheten for at en ansatt i en gitt aldersgruppe skal bli utsatt for uførlighet eller død i det kommende år, samt forventet levetid.

Alder	Uføre (i %)		Dødelighet (i %)		Forventet levetid	
	Menn	Kvinner	Menn	Kvinner	Menn	Kvinner
20	0,12	0,15	0,02	0,02	82,46	85,24
40	0,21	0,35	0,09	0,05	82,74	85,47
60	1,48	1,94	0,75	0,41	84,02	86,31
80	N/A	N/A	6,69	4,31	89,26	90,29

#### Sensitivitetsanalyse

Tabellen nedenfor viser estimater for effektene av endringer i vesentlige forutsetninger som inngår i beregning av ytelsesplanene. Estimaterne er basert på relevante forhold 31. desember 2009. Faktiske tall kan avvike vesentlig fra disse estimatene.

(i milliarder kroner)	Diskonterings-rente		Forventet lønnsvekst		Forventet regulering av folketrygdens grunnbeløp		Forventet vekst i løpende pensjoner	
	0,25 %	-0,25 %	0,25 %	-0,25 %	0,25 %	-0,25 %	0,25 %	-0,25 %
Endring i								
Pensjonsforpliktelse								
31. desember 2009	-2,07	2,21	0,91	-0,92	-1,86	2,06	1,00	-0,95
Nåverdi av årets opptjening for 2010	-0,14	0,15	0,06	-0,06	-0,13	0,15	0,06	-0,06

### Pensjonsmidler

Virkelig verdi av pensjonsmidlene i ytelsesplanene er estimert 31. desember 2009 og 31. desember 2008. Den langsiktige avkastningen på pensjonsmidlene tar utgangspunkt i en tilsvarende langsiktig risikofri rente med justering for en risikopremie basert på midlenes faktiske investeringsprofil. Risikofri rente (norsk 10 års statsobligasjon projisert til en langsiktig rente) benyttes som utgangspunkt for beregning av avkastning på pensjonsmidlene. Avkastning på pengemarkedsplasseringer beregnes ved å ta en reduksjon av avkastning på obligasjoner. Basert på historiske data forventes aksjer og eiendom å gi en langsiktig avkastning utover avkastning i pengemarkedet.

Pensjonsfondets målsetning er å oppnå en langsiktig avkastning som bidrar til å dekke fremtidige pensjonsforpliktelser. Midlene forvaltes med ønske om å oppnå så høy avkastning som mulig, basert på prinsipper om forsvarlig risikostyring og i overensstemmelse med offentlig regelverk. Fondets avkastningsmål innebærer at det er nødvendig å investere i eiendeler med risiko. Risikoen reduseres gjennom å opprettholde en diversifisert portefølje. Diversifisering oppnås både gjennom forskjellige typer investeringer og gjennom å spre investeringene på lokasjoner. Derivater benyttes kun innen gitte rammer for å effektivisere forvaltningen av pensjonsmidlene.

### Fordeling av pensjonsmidlene på ulike investeringsklasser

(i %)	2009	2008
Egenkapitalinstrumenter	39,60	19,10
Obligasjoner	39,40	70,20
Sertifikater	14,70	3,30
Eiendom	5,10	6,90
Andre eiendeler	1,20	0,50
Sum	100,00	100,00

Eiendommer eiet av Statoils pensjonskasse utgjør 2,1 milliarder per 31. desember 2009 og 2,2 milliarder per 31. desember 2008 og disse blir leid ut til selskap i Statoil konsernet.

Statoils pensjonskasse investerer både i finansielle eiendeler og i eiendom. Forventet avkastning på eiendomsinvesteringer forventes å ligge mellom avkastningen på egenkapitalinstrumenter og avkastningen på obligasjoner. Tabellen nedenfor viser vektning av portefølgen og avkastningsforventning for finansporteføljen for 2010, forutsatt tilfredsstillende bufferkapital sammenlignet med risikonivået i referanseporteføljen, godkjent av styret i Statoils pensjonskasse.

### Finansportefølje Statoils pensjonskasse

(Alle tall i %)	Porteføljevekt 1)		Avkastningsforventning
Egenkapitalinstrumenter	40,00	(+/- 5)	X + 4
Obligasjoner	59,50	(+/- 5)	X
Sertifikater	0,50	(+15/-0.5)	X - 0,4
Sum finansportefølje	100,00		

1) Parentesene angir rammene for Statoil Kapitalforvaltning ASAs (forvalters) taktiske avvik i prosentpoeng.

X = Langsiktig avkastning på obligasjoner.

Pensjonspremien kan enten betales kontant eller trekkes fra pensjonspremiefond. Pensjonspremiefondet utgjorde 7,2 milliarder kroner per 31. desember 2009 og 4,5 milliarder kroner per 31. desember 2008. Avgjørelsen om premien skal betales kontant eller trekkes fra premiefondet tas årlig. I 2009 ble 4,1 milliarder kroner betalt med kontanter. I tillegg planlegger Statoil å betale ca. 3,3 milliarder kroner til pensjonspremiefondet sent i mars 2010. I 2008 ble 2,9 milliarder kroner trukket fra pensjonspremiefondet. I 2008 utgjorde kontant betaling 0,2 milliarder kroner (eksklusive arbeidsgiveravgift). I tillegg ble det innbetalt 1,2 milliarder kroner i egenkapitalinnskudd til Statoils Pensjonskasse.

Forventet innbetaling vedrørende 2010 er 2,1 milliarder kroner.

## 24 Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld

(i millioner kroner)	
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser 1. januar 2008	39 581
Tilgang nye forpliktelser / estimatendringer	5 470
Faktisk fjerning	-675
Reversering av ubenyttede avsetninger	0
Effekt av endring i diskonteringsfaktor	-2 234
Avgang	-1 402
Rentekostnad på forpliktelser	2 107
Omregningsdifferanse	1 239
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser 31. desember 2008	44 086
Kortsiktig andel av nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene	905
Spesifikasjon av avsetninger og annen gjeld i balansen 31. desember 2008	
Langsiktig andel av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser	43 181
Andre forpliktelser	11 178
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld 31. desember 2008	54 359

(i millioner kroner)	Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse	Andre forpliktelser	Annen gjeld	Totale forpliktelser
Langsiktig andel av forpliktelser 1. januar 2009	43 181	9 660	1 518	54 359
Kortsiktig andel av forpliktelser 1. januar 2009	1 260	500	0	1 760
Forpliktelser 1. januar 2009	44 441	10 160	1 518	56 119
Tilgang nye forpliktelser / estimatendringer	1 853	-2 002	15	-134
Faktisk fjerning	-523	-608	0	-1 131
Reversering av ubenyttede avsetninger	0	-153	0	-153
Effekt av endring i diskonteringsfaktor	3 090	0	0	3 090
Avgang	-767	0	0	-767
Rentekostnad på forpliktelser	2 432	0	0	2 432
Omregningsdifferanse	-1 599	-171	0	-1 770
Forpliktelser 31. desember 2009	48 927	7 226	1 533	57 686
Kortsiktig andel av forpliktelser 31. desember 2009	515	1 044	0	1 559
Langsiktig rentebærende forpliktelser rapportert som finansielle forpliktelser	0	293	0	293
Langsiktig andel av forpliktelser 31. desember 2009	48 412	5 889	1 533	55 834

### Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser

Den største delen av utgiftene knyttet til nedstengnings- og fjerningsforpliktelser forventes å komme til utbetaling i perioden mellom 2015 og 2025, og kun en mindre del av utgiftene forventes utbetalt i løpet av de neste fem årene. Tidspunkt for utbetaling avhenger primært av tidspunkt for nedstengning av produksjonen ved det enkelte anlegg. For ytterligere informasjon vedrørende anvendte metoder og påkrevde estimater, se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper.

Forpliktelser knyttet til miljøtiltak og opprydding av olje- og gassproduserende eiendeler er inkludert i nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene.

## 25 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Finansiell leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld:		
Leverandørgjeld	17 362	15 582
Andre forpliktelser og påløpte kostnader	31 542	35 945
Leverandørgjeld tilknyttede selskaper og andre nærstående parter	9 144	7 463
Sum finansiell leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	58 048	58 990
Ikke finansiell leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	1 753	2 210
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	59 801	61 200

Andre forpliktelser og påløpte kostnader inkluderer avsetninger knyttet til enkelte tvister og rettsaker som er nærmere omtalt i note 28 Andre forpliktelser.

For informasjon om valutasensitivitet se note 31 Finansielle instrumenter: måling og markedsrisiko sensitiviteter.

## 26 Kortsiktige finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Banklån og kassekreditt	196	906
Innkalt margin	4 654	10 123
Sertifikater	0	2 989
Kortsiktig andel av langsiktige lån	2 686	5 604
Kortsiktig andel av finansielle leieavtaler	582	607
Andre finansielle forpliktelser	32	466
Finansielle forpliktelser	8 150	20 695
Vektet gjennomsnittlig rentesats	2,24	2,50

Bokført verdi av kortsiktige finansielle forpliktelser, til amortisert kost og påløpte renter er tilnærmet lik virkelig verdi.

Innkalt margin er kontanter mottatt for å sikre en andel av konsernets kreditteksponering.

Sertifikater relaterer seg til kontrakter innenfor konsernets program for US sertifikater som er tilgjengelige for kortsiktig finansiering. For mer informasjon se note 6 Finansiell risikostyring.

Per 31. desember 2009 og 2008 hadde konsernet ingen kommitterte kortsiktige kreditt-fasiliteter tilgjengelige eller benyttet.

## 27 Leieavtaler

Statoil leier diverse eiendeler, i hovedsak skip og borerigger.

Statoil har per 31. desember 2009 inngått operasjonelle leieavtaler for et antall rigger. Gjenværende kontraktperiode for de vesentlige kontraktene varierer fra 3 måneder til 4 år. Enkelte av kontraktene inneholder opsjoner på forlengelse. Leieavtaler for rigger er i de fleste tilfeller basert på faste dagrater. Statoils leieavtaler har delvis blitt inngått for å sikre riggkapasitet for sanksjonerte prosjekter og planlagte brønner, og delvis for å sikre langsiktig strategisk kapasitet til fremtidig lete- og produksjonsboring. Noen av riggene har blitt fremleiet for hele eller deler av leieperioden hovedsakelig til Statoil-opererte lisenser på den norske kontinentalsokkelen. Disse leieavtalene er vist brutto under operasjonelle leieavtaler i tabellen under. For leieavtaler der lisensen er leietaker inkluderes kun Statoils ideelle andel av riggleien.

Som deltaker i "Snøhvit Seller's group" har Statoil inngått leieavtaler for tre LNG-skip på vegne av Statoil og SDØE. Statoil innregner disse avtalene som finansielle leieavtaler i balansen for den samlede Statoil- og SDØE-andelen, mens videreleie til SDØE behandles som operasjonell fremleie. De finansielle leieavtalene reflekterer en fast leieperiode på 20 år fra 2006. I tillegg har Statoil opsjon på å utvide leieperioden i to perioder, hver på fem år.

I 2009 utgjorde netto leiekostnad 10,9 milliarder kroner (10,2 milliarder kroner i 2008 og 5,7 milliarder kroner i 2007) hvorav minsteleie utgjorde 12,7 milliarder kroner (11,8 milliarder kroner i 2008 og 7,1 milliarder kroner i 2007) og innbetalinger fra fremleie utgjorde 1,8 milliarder kroner (1,7 milliarder kroner i 2008 og 1,5 milliarder kroner i 2007). Det er ikke kostnadsført vesentlige beløp knyttet til betingede leiekostnader i 2009, 2008 eller 2007.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2009.

Beløp knyttet til finansielle leieavtaler omfatter fremtidige betalinger for minsteleie for balanseførte eiendeler ved utgangen av regnskapsåret 31. desember 2009.

(i millioner kroner)	Operasjonelle leieavtaler	Operasjonelle fremleieavtaler	Finansielle leieavtaler		
			Minsteleie	Renter	Nåverdi av minsteleie
2010	14 017	-1 560	627	-93	534
2011	10 929	-736	638	-106	532
2012	7 990	-585	636	-105	531
2013	5 262	-589	444	-107	337
2014	1 860	-146	431	-116	315
Derretter	3 097	-1 324	3 992	-1 477	2 515
Sum fremtidig minsteleie	43 155	-4 940	6 768	-2 004	4 764

I tillegg til nåverdi av minsteleie som vist over (4 764 millioner kroner) inkluderer også finansielle leieforpliktelser et beløp på 8 983 millioner kroner knyttet til leide eiendeler under utbygging. Ved beregning av forpliktelsen knyttet til slike finansielle leieforpliktelser reflekterer nåverdien eiendelens estimerte fullførelsesgrad, med mindre en annen verdi bedre reflekterer realitetene bak forpliktelsen.

Varige driftsmidler inkluderer følgende beløp for leieavtaler som er balanseført per 31. desember 2009 og 2008:

(i millioner kroner)	2009	2008
Leide eiendeler under utbygging	8 983	0
Skip	4 876	6 501
Akumulerte avskrivninger	-1 404	-1 205
Sum balanseført verdi	12 455	5 296

## 28 Andre forpliktelser

### Kontraktsmessige forpliktelser

(i millioner kroner)	2010	2011	Deretter	Sum
Forpliktelser knyttet til felleskontrollerte eiendeler:				
Pågående utbyggingsprosjekter	12 136	8 643	6 756	27 535
Varige driftsmidler og øvrige investeringer	1 946	68	3	2 017
Anskaffelse av immaterielle eiendeler	253	9	0	262
<b>Sum forpliktelser knyttet til felleskontrollerte eiendeler</b>	<b>14 335</b>	<b>8 720</b>	<b>6 759</b>	<b>29 814</b>
Øvrige forpliktelser:				
Pågående utbyggingsprosjekter	734	0	0	734
<b>Sum</b>	<b>15 069</b>	<b>8 720</b>	<b>6 759</b>	<b>30 548</b>

Disse kontraktsmessige forpliktelsene reflekterer Statoils andel og består i hovedsak av konstruksjon og kjøp av varige driftsmidler.

### Andre langsiktige forpliktelser

Statoil har inngått forskjellige langsiktige avtaler om rørledningstransport i tillegg til andre former for transportkapasitet, samt terminal-, prosesserings-, lagrings-, inngangs- og avgangskapasitet. Konsernet har også inngått forpliktelser knyttet til spesifikke avtaler vedrørende kjøp av råvarer. Disse avtalene gir rett til kapasitet, eller spesifikke volumer, men medfører også en plikt til å betale for den avtalte tjeneste eller råvare, uavhengig av faktisk bruk. Kontraktenes lengde varierer med en varighet opp mot 30 år.

Take-or-pay ("bruk eller betal") kontrakter for kjøp av råvarer er bare inkludert i tabellene nedenfor hvis den kontraktuelt avtalte prisingen er av en art som kan eller vil avvike fra oppnåelige markedspriser for råvaren på leveransetidspunktet.

Konsernets forpliktelser overfor tilknyttede selskaper som bokføres etter egenkapitalmetoden er vist brutto i tabellen. For enkelte eiendeler som rørledninger der konsernet reflekterer sin del av eiendeler, forpliktelser, inntekter og kostnader (kapasitetskostnader) linje for linje i regnskapet, viser tabellen Statoils netto forpliktelse (brutto forpliktelse fratrukket beløp tilsvarende Statoils eierandel).

Nominelle minimumsforpliktelser per 31. desember 2009:

(i millioner kroner)	Transport og terminal forpliktelser	Forpliktelser knyttet til raffineri virksomhet	Sum
2010	8 676	715	9 391
2011	8 266	740	9 006
2012	7 121	938	8 059
2013	6 898	955	7 853
2014	5 881	971	6 852
Deretter	37 558	21 670	59 228
<b>Sum</b>	<b>74 400</b>	<b>25 989</b>	<b>100 389</b>

Tabellen ovenfor består av nominelle minimumsforpliktelser for fremtidige år, og består i hovedsak av forpliktelser knyttet til Statoils naturgassvirksomhet i tillegg til forskjellige transportavtaler og lignede avtaler. Statoil har inngått avtaler om rørledningstransport for størsteparten av konsernets kontraktsfestede fremtidige gassalg. Disse avtalene gir rett til transport av gassproduksjonen, men medfører også en plikt til å betale for bestilt kapasitet.

Statoil har inngått forpliktende avtaler med det amerikanske energiselskapet Dominion, som ved utgangen av 2009 omfatter terminalkapasitet på cirka 10,1 milliarder kubikkmeter gass for en gjenværende periode på 19 år ved Cove Point-terminalen for flytende naturgass i USA. Disse forpliktelsene inngår fullt ut i tabellen over, men har delvis blitt gjort på vegne av og på regning og risiko for SDØE. Statoils og SDØEs fremtidige respektive andeler av kapasiteten på Cove Point-terminalen og av forpliktelsene i den forbindelse avhenger av faktisk kapasitetsutnyttelse på terminalen. Statoil vil dekke det alt vesentlige av kostnaden for eventuell ubrukt kapasitet, mens kostnaden for anvendt kapasitet vil bli delt proporsjonalt mellom Statoil og SDØE i henhold til de respektivt produserte naturgassvolumer.



Mongstad-raffineriet har inngått en langsiktig take-or-pay kontrakt relatert til kjøp av eksosdamp fra partnerne på Troll-lisensen. Kontrakten utløper i 2040, og fremtidige forventede årlige minimumsforpliktelser under denne kontrakten representerer den vesentligste delen av Forpliktelser knyttet til raffenerivirksomhet i tabellen over.

Statoil har også inngått en del generelle eller feltspesifikke langsiktige rammeavtaler, hovedsakelig knyttet til tilgang på laste- og transportkapasitet for råolje. De vesentligste kontraktene løper tilsvarende forventet levetid av respektive felt. Slike kontrakter er ikke inkludert i tabellen over med mindre de inneholder spesifikke minimumsforpliktelser.

#### **Garantier**

Som del av en bytteavtale med Petro Canada i 1996 har Statoil garantert omfanget av totale utvinnbare oljereserver i Veslefrikk-feltet på den norske kontinentalsokkelen. Statoil må levere olje til Petro Canada dersom utvinnbare reserver viser seg å være mindre enn et spesifisert volum. Per 31. desember 2009 er verdien av gjenværende volum som dekkes av garantien beregnet til 1,7 milliarder kroner, basert på gjeldende markedspriser. En avsetning på 0,3 milliarder kroner er regnskapsført ved årsslutt 2009 knyttet til denne garantien.

Statoil har garantert for 50 prosent, tilsvarende selskapets eierandel, av kontraktsforpliktelser inngått av Scira Offshore Energy Ltd. (Scira) i forbindelse med utbyggingen av Sheringham Shoal Offshore Wind Farm i Storbritannia. Scira er inkludert i konsernregnskapet ved bruk av egenkapitalmetoden. Ved utgangen av 2009 er maksimal eksponering for Statoil sin andel av garantien estimert til 3,0 milliarder kroner. Balanseført beløp av garantien er ubetydelig.

Etter Allmennaksjelovens paragraf 14-11 er Statoil og Norsk Hydro solidarisk ansvarlig for visse forpliktelser oppstått i tidligere Norsk Hydro før fusjonen mellom Statoil og Hydro Petroleum i 2007. Totalt utgjør dette om lag 3,8 milliarder kroner og forpliktelsene løper frem til 2050. Det er på det nåværende tidspunkt lite sannsynlig at disse forpliktelsene vil påvirke Statoil. Ingen avsetning knyttet til denne garantien er regnskapsført ved utløpet av 2009.

#### **Erstatningsansvar og forsikring**

Konsernet har tegnet ansvarsforsikring for å dekke ansvar som oppstår gjennom sin verdensomspennende virksomhet, inklusive forurensningsansvar. De fleste av konsernets produksjonsanlegg er dekket gjennom Statoil Forsikring a.s., som igjen benytter det internasjonale forsikringsmarkedet til å reasurere deler av risikoen. Ettersom all betydelig aktivitet i Statoil Forsikring a.s gjelder forsikring for selskaper og virksomhet som inngår i konsernets regnskaper, har IFRS 4 ikke blitt lagt til grunn ved utarbeidelsen av konsernregnskapet.

Statoil Forsikring a.s er medlem i to gjensidige forsikringsselskaper, 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 er ansvarlig for sin forholdsmessige andel av eventuelle tap som måtte oppstå i forbindelse med disse selskaperes virksomhet, og medlemmene har solidaransvar for eventuelle tap som oppstår i "poolene".

#### **Andre forpliktelser**

I forbindelse med tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass kan deltakerne måtte forplikte seg til å bore et visst antall brønner. Ved utløpet av 2009 er Statoil forpliktet til å delta i 16 brønner på norsk sokkel og 37 brønner internasjonalt, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 40 prosent. Statoils andel av estimerte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omlag 9 milliarder kroner. Brønner som Statoil i tillegg kan bli forpliktet til å delta i boringen av, avhengig av fremtidige funn på visse lisenser, er ikke inkludert i disse tallene.

Statoil ASA avga i 1999 en erklæring til det norske Olje- og energidepartementet (OED) i forbindelse med en tvist mellom de fire Åsgardpartnerne og Statoil, knyttet til oppføringen av nye anlegg for Åsgard-utbyggingen på Kårstø-terminalen. Erklæringen bekreftet at OED vil bli gitt en tilsvarende behandling som de fire lisensinnehaverne for de omtvistede forhold. På basis av denne erklæringen fremmet OED den 29. april 2008 en stevning med flere delkrav, der aggregert eksponering for prinsipielt krav ble estimert til mellom 4 og 7 milliarder kroner etter skatt. Etter en dom i Stavanger tingrett 15. januar 2010 inngikk Statoil og OED forlik i saken den 5. mars 2010. Forliket innebærer at begge parter avstår fra å anke tingrettsdommen, og at Statoil skal betale OED et beløp på 500 millioner kroner etter skatt, samt rente på 375 millioner kroner før skatt, tilsvarende 270 millioner kroner etter skatt.

I november 2008 mottok Statoil en tilsvarende stevning fra den siste Åsgard-partneren, ExxonMobil, med et kompensasjonskrav som ble estimert til å ha en eksponering opp mot 1 milliard kroner etter skatt. Tvisten med ExxonMobil ble forlikt i oktober 2009. Forliket hadde ingen vesentlig regnskapsmessig effekt.

Statoil mottok 26. september 2007 informasjon om mulige konsulentavtaler og transaksjoner knyttet til Hydros petroleumsvirksomhet i Libya, som kan være i strid med gjeldende antikorrupsjonslovgivning i Norge og USA. Hydros petroleumsvirksomhet i Libya ble overført til Statoil fra 1. oktober 2007 i forbindelse med sammenslåingen med Hydros petroleumsvirksomhet. Basert på en foreløpig vurdering foretatt av Statoil ble en ekstern gransking av alle relevante forhold iverksatt. Eksterne juridiske granskere fra USA og Norge har foretatt en gjennomgang og leverte sin rapport til Statoil ASA's konsernsjef den 6. oktober 2008. Rapporten er også overlevert Økokrim, det amerikanske justisdepartementet (US Department of Justice - DOJ), det amerikanske kreditilsynet (US Securities and Exchange Commission - SEC), samt myndigheter i Libya. Rapporten trekker ingen juridiske konklusjoner. I samsvar med mandatet for granskningen inneholder rapporten fakta som er relevante for gjeldene norsk og amerikansk antikorrupsjonslovgivning. Økokrim opplyste den 15. mai 2009 at det ikke vil bli igangsatt etterforskning knyttet til den internasjonale virksomheten til tidligere Hydro Oil & Energy. Verken amerikanske eller libyske myndigheter har til nå iverksatt tiltak i forhold til innholdet i granskningsrapporten.

Statoil er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettsaker, og det finnes for tiden flere uavklarte tvister. Det endelige omfanget av konsernets forpliktelser eller eiendeler knyttet til slike tvister og krav lar seg ikke beregne på dette tidspunkt. Statoil har gjort avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på selskapets beste estimater. Det antas at verken konsernets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettsakene og tvistene.

## 29 Nærstående parter

### Transaksjoner med Den norske stat

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 av nærstående parter. Alle transaksjoner er vurdert å være i henhold til normale «armlengde» prinsipper.

Den norske stats eierinteresse i Statoil blir ivaretatt av Olje- og energidepartementet (OED). Følgende transaksjoner med SDØE volumer er foretatt mellom Statoil og OED for årene som er presentert i regnskapet:

Samlet kjøp av olje og våtgass fra staten beløp seg til 74 338 millioner kroner (204 millioner fat oljeekvivalenter), 112 682 millioner kroner (223 millioner fat oljeekvivalenter) og 98 498 millioner kroner (237 millioner fat oljeekvivalenter) i henholdsvis 2009, 2008 og 2007. Kjøp av naturgass fra staten (inkluderer ikke kjøp fra lisenser) utgjorde 265 millioner kroner, 375 millioner kroner og 287 millioner kroner i henholdsvis 2009, 2008 og 2007. En vesentlig del av beløpet inkludert i linjen Leverandørgjeld tilknyttede selskaper og andre nærstående parter i note 25 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld, er skyldig beløp til staten for disse kjøpene.

Statens produksjon av naturgass, som Statoil selger i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko, samt relaterte utgifter påløpt og refundert fra Staten er ført netto i Statoils regnskap.

### Andre transaksjoner

I forbindelse med den ordinære virksomheten som omfatter rørledningstransport, lagring av gass og prosessering av petroleumsprodukter har Statoil normale transaksjoner med enkelte tilknyttede foretak som ikke er konsolidert. Slike transaksjoner er foretatt i henhold til «armlengde» prinsipper og er inkludert i de relevante regnskapslinjene i konsernresultatregnskapet.

### Godtgjørelse til ledende ansatte

Godtgjørelse til ledende ansatte (medlemmer av styret og konsernledelsen) i løpet av året utgjør:

(i tusen kroner)	2009	2008	2007
Kortsiktige ytelser	50 573	50 949	44 463
Pensjonsytelser	11 391	12 534	12 764
Andre langsiktige ytelser	137	129	111
Aksjebasert avlønning	444	278	94
Sum	62 545	63 890	57 432

Lån til ledende ansatte i løpet av året utgjør mindre enn 0,2 millioner kroner.

## 30 Finansielle instrumenter per kategori

### Reklassifisering av finansielle derivater

I 2009 reklassifiserte Statoil, som videre er beskrevet i avsnittet Vesentlige endringer i regnskapsprinsipper i note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper, fra omløpsmidler og kortsiktig gjeld til anleggsmidler og langsiktig gjeld visse finansielle derivater (hovedsakelig "earn-out" avtaler, visse innebygde derivater og rentebytteavtaler) klassifisert som holdt for omsetning i samsvar med IAS 39 Finansielle instrumenter-innregning og måling som fastsatt i den reviderte versjonen av IAS 1 Presentasjon av finansregnskap, som trådte i kraft 1. januar 2009. Dette påvirker bare klassifiseringen mellom kortsiktige og langsiktige eiendeler og gjeld av linjene, "Finansielle derivater". Tabellen nedenfor presenterer omarbeidelsen av finansielle derivater mellom omløpsmidler og kortsiktig gjeld og anleggsmidler og langsiktig gjeld i balansen per 31. desember og 1. januar 2008.

(i millioner kroner)	Som tidligere rapportert	Reklassifisering	Som reklassifisert
<b>31. desember 2008</b>			
Anleggsmidler			
Finansielle derivater	2 383	18 899	21 282
Sum anleggsmidler	433 611	18 899	452 510
Omløpsmidler			
Finansielle derivater	27 505	-18 139	9 366
Sum omløpsmidler	144 812	-18 139	126 673
SUM EIENDELER	578 423	760	579 183
Langsiktig gjeld			
Finansielle derivater	0	1 617	1 617
Sum langsiktig gjeld	202 647	1 617	204 264
Kortsiktig gjeld			
Finansielle derivater	20 752	-857	19 895
Sum kortsiktig gjeld	159 721	-857	158 864
SUM EGENKAPITAL OG GJELD	578 423	760	579 183

(i millioner kroner)	Som tidligere rapportert	Reklassifisering	Som reklassifisert
<b>1. januar 2008</b>			
Anleggsmidler			
Finansielle derivater	609	12 159	12 768
Sum anleggsmidler	353 428	12 159	365 587
Omløpsmidler			
Finansielle derivater	21 093	-12 291	8 802
Sum omløpsmidler	129 790	-12 291	117 499
SUM EIENDELER	483 218	-132	483 086
Langsiktig gjeld			
Finansielle derivater	0	27	27
Sum langsiktig gjeld	174 788	27	174 815
Kortsiktig gjeld			
Finansielle derivater	7 632	-159	7 473
Sum kortsiktig gjeld	129 363	-159	129 204
SUM EGENKAPITAL OG GJELD	483 218	-132	483 086

#### Finansielle instrumenter per IAS 39 kategori

Tabellen nedenfor viser en oversikt over konsernets finansielle instrumenter med tilhørende balanseførte verdier som definert etter IAS 39 kategorier. Alle de finansielle instrumentenes bokførte verdier er målt til virkelig verdi, eller deres bokførte verdi tilnærmet tilsvarer virkelig verdi, med unntak av langsiktige finansielle forpliktelser. Se note 22 Langsiktige finansielle forpliktelser for informasjon om virkelig verdi på langsiktige finansielle forpliktelser.

Se også note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for ytterligere informasjon angående måling av virkelig verdi.

(i millioner kroner)	Note	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Virkelig verdi over resultatet				Sum balanseført verdi
				Holdt for omsetning	Sikrings-bokføring	Virkelig verdi-oppsjon	Ikke finansielle eiendeler	
<b>31. desember 2009</b>								
<b>Eiendeler</b>								
Langsiktige finansielle investeringer	16	0	2 223	0	0	11 044	0	13 267
Langsiktige finansielle derivater	31	0	0	17 644	0	0	0	17 644
Langsiktige finansielle fordringer	16	3 164	0	0	0	0	2 583	5 747
Kortsiktige kundefordringer og andre fordringer	18	53 007	0	0	0	0	5 888	58 895
Kortsiktige finansielle derivater	31	0	0	5 369	0	0	0	5 369
Kortsiktige finansielle investeringer	19	55	0	1 962	0	5 005	0	7 022
Betalingsmidler	20	24 723	0	0	0	0	0	24 723
Sum		80 949	2 223	24 975	0	16 049	8 471	132 667

(i millioner kroner)	Note	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Virkelig verdi over resultatet			Ikke finansielle eiendeler	Sum balanseført verdi
				Holdt for omsetning	Sikrings-bokføring	Virkelig verdi-oppsjon		
<b>31. desember 2008</b>								
<b>Eiendeler</b>								
Langsiktige finansielle investeringer	16	0	4 164	0	0	12 301	0	16 465
Langsiktige finansielle derivater	31	0	0	18 899	2 383	0	0	21 282
Langsiktige finansielle fordringer	16	2 771	0	0	0	0	2 143	4 914
Kortsiktige kundefordringer og andre fordringer	18	66 644	0	0	0	0	3 287	69 931
Kortsiktige finansielle derivater	31	0	0	9 297	69	0	0	9 366
Kortsiktige finansielle investeringer	19	15	0	7 874	0	1 858	0	9 747
Betalingsmidler	20	18 638	0	0	0	0	0	18 638
<b>Sum</b>		<b>88 068</b>	<b>4 164</b>	<b>36 070</b>	<b>2 452</b>	<b>14 160</b>	<b>5 430</b>	<b>150 343</b>

(i millioner kroner)	Note	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Virkelig verdi over resultatet			Ikke finansielle eiendeler	Sum balanseført verdi
				Holdt for omsetning	Sikrings-bokføring	Virkelig verdi-oppsjon		
<b>1. januar 2008</b>								
<b>Eiendeler</b>								
Langsiktige finansielle investeringer	16	0	3 291	0	0	11 975	0	15 266
Langsiktige finansielle derivater	31	0	0	12 159	609	0	0	12 768
Langsiktige finansielle fordringer	16	3 515	0	0	0	0	0	3 515
Kortsiktige kundefordringer og andre fordringer	18	69 378	0	0	0	0	0	69 378
Kortsiktige finansielle derivater	31	0	0	8 760	42	0	0	8 802
Kortsiktige finansielle investeringer	19	0	0	3 359	0	0	0	3 359
Betalingsmidler	20	18 264	0	0	0	0	0	18 264
<b>Sum</b>		<b>91 157</b>	<b>3 291</b>	<b>24 278</b>	<b>651</b>	<b>11 975</b>	<b>0</b>	<b>131 352</b>

(i millioner kroner)	Note	Amortisert kost	Sikrings-bokføring	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
<b>Forpliktelser</b>						
Langsiktige finansielle forpliktelser	22	95 962	0	0	0	95 962
Langsiktige finansielle derivater	31	0	0	1 657	0	1 657
Kortsiktig leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	25	58 048	0	0	1 753	59 801
Kortsiktige finansielle forpliktelser	26	8 150	0	0	0	8 150
Kortsiktige finansielle derivater	31	0	0	2 860	0	2 860
<b>Sum</b>		<b>162 160</b>	<b>0</b>	<b>4 517</b>	<b>1 753</b>	<b>168 430</b>

(i millioner kroner)	Note	Amortisert kost	Sikrings-bokføring	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
<b>31. desember 2008</b>						
<b>Forpliktelser</b>						
Langsiktige finansielle forpliktelser	22	52 065	2 541	0	0	54 606
Langsiktige finansielle derivater	31	0	0	1 617	0	1 617
Kortsiktig leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	25	58 990	0	0	2 210	61 200
Kortsiktige finansielle forpliktelser	26	20 695	0	0	0	20 695
Kortsiktige finansielle derivater	31	0	0	19 895	0	19 895
Sum		131 750	2 541	21 512	2 210	158 013

(i millioner kroner)	Note	Amortisert kost	Sikrings-bokføring	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
<b>1. januar 2008</b>						
<b>Forpliktelser</b>						
Langsiktige finansielle forpliktelser	22	43 649	724	0	0	44 373
Langsiktige finansielle derivater	31	0		27	0	27
Kortsiktig leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	25	64 624	0	0	0	64 624
Kortsiktige finansielle forpliktelser	26	6 166	0	0	0	6 166
Kortsiktige finansielle derivater	31	0	0	7 473	0	7 473
Sum		114 439	724	7 500	0	122 663

Tabellen nedenfor viser beløp fra Konsernresultatregnskapet knyttet til finansielle instrumenter.

(i millioner kroner)	Virkelig verdi over resultatet			Lån og fordringer	Finansielle forpliktelser til amortisert kost	Eiendeler tilgjengelig for salg	Ikke finansielle eiendeler eller forpliktelser	Sum
	Holdt for omsetning	Sikrings-bokføring	Virkelig verdi-opisjon					
<b>31. desember 2009</b>								
Resultat før finansposter og skattekostnad	12 337	0	0	0	0	-159	109 462	121 640
Netto finansposter								
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta	16 661	0	0	-10 568	-4 076	0	-24	1 993
Renteinntekter	1 290	0	326	1 088	0	0	0	2 704
Andre finansinntekter	518	0	403	111	0	-28	0	1 004
Renteinntekter og andre finansielle poster	1 808	0	729	1 199	0	-28	0	3 708
Rentekostnader	2 123	0	0	0	-3 748	0	0	-1 625
Nedskrivning	0	0	0	0	0	-1 404	0	-1 404
Andre finanskostnader	-6 807	0	0	0	-183	0	-2 432	-9 422
Renter og andre finansieringskostnader	-4 684	0	0	0	-3 931	-1 404	-2 432	-12 451
Netto finansposter	13 785	0	729	-9 369	-8 007	-1 432	-2 456	-6 750
Sum	26 122	0	729	-9 369	-8 007	-1 591	107 006	114 890

(i millioner kroner)	Virkelig verdi over resultatet			Lån og fordringer	Finansielle forpliktelser til amortisert kost	Eiendeler tilgjengelig for salg	Ikke finansielle eiendeler eller forpliktelser	Sum
	Holdt for omsetning	Sikringsbokføring	Virkelig verdioppsjon					
<b>1. desember 2008</b>								
Resultat før finansposter og skattekostnad	19 917	0	0	0	0	-346	179 261	198 832
Netto finansposter								
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta	-24 266	0	0	3 848	-12 145	0	0	-32 563
Renteinntekter	3 230	0	437	3 392	0	0	0	7 059
Andre finansinntekter	6 006	0	-971	52	0	61	0	5 148
Renteinntekter og andre finansielle poster	9 236	0	-534	3 444	0	61	0	12 207
Rentekostnader	959	0	0	0	-2 243	0	0	-1 284
Andre finanskostnader	5 660	-27	0	0	-251	0	-2 107	3 275
Renter og andre finansieringskostnader	6 619	-27	0	0	-2 494	0	-2 107	1 991
Netto finansposter	-8 411	-27	-534	7 292	-14 639	61	-2 107	-18 365
Sum	11 506	-27	-534	7 292	-14 639	-285	177 154	180 467

(i millioner kroner)	Virkelig verdi over resultatet			Lån og fordringer	Finansielle forpliktelser til amortisert kost	Eiendeler tilgjengelig for salg	Ikke finansielle eiendeler eller forpliktelser	Sum
	Holdt for omsetning	Sikringsbokføring	Virkelig verdioppsjon					
<b>31. desember 2007</b>								
Resultat før finansposter og skattekostnad	-2 043	0	0	0	0	129	139 118	137 204
Netto finansposter								
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta	9 092	0	0	-8 516	9 467	0	0	10 043
Renteinntekter	234	0	281	1 390	0	0	0	1 905
Andre finansinntekter	-313	0	-185	541	0	357	0	400
Renteinntekter og andre finansielle poster	-79	0	96	1 931	0	357	0	2 305
Rentekostnader	-379	0	0	0	-584	0	0	-963
Andre finanskostnader	504	9	0	0	-192	0	-2 099	-1 778
Renter og andre finansieringskostnader	125	9	0	0	-776	0	-2 099	-2 741
Netto finansposter	9 138	9	96	-6 585	8 691	357	-2 099	9 607
Sum	7 095	9	96	-6 585	8 691	486	137 019	146 811



## 31 Finansielle instrumenter: måling og markedsrisiko sensitiviteter

### Virkelig verdiskring

Virkelig verdi-sikringsrelasjonene der Statoil i 2007 og 2008 benyttet sikringsbokføring har blitt avsluttet siden konsernet tilbakekalte øremerkingen i første kvartal 2009. Virkelig verdi justeringer på 2,5 milliarder kroner som var innregnet i balansen per 31. desember 2008 blir amortisert over gjenværende løpetid, 14 og 19 år, på lånene som opprinnelig var øremerket som sikringsobjekter i disse sikringsrelasjonene.

### Virkelig verdi måling av finansielle instrumenter

#### Finansielle derivater

Konsernet innregner alle finansielle derivater til virkelig verdi i balansen. Endring i virkelig verdi på derivater inkluderes enten i Salgsinntekter eller i finansposter i resultatregnskapet avhengig av deres natur som råvarebaserte derivatkontrakter eller rente- og valutaderivater.

Ved kalkulering av virkelig verdi av finansielle derivater bruker Statoil priser notert i et aktivt marked for identiske eiendeler så langt det lar seg gjøre. Når slike priser ikke er tilgjengelige bruker Statoil input som er observerbare enten direkte eller indirekte. De verdsettelsesmetodene som er mest brukt ved verdsettelse av finansielle derivater er "mark to market" beregning eller en netto nåverdberegning av forventede fremtidige kontantstrømmer. Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for ytterligere informasjon om metodikken og forutsetningene som er benyttet til å beregne virkelig verdi for Statoils finansielle derivater.

I den påfølgende tabellen vises estimerte virkelige verdier og netto balanseførte verdier for finansielle derivater. Av balansen per 31. desember 2009 knytter 13,0 milliarder kroner seg til enkelte "earn-out" avtaler og innebygde derivater som er innregnet som finansielle derivater i henhold til IAS 39. Per 31. desember 2008 utgjorde disse 9,4 milliarder kroner.

(i millioner kroner)	Virkelig verdi eiendeler	Virkelig verdi forpliktelser	Netto balanseført beløp
<b>31. desember 2009</b>			
Gjeldsrelaterte instrumenter	6 405	-1 708	4 697
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	347	-867	-520
Råolje og raffinerte produkter	8 034	-842	7 192
Naturgass og elektrisitet	8 227	-1 100	7 127
Sum	23 013	-4 517	18 496
<b>31. desember 2008</b>			
Gjeldsrelaterte instrumenter	13 083	-989	12 094
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	403	-14 032	-13 629
Råolje og raffinerte produkter	13 136	-2 491	10 645
Naturgass og elektrisitet	4 026	-4 000	26
Sum	30 648	-21 512	9 136

### Finansielle investeringer

Konsernet innregner alle finansielle investeringer til virkelig verdi i balansen. Statoils finansielle investeringer består av en portefølje eid av konsernets forsikringsselskap (hovedsakelig obligasjoner, børsnoterte egenkapitalinstrumenter og sertifikater) og investeringer i pengemarkedsfond for likviditetsstyringsformål. Konsernet eier også noen ikke-noterte egenkapitalinstrumenter for langsiktig strategisk formål. Disse er klassifisert som tilgjengelig for salg eiendeler (TFS). Endringer i virkelig verdi på finansielle investeringer er innregnet i resultatregnskapet innenfor Netto finansposter med unntak av de investeringene som er klassifisert som TFS eiendeler. Endring i virkelig verdi på disse investeringene innregnes i Inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapitalen, mens en nedskrivning er innregnet i resultatregnskapet innenfor Netto finansposter.

Ved kalkulering av virkelig verdi av finansielle investeringer bruker Statoil priser notert i et aktivt marked for identiske eiendeler så langt det lar seg gjøre. Dette vil typisk være for børsnoterte egenkapitalinstrumenter og statsobligasjoner. Der det ikke er et aktivt marked beregnes virkelig verdi ved bruk av verdsettelsesmetoder som netto nåverdberegninger av forventede fremtidige kontantstrømmer. Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for ytterligere informasjon om metodikken og forutsetningene som er benyttet til å beregne virkelig verdi for konsernets finansielle investeringer. Se note 16 Langsiktige finansielle investeringer og note 19 Kortsiktige finansielle investeringer for informasjon vedrørende virkelig verdi av konsernets finansielle investeringer innregnet i balansen.

### Virkelig verdi hierarki

Den etterfølgende tabellen oppsummerer hver klasse av finansielle instrumenter innregnet i balansen til virkelig verdi fordelt på konsernets grunnlag for måling av virkelig verdi.

(i millioner kroner)	Langsiktige finansielle investeringer	Langsiktige finansielle derivater - eiendeler	Kortsiktige finansielle investeringer	Kortsiktige finansielle derivater - eiendeler	Langsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Kortsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Sum virkelig verdi
<b>31. desember 2009</b>							
Virkelig verdi basert på noterte priser i et aktivt marked for identiske eiendeler eller forpliktelser (nivå 1)	6 663	0	4 339	42	0	-18	11 026
Virkelig verdi basert på prisinput andre enn noterte priser, men som er fra observerbare markedstransaksjoner (nivå 2)	4 683	6 191	2 683	3 827	-1 657	-2 756	12 971
Virkelig verdi basert på ikke-observerbare data (nivå 3)	1 921	11 453	0	1 500	0	-86	14 788
Sum virkelig verdi	13 267	17 644	7 022	5 369	-1 657	-2 860	38 785
<b>31. desember 2008</b>							
Virkelig verdi basert på noterte priser i et aktivt marked for identiske eiendeler eller forpliktelser (nivå 1)	6 402	0	1 744	399	0	-544	8 001
Virkelig verdi basert på prisinput andre enn noterte priser, men som er fra observerbare markedstransaksjoner (nivå 2)	6 575	12 430	8 003	7 648	-857	-19 260	14 539
Virkelig verdi basert på ikke-observerbare data (nivå 3)	3 488	8 852	0	1 319	-760	-91	12 808
Sum virkelig verdi	16 465	21 282	9 747	9 366	-1 617	-19 895	35 348

Det første nivået i tabellen over, Virkelig verdi basert på noterte priser i et aktivt marked for identiske eiendeler eller forpliktelser, inkluderer finansielle instrumenter aktivt handlet, og der verdien innregnet i Statoils balanse er beregnet basert på observerbare priser på identiske instrumenter. Denne kategorien vil i de fleste tilfellene kun være relevant for instrumenter handlet over børs.

Det andre nivået i tabellen over, Virkelig verdi basert på prisinput andre enn noterte priser, men som er fra observerbare markedstransaksjoner, inkluderer Statoils ikke-standardiserte kontrakter der virkelig verdi er beregnet basert på prisinput fra observerbare markedstransaksjoner. Dette vil typisk være når konsernet bruker terminpriser på råolje, naturgass, renter og valutakurser som input i konsernets verdsettelsesmodeller.

Det tredje nivået i tabellen over, Virkelig verdi basert på ikke-observerbare data, inkluderer finansielle instrumenter der virkelig verdi er beregnet basert på input og forutsetninger som ikke er fra observerbare markedstransaksjoner. De virkelige verdiene presentert i denne kategorien er hovedsakelig basert på interne forutsetninger. De interne forutsetningene er kun brukt i fravær av kvoterte priser fra et aktivt marked eller andre observerbare pris kilder for de finansielle instrumentene som verdsettes.

Den største delen av den virkelige verdien fra enkelte "earn-out" avtaler og innebygde derivater er beregnet med prisinput fra observerbare markedstransaksjoner. De er i sin helhet blitt klassifisert i kategori tre innefor Kortsiktige og Langsiktige finansielle derivater - eiendeler i tabellen over, siden deler av verdiene er generert fra interne forutsetninger. En annen alternativ forutsetning innenfor et rimelig mulighetsområde som kunne vært brukt ved beregning av virkelig verdi på disse kontraktene er å ekstrapolere siste observerte terminpris. Ved en ekstrapolering av terminprisen med inflasjon ville virkelig verdi av kontraktene øke med cirka 1,5 milliarder kroner. En slik endring i virkelig verdi ville blitt innregnet i resultatregnskapet.

En avstemming av endringer i virkelig verdi i løpet av 2009 for alle finansielle eiendeler og forpliktelser klassifisert i det tredje nivået i hierarkiet er presentert i den etterfølgende tabellen.

(i millioner kroner)	Langsiktige finansielle investeringer	Langsiktige finansielle derivater - eiendeler	Kortsiktige finansielle derivater - eiendeler	Langsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Kortsiktige finansielle derivater - forpliktelser
<b>31. desember 2009</b>					
Inngående balanse	3 488	8 852	1 319	-760	-91
Total gevinst og tap					
- i resultatregnskapet	-1 499	2 601	1 500	760	-86
- i totalresultat	0	0	0	0	0
Kjøp	941	0	0	0	0
Oppgjør	-327	0	-1 319	0	91
Overføring til nivå 3	307				
Overføring fra nivå 3	-989	0	0	0	0
Utgående balanse	1 921	11 453	1 500	0	-86

I praksis relaterer alle gevinster og tap innregnet i resultatregnskapet i løpet av 2009 seg til eiendeler og forpliktelser som er eid av konsernet ved utgangen av 2009.

Visse avhendelseskrav ble satt av EU i tilknytning til Statoils kjøp av bensinstasjonskjeden Jet i 2008. Som en konsekvens var investeringen klassifisert som tilgjengelig for salg eiendel ved utgangen av 2008. I løpet av 2009 er disse kravene blitt oppfylt. Ved utgangen av 2009 er den gjenværende Jet aktiviteten konsolidert og verdien tidligere inkludert i nivå 3 i tabellen over er blitt overført ut.

#### Markedsrisiko-sensitiviteter

##### Råvareprisrisiko

Tabellen nedenfor inneholder virkelig verdi og sensitiviteter for råvareprisrisiko på Statoils råvarebaserte derivatkontrakter. Se note 6 Finansiell risikostyring for ytterligere informasjon knyttet til type råvarerisikoer og hvordan konsernet styrer disse risikoene.

Stort sett alle eiendeler og forpliktelser til virkelig verdi er knyttet til derivater handlet utenom børs, inkludert innebygde derivater som etter IAS 39 har blitt skilt ut og innregnet til virkelig verdi i balansen.

Sensitiviteter knyttet til prisrisiko for 2009 er beregnet ved å forutsette en endring på 30 prosent i råolje, raffinerte produkter og elektrisitetspriser, og 50 prosent i prisene for naturgass. Sammenlignet med de sensitivitetene som ble beregnet ved utgangen av 2008 og 2007 har konsernets vurdering av hva som er et rimelig mulighetsområde for endringer i råvarepriser for det kommende året blitt endret som følge av de endringer som skjer i de markedene vi opererer i. Ved utgangen av 2008 og 2007 ble tilsvarende sensitiviteter beregnet ved å forutsette en endring på henholdsvis 50 prosent og 10 prosent.

Endringer i virkelig verdi innregnes i resultatregnskapet siden ingen av de finansielle instrumentene i tabellen under er en del av et sikringsforhold.

(i millioner kroner)	Netto virkelig verdi	-30% sensitivitet	30% sensitivitet
<b>31. desember 2009</b>			
Råolje og raffinerte produkter	7 192	-2 087	1 580
		-50% / -30% sensitivitet	50% / 30% sensitivitet
<b>31. desember 2009</b>			
Naturgass og elektrisitet	7 127	3 871	-3 886
		-50% sensitivitet	50% sensitivitet
<b>31. desember 2008</b>			
Råolje og raffinerte produkter	10 645	-4 124	4 440
Naturgass og elektrisitet	26	3 447	-3 431
		-10% sensitivitet	10% sensitivitet
<b>31. desember 2007</b>			
Råolje og raffinerte produkter	8 582	-651	652
Naturgass og elektrisitet	-702	1 530	-1 522

Som deler av verktøyene for å overvåke og styre risiko bruker konsernet "value-at-risk" (VaR) metoden for deler av sin handelsaktivitet innenfor segmentene Naturgass og Foredling og markedsføring.

For daglig estimering av markedsrisiko i porteføljen, bruker Oljesalg, handel og forsyning (OTS) innenfor Foredling- og markedsføringssegmentet en metode basert på historisk simulering, der daglige observerte prosentvise pris og volatilitetsendringer over en gitt tidsperiode anvendes på den til enhver tid gjeldende porteføljen. Med utgangspunkt i de simulerte porteføljeverdiendringene blir det estimert en sannsynlighetsfordeling for fremtidige markedsverdiendringer. Ikke-lineære instrumenter som for eksempel opsjoner blir fullt verdsatt i de daglige simuleringene, og de observerte verdiendringene inngår i totalporteføljeresultatet. Sammenhengen mellom VaR estimat og faktiske porteføljeverdiendringer overvåkes på månedlig basis ved bruk av 12 måneders data og ulike inputparametre, som for eksempel tidshorisont og lignende, rekalibreres dersom modell resultatene ikke er tilfredsstillende.

Naturgassegmentet anvender i hovedsak en varians/kovarians VaR metode for å måle eksponeringen mot markedsrisiko. Som forutsetninger er det benyttet et konfidensintervall på 95 prosent og antagelse om en dags holdeperiode. Varians/kovarians metoden anvendes på den eksisterende porteføljen for å kvantifisere endringer på porteføljen som følge av mulige endringer i markedspriser over en 24-timers periode. Varians/kovarians metoden beregner VaR som en funksjon av standardavvik per instrument og korrelasjonen mellom de ulike instrumentene i porteføljen. Den praktiske tolkingen er at det er 95 prosent sannsynlig at verdien av porteføljen vil endre seg med mindre enn den kalkulerede "value-at-risk" størrelsen over den neste handelsdag. VaR uttrykker ikke det maksimale tapet.

Varians/kovarians modellen beregner VaR som en funksjon av standard avvik per instrument og korrelasjonen mellom de ulike instrumentene i porteføljen. Den historiske simuleringmetoden baseres på avledning av daglig prosentvis markedspris og volatilitetsendringer for alle vesentlige produkter i porteføljen over en gitt tidsperiode er anvendt på den gjeldende porteføljeverdien for å kunne estimere en sannsynlighetsfordeling av fremtidige endringer i markedsverdi i porteføljen. OTS og Naturgassegmentet bruker ulike VaR metoder for å reflektere karakteristikaene for de aktuelle råvaremarkedene på en best mulig måte.

Innenfor OTS er alle fysiske og finansielle kontrakter som styres samlet for risikostyringsformål omfattet av VaR grenser, uavhengig av hvordan de er innregnet i konsernets balanse. Innen Naturgass er innebygde derivater, i tillegg til visse fysiske terminkontrakter innregnet som finansielle derivater, men ikke er holdt som en del av en handelsportefølge ikke inkludert i porteføljen som er gjenstand for VaR grenser.

De kalkulerede VaR tallene for 2009 og 2008 og forutsetningene som er benyttet er presentert i tabellen under.

(i millioner kroner)	Maksimum	Minimum	Gjennomsnitt
<b>31. desember 2009</b>			
Råolje og raffinerte produkter	189	42	103
Naturgass og elektrisitet	219	8	80
<b>31. desember 2008</b>			
Råolje og raffinerte produkter	143	28	79
Naturgass og elektrisitet	218	40	116

Forutsetninger	Metode	Konfidensintervall	Tidsperiode
Råolje og raffinerte produkter	Historisk simulering VaR	95%	1 dag
Naturgass og elektrisitet	Varians/kovarians	95%	1 dag

#### Rente- og valutarisiko

Rente- og valutarisiko utgjør vesentlig finansiell risiko for Statoil. Samlet eksponering styres på porteføljenivå i henhold til godkjente strategier og mandater. Se note 6 Finansiell risikostyring for ytterligere informasjon knyttet til rente og valutarisiko og hvordan konsernet styrer risikoene.

Ved utgangen av 2009 er sensitiviteten knyttet til valutarisiko beregnet ved å forutsette en endring på 12 prosent for de valutakursene konsernet har eksponering mot. Sammenlignet med den sensitiviteten som ble beregnet ved utgangen av 2008 og 2007 har konsernet vurderingen av hva som er et rimelig mulighetsområde for endringer i utenlandske valutaer for det kommende året blitt endret. Ved utgangen av 2008 og 2007 ble det forutsatt en endring på henholdsvis 20 prosent og 10 prosent.

Med virkning fra 1. januar 2009 byttet Statoil ASA funksjonell valuta fra NOK til USD, se note 1 Selskapet og selskapsstruktur. Denne endringen av funksjonell valuta påvirker valutasensitiviteten ved sammenligning av 2009 mot tidligere år.

(i millioner kroner)	USD	EUR	GBP	CAD	NOK	SEK	DKK
<b>31. desember 2009</b>							
Netto gevinst (tap) (12% sensitivitet)	-3 589	-323	365	-299	2 423	558	861
Netto gevinst (tap) (-12% sensitivitet)	3 589	323	-365	299	-2 423	-558	-861
<b>31. desember 2008</b>							
Netto gevinst (tap) (20% sensitivitet)	-31 369	-11 906	11	-170	39 856	1 976	1 636
Netto gevinst (tap) (-20% sensitivitet)	31 369	11 906	-11	170	-39 856	-1 976	-1 636
<b>31. desember 2007</b>							
Netto gevinst (tap) (10% sensitivitet)	-9 391	-3 541	926	-297	11 567	129	591
Netto gevinst (tap) (-10% sensitivitet)	9 391	3 541	-926	297	-11 567	-129	-591

For sensitiviteten knyttet til renterisiko er det forutsatt en endring på 1,5 prosentpoeng. Sammenlignet med den sensitiviteten som ble beregnet ved utgangen av 2008 og 2007 har konsernets vurdering av hva som er et rimelig mulighetsområde for endringer i renter for det kommende året blitt endret. Ved utgangen av 2008 og 2007 ble det forutsatt en endring på ett prosentpoeng. De estimerte gevinstene fra en rentenedgang og de estimerte tapene fra en renteøkning, som vil påvirke resultatregnskapet, er presentert i den etterfølgende tabellen.

(i millioner kroner)	Gevinst scenario	Tap scenario
<b>31. desember 2009</b>		
Renterisiko (1,5 prosentpoeng sensitivitet)	8 456	-8 456
<b>31. desember 2008</b>		
Renterisiko (1 prosentpoeng sensitivitet)	3 395	-3 395
<b>31. desember 2007</b>		
Renterisiko (1 prosentpoeng sensitivitet)	2 714	-2 714

#### Risiko ved egenkapitalinvesteringer

Den etterfølgende tabellen inneholder virkelig verdi og relatert prisrisikosensitivitet for Statoils børsnoterte og ikke-noterte egenkapitalinstrumenter. Prisrisikosensitiviteten har blitt beregnet basert på konsernets vurdering av hva som er et rimelig mulighetsområde for endringer i prisene for egenkapitalinstrumenter det kommende året. For 2009, som for 2008, er konsernets oppfatning en endring på 20 prosent og 40 prosent for henholdsvis børsnoterte og ikke-noterte egenkapitalinstrumenter. I 2007 ble det benyttet en 10 prosent endring i prisene for egenkapitalinstrumenter.

For børsnoterte egenkapitalinstrumenter vil en endring i virkelig verdi bli innregnet som gevinst eller tap i resultatregnskapet. For ikke-noterte egenkapitalinstrumenter som er klassifisert som tilgjengelig for salg eiendeler, vil en reduksjon i virkelig verdi bli innregnet i resultatregnskapet som en nedskrivning, mens en økning i virkelig verdi vil bli innregnet i Inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapitalen.

(i millioner kroner)	Virkelig verdi	-20% sensitivitet	20% sensitivitet
<b>31. desember 2009</b>			
Børsnoterte egenkapitalinstrumenter	4 318	-864	864
<b>31. desember 2008</b>			
Børsnoterte egenkapitalinstrumenter	2 276	-455	455

(i millioner kroner)	Virkelig verdi	-40% sensitivitet	40% sensitivitet
<b>31. desember 2009</b>			
Unoterte egenkapitalinstrumenter	2 223	-889	889
<b>31. desember 2008</b>			
Unoterte egenkapitalinstrumenter	4 205	-1 682	1 682

(i millioner kroner)	Virkelig verdi	-10% sensitivitet	10% sensitivitet
<b>31. desember 2007</b>			
Børsnoterte egenkapitalinstrumenter	4 230	-423	423
Unoterte egenkapitalinstrumenter	3 291	-329	329

## 32 Fusjon med Hydro Petroleum

Aksjonærene i Statoil ASA og Norsk Hydro ASA (Hydro) godkjente fusjon mellom Statoil ASA og olje- og gassaktivitetene til Norsk Hydro ASA (Hydro Petroleum) på ekstraordinær generalforsamling 5. juli 2007. Fusjonen ble effektiv fra 1. oktober 2007.

Som en følge av fusjonen i 2007 ble Statoils aksjekapital øket med 2 606 655 590 kroner fra 5 364 962 167,50 kroner til 7 971 617 757,50 kroner ved utstedelse av 1 042 662 236 aksjer med nominell verdi 2,50 kroner til Hydros aksjonærer. Hydros aksjonærer mottok 0,8622 aksjer i det fusjonerte selskapet for hver Hydro aksje. Etter kapitalutvidelsen eier Hydros aksjonærer 32,7% og tidligere Statoils aksjonærer 67,3% i det fusjonerte selskapet Statoil ASA.

Fusjonen mellom tidligere Statoil ASA og Hydro Petroleum er regnskapsført som en sammenslåing av foretak under felles kontroll fordi både Statoil ASA og Norsk Hydro ASA var under kontroll av Den norske stat. Statoils ledelse anser at videreføring av historisk regnskapsførte verdier for eiendeler og gjeld gir den beste fremstillingen av fusjonen mellom de to selskapene for regnskapsformål. Regnskapet er omarbeidet for det sammenslåtte selskapet som om det alltid hadde vært én regnskapsrapporterende enhet. Regnskapet til Hydro Petroleum er omarbeidet slik at regnskapsprinsippene harmoniserer med Statoils regnskapsprinsipper. Omarbeidingen gjelder regnskapsmessig behandling av friinntekt, overgang til salgsmetoden for olje- og gass inntekter og over- og underløfts posisjoner og regnskapsmessig behandling av pensjon. Samlet effekt av disse endringene var en reduksjon av netto egenkapital på 3 milliarder kroner for regnskapsåret 2006.

I henhold til fusjonsplanen ble et mellomværende mellom tidligere Statoil og Norsk Hydro ASA etablert per 31. desember 2006. Fusjonsmellomværende som kunne være gjeld eller fordring ble beregnet ved å trekke kontanter og kortsiktige investeringer fra gjelden i Hydro Petroleum. Resultatet ble at Statoil fikk en fordring mot Norsk Hydro ASA som er inkludert i balansen ved utgangen av 2006 og i kontantstrømanalysen 2007 i forbindelse med oppgjøret.

Hydro Petroleum var ikke eget selskap i Hydro og hadde felles bank- og egenkapitalbalanser med Hydro. Enkelte kontantstrømmer til eller fra Hydro er regnskapsmessig behandlet som egenkapital-uttak og innskudd til eller fra Hydro. Dette er reflektert i konsolidert kontantstrømsoppstilling som «Norsk Hydro ASA fusjonsbalanse» og i konsernets egenkapital som «Fusjonsrelaterte justeringer bestående av endringer i fusjonsbalansen med Norsk Hydro ASA».

Statoil ASA har regnskapsført totalt 10,7 milliarder kroner før skatt relatert til restrukturingsutgifter og andre utgifter som følge av fusjonen. Dette er i all hovedsak utgifter knyttet til pensjoner samt førtidspensjoner som er tilbudt ansatte i Statoil ASA som har fylt 58 år (avhengig av at visse betingelser oppfylles).

## 33 Hendelser etter regnskapsårets utgang

Statoils styre har godkjent et forslag om å danne en selvstendig energi- og detaljhandelsvirksomhet (E&R) gjennom notering ved Oslo Børs. Børsintroduksjonen vil tidligst finne sted i fjerde kvartal 2010, eller på det tidspunkt kapitalmarkedet anses gunstig for dette.

Statoil tar sikte på å forbli en majoritetseier i E&R på tidspunktet for børsnotering. Størrelsen og tidshorizonten for Statoils framtidige eierskap i E&R vil bli tilpasset for å støtte og utvikle selskapsverdien både for E&R og for Statoil-konsernet.

## 34 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert)

I samsvar med FASB Accounting Standards Codification "Extractive Activities - Oil and Gas" (Topic 932), gir Statoil enkelte tilleggsopplysninger om lete- og produksjonsvirksomheten for olje og gass som tidligere ble gitt i samsvar med retningslinjer i Statement of Financial Accounting Standards No. 69 "Disclosures about Oil and Gas Producing Activities" (FAS69). 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 vil være tilnærmede størrelser og 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.

Financial Accounting Standard Board tilpasset i januar 2010 estimat- og notekravene for olje- og gassreserver gitt i "Extractive Activities - Oil and Gas" (Topic 932) med betingelsene i Securities and Exchange Commissions's endelige regler "Modernization of the Oil and Gas Reporting Requirements" (the Final Rule) utgitt i desember 2008. Konsernets rapportering i 2009 er i henhold til disse oppdaterte betingelsene. Opplysningene for er gitt for tidligere perioder er ikke endret. For ytterligere informasjon angående regelendringene for reserver se note 2 Vesentlige Regnskapsprinsipper: Sikre olje- og gassreserver.

Det har ikke vært noen hendelser siden 31. desember 2009 som vil medføre en vesentlig endring i estimerte sikre reserver eller andre tall rapportert per denne dato.

På grunn av avrunding vil det kunne forekomme avvik mellom delsummer, totale summer og størrelser som fremkommer ved en summering av tallene i noen tabeller.

#### **Olje- og gassreserver**

Selskapets eksperter har estimert Statoils olje- og gassreserver i henhold til bransjestandarder og de krav som stilles av US Securities and Exchange Commission (SEC), Rule 4-10 of Regulation S-X. 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 disse reservene er del av en kontinuerlig prosess og er underlagt fortløpende revisjon etter hvert som ytterligere informasjon blir tilgjengelig. Estimater over mengden av sikre reserver er uøyaktig og vil endre seg over tid etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig. Dessuten er identifiserte reserver og betingede ressurser som kan bli sikre reserver i fremtiden, ikke tatt med i beregningene.

Statoil inngikk i 2002 en "buy-back" avtale i Iran. Statoil deltar også i en rekke produksjonsdelingsavtaler (PSA-er) i Algerie, Angola, Aserbajdsjan, Libya, Nigeria og Russland. Reserver knyttet til 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 tilhørende PSA og "buy-back" avtaler er vist separat i tabellene nedenfor.

Statoil bokfører som sikre reserver en mengde tilsvarende våre skatteforpliktelser under forhandlede fiskale regimer (produksjonsdelingsavtaler eller inntektsdelingsavtaler).

Rule 4-10 of Regulation S-X krever at reserver vurderes basert på eksisterende økonomiske betingelser inkludert en 12 måneders gjennomsnittlig pris. Reservene ved årsslutt 2009 er fastsatt med basis i en 12 måneders gjennomsnittlig Brent ekvivalent pris på 59.9 dollar/fat. Økningen i oljepris fra årsslutt 2008 (Brent blend pris 36.6 dollar/fat) til en gjennomsnittlig 2009 pris har økt lønnsom utvinbar olje fra feltene mens Statoils sikre oljereserver under PSA-ene og tilsvarende kontrakter har blitt redusert. Gassprisene har generelt gått ned fra årsslutt 2008 til en gjennomsnittlig 2009 pris og har påvirket lønnsomme utvinnbare gassreserver tilsvarende. Disse endringene er inkludert i kategorien revisjon i tabellene nedenfor.

Fra norsk sokkel (NCS) er Statoil, på vegne av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), ansvarlig for å administrere, transportere og selge den norske stats olje- og gassreserver. Disse reservene blir solgt sammen med Statoils egne reserver. Under dette arrangementet, leverer Statoil gass til kunder under ulike typer salgskontrakter. Forpliktelsene blir oppfylt basert på en feltleveringsplan som optimaliserer verdien av den samlede olje- og gassporteføljen.

Statoil og SDØE mottar inntekt fra den samlede gassporteføljen basert på respektiv andel av volumene. For salg av SDØEs gass, både til Statoil og til tredjeparter, er betalingen til SDØE basert på enten oppnådde priser, "net back formula" beregnet pris eller markedsverdi. Statens olje og NGL blir i sin helhet ervervet av Statoil. Prisen for råolje er basert på markedsreflekterte priser. Prisen for NGL er enten basert på oppnådde priser, markedsverdi eller markedsreflekterte priser.

Avsetningsinstruksen kan endres av generalforsamlingen i Statoil ASA. På grunn av denne usikkerheten og at statens egne estimer 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.

Topic 932 krever presentasjon av reserver samt andre gitte tilleggsopplysninger fordelt på geografisk område, definert som land eller kontinent inneholdende 15% eller mer av totale sikre reserver. Norge inneholder 80% av totale sikre reserver per 31. desember 2009 mens ingen andre land eller kontinenter inneholder reserver i størrelsesorden 15% eller mer av totale sikre reserver. Følgelig har konsernet fastslått at den mest meningsfylte presentasjonen av geografisk område er å inkludere Norge og kontinentene Eurasia (uten Norge), Afrika og Amerika.

Følgende tabeller viser estimerte sikre olje- og gassreserver per 31. desember fra 2006 til 2009 med tilhørende årlige endringer.



	Netto sikre olje- og NGL reserver i millioner fat			Netto sikre gassreserver i milliarder standard kubikkfot			Netto sikre olje-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter		
	Norge	Utenfor Norge	Sum	Norge	Utenfor Norge	Sum	Norge	Utenfor Norge	Sum
<b>Reserver i konsoliderte selskaper</b>									
<b>Sikre reserver 31. desember 2006</b>	1 667	756	2 423	19 129	1 567	20 696	5 068	1 032	6 101
Herav:									
Sikre utviklede reserver	1 188	334	1 523	13 378	283	13 661	3 566	385	3 951
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	441	441	0	1 169	1 169	0	649	649
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	47	47	0	56	56	0	57	57
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	197	16	214	598	-27	571	311	14	325
Utvidelser og funn	38	105	143	405	0	405	110	105	215
Kjøp av petroleumsreserver	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Salg av petroleumsreserver	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produksjon	-299	-92	-391	-1 238	-114	-1 352	-519	-112	-632
<b>Sikre reserver 31. desember 2007</b>	1 604	785	2 389	18 893	1 426	20 319	4 971	1 039	6 010
Herav:									
Sikre utviklede reserver	1 187	323	1 510	15 084	748	15 832	3 875	456	4 331
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	387	387	0	977	977	0	561	561
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	67	67	0	80	80	0	82	82
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	81	95	177	7	141	148	83	120	203
Utvidelser og funn	12	0	12	29	0	29	17	0	17
Kjøp av petroleumsreserver	0	69	69	0	0	0	0	69	69
Salg av petroleumsreserver	0	-3	-3	0	-43	-43	0	-10	-10
Overføring til tilknyttet selskap *	0	-191	-191	0	0	0	0	-191	-191
Produksjon	-302	-78	-380	-1 348	-121	-1 469	-542	-100	-642
<b>Sikre reserver 31. desember 2008</b>	1 396	677	2 074	17 581	1 403	18 984	4 529	927	5 456
Herav:									
Sikre utviklede reserver	1 113	381	1 494	14 482	727	15 209	3 693	510	4 204
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	433	433	0	1 106	1 106	0	630	630
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	66	66	0	88	88	0	82	82

	Netto sikre olje- og NGL reserver i millioner fat			Netto sikre gassreserver i milliarder standard kubikkfot			Netto sikre olje-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter		
	Norge	Utenfor Norge	Sum	Norge	Utenfor Norge	Sum	Norge	Utenfor Norge	Sum
<b>Reserver i tilknyttede selskaper</b>									
Gjenværende reserver etter overføring *	0	123	123	0	0	0	0	123	123
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	0	11	11	0	0	0	0	11	11
Produksjon	0	-6	-6	0	0	0	0	-6	-6
<b>Sikre reserver 31. desember 2008</b>	<b>0</b>	<b>127</b>	<b>127</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>127</b>	<b>127</b>
<b>Totale sikre reserver inkludert reserver i tilknyttede selskaper 31. desember 2008</b>									
	1 396	805	2 201	17 581	1 403	18 984	4 529	1 055	5 584
Herav:									
Sikre utviklede reserver	1 113	406	1 519	14 482	727	15 209	3 693	536	4 229

\* Sincor til Petrocedeño; redusert eierinteresse fra 15,0% til 9,677%

Restrukturering av Sincor-partnerskapet i Venezuela, til et nytt juridisk selskap, Petrocedeño, ble fullført i februar 2008. Dette reduserte Statoils eierandel fra 15,0% i Sincor partnerskapet til 9,677% i Petrocedeño. Endring i eierandel medførte en reduksjon av sikre reserver på 68 millioner fat oljeekvivalenter i 2008.

Statoil kjøpte Anadarcos 50,0% eierandel i Peregrino, Brasil, i 2008. Dette resulterte i at Statoil fikk en 100% eierandel i feltet og ble operatør. Den tilhørende økning i sikre reserver var 69 millioner fat oljeekvivalenter.

	Netto sikre olje- og NGL reserver i millioner fat				Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	
<b>Reserver i konsoliderte selskaper</b>					
<b>Sikre reserver 31. desember 2008</b>	1 396	177	265	235	2 074
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	195	-22	64	6	243
Utvidelser og funn	39	6	44	45	134
Kjøp av petroleumsreserver	0	0	0	0	0
Salg av petroleumsreserver	0	-4	0	0	-4
Produksjon	-279	-19	-63	-15	-376
<b>Sikre reserver 31. desember 2009</b>	1 351	138	310	272	2 070
Herav:					
Sikre utviklede reserver	1 028	94	208	83	1 413
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	124	310	0	434
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	17	63	0	80
<b>Reserver i tilknyttede selskaper</b>					
<b>Sikre reserver 31. desember 2008</b>	0	0	0	127	127
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	0	0	0	-18	-18
Utvidelser og funn	0	0	0	0	0
Kjøp av petroleumsreserver	0	0	0	0	0
Salg av petroleumsreserver	0	0	0	0	0
Produksjon	0	0	0	-5	-5
<b>Sikre reserver 31. desember 2009</b>	0	0	0	105	105
<b>Totale sikre olje- og NGL reserver inkludert reserver i tilknyttede selskaper 31. desember 2009</b>					
	1 351	138	310	376	2 174
Herav:					
Sikre utviklede reserver	1 028	94	208	111	1 442

Netto sikre gassreserver i  
milliarder standard kubikkfot

	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
<b>Reserver i konsoliderte selskaper</b>					
<b>Sikre reserver 31. desember 2008</b>	17 581	827	481	95	18 984
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	690	-31	-89	-9	561
Utvidelser og funn	35	0	0	87	122
Kjøp av petroleumsreserver	0	0	0	0	0
Salg av petroleumsreserver	0	0	0	0	0
Produksjon	-1 367	-49	-54	-48	-1 519
<b>Sikre reserver 31. desember 2009</b>	16 938	747	338	125	18 148
Herav:					
Sikre utviklede reserver	14 138	523	256	73	14 990
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	548	338	0	886
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	46	54	0	101
<b>Reserver i tilknyttede selskaper</b>					
<b>Sikre reserver 31. desember 2008</b>	0	0	0	0	0
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	0	0	0	0	0
Utvidelser og funn	0	0	0	0	0
Kjøp av petroleumsreserver	0	0	0	0	0
Salg av petroleumsreserver	0	0	0	0	0
Produksjon	0	0	0	0	0
<b>Sikre reserver 31. desember 2009</b>	0	0	0	0	0
<b>Totale sikre gassreserver inkludert reserver i tilknyttede selskaper 31. desember 2009</b>					
	16 938	747	338	125	18 148
Herav:					
Sikre utviklede reserver	14 138	523	256	73	14 990

	Netto sikre olje-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter				
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
<b>Reserver i konsoliderte selskaper</b>					
<b>Sikre reserver 31. desember 2008</b>	4 529	324	351	252	5 456
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	318	-28	48	5	343
Utvidelser og funn	45	6	44	60	155
Kjøp av petroleumsreserver	0	0	0	0	0
Salg av petroleumsreserver	0	-4	0	0	-4
Produksjon	-523	-28	-73	-24	-647
<b>Sikre reserver 31. desember 2009</b>	4 369	271	370	294	5 304
Herav:					
Sikre utviklede reserver	3 548	187	254	96	4 084
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	222	370	0	592
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	25	73	0	98
<b>Reserver i tilknyttede selskaper</b>					
<b>Sikre reserver 31. desember 2008</b>	0	0	0	127	127
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	0	0	0	-18	-18
Utvidelser og funn	0	0	0	0	0
Kjøp av petroleumsreserver	0	0	0	0	0
Salg av petroleumsreserver	0	0	0	0	0
Produksjon	0	0	0	-5	-5
<b>Sikre reserver 31. desember 2009</b>	0	0	0	105	105
<b>Totale sikre reserver inkludert reserver i tilknyttede selskaper 31. desember 2009</b>					
	4 369	271	370	398	5 408
Herav:					
Sikre utviklede reserver	3 548	187	254	124	4 113

Selskapets sikre reserver av ekstra tung olje i Venezuela og Canada er inkludert som olje i tabellene over.

Omregningsfaktorene som er benyttet er 1 standard kubikkmeter = 35,3 standard kubikkfot, 1 standard kubikkmeter oljeekvivalent = 6,29 fat oljeekvivalenter og 1 000 standard kubikkmeter gass = 1 standard kubikkmeter oljeekvivalent.

## Balansførte kostnader knyttet til produksjonsvirksomheten for olje og naturgass

### Konsoliderte selskaper

(i millioner kroner)	2009	31. desember 2008	2007
Undersøkelseskostnader, leterettigheter og lignende	49 497	61 484	40 513
Utbyggingskostnader, brønner, anlegg og annet utstyr, inkludert fjerningseiendeler	655 886	611 251	526 634
Sum kostnader til anskaffelseskost	705 383	672 735	567 147
Akkumulerte av- og nedskrivninger	-379 575	-349 428	-309 527
Netto balansførte kostnader	325 808	323 307	257 620

Netto balansførte kostnader fra tilknyttede selskaper utgjorde 3,7 milliarder kroner per 31.12.2009, 4,6 milliarder kroner pr 31. desember 2008 og 0 pr. 31.12.2007.

### Kostnader påløpt ved kjøp av olje og gassressurser, undersøkelses- og utbyggingsvirksomhet

I tabellen nedenfor inngår både kostnader som er balansført og kostnader innregnet i resultatoppstillingen i 2009.

### Konsoliderte selskaper

(i millioner kroner)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
<b>Året 2009</b>					
Undersøkelseskostnader	8 170	1 310	2 465	4 950	16 895
Utbyggingskostnader <sup>1)</sup>	30 704	3 611	10 627	11 958	56 900
Kjøp av leterettigheter	0	0	12	1 313	1 325
Sum	38 874	4 921	13 104	18 221	75 120

I tabellen nedenfor inngår både kostnader som er balansført og kostnader som er innregnet i resultatoppstillingen i 2008 and 2007.

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Sum
<b>Året 2008</b>			
Undersøkelseskostnader	8 672	9 136	17 808
Utbyggingskostnader <sup>1)</sup>	29 478	14 215	43 693
Kjøp av utbyggingsrettigheter <sup>2)</sup>	0	12 435	12 435
Kjøp av leterettigheter <sup>3)</sup>	1 255	12 323	13 578
Sum	39 405	48 109	87 514
<b>Året 2007</b>			
Undersøkelseskostnader	5 749	8 499	14 248
Utbyggingskostnader <sup>1)</sup>	28 428	13 330	41 758
Kjøp av leterettigheter	0	17 133	17 133
Sum	34 177	38 962	73 139

1) Inkluderer mindre utbyggingskostnader som ikke er knyttet til sikre reserver.

2) Inkluderer kjøpet av Anadarkos 50% eierandel i Peregrino, Brasil.

3) Inkluderer signaturbonuser samt oppkjøpene av andeler i Goliat og Marcellus skifer gassutbygging.

Kostnader påløpt ved kjøp av olje og gassresurser i tilknyttede selskaper utgjorde i 2009, 448 millioner kroner i 2008 og 0 kr i 2007.

#### Resultat av produksjonsvirksomheten for olje og gass

I henhold til Topic 932 gjenspeiler driftsinntektene og kostnadene i tabellen nedenfor bare de som er knyttet til Statoils produksjonsvirksomhet for olje og gass.

Virksomhet medtatt i opplysninger om forretningsområdene i note 5, Segmentinformasjon, til regnskapet, men som ikke er tatt med i tabellen nedenfor, gjelder gasshandelsvirksomhet, råvarebaserte derivater, transport og forretningsutvikling, samt gevinster ved salg av interesser og andeler i olje og gassaktiviteter.

Inntektsskatt er beregnet ut fra vedtatte skattesatser og hensyntatt friinntekt. Renter og indirekte kostnader er ikke trukket fra.

#### Konsoliderte selskaper

(i millioner NOK)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
<b>Året 2009</b>					
Salg	5	2 968	7 950	689	11 612
Internt salg	154 440	5 320	16 877	6 085	182 722
<b>Sum driftsinntekter</b>	<b>154 445</b>	<b>8 288</b>	<b>24 827</b>	<b>6 774</b>	<b>194 334</b>
Undersøkelseskostnader	-5 187	-1 047	-2 238	-8 218	-16 690
Produksjonskostnader	-19 395	-1 440	-3 432	-1 768	-26 035
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	-25 566	-2 464	-9 721	-4 902	-42 653
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>-50 148</b>	<b>-4 951</b>	<b>-15 391</b>	<b>-14 888</b>	<b>-85 378</b>
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt	104 297	3 337	9 436	-8 114	108 956
Skattekostnad	-75 690	-102	-3 182	1 684	-77 290
<b>Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass</b>	<b>28 607</b>	<b>3 235</b>	<b>6 254</b>	<b>-6 430</b>	<b>31 666</b>

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Totalt
<b>Året 2008</b>			
Salg *	-151	-8 274	-8 425
Internt salg	-216 809	-34 718	-251 527
Sum inntekter	-216 960	-42 992	-259 952
Undersøkelseskostnader	5 536	9 157	14 693
Produksjonskostnader	19 744	6 009	25 753
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	24 043	13 689	37 732
Sum kostnader	49 323	28 855	78 178
Resultat før skatt	-167 637	-14 137	-181 774
Skattekostnad	124 564	9 710	134 274
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass	-43 073	-4 427	-47 500
<b>Året 2007</b>			
Salg *	-36	-13 064	-13 100
Internt salg	-173 238	-27 705	-200 943
Sum inntekter	-173 274	-40 769	-214 043
Undersøkelseskostnader	3 638	7 695	11 333
Produksjonskostnader	22 793	7 132	29 925
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	23 030	11 103	34 133
Sum kostnader	49 461	25 930	75 391
Resultat før skatt	-123 813	-14 839	-138 651
Skattekostnad	92 058	4 327	96 385
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass	-31 754	-10 512	-42 266

Resultat av produksjonsvirksomheten for olje og gass fra tilknyttede selskaper utenfor Norge var 26 millioner kroner i 2009, 428 millioner kroner i 2008 og 0 i 2007.

#### Beregnet nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm knyttet til sikre olje- og gassreserver

Tabellen nedenfor viser beregnet nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm (SMV) knyttet til sikre reserver. Analysen er utarbeidet i henhold til Topic 932, og benytter gjennomsnittlige priser for 2009 og årsslutt priser for 2008 og 2007 som definert av SEC, kostnader ved årets slutt, lovbestemt skatte- og avgiftsnivå ved årets slutt, samt en diskonteringsfaktor på 10 prosent på beregnede sikre reserver ved årets slutt. Nåverdiberegningen er et utsagn om fremtidige hendelser.

Fremtidige prisendringer er hensyntatt i den grad det foreligger kontrakter som regulerer dette ved utgangen av hvert rapporteringsår. Fremtidige utbyggings- og produksjonskostnader inkluderer de fremtidige kostnadene som er nødvendige for å utvikle og produsere beregnede sikre reserver ved årets slutt basert på kostnadsindekser ved årets slutt, idet det forutsettes at de økonomiske forhold ved årets slutt vil vedvare. Ved beregning av fremtidig netto kontantstrøm før skatt er nedstengnings- og fjerningskostnader inkludert. Fremtidig inntektsskatt beregnes ved å anvende de gjeldende lovbestemte skattesatsene ved årets slutt. Disse satsene gjenspeiler tillatte fradrag og skattekreditter og anvendes på beregnet fremtidig netto kontantstrøm før skatt, minus skattegrunnlaget for tilknyttede eiendeler. Diskontert fremtidig netto kontantstrøm beregnes ved å benytte en diskonteringsats på 10 prosent per år. Nåverdiberegningen krever årlige anslag for når fremtidige kostnader forventes å oppstå og når de sikre reservene forventes å bli produsert. 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 Topic 932. Informasjonen gitt gjenspeiler ikke ledelsens estimat eller Statoils forventede fremtidige kontantstrømmer eller verdi av selskapets sikre reserver og må derfor ikke sees på som en sikker indikasjon på Statoils fremtidige kontantstrøm eller verdien av konsernets sikre reserver.



(i millioner kroner)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
<b>Per 31. desember 2009</b>					
<b>Konsoliderte selskaper</b>					
Fremtidige netto innbetalinger	1 387 084	66 055	113 642	90 548	1 657 329
Fremtidige utbyggingskostnader	- 118 505	- 12 362	- 22 047	- 12 095	- 165 009
Fremtidige produksjonskostnader	- 437 396	- 22 806	- 33 665	- 42 932	- 536 799
Fremtidig inntektsskatt	- 624 221	- 3 033	- 21 199	- 7 642	- 656 095
Fremtidig netto kontantstrøm	206 962	27 854	36 731	27 879	299 426
10% årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	- 94 462	- 11 806	- 11 479	- 7 537	- 125 284
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	112 500	16 048	25 252	20 342	174 142
<b>Tilknyttede selskaper</b>					
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	0	0	0	2 097	2 097
Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm inkludert tilknyttede selskaper	112 500	16 048	25 252	22 439	176 239

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Sum
<b>Per 31. desember 2008</b>			
<b>Konsoliderte selskaper</b>			
Fremtidige netto innbetalinger	1 738 693	204 808	1 943 501
Fremtidige utbyggingskostnader	-109 456	-44 920	-154 376
Fremtidige produksjonskostnader	-412 340	-77 398	-489 738
Fremtidig inntektsskatt	-919 740	-30 118	-949 858
Fremtidig netto kontantstrøm	297 157	52 372	349 529
10% årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	-150 919	-15 019	-165 938
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	146 238	37 353	183 591
<b>Tilknyttede selskaper</b>			
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	0	2 024	2 024
Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm inkludert tilknyttede selskaper	146 238	39 377	185 615

<b>Per 31. desember 2007</b>			
Fremtidige netto innbetalinger	1 788 440	429 335	2 217 775
Fremtidige utbyggingskostnader	-107 966	-57 332	-165 298
Fremtidige produksjonskostnader	-338 834	-102 838	-441 672
Fremtidig inntektsskatt	-1 009 179	-97 850	-1 107 029
Fremtidig netto kontantstrøm	332 461	171 315	503 776
10% årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	-135 717	-67 289	-203 006
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	196 744	104 026	300 770

## Endringen i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver

(i millioner kroner)	2009	2008	2007
<b>Konsoliderte selskaper</b>			
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 1. januar	183 591	300 770	245 714
Netto endring i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon	-288 973	-74 453	239 091
Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader	-48 980	-56 924	-30 740
Salg av olje og gass produsert i perioden, fratrukket produksjonskostnader	-179 072	-234 199	-189 992
Netto endring på grunn av utvidelser, funn og forbedret utvinning	9 403	1 866	15 967
Netto endring på grunn av kjøp og salg av reserver	- 530	-4 936	0
Netto endring på grunn av revisjon av beregnede mengder	101 298	51 574	78 122
Utbyggingskostnader påløpt i perioden	56 900	56 128	41 758
Diskonterings effekt	214 065	50 960	-54 374
Netto endringer i inntektsskatt	126 440	92 805	-44 776
Sum endringer i nåverdi i løpet av året	-9 449	-117 179	55 056
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	174 142	183 591	300 770
<b>Tilknyttede selskaper</b>			
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	2 097	2 024	0
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember inkludert tilknyttede selskaper	176 239	185 615	300 770

# Selskapsregnskap for Statoil ASA

## RESULTATREGNSKAP STATOIL ASA - NGAAP

(i millioner kroner)	Note	2009	2008
<b>DRIFTSINNEKTER</b>			
Salgsinntekter	5	313 194	559 493
Resultatandel fra datterselskaper og tilknyttede selskaper	13	28 431	27 950
Andre inntekter		5	979
<b>Sum driftsinntekter</b>		<b>341 630</b>	<b>588 422</b>
<b>DRIFTSKOSTNADER</b>			
Varekostnad		-294 442	-360 894
Andre kostnader		-10 649	-39 353
Salgs- og administrasjonskostnader		-7 765	-11 469
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	12	-814	-19 494
Undersøkelseskostnader		-861	-3 956
<b>Sum driftskostnader</b>		<b>-314 531</b>	<b>-435 166</b>
<b>Resultat før finansposter og skattekostnad</b>		<b>27 099</b>	<b>153 256</b>
<b>FINANSPOSTER</b>			
Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta		10 608	-38 319
Renteinntekter og andre finansielle poster		4 693	10 450
Renter og andre finansieringskostnader		-5 491	-5 441
<b>Netto finansposter</b>	10	<b>9 810</b>	<b>-33 310</b>
<b>Resultat før skattekostnad</b>		<b>36 909</b>	<b>119 946</b>
<b>Skattekostnad</b>	11	<b>-8 032</b>	<b>-79 309</b>
<b>Årets resultat</b>		<b>28 878</b>	<b>40 637</b>

## BALANSE STATOIL ASA - NGAAP

(i millioner kroner)	Note	31. desember 2009	31. desember 2008
<b>EIENDELER</b>			
Anleggsmidler			
Varige driftsmidler	12	4 771	136 312
Immaterielle eiendeler		29	5 110
Investeringer i datterselskap	13	257 634	281 045
Investeringer i tilknyttede selskap	13	605	1 040
Utsatt skattefordel	11	2 722	0
Pensjonsmidler	20	2 665	0
Finansielle eiendeler	14	1 296	574
Fordringer på datterselskap	14	47 651	44 188
<b>Sum anleggsmidler</b>		<b>317 373</b>	<b>468 269</b>
<b>Omløpsmidler</b>			
Varelager	15	11 976	6 820
Kundefordringer og andre fordringer	16	32 053	44 455
Fordringer på datterselskap		44 726	10 921
Skattefordring	11	109	2 823
Finansielle derivater	3	763	2 091
Finansielle investeringer	14	1 905	2 616
Betalingsmidler	17	14 460	6 272
<b>Sum omløpsmidler</b>		<b>105 992</b>	<b>75 998</b>
<b>SUM EIENDELER</b>		<b>423 365</b>	<b>544 267</b>

## BALANSE STATOIL ASA - NGAAP

(i millioner kroner)	Note	31. desember 2009	31. desember 2008
<b>EGENKAPITAL OG GJELD</b>			
Egenkapital			
Aksjekapital		7 972	7 972
Egne aksjer		-15	-9
Overkursfond		17 330	17 330
Annen egenkapital		98 060	97 078
Fond for vurderingsforskjeller		51 523	60 095
<b>Sum egenkapital</b>	<b>18</b>	<b>174 870</b>	<b>182 466</b>
<b>Langsiktig gjeld</b>			
Finansielle forpliktelser	19	80 129	44 951
Finansielle derivater	3	1 443	0
Gjeld til datterselskap		50	37
Forpliktelser ved utsatt skatt	11	0	34 942
Pensjonsforpliktelser	20	20 682	24 961
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	21	1 048	26 250
<b>Sum langsiktig gjeld</b>		<b>103 352</b>	<b>131 141</b>
<b>Kortsiktig gjeld</b>			
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	22	25 466	33 641
Betalbar skatt	11	3 668	32 643
Finansielle forpliktelser	23	7 386	19 039
Finansielle derivater	3	1 658	15 878
Skyldig utbytte		19 100	23 090
Gjeld til datterselskap		87 865	106 369
<b>Sum kortsiktig gjeld</b>		<b>145 143</b>	<b>230 660</b>
<b>Sum gjeld</b>		<b>248 495</b>	<b>361 801</b>
<b>SUM EGENKAPITAL OG GJELD</b>		<b>423 365</b>	<b>544 267</b>

## KONTANTSTRØMSOPPSTILLING

(i millioner kroner)	2009	2008
<b>OPERASJONELLE AKTIVITETER</b>		
Resultat før skattekostnad	36 909	119 946
Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter:		
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	814	19 494
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter	0	354
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner	397	11 840
(Gevinst) tap ved salg av anleggsmidler og andre poster	-12 963	-22 209
Endringer i arbeidskapital (unntatt betalingsmidler):		
· (Økning) reduksjon i varelager	-6 185	1 488
· (Økning) reduksjon i kundefordringer og andre fordringer	12 416	-169
· (Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater	-12 892	12 557
· (Økning) reduksjon i kortsiktige finansielle investeringer	711	-2 461
· Økning (reduksjon) i leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	-3 165	-11 899
· Økning (reduksjon) i kundefordringer/leverandørgjeld til/fra datterselskap	13 589	-531
Betalte skatter	-27 772	-83 004
(Økning) reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter	-5 409	1 056
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	-3 550	46 462
<b>INVESTERINGSAKTIVITETER</b>		
Kontantstrøm fra (benyttet til) investeringsaktiviteter	21 639	-97 092
<b>FINANSIERINGSAKTIVITETER</b>		
Ny langsiktig rentebærende gjeld	46 312	2 521
Nedbetaling langsiktig gjeld	-4 536	-2 258
Betalt utbytte	-23 085	-27 082
Kjøp egne aksjer	-343	-308
Netto endring kortsiktige lån, kassekreditt og annet	-6 369	10 495
Økning (reduksjon) i finansielle kundefordringer/leverandørgjeld til/fra datterselskap	-20 788	73 510
Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter	-8 809	56 878
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler	9 280	6 248
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler	-1 092	0
Betalingsmidler ved årets begynnelse	6 272	24
Betalingsmidler ved årets utgang	14 460	6 272
Betalte renter	2 522	1 871
Mottatte renter	3 007	6 439

# 1 Selskapet og grunnlag for presentasjonen

Statoil ASA, tidligere Den Norske Stats Oljeselskap AS, ble stiftet i 1972 og er registrert og hjemmehørende i Norge.

Med virkning fra 1. oktober 2007 fusjonerte Statoil ASA med olje- og gass aktivitetene til Norsk Hydro ASA (Hydro Petroleum). Statoil ASAs navn ble endret til StatoilHydro ASA fra denne dato. Den 1. november 2009 endret selskapet igjen navn til Statoil ASA. Selskapet har forretningsadresse Forusbeen 50, 4035 Stavanger, Norge.

Statoils virksomhet består i hovedsak av leting etter og produksjon av olje og naturgass, transport, videreforedling og markedsføring av petroleum, petroleumprodukter og andre energiformer.

Statoil ASA er notert på Oslo Børs (Norge) og New York Stock Exchange (USA).

Med virkning fra 1. januar 2009 overførte Statoil ASA eierrettighetene til sine lisenser på den norske kontinentalsokkelen til det 100% eide datterselskapet Statoil Petroleum AS. Etter dette er Statoil Petroleum AS eier av alle Statoil-konsernets lisensandeler på norsk sokkel. Denne konserninterne restruktureringen reduserer sammenlignbarheten mellom rapporteringsårene i Statoil ASAs selskapsregnskap, og påvirker i vesentlig grad omfang og innhold i noteopplysningene i dette regnskapet. Alle de påfølgende notene i Statoil ASAs selskapsregnskap må derfor leses på bakgrunn av Statoilkonsernets restrukturering på norsk sokkel.

På grunn av Statoilkonsernets restrukturering ble Statoil ASAs drift og transaksjoner endret, slik at selskapets funksjonelle valuta fra samme dato også ble endret fra NOK til USD med prospektiv virkning. Statoil ASAs presentasjonsvaluta fortsetter imidlertid å være NOK.

## 2 Vesentlige regnskapsprinsipper

Statoil ASA sitt årsregnskap er avlagt i samsvar med Regnskapsloven av 1998 og god regnskapsskikk (NGAAP).

### Grunnlag for utarbeidelse av årsregnskapet

Årsregnskapet legger til grunn prinsippene i et historisk kost regnskap, med enkelte unntak som er beskrevet nedenfor. Regnskapsprinsippene er anvendt konsistent for alle perioder som presenteres i dette årsregnskapet.

### Reklassifiseringer

Det er foretatt enkelte reklassifiseringer for å gjøre sammenligningstall konsistente med presentasjonen av årsregnskapet for 2009.

### Datterselskap, tilknyttede foretak og felleskontrollerte selskap

Aksjer og andeler i datterselskap, tilknyttede foretak (selskaper hvor Statoil ASA ikke har kontroll, eller felles kontroll, men har mulighet til å utøve betydelig innflytelse over operasjonelle og finansielle prinsipper; normalt ved eierandeler mellom 20 og 50%) og felleskontrollerte selskap blir regnskapsført etter egenkapitalmetoden.

### Felleskontrollerte eiendeler

Eierandeler i felleskontrollerte eiendeler er innregnet ved å inkludere selskapets andel av eiendeler, gjeld, inntekter og kostnader linje for linje i regnskapet.

### Statoil som operatør for felleskontrollerte eiendeler

Indirekte kostnader som personalkostnader blir akkumulert i kostnadspooler. Slike kostnader er allokert til forretningsområder og Statoil-opererte felleskontrollerte eiendeler (lisenser) med utgangspunkt i påløpte timer. Kostnader allokert til de andre parternes eierandeler i opererte lisenser reduserer kostnadene i Statoils resultatregnskap. Kun Statoils andel av resultatposter og balanseposter relatert til Statoil-opererte felleskontrollerte eiendeler er reflektert i Resultatregnskapet og balansen til selskapet.

### Overføringer av eiendeler og gjeldsposter mellom Statoil ASA og datterselskap

Overføringer av eiendeler og gjeldsposter mellom Statoil ASA og selskaper som direkte eller indirekte er kontrollert av Statoil ASA, regnskapsføres med kontinuitet på bokført verdi av eiendelene og gjeldspostene som overføres.

### Omregning av utenlandsk valuta

Transaksjoner i utenlandsk valuta (andre valutaer enn Statoil ASAs funksjonelle valuta som fra 1. januar 2009 er amerikanske dollar) omregnes til amerikanske dollar ved å benytte kursen på transaksjonsdagen. Eiendeler og gjeld som er pengeposter omregnes til amerikanske dollar ved å benytte valutakurser på balansedagen. Omregningsdifferanser som oppstår inngår i Resultatregnskapet. Poster som ikke er pengeposter og som måles basert på historisk kost i utenlandsk valuta, omregnes ved å bruke kursen på transaksjonstidspunktet.

### Prinsipper for inntektsføring

Inntekter knyttet til salg og transport av råolje, petroleumprodukter og kjemiske produkter samt andre varer regnskapsføres når eiendomsretten og risikoen overføres til kunden, normalt på varens leveringstidspunkt basert på de kontraktsfestede vilkårene i avtalen.

Inntekter knyttet til olje og gassproduksjon fra felt hvor Statoil har eierandel sammen med andre selskaper, regnskapsføres i henhold til salgsmetoden. Salgsmetoden innebærer at salget regnskapsføres i den perioden volumene løftes og selges til kundene. Dersom det er løftet og solgt et større volum enn det selskapets eierandel tilsier, blir det avsatt for kostnadene knyttet til overløftet. Dersom det er løftet og solgt mindre enn det selskapets eierandel tilsier, utsettes kostnadsføringen knyttet til underløftet.

Fysiske råvaresalg og -kjøp som ikke gjøres opp på nettbasis blir inkludert brutto i regnskapslinjene Salgsinntekter og Varekostnad i Resultatregnskapet. Handel med råvarebaserte finansielle instrumenter regnskapsføres netto, og marginen inkluderes under Salgsinntekter.

#### **Transaksjoner med den norske stat og med Statoil Petroleum AS**

Statoil markedsfører og selger statens og Statoil Petroleum AS' andel av olje- og gassproduksjonen fra den norske kontinentalsokkelen. Den norske stats deltakelse i petroleumsvirksomhet er organisert gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Kjøp og salg av SDØEs og Statoil Petroleum AS' oljeproduksjon er regnskapsført som Varekostnad og Salgsinntekter. Statoil selger, i eget navn, men for Den norske stats og Statoil Petroleum AS' regning og risiko, statens og Statoil Petroleum AS' produksjon av naturgass. Dette salget, og relaterte utgifter refundert fra staten og Statoil Petroleum AS, er regnskapsført netto i Statoil ASAs regnskap.

#### **Ytelser til ansatte**

Ytelser til lønn, bonus, trygdeavgifter, ferie og sykefravær med lønn kostnadsføres i den perioden den ansatte har utført tjenester for selskapet gjennom sitt arbeid. Regnskapsprinsipp for pensjoner og aksjebasert avlønning beskrives nedenfor.

#### **Aksjebasert avlønning**

Statoil har et bonusaksjeprogram for ansatte. Kostnaden ved aksjebaserte transaksjoner med ansatte som gjøres opp i egenkapital (bonusaksjetildeling) måles med utgangspunkt i virkelig verdi på dato for tildeling og innregnes som en kostnad over gjennomsnittlig innvinningsperiode som er 2,5 år. Verdien av de tildelte aksjene regnskapsføres som en lønnskostnad i Resultatregnskapet og som en egenkapitaltransaksjon (inkludert i annen innskutt egenkapital).

#### **Forskning og utvikling**

Statoil driver forskning og utvikling både gjennom prosjekter finansiert av deltakerne i lisensvirksomhet og for egen regning og risiko. Selskapets egen andel av lisensfinansiert forskning og utvikling og de totale utgiftene ved egne prosjekter er utviklingsutgifter som vurderes med hensyn på balanseføring.

Utgifter til utvikling som forventes å generere fremtidige økonomiske fordeler balanseføres bare dersom selskapet kan demonstrere: At de tekniske forutsetningene er til stede for å fullføre den immaterielle eiendelen med sikte på gjøre den tilgjengelig for bruk eller salg; at selskapet har til hensikt å ferdigstille den immaterielle eiendelen og ta den i bruk eller selge den; at selskapet evner å ta eiendelen i bruk eller selge den; hvordan den immaterielle eiendelen vil generere fremtidige økonomiske fordeler; at selskapet har tilgjengelig tilstrekkelige tekniske, finansielle og andre ressurser til å fullføre utviklingen og til å ta i bruk eller selge den immaterielle eiendelen og at selskapet evner på en pålitelig måte å måle de utgiftene som er henførbare til den immaterielle eiendelen. Alle andre forsknings- og utviklingsutgifter kostnadsføres når de påløper.

I etterfølgende perioder rapporteres balanseførte utviklingskostnader til anskaffelseskost med fradrag for akkumulerte av- og nedskrivninger.

#### **Skattekostnad**

Skattekostnad i Resultatregnskapet består av summen av betalbar skatt og utsatt skatt. Skattekostnad innregnes i Resultatregnskapet med unntak av skatteeffekten knyttet til poster som er ført direkte mot egenkapitalen. For slike poster innregnes også skatteeffekten direkte i egenkapitalen.

Betalbar skatt er beløpet som skal betales basert på skattepliktig inntekt i regnskapsperioden, inklusive justeringer av betalbar skatt for tidligere år. Usikre skatteposisjoner og mulige skattekrav vurderes individuelt. Forventede fremtidige utbetalinger inngår med beste estimat i betalbar skatt og/eller utsatt skatt. Fremtidig forventet tilbakebetaling av allerede innbetalt skatt reduserer betalbar skatt og/eller utsatt skatt kun når slik gjenvinning anses som sikker. Renteinntekter og rentekostnader relatert til skattesaker estimeres og regnskapsføres i den perioden de er opptjent eller påløpt, og inngår i finansposter i Resultatregnskapet.

Utsatte skattefordeler og utsatt skattegjeld beregnes på skattereduserende og skatteøkende midlertidige forskjeller mellom balanseførte verdier og tilhørende skattemessige verdier, med enkelte unntak for førstegangsinregning. Utsatt skatt er beregnet med utgangspunkt i forventet betaling eller gjenvinning av skatteøkende og skattereduserende midlertidige forskjeller. I beregningen benyttes de på balansedagen vedtatte skattesatser, med mindre forhold på balansedagen tilsier at andre satser i praksis vil være gjeldende.

Utsatte skattefordeler balanseføres kun i den utstrekning det er sannsynlig at selskapet vil ha fremtidig skattepliktig inntekt slik at fordelene kan utnyttes. For å balanseføre utsatt skattefordel basert på en forventning om fremtidige skattepliktige inntekter kreves derfor en høy grad av sikkerhet. Faktorer som underbygger fremtidig utnyttelse kan være eksisterende kontrakter, fremtidig produksjon av sikre olje- og gassreserver, observerbare markedspriser i aktive markeder, forventet volatilitet i handelsmarginer og liknende forhold.

Selskaper som driver petroleumsvirksomhet og rørtransport på norsk kontinentalsokkel ilegges en særskatt på resultatet fra petroleumsvirksomheten. Særskatten ilegges for tiden med en skattesats på 50% og kommer i tillegg til ordinær inntektsskatt på 28%, slik at total marginal skattesats på resultatet fra petroleumsvirksomheten utgjør 78%. Grunnlaget for beregning av petroleumsskatt tilsvarer grunnlaget for beregning av normal inntektsskatt, med unntak av at tap som er pådratt knyttet til selskapets virksomhet på land ikke kommer til fradrag, og at det innrømmes en friinntekt med 7,5% per år. Friinntekten beregnes basert på investeringer i offshore produksjonsinstallasjoner. Friinntekten kommer til fradrag i skattepliktig inntekt i fire år, fra og med året investeringen blir foretatt. Friinntekten innregnes i det år den kommer til fradrag i selskapets selvangivelse og påvirker periodeskatt. Ikke benyttet friinntekt har ubegrenset fremføringsadgang.



### Undersøkelles- og utbyggingsutgifter

Statoil benytter «successful efforts»- metoden for å regnskapsføre undersøkelsesutgifter innenfor olje- og gassvirksomheten. Utgifter knyttet til å erverve mineralinteresser i olje- og gassområder og til å bore og utstyre undersøkelsesbrønner balanseføres som undersøkelses- og evalueringskostnader og inngår i linjen for Immaterielle eiendeler inntil det er avklart om det er funnet sikre reserver. Hvis evaluering viser at en undersøkelsesbrønn ikke har påvist sikre reserver vurderes balanseførte kostnader for fraregning og nedskrivning. Geologiske og geofysiske utgifter, samt andre undersøkelsesutgifter, kostnadsføres løpende.

Ved kjøp av andeler i undersøkelseslisenser ("farm-in" avtaler) hvor selskapet har avtalt å dekke en andel av selger ("farmor") sine undersøkelses- og / eller fremtidige utbyggingsutgifter, blir også disse utgiftene regnskapsført på samme måte som egne undersøkelses- og utbyggingsutgifter etter hvert som undersøkelses- og utbyggingsarbeidet gjennomføres. Nedsalg i eierandeler i undersøkelseslisenser ("farm-out" avtaler) regnskapsføres med kontinuitet uten regnskapsføring av gevinster og tap.

Bytte av eierandeler i undersøkelseslisenser regnskapsføres med kontinuitet og balanseført verdi på eiendelen som byttes bort videreføres på eiendelen som mottas i bytte, uten regnskapsføring av gevinst og tap.

Balanseførte undersøkelsesutgifter vurderes med hensyn til om det foreligger indikasjoner på at de overstiger gjenvinnbart beløp når forhold eller hendelser tilsier dette og minimum en gang pr år. Undersøkelsesbrønner som har påvist reserver, men hvor klassifisering som sikre reserver avhenger av om betydelige investeringer kan forsvares, vil forbli balanseført i løpet av evalueringsperioden for funnet. Deretter vil det være å betrakte som en indikasjon på behov for nedskrivningsvurdering hvis ingen utbyggingsbeslutninger er planlagt i nær fremtid, og det heller ikke er planer for fremtidig boring i lisensen. Tap ved verdifall som har resultert i en nedskrivning av en undersøkelsesbrønn blir reversert i den grad betingelser for nedskrivning ikke lenger er til stede. Nedskrivning og reversering av nedskrivning av undersøkelses- og vurderingseiendeler føres mot Undersøkelseskostnader i Resultatregnskapet.

Balanseførte undersøkelsesutgifter, inkludert utgifter til kjøp av andeler i undersøkelseslisenser, knyttet til undersøkelsesbrønner som påviser sikre reserver overføres fra balanseførte undersøkelsesutgifter (under Immaterielle eiendeler) til anlegg under utbygging (under Varige driftsmidler) på tidspunktet for sanksjonering av utbyggingsprosjektet.

### Varige driftsmidler

Varige driftsmidler regnskapsføres til anskaffelseskost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Opprinnelig anskaffelseskost inkluderer kjøpesum eller utbyggingsutgift, eventuelle utgifter nødvendig for å sette eiendelen i drift, estimat på utgifter til å demontere og fjerne eiendelen og eventuelle låneutgifter som henføres til eiendeler som kvalifiserer for balanseføring av låneutgifter.

Bytte av eiendeler måles til virkelig verdi av eiendelene som oppgis med mindre byttetransaksjonen mangler forretningsmessig innhold eller verken den mottatte eller avgitte eiendelens virkelige verdi kan måles pålitelig.

Utgifter ved større vedlikeholdsprogrammer og reparasjoner omfatter utgifter til erstatning av eiendeler eller deler av eiendeler samt utgifter ved inspeksjoner og ettersyn. Utgiftene blir balanseført i de tilfellene en eiendel eller en del av en eiendel erstattes og det er sannsynlig at fremtidige økonomiske fordeler vil tilflyte selskapet. Utgifter ved inspeksjon og ettersyn i tilknytning til et større vedlikeholdsprogram balanseføres og avskrives over perioden frem til neste inspeksjon. Alle andre utgifter til vedlikehold føres over resultat i den perioden de påløper.

Installasjoner for produksjon av olje og gass og feltspesifikke transportsystemer avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på sikre utbygde reserver som ventes utvunnet i konsesjons- eller avtaleperioden. Øvrige eiendeler og transportsystemer som brukes av flere felt avskrives lineært på grunnlag av forventet økonomisk levetid. Komponenter av en eiendel som har en kostpris som er betydelig i forhold til eiendelen totalt avskrives separat. For olje- og gassrelaterte eiendeler er det etablert separate avskrivningskategorier som minst omfatter plattformer, rørledninger og brønner.

Balanseførte undersøkelsesutgifter, utgifter knyttet til å bygge, installere eller komplettere infrastruktur i form av plattformer, rørledninger og produksjonsbrønner, samt feltspesifikke transportsystemer for olje og gass balanseføres som produksjonsanlegg olje- og gass, inkludert rørledninger innenfor Varige driftsmidler og avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på sikre utbygde reserver som ventes utvunnet i konsesjons- eller avtaleperioden. Balanseførte utgifter knyttet til kjøp av sanksjonerte prosjekter avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på totale sikre reserver. Øvrige eiendeler og transportsystemer som brukes av flere felt avskrives normalt lineært på grunnlag av forventet økonomisk levetid. Komponenter av en eiendel med en kostpris som er betydelig i forhold til den totale eiendelen avskrives separat. For oppstrømsrelaterte eiendeler er det etablert separate avskrivningskategorier som minimum omfatter plattformer, rørledninger og brønner.

Forventet økonomisk levetid for eiendelene gjennomgås årlig og endringer i forventet levetid blir regnskapsført prospektivt. En komponent av en eiendel blir fraregnet dersom eiendelen avhendes eller når ingen framtidige økonomiske fordeler forventes fra eiendelens bruk. Gevinst eller tap ved fraregning (beregnet som forskjellen mellom netto salgssum og balanseført verdi av eiendelen) inkluderes i Andre inntekter eller Andre kostnader i den perioden eiendelen fraregnes.

### Leieavtaler

Leieavtaler som i all vesentlighet overfører risiko og avkastning som er forbundet med eierskap til Statoil, regnskapsføres som finansielle leieavtaler. Eiendelene innregnes som Varige driftsmidler med motpost under langsiktig gjeld. Finansielle leieavtaler som omfatter anlegg under utbygging og som Statoil bærer den alt vesentlige risiko for i byggeperioden, regnskapsføres som finansielle leieavtaler under utbygging i tråd med ferdigstilleelsesgraden ved regnskapsperiodens slutt under Varige driftsmidler, med mindre et annet beløp bedre reflekterer avtalens realiteter. Alle andre leieavtaler klassifiseres som operasjonelle leieavtaler og utgiftene innregnes i Resultatregnskapet lineært over leieperioden eller basert på et annet systematisk grunnlag dersom dette gir et mer representativt bilde av de økonomiske fordelene knyttet til leieavtalen.

Eiendeler under finansielle leieavtaler regnskapsføres til det laveste av eiendelens virkelige verdi og minsteleienes nåverdi beregnet ved leieavtalens begynnelse, med fradrag for akkumulerte avskrivninger og nedskrivninger. Når eiendeler leid av en felleskontrollert eiendel som selskapet deltar i kvalifiserer som finansiell leieavtale, regnskapsfører selskapet sin forholdsmessige andel av den leide eiendelen og tilknyttede forpliktelser i balansen som henholdsvis Varige driftsmidler og Finansielle forpliktelser. Balanseførte leide eiendeler avskrives over den korteste av estimert økonomisk levetid og leieperiode ved bruk av avskrivningsmetoder som beskrevet under Varige driftsmidler ovenfor, avhengig av det leide driftsmiddelet sin art.

Selskapet skiller mellom leieavtaler som gir rett til å bruke en bestemt eiendel for en periode og kapasitetskontrakter som gir selskapet rettighetene til og plikt til å betale for tilgang til visse kapasitetsvolumer knyttet til transport, terminal, lager, osv. Slike kapasitetskontrakter som ikke vedrører særskilte enkelteideler, eller som ikke omfatter det alt vesentlige av kapasiteten til en ikke-delbar rettighet knyttet til en særskilt eiendel, vurderes av selskapet å ikke kvalifisere som leieavtaler for regnskapsformål. Kapasitetsvederlag regnskapsføres som driftskostnader i den perioden som kontraktsfestet kapasitet er tilgjengelig for selskapet.

#### **Immaterielle eiendeler**

Immaterielle eiendeler balanseføres til kostpris med fradrag for akkumulerte avskrivninger og akkumulerte nedskrivninger. Immaterielle eiendeler inkluderer utgifter til leting etter og evaluering av olje- og gass ressurser, goodwill og andre immaterielle eiendeler. En immateriell eiendel anskaffet utenom en virksomhetssammenslutning balanseføres til anskaffelseskost. Immaterielle eiendeler som er anskaffet som en del av en virksomhetssammenslutning innregnes i balansen til virkelig verdi separat fra goodwill dersom de kan skilles fra andre eiendeler eller oppstår som følge av kontraktsmessige eller juridiske rettigheter og virkelig verdi kan måles pålitelig.

Immaterielle eiendeler knyttet til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser avskrives ikke. Disse eiendelene vurderes for nedskrivning når det er indikasjoner på at balanseført verdi overstiger gjenvinnbart beløp (eller minimum en gang årlig). Eiendelene omklassifiseres til Varige driftsmidler når utbyggingsbeslutning foreligger. Andre immaterielle eiendeler avskrives lineært over den forventede økonomiske levetiden. Den forventede økonomiske levetiden blir vurdert årlig og endringer i forventet levetid blir regnskapsført prospektivt.

#### **Varelager**

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og netto realisasjonsverdi. Kostpris beregnes ved først-inn først-ut prinsippet (FIFO prinsippet) og inkluderer direkte anskaffelseskostnader, produksjonskostnader, frakt og andre tilvirkningskostnader.

#### **Finansielle instrumenter og råvarederivater**

Følgende regnskapsprinsipper benyttes for de viktigste finansielle instrumentene og råvarederivatene:

##### **Valutabytteavtaler**

Valutabytteavtaler balanseføres til markedsverdi, og endring i markedsverdi resultatføres.

##### **Rentebytteavtaler**

Rentebytteavtaler verdsettes etter laveste verdis prinsipp.

##### **Råvarederivater**

Råvarederivater som handles over børs balanseføres til markedsverdi, og endring i markedsverdi resultatføres. Øvrige råvarederivater verdsettes etter laveste verdis prinsipp.

#### **Betalingsmidler**

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

#### **Nedskrivning**

Immaterielle eiendeler og Varige driftsmidler

Immaterielle eiendeler og Varige driftsmidler testes for nedskrivning dersom det er indikasjoner på at den balanseførte verdien overstiger gjenvinnbart beløp. Eiendeler grupperes basert på det nivået hvor det er mulig å identifisere inngående kontantstrømmer som er uavhengig av kontantstrømmer fra andre grupper eiendeler. Olje- og gassfelt eller -installasjoner anses normalt som separate vurderingsenheter for nedskrivningsformål. Ved evaluering av balanseførte undersøkelseskostnader anses hver undersøkelsesbrønn som en separat kontantgenererende enhet.

Ved vurderingen av om et varig driftsmiddel må nedskrives, sammenlignes driftsmiddelets bokførte verdi med gjenvinnbart beløp. Gjenvinnbart beløp viser seg ofte å være selskapets estimerte bruksverdi, som beregnes ved bruk av diskonterte kontantstrømmer. De fremtidige forventede kontantstrømmer risikojusteres i forhold til det aktuelle driftsmiddel og neddiskonteres ved bruk av reell diskonteringsrente etter skatt, som er basert på selskapets gjennomsnittlige kapitalkostnad (WACC) etter skatt. Selskapet vurderer etter-skatt beregninger å være tilstrekkelig objektive og konsistent anvendbare på tvers av de ulike skatteregimene, samtidig som dette for alle vesentlige tilfeller vil gi samme konklusjon som anvendelse av før-skatt satser slik som forutsatt i IAS 36 Verdifall på eiendeler.

Dersom vurderingen tilsier at eiendelens verdi er forringet, blir eiendelen nedskrevet til gjenvinnbart beløp, som er det høyeste av eiendelens virkelige verdi fratrukket salgskostnader og eiendelens bruksverdi.

Nedskrivning reverseres i den grad betingelser for nedskrivning ikke lenger er til stede.

## Finansielle eiendeler

Statoil vurderer på hver balansedag om en finansiell eiendel eller en gruppe av finansielle eiendeler har falt i verdi.

For eiendeler bokført til amortisert kost vil eiendelens balanseført verdi reduseres dersom det foreligger objektive indikasjoner på verdifall på utlån og fordringer. En senere periodes reversering av verdifall innregnes i resultatet.

## Finansielle forpliktelser

Rentebærende obligasjonslån, banklån og annen gjeld som klassifiseres som finansielle forpliktelser, regnskapsføres til opptrekkkurs. Etter førstegangsinnregning måles rentebærende gjeld og lån til amortisert kost ved effektiv rentemetoden. Utstedelseskostnader og eventuell rabatt eller overkurs på oppgjør blir hensyntatt ved beregning av amortisert kost. Gevinster og tap som oppstår som følge av tilbakekjøp, oppgjør eller kansellering av forpliktelser innregnes som henholdsvis renteinntekter og andre finansinntekter og rentekostnader og andre finanskostnader.

## Pensjonsforpliktelser

Statoil ASA har pensjonsplaner for de ansatte som gir den ansatte rett til et nærmere definert beløp fra pensjonstidspunktet. Det beløp den ansatte vil motta er avhengig av mange faktorer, herunder opptjeningstid, pensjonsår og fremtidig lønnsøkning.

Selskapets netto pensjonsforpliktelse knyttet til ytelsesplaner beregnes separat for hver plan ved å estimere det fremtidige beløpet som den ansatte har opptjent basert på ytelse i inneværende og tidligere perioder. Dette beløpet diskonteres for å beregne nåverdien av forpliktelsen og virkelig verdi av eventuelle pensjonsmidler trekkes fra. Diskonteringsrenten som benyttes fastsettes med henvisning til markedsrenten på balansedagen og reflekterer løpetiden knyttet til selskapets forpliktelser. Beregningene blir utført av en ekstern aktuar. Nåverdi av årets opptjening er inkludert i periodens netto pensjonskostnad og innregnet i Resultatregnskapet.

Renteelementet representerer endringen i nåverdien av forpliktelsen som et resultat av tid og beregnes ved å multiplisere diskonteringsrenten fastsatt i begynnelsen av perioden med nåverdien av den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen gjennom hele perioden, hensyntatt alle vesentlige endringer i pensjonsforpliktelsen. Den forventede avkastningen på pensjonsmidler er basert på en vurdering ved begynnelsen av perioden av markedets forventninger til langsiktig avkastning. Den forventede avkastningen justeres for endringer i den virkelige verdien av pensjonsmidlene som følge av faktiske bidrag innbetalt til ordningen og faktiske ytelser utbetalt fra ordningen. Nettoen av den forventede avkastningen på pensjonsmidlene og rentekostnaden innregnes i Resultatregnskapet som en del av periodens netto pensjonskostnad.

Netto pensjonskostnader blir akkumulert i kostnadspooler og allokert til forretningsområder og Statoil-opererte felleskontrollerte eiendeler (lisenser) med utgangspunkt i påløpte timer. Statoils andel av kostnaden innregnes i Resultatregnskapet i henhold til kostnadens funksjon.

Kostnader ved tidligere perioders pensjonsopptjening innregnes umiddelbart fra det tidspunktet ytelsen er innvunnet eller basert på lineær fordeling over opptjeningsperioden. Ved eventuelt oppgjør eller avkorting blir forpliktelsen og de tilhørende pensjonsmidlene målt på nytt basert på oppdaterte aktuarmessige forutsetninger og den beregnede gevinsten eller tapet innregnes i Resultatregnskapet når avkorting eller oppgjør skjer.

Estimatendringer på pensjonsordninger for ansatte innregnes i selskapets opptjente egenkapital i den perioden gevinsten eller tapet oppstår. Etter at Statoil ASA endret funksjonell valuta 1. januar 2009 vil den vesentligste del av selskapets pensjonsforpliktelser være betalbar i utenlandsk valuta (dvs. NOK). Estimatavviket knyttet til pensjonsforpliktelser inkluderer følgelig effekten av valutaomregning.

## Avsetninger og betingede eiendeler og forpliktelser

Forpliktelser regnskapsføres dersom en tidligere hendelse innebærer at selskapet har en juridisk forpliktelse eller på annet grunnlag antas å ha en forpliktelse som med sannsynlighet vil medføre fremtidig utbetalinger, forutsatt at forpliktelsen kan estimeres pålitelig. Hvis tidsverdien er vesentlig beregnes avsetningen som den neddiskonterte verdien av de forventede fremtidige kontantstrømmene. Diskonteringsrenten er en før skatt rente som reflekterer eksisterende markedsvurderinger og tar hensyn til spesifikke risikoforhold knyttet til forpliktelsen der dette er relevant. Økning i avsetningen som følge av tidsfaktoren inngår i andre finanskostnader.

Betingede forpliktelser som har oppstått ved tidligere hendelser, og der det ikke er sannsynlig at den eventuelle forpliktelsen vil medføre fremtidige utbetalinger, innregnes ikke, men opplyses om i note med angivelse av usikkerhet knyttet til beløp og tidsavgrensning for saken, med mindre sannsynligheten for en strøm av ressurser som omfatter økonomiske fordeler ut fra Statoil er svært liten.

Betingede eiendeler som har oppstått ved tidligere hendelser, men som er avhengig av visse fremtidige hendelser, er ikke regnskapsført. Selskapet opplyser om slike betingede eiendeler dersom det er sannsynlig at selskapet vil oppnå fremtidige økonomiske fordeler som følge av hendelsen.

## Tapsbringende kontrakter

Selskapet regnskapsfører som avsetning kontraktsfestede forpliktelser knyttet til kontrakter definert som tapsbringende. Kontrakter vurderes som tapsbringende dersom de uunngåelige utgiftene i henhold til kontrakten overstiger de økonomiske fordelene som forventes mottatt i tilknytning til samme kontrakt. En kontrakt som utgjør en integrert del av driften til en kontantgenererende enhet med eiendeler tilordnet den aktuelle kontrakten, og hvor de økonomiske fordelene ikke pålitelig kan skilles fra andre deler av den kontantgenererende enheten, inngår i nedskrivningsvurderingene for den aktuelle kontantgenererende enheten.

### Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser

Forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning regnskapsføres når selskapet har en forpliktelse til å demontere og fjerne et anlegg eller en del av et anlegg og å bringe området tilbake til opprinnelig stand, og forpliktelsen kan estimeres med tilstrekkelig grad av pålitelighet. Estimater baseres på gjeldende krav og teknologi, hensyntatt relevante risikoer og usikkerhet, for å komme frem til beste estimat. Forpliktelsen knyttet til en ny installasjon, som for eksempel en olje- og gassinntallasjon eller transportsystem, oppstår normalt når installasjonen bygges eller installeres. Forpliktelser kan også oppstå i løpet av produksjonsperioden gjennom en endring i lovgivningen eller gjennom en beslutning om å opphøre med en virksomhet. Forpliktelsen regnskapsføres når kravet oppstår og inngår i Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld i balansen. Forpliktelsen beregnes til nåverdien av de estimerte fremtidige utgiftene i henhold til lokale krav. For raffineri- og prosesseringsanlegg uten forventet konsesjonsperiode anses levetiden for ubestemt og det er derfor ikke avsatt for fjerningsforpliktelser for disse anleggene. Forpliktelser knyttet til nedstengning av detaljutsalg estimeres på porteføljnivå.

Når forpliktelsen regnskapsføres, blir samme beløp balanseført som en del av kostprisen til den relaterte eiendelen og avskrives sammen med denne.

Endring i estimatet for nedstengning og fjerning behandles som en justering av forpliktelsen med tilsvarende justering av eiendelen.

### Leverandørgjeld og annen gjeld

Leverandørgjeld og annen gjeld balanseføres til kontraktsfestet betaling.

### Bruk av estimater

Utarbeidelse av regnskap 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 konsentrasjon av aktivitetene.

## 3 Finansiell risikostyring og derivater

### Finansiell risiko

Statoil ASA sine aktiviteter eksponerer konsernet for finansiell risiko som:

- Markedsrisiko (inkludert råvarepriserisiko, renterisiko og valutarisiko)
- Kredittrisiko
- Likviditetsrisiko

### Styring av markedsrisiko

Statoil ASA opererer i verdensmarkedene for råolje, raffinerte produkter, naturgass og elektrisitet, og er eksponert for markedsrisikoer knyttet til endringer i prisene på hydrokarboner, valutakurser, rentesatser, og elektrisitetspriser som kan påvirke inntekter og kostnader ved drift, investeringer og finansiering.

Statoil ASA har etablert retningslinjer for å inngå avtaler (derivater) for å styre råvarepriserisiko, valutakursrisiko og renterisiko. Selskapet benytter både finansielle og råvarebaserte derivater for å styre risikoene knyttet til inntekter og nåverdien på fremtidige kontantstrømmer.

### Råvarepriserisiko

Råvarepriserisikoen er Statoil ASAs mest betydelige markedsrisiko, og overvåkes daglig mot etablerte mandater som fastsatt i selskapets styrende dokumenter. For å styre råvarepriserisikoen inngår Statoil ASA råvarebaserte derivatkontrakter som består av futures, 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 InterContinental Exchange (ICE) 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 ICE futures.

Løpetiden for råolje- og raffinerte oljeproduktderivater er vanligvis under ett år og for naturgass- og elektrisitetsderivater er løpetiden vanligvis tre år eller kortere.

### Valutarisiko

Statoil ASAs driftsresultater og kontantstrømmer er påvirket av prisutvikling på selskapets viktigste produkter, olje og gass, i tillegg til utviklingen på de viktigste valutaer, som NOK, EUR, GBP, mot USD.

Valutarisiko styres etter etablerte retningslinjer og mandater på konsernnivå.

Statoil ASA sine kontantstrømmer fra olje- og gass salg, driftsutgifter og investeringer er for en stor del i USD, mens skatt og utbytte er i NOK. Statoil ASAs valutastyring er hovedsaklig knyttet til å sikre skatt- og utbyttebetalinger i NOK. Dette betyr at selskapet regelmessig kjøper betydelige NOK beløp ved bruk av konvensjonelle derivatinstrumenter med levering på et fremtidig tidspunkt.

Den etterfølgende valutarisikosensitiviteten er ved utgangen av 2009 beregnet ved å forutsette en 12% endring i valutakursene. Ved utgangen av 2008 og 2007 ble det forutsatt en endring på henholdsvis 20% og 10%.

Med virkning fra 1. januar 2009 byttet Statoil ASA funksjonell valuta fra NOK til USD, se note 1 Selskapet og grunnlag for presentasjon. Denne endringen av funksjonell valuta påvirker valutasensitiviteten ved sammenligning av 2009 mot tidligere år.

(i millioner kroner)	USD	EUR	GBP	CAD	NOK	SEK	DKK
<b>31. desember 2009</b>							
Netto gevinst (tap) (12% sensitivitet)	0	-765	309	-309	8 502	-68	-32
Netto gevinst (tap) (-12% sensitivitet)	0	765	-309	309	-8 502	68	32
<b>31. desember 2008</b>							
Netto gevinst (tap) (20% sensitivitet)	-41 585	-2 513	-360	-35	0	387	123
Netto gevinst (tap) (-20% sensitivitet)	41 585	2 513	360	35	0	-387	-123

### Renterisiko

Statoil ASA har eiendeler og gjeld med flytende rentebetingelser som eksponerer selskapet for kontantstrømsrisiko forårsaket av rentebevegelser i markedet. Selskapet benytter seg av rentederivater, som for eksempel renteswapper, for å styre renteeksponeringen, for å redusere forventet finansieringskostnad over tid og for å diversifisere finansieringskilder. Ved å benytte kapitalmarkedet når obligasjoner med fast rente utstedes, og samtidig endre renterisiko ved å inngå renteswapper, blir finansieringskildene mer diversifisert sammenlignet med kun å bruke markedet for flytende USD rente.

Statoil ASA styrer hovedsaklig renterisiko ved å endre kontantstrømmer fra langsiktige obligasjonslån utstedt med fast rente til kontantstrømmer med flytende rentebetalinger. Obligasjonslån er vanligvis utstedt i JPN, EUR, CHF, GBP and USD. Disse obligasjonslånene blir endret til flytende USD rente ved å benytte rente- og valutawapper. Statoil ASAs valutapolicy inkluderer også mandat til å avvike fra policy og beholde deler av langsiktig gjeld med fastrente.

For sensitiviteten knyttet til renterisiko er det forutsatt en endring på 1,5 prosentpoeng. Ved utgangen av 2008 og 2007 ble det forutsatt en endring på henholdsvis ett prosentpoeng.

Inkludert i rentesensitiviteten er endringer i virkelig verdi av rentederivater som for tiden er innregnet til virkelig verdi i balansen siden virkelig verdi er lavere enn kostprisen ved utgangen av 2009. Når rentene går ned vil virkelig verdi av disse instrumentene bli høyere enn kostprisen og derfor vil ikke hele endringen i virkelig verdi som følge av en rentenedgang bli innregnet i resultatregnskapet. De estimerte gevinster og tap som vil påvirke Statoil ASAs resultatregnskap er presentert i følgende tabell.

(i millioner kroner)	Gevinst scenario	Tap scenario
<b>31. desember 2009</b>		
Renterisiko (1,5 prosentpoeng sensitivitet)	2 106	-2 476
<b>31. desember 2008</b>		
Renterisiko (1 prosentpoeng sensitivitet)	1 017	-1 017

### Kredittrisiko

Kredittrisiko er risikoen for at Statoil ASAs kunder eller motparter i finansielle instrumenter vil påføre selskapet finansielt tap ved ikke å oppfylle sine forpliktelser. Kredittrisiko oppstår fra kreditteksponering i kundefordringer, finansielle derivatinstrumenter og innskudd hos finansielle institusjoner.

Sentrale elementer i selskapets styring av kredittrisiko er:

- En global kredittpolitikk
- Kredittmandater
- En intern prosess for kredittevaluering
- Risikoavlastningsinstrumenter
- Kontinuerlig overvåking og styring av kreditteksponering

Før transaksjoner inngås med nye motparter, krever selskapets kredittpolitikk at motpartene er formelt identifisert og godkjent. I tillegg fastsettes en intern kreditt-rating og kredittgrense. Alle etablerte motparter revurderes minimum årlig og eksponering overvåkes kontinuerlig. Kredittevalueringen er basert på kvantitative og kvalitative analyser av finansiell og annen relevant informasjon. I tillegg vurderer Statoil ASA betalingshistorikk, motpartens størrelse og diversifisering, samt bransjerisiko knyttet til motparten. Den interne risikoklassifiseringen reflekterer Statoil ASA sin vurdering av motpartens kredittrisiko. Grenser for kreditteksponering fastsettes på bakgrunn av kredittevalueringen kombinert med andre faktorer, så som forventede karakteristika ved

transaksjonen og bransjen. Kredittmandatene definerer akseptabel kredittrisiko, og er besluttet av selskapets ledelse. Kredittmandatene blir regelmessig vurdert med hensyn til endrede markedsforhold.

Statoil ASA bruker flere instrumenter for å avlaste og kontrollere kredittrisiko, både per motpart og på porteføljenivå. Hovedinstrumentene som benyttes er ulike typer bank- og morselskapsgarantier, forskuddsbetalinger og depositumer. For bankgarantier godtas kun garantier fra internasjonale banker med "investment grade" kreditt-rating.

Statoil ASA har forhåndsdefinerte grenser for porteføljens gjennomsnittlige rating, samt for maksimal kreditteksponering for den enkelte motpart. Porteføljen overvåkes regelmessig, og den enkelte motparts eksponering kontrolleres daglig i forhold til etablert kredittgrense. Den totale kredittporteføljen til konsernet er geografisk diversifisert på en rekke motparter innen olje og energisektoren, i tillegg til større olje- og gassbrukere samt finansielle motparter. Størstedelen av selskapets eksponering er med selskaper med "investment grade" rating.

Tabellen nedenfor viser bokført verdi av ikke-børsnoterte derivat eiendeler fordelt i henhold til motpartens kredittverdighet slik Statoil ASA vurderer den.

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Motpartens kredittverdighet:		
«Investment grade», med rating A eller høyere	516	1 381
Annen «Investment grade»	0	225
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	88	188
Sum	604	1 794

Per 31. desember 2009 er sikkerhetsstillelse mottatt i kontanter for utligning av visse deler av Statoil ASAs kreditteksponering.

#### Likviditetsrisiko

Likviditetsrisiko er at Statoil ASA ikke er i stand til å gjøre opp sine finansielle forpliktelser når de forfaller. Formålet med likviditets- og kortsiktig gjeldsstyring er å sikre at konsernet til en hver tid har tilstrekkelige midler tilgjengelig for å dekke sine finansielle forpliktelser.

Likviditet og finansiering styres på konsernnivå, som sikrer tilstrekkelig likviditet til å dekke operasjonelle krav. De utfordrende markedene de siste årene har ført til økt fokus og oppmerksomhet mot kreditt- og likviditetsrisiko for hele konsernet. Investeringsplaner har blitt justert og Statoil har, og vil fortsette med, å igangsette tiltak for å kutte kostnader. For å sikre nødvendig finansiell fleksibilitet, som inkluderer å gjøre opp konsernets finansielle forpliktelser, har Statoil opprettholdt retningslinjer for likviditetsstyring, som etter Statoils mening er konservative. Statoil utarbeider tre års prognoser for likviditetsutvikling minst på månedlig basis.

Statoil ASAs kontantstrøm fra drift er vesentlig påvirket av volatiliteten i olje- og gasspriser, men konsernets likviditet har forblitt sterk gjennom 2009 og retningslinjer for likviditetsstyring er uforandret.

De største utbetalinger er den årlige dividende utbetalingen og seks årlige skattebetalinger. Hvis kontantbeholdningen én måned etter skatt- og utbyttebetalingsdato er under definerte minimumsnivå, skal opptak av langsiktig finansiering vurderes.

For mer informasjon om Statoil ASA sine langsiktige finansielle forpliktelser, se note 19 Langsiktige finansielle forpliktelser.

Den vesentligste delen av Statoil ASAs finansielle gjeld relatert til finansielle derivater, både børshandlede og ikke-børshandlede råvarebaserte derivater samt finansielle derivater, unntatt noen rentederivater klassifisert som langsiktige i balansen, har forfall innenfor ett år basert på den underliggende leveringsperioden for kontraktene som er inkludert i porteføljen. Rentederivater klassifisert som langsiktige i balansen har forfall fra 2010 til 2031.

#### Måling av virkelig verdi for finansielle derivater

Statoil ASA innregner finansielle derivater i balansen til virkelig verdi når instrumentet er del av en handelsportefølje og er handlet på en autorisert børs. Dette kan typisk være terminkontrakter handlet på den nordiske elektrisitetsbørsen Nordpool. Andre finansielle derivater er innregnet i balansen til det laveste av kostpris og virkelig verdi. Endringer i bokført verdi av finansielle derivater er innregnet i resultatregnskapet innefor salgsinntekt eller innenfor finansposter. Statoil ASA sin portefølje av finansielle derivater består av råvarebaserte derivater, samt rente- og valutaderivater.

Den etterfølgende tabellen viser estimert virkelig verdi og netto bokført verdi av Statoil ASA sine finansielle derivater.

(in NOK million)	Virkelig verdi eiendeler	Virkelig verdi forpliktelser	Netto virkelig verdi
<b>31. desember 2009</b>			
Valutainstrumenter	297	-855	-558
Renteinstrumenter	0	-1 455	-1 455
Råolje og raffinerte produkter	306	-588	-282
Naturgass og elektrisitet	160	-203	-43
Sum	763	-3 101	-2 338
<b>31. desember 2008</b>			
Valutainstrumenter	173	-13 565	-13 392
Råolje og raffinerte produkter	40	-5	35
Naturgass og elektrisitet	1 878	-2 308	-430
Sum	2 091	-15 878	-13 787

I tillegg til disse balanseførte virkelige verdiene fra finansielle derivater har Statoil ASA inngått rente- og valutabytteavtaler som ikke er balanseført. Disse avtalene hadde per 31. desember 2009 en virkelig verdi på 6,2 milliarder kroner. Ved utgangen av 2008 var virkelig verdi 12,1 milliarder kroner.

Ved kalkulering av virkelig verdi av finansielle derivater bruker Statoil ASA priser notert i et aktivt marked for identiske eiendeler så langt det lar seg gjøre. Når slike priser ikke er tilgjengelige bruker Statoil ASA input til verdsettelsesmetoder som er observerbare enten direkte eller indirekte. De verdsettelsesmetodene som er mest brukt av Statoil ASA ved verdsettelse av finansielle derivater er "mark to market" beregning eller en netto nåverdi beregning av forventede fremtidige kontantstrømmer.

Den etterfølgende tabell oppsummerer de finansielle derivatene innregnet i balansen til virkelig verdi fordelt på Statoil ASAs grunnlag for måling av virkelig verdi.

(i millioner kroner)	Kortsiktige finansielle derivater - eiendeler	Langsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Kortsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Netto virkelig verdi
<b>31. desember 2009</b>				
Virkelig verdi basert på noterte priser i et aktivt marked for identiske eiendeler eller forpliktelser (nivå 1)	0	0	0	0
Virkelig verdi basert på prisinput andre enn noterte priser, men som er fra observerbare markedstransaksjoner (nivå 2)	763	-1 443	-1 658	-2 338
Virkelig verdi basert på ikke-observerbare data (nivå 3)	0	0	0	0
Sum virkelig verdi	763	-1 443	-1 658	-2 338
<b>31. desember 2008</b>				
Virkelig verdi basert på noterte priser i et aktivt marked for identiske eiendeler eller forpliktelser (nivå 1)	0	0	0	0
Virkelig verdi basert på prisinput andre enn noterte priser, men som er fra observerbare markedstransaksjoner (nivå 2)	2 091	0	-15 878	-13 787
Virkelig verdi basert på ikke-observerbare data (nivå 3)	0	0	0	0
Sum virkelig verdi	2 091	0	-15 878	-13 787

Det første nivået i tabellen over, Virkelig verdi basert på noterte priser i et aktivt marked for identiske eiendeler eller forpliktelser, inkluderer finansielle instrumenter aktivt handlet, og der verdien innregnet i Statoil ASAs balanse er beregnet basert på observerbare priser på identiske instrumenter. Denne kategorien vil i de fleste tilfellene kun være relevant for instrumenter handlet over børs.

Det andre nivået i tabellen over, Virkelig verdi basert på prisinput andre enn noterte priser, men som er fra observerbare markedstransaksjoner, inkluderer Statoil ASAs ikke-standardiserte kontrakter der virkelig verdi er beregnet basert på prisinput fra observerbare markedstransaksjoner. Dette vil typisk være når konsernet bruker terminpriser på råolje, naturgass, renter og valutakurser som input i våre verdsettelses modeller.

Det tredje nivået i tabellen over, Virkelig verdi basert på ikke-observerbare data, inkluderer finansielle instrumenter der virkelig verdi er beregnet basert på input og forutsetninger som ikke er fra observerbare markedstransaksjoner. De virkelige verdiene presentert i denne kategorien er hovedsakelig basert på interne forutsetninger. De interne forutsetningene er kun brukt i fravær av kvoterte priser fra et aktivt marked eller andre observerbare pris kilder for de finansielle instrumentene som verdsettes.

## 4 Organisasjons- og forretningsutvikling

I 2008 kjøpte Statoil ASA visse olje- og gassproduserende eiendeler fra det heleide datterselskapet Statoil Petroleum AS. Eiendelene hadde en balanseført verdi på 9,1 milliarder kroner, tilhørende utsatt skatt forpliktelse på 4,0 milliarder kroner. Transaksjonene er regnskapsført til virkelig verdi rett mot egenkapitalen. De samme nettoeiendelene ble med virkning fra 1. januar 2009 overført tilbake til Statoil Petroleum AS som en del av en større omorganisering, se note 1 - Selskapet. Transaksjonen er regnskapsført rett mot egenkapitalen.

I 2008 solgte Statoil ASA visse aksjer i datterselskap til andre heleide, direkte eller indirekte, selskaper av Statoil ASA. Disse aksjene ble overført med kontinuitet på balanseførte verdier.

## 5 Salgsinntekter

Geografisk fordeling av salg er basert på kundens lokalisering.

### Salgsinntekter fordelt etter motpart

(i millioner kroner)	2009	2008
Norge	24 082	43 205
Europa	173 978	344 523
Amerika	88 705	134 372
Andre områder	26 429	37 393
Salgsinntekter	313 194	559 493

(i millioner kroner)	2009	2008
Eksterne salgsinntekter	252 624	464 860
Salgsinntekter fra konsernselskaper	60 570	94 633
Salgsinntekter	313 194	559 493



## 6 Lønnskostnader

(i millioner kroner, unntatt antall årsverk)	2009	2008
Lønnskostnader*	14 595	14 516
Pensjonskostnader	3 119	2 550
Arbeidsgiveravgift	2 404	2 184
Andre lønnskostnader	1 661	1 743
Sum	21 779	20 993
Gjennomsnittlig antall årsverk	17 050	16 525

\* Lønnskostnader er eksklusiv refusjoner fra Arbeids- og velferdsforvaltningen (NAV).

Ytelser til ledende ansatte 2009 (i tusen kroner)

Medlemmer av konsernledelsen	Fast lønn 2)	LTI 3)	Bonus 4)	Natural ytelser	Skattbar refusjon	Skattbar lønn	Natural ytelser	Refusjoner	Ikke skattbar lønn	Samlet godtgjørelse	Pensjonskostnad 5)	Nåverdi av pensjonsforpliktelse
Lund Helge (konsernsjef)	6 495	1 890	1 500	338	19	10 242	485	19	504	10 746	3 950	21 254
Bjørnson Rune (konserndirektør for Naturgass)	2 507	600	540	221	20	3 888	0	25	25	3 913	767	18 668
Jacobsen Jon Arnt (konserndirektør for Foredling og Markedsføring)	2 874	669	361	68	8	3 980	0	37	37	4 017	1 398	16 147
Mellbye Peter (konserndirektør for Internasjonal Undersøkelse og Produksjon)	3 787	813	731	205	20	5 556	9	31	40	5 596	1 339	37 287
Sætre Eldar (konserndirektør for Økonomi og Finans)	2 927	713	712	162	31	4 545	178	25	203	4 748	870	25 595
Øvrum Margareth (konserndirektør for Teknologi og Ny Energi)	2 771	694	624	55	13	4 157	0	48	48	4 205	902	25 243
Nes Helga (konserndirektør for stabsfunksjoner og konserntjenester)	2 271	550	365	176	39	3 401	181	17	198	3 599	684	17 150
Michelsen Øystein (konserndirektør for Undersøkelse og Produksjon Norge)	3 220	750	481	217	6	4 674	280	23	303	4 977	749	21 378
Myrebø Gunnar (konserndirektør prosjekter)	2 419	575	324	45	5	3 368	299	11	310	3 678	732	21 463
<b>Total</b>	<b>29 271</b>	<b>7 254</b>	<b>5 638</b>	<b>1 487</b>	<b>161</b>	<b>43 811</b>	<b>1 432</b>	<b>236</b>	<b>1 668</b>	<b>45 479</b>	<b>11 391</b>	<b>204 185</b>

1) Beløpene gjelder ytelser i den periode vedkommende har vært medlem av konsernledelsen. I tillegg ble det i 2009 utbetalt 416 tusen kroner til tidligere konserndirektør for stabsfunksjoner Hilde Merete Aasheim, for feriepenge og verdi av ubrukte feriedager.

2) I fastlønn inngår foruten grunnlønn også feriepenge og andre administrativt fastsatte godtgjørelser.

3) Langsiktig insentivordning. I ordningen ligger en forpliktelse til å investere nettobeløpet i Statoilaksjer. Deltakerne er videre forpliktet til å beholde aksjene i en periode på 3 år.

4) Bonus utbetalt i 2009 gjaldt for perioden 1. oktober 2007 til 31. desember 2008.

5) Pensjonskostnad er estimert basert på aktuariemessige forutsetninger og pensjonsgivende inntekt pr 31. desember 2009, som vil bli innregnet i Resultatregnskapet i 2010. Arbeidsgiveravgift er ikke inkludert.

## Ytelser til styret i 2009 (i tusen kroner)

Medlemmer av styret	Funksjon	Styrehonorar	Revisjons- komité	Kompensasjons- komité	Samlet godtgjørelse
Rennemo Svein	Styreleder	590	0	63	653
Arnstad Marit	Nestleder	375	105	0	480
Skaugen Grace R	Styremedlem	300	0	90	390
Grieg Elisabeth	Styremedlem	300	0	63	363
Svaan Morten	Styremedlem	300	105	0	405
Bjørndalen Kjell	Styremedlem	300	0	56	356
Franklin Roy	Styremedlem	462	145	0	607
Bakkerud Lill-Heidi	Styremedlem	300	0	0	300
Stausholm Jakob (medlem fra 02.07.2009)	Styremedlem	150	55	0	205
Iversen Einar Arne (medlem fra 17.06.2009)	Styremedlem	162	0	0	162
Nielsen Geir (observatør i perioden 01.01.2009 - 17.06.2009)	Observatør	138	0	0	138
Clausen Claus (medlem i perioden 01.01.2009 - 17.06.2009)	Styremedlem	138	0	0	138
Nielsen Kurt Anker (medlem i perioden 01.01.2009 - 24.03.2009)	Styremedlem	68	34	0	102
Fritsvold Ragnar Per (observatør i perioden 01.01.2009 - 17.6.2009)	Observatør	138	0	0	138
Sum		3 721	444	272	4 437

## LEDERLØNNSERKLÆRING FOR STATOILS KONSERNLEDELSE

I henhold til Allmennaksjeloven § 6-16 a), tar styret sikte på å legge frem følgende erklæring vedrørende belønning av konsernledelsen på den ordinære generalforsamlingen i 2010:

### 1. Belønningspolitikk og belønningskonsept for regnskapsåret 2010

#### 1.1 Belønningspolitikk og prinsipper

Selskapets etablerte belønningsprinsipper og konsepter vil bli videreført i regnskapsåret 2010. De midlertidige justeringene som ble gjort i 2009, grunnet den endrede økonomiske situasjonen, vil ikke bli videreført i 2010. Disse ekstraordinære justeringene vedrørende grunnlønn og prestasjonsbasert lønn for 2009, var ikke ment som varige endringer i selskapets belønningskonsept og vil derfor ikke gjelde i 2010. Utbetaling av årsbonus i 2010 for regnskapsåret 2009 vil baseres på disse ekstraordinære justeringene som beskrevet i avsnitt 2 under.

Statoils belønningspolitikk er tett forankret i selskapets personalpolitikk og verdigrunnlag. Utformingen av selskapets belønningskonsept er basert på definerte hovedprinsipper. Disse prinsippene gjelder generelt, men vil ha ulik anvendelse for de forskjellige belønningssystemer og stillingskategorier.

Belønningskonseptet er en integrert del av vårt verdibaserte rammeverk for prestasjonsstyring og skal:

- Reflektere vår konkurransedyktige markedsstrategi og lokale markedsrelasjoner
- Styrke interessefellesskapet mellom selskapets ansatte og dets eiere
- Være i samsvar med lovgivning, god eierstyring og selskapsledelse
- Være rettferdig, transparent og ikke-diskriminerende
- Belønne og anerkjenne leveranse og atferd likeverdig
- Differensiere basert på ansvar og prestasjoner
- Belønne både kort- og langsiktige bidrag og resultater.

Våre belønningssystemer skal sikre at vi tiltrekker oss og beholder de rette medarbeiderne - mennesker som presterer, utvikler seg og lærer. Det samlede belønningsnivået og sammensetningen av belønningspakken reflekterer både det nasjonale og internasjonale rammeverket samt de forretningsmessige omgivelser som Statoil opererer innenfor.

#### 1.2 Beslutningsprosessen

Beslutningsprosessen for etablering og endring av belønningspolitikken og beslutninger om lønn og annen godtgjørelse til ledelsen følger bestemmelsene i Allmennaksjeloven §§ 5-6, 6-14, 6-16 a) samt vedtatt styreinstruks.

Styret har etablert et eget kompensasjonsutvalg. Kompensasjonsutvalget er et saksforberedende organ for styret. Utvalgets hovedmål er å assistere styret i dets arbeid med lønns- og arbeidsvilkår for Statoils konsernsjef, og hovedprinsipper og strategi for belønning og lederutvikling av Statoils øverste ledere.

Styret fastsetter konsernsjefens lønn og øvrige vilkår.

### 1.3 Belønningskonsept for konsernledelsen

Statoils belønningskonsept for konsernledelsen består av følgende hovedelementer:

- Fastlønn
- Variabel lønn
- Pensjons- og forsikringsordninger
- Etterlønsordninger
- Andre ytelser

#### Fastlønn

Fastlønn består av grunnlønn og en langtidsinsentivordning.

#### Grunnlønn

Grunnlønnen skal være konkurransedyktig i de markeder hvor selskapet opererer og skal reflektere den enkeltes ansvar og prestasjoner.

Prestasjonsvurderingen er basert på oppnåelse av forhåndsdefinerte mål, med referanse til "Variabel lønn" nedenfor. Grunnlønnen blir normalt vurdert en gang i året.

#### Langtidsinsentiv (LTI)

Statoil vil videreføre den etablerte langtidsinsentivordningen for et begrenset antall toppledere, inkludert medlemmene av konsernledelsen.

Langtidsinsentivordningen er et fast lønselement som blir beregnet i prosent av deltakernes grunnlønn, og som er på 20 - 30 prosent avhengig av deltakerens stilling. Deltakerne er forpliktet til å kjøpe Statoilaksjer i markedet for det faste LTI beløpet (etter skatt) hvert år, og er videre forpliktet til å beholde aksjene i en periode på tre år.

Langtidsinsentivordningen og det årlige variable lønssystemet utgjør et belønningskonsept som fokuserer både på kortsiktige og langsiktige mål og resultater. Langtidsinsentivet bidrar til å styrke interessefellesskapet mellom selskapets øverste ledersjikt og våre aksjeeierne.

#### Variabel lønn

Selskapets system for variabel lønn vil bli videreført i 2010. Konsernsjefen er berettiget til en prestasjonsbasert årsbonus med et maksimalt potensial på 50 prosent av fastlønn. Konserndirektørene har en tilsvarende årsbonus med et maksimalt potensial på 40 prosent.

For å oppnå en forbedret fordeling av årsbonusbudsjettet samt understøtte en utvikling for å oppnå enda sterkere individuelle prestasjoner, er det besluttet å justere utbetalingsnivået for prestasjoner som er vurdert til å være på et tilfredsstillende nivå fra 67 prosent til 50 prosent av maksimalt bonuspotensial.

#### Belønningspolitikkenes effekt på risiko

Belønningskonseptet er en integrert del av vårt prestasjonsstyringssystem. Det er et overordnet prinsipp at vi skal ha en tett knytning mellom prestasjoner og belønning.

Vurderingen av en ansatts individuelle grunnlønn og variabel lønn skal baseres på prestasjonsevalueringen gjort i prestasjonsstyringssystemet. Når det derimot gjelder deltakelse i langtidsinsentivordningen (LTI) og størrelsen på det årlige LTI-elementet, vil dette ikke være basert direkte på den enkeltes prestasjoner, men være knyttet til stillingsnivå i organisasjonen.

Målene som utgjør grunnlaget for den individuelle variable lønsvurderingen, er etablert mellom leder og ansatt som del av selskapets prestasjonsstyringsprosess. Prestasjonsmålene settes i to dimensjoner; leveranse og atferd. Disse dimensjonene vektet likt. Leveranssmål settes for hvert av de fem perspektivene: Finans; Operasjoner; Marked; HMS; Personal og organisasjon. For hvert perspektiv settes både langsiktige strategiske mål og mer kortsiktige mål samt prestasjonsindikatorer (Key Performance Indicators; KPI). Det avtales også et sett med aksjoner. Atferdsmålene tar utgangspunkt i Statoils verdigrunnlag og ledelsesprinsipper og omhandler den type adferd som forventes og kreves i arbeidet med å oppnå leveransmålene.

Prestasjonsevalueringen er en helhetlig evaluering av prestasjoner mot både leveranssmål og atferdsmål. KPI'ene brukes kun som indikatorer. Følgelig anvendes både skjønnsmessige vurderinger og nyervervet informasjon før endelige konklusjoner treffes. De konkrete KPI-målingene vurderes blant annet opp mot aksjonenes strategiske bidrag, bærekraft i løsningene samt endrede forutsetninger av vesentlig betydning.

Denne balanserte målstyringsprosessen hvor både leveranssmål og atferdsmål defineres i kombinasjon med en helhetlig prestasjonsevaluering, reduserer i betydelig grad risikoen for at belønningspolitikken vår materielt sett virker mot sin hensikt.

I prestasjonskontrakten til konsernsjef og konserndirektør for økonomi og finans er ett av flere mål relatert til selskapets relative, samlede avkastning til eierne (Total Shareholder Return; TSR). Størrelsen på den årlige variable lønnen besluttes etter en samlet prestasjonsvurdering av resultater i forhold til forskjellige mål inkludert, men ikke begrenset til selskapets relative TSR.

#### Pensjons- og forsikringsordninger

Statoils pensjonsordning er en ytelsesbasert ordning med pensjonsnivå på 66 prosent av sluttlønn forutsatt 30 års opptjenings tid. Det tas ved beregningen hensyn til en antatt folketrygd. Pensjonsalderen er 67 år for landansatte og 65 år for sokkelansatte.

Pensjonsordningene for medlemmer av konsernledelsen inkludert konsernsjef er supplerende avtaler til selskapets alminnelige pensjonsordning.

Konsernsjef har, på gitte vilkår i henhold til sin pensjonsavtale av 7. mars 2004, rett til en pensjon på 66 prosent av pensjongivende inntekt. Opptjeningstiden er 15 år og pensjonsalder er 62 år.

Fire av konserndirektørene har pensjonsvilkår i henhold til en tidligere standardordning som ble besluttet i oktober 2006. Disse er på gitte vilkår berettiget til en pensjon på 66 prosent av pensjongivende inntekt med en pensjonsalder på 62 år. Ved beregning av medlemstid i Statoils pensjonsordning har de rett til et halvt år ekstra medlemstid for hvert hele år vedkommende har tjenestegjort som konserndirektør.

En av konserndirektørene har under særskilte betingelser rett til pensjon på 66 prosent av pensjongivende inntekt med en pensjonsalder på 62 år. En annen konserndirektør er på gitte vilkår berettiget til en pensjon på 70 prosent av pensjongivende inntekt med en pensjonsalder på 62 år.

De individuelle pensjonsvilkårene som er beskrevet ovenfor er et resultat av forpliktelser i henhold til tidligere ordninger. Den tidligere standardordningen for konserndirektørene, som beskrevet ovenfor, ble avsluttet i 2007. Inntil en ny standardisert, konkurransedyktig modell tilpasset selskapets behov er etablert, vil Statoil benytte en pensjonsalder på 65 år med en ytelse på 66 prosent for konserndirektører. Denne ordningen gjelder for to av konserndirektørene.

I tillegg til pensjonsvilkårene som er beskrevet ovenfor, vil konserndirektørene ha ytelser i henhold til Statoils alminnelige pensjonsordning herunder pensjon i samsvar med regelverket for pensjonsordningen fra 67 år.

Medlemmene av konsernledelsen er omfattet av de generelle forsikringsordningene som gjelder i Statoil.

#### **Etterlønn**

Dersom konsernsjefen sies opp av selskapet, har han rett til en etterlønn tilsvarende 24 måneders grunnlønn regnet fra oppsigelsesperiodens utløp. Tilsvarende gjelder dersom partene er enige om at arbeidsforholdet bør opphøre og konsernsjefen sier opp i henhold til skriftlig avtale med styret. Disse vilkårene gjelder i henhold til konsernsjefens kontrakt av 7. mars 2004.

Konserndirektørene har rett til etterlønn tilsvarende seks månedslønner, eksklusive oppsigelsestid på seks måneder, dersom de anmodes av selskapet om å fratre sin stilling. Den samme etterlønn skal også betales dersom partene er enige om at arbeidsforholdet skal opphøre og konserndirektøren leverer sin oppsigelse etter skriftlig avtale med selskapet. Annen inntekt ervervet av konserndirektøren i etterlønnperioden medfører en forholdsmessig reduksjon i etterlønnen. Dette gjelder inntekter fra alle arbeidsforhold eller fra næringsvirksomhet som vedkommende er aktiv eier av.

En av konserndirektørene har i følge en tidligere avtale rett til etterlønn på 18 måneder, eksklusive lønn i oppsigelsestid på seks måneder, dersom vedkommende anmodes av selskapet om å fratre sin stilling.

Retten til etterlønn forutsetter at konsernsjef eller konserndirektøren ikke gjør seg skyldig i grovt mislighold eller grov forsømmelse av sin arbeidsplikt, illojalitet eller annet brudd på tjenesteplikter.

Ensidig oppsigelse initiert av konsernsjef/konserndirektør gir normalt ikke rett til etterlønn.

#### **Andre ytelser**

Statoil har et aksjespareprogram som er tilgjengelig for alle ansatte inkludert medlemmene av konsernledelsen. Aksjespareprogrammet gir de ansatte mulighet til å kjøpe aksjer i markedet for et beløp på inntil 5 prosent av årlig grunnlønn. Dersom aksjene beholdes i to hele kalenderår og deltakeren opprettholder sitt ansettelsesforhold til selskapet, tilstås bonusaksjer i forhold til deres aksjesparing. Aksjene som benyttes i programmet kjøpes av Statoil i markedet i henhold til fullmakt fra generalforsamlingen.

Medlemmer av konsernledelsen har i tillegg fordeler som fri bil og fri telefon.

## **2. Gjennomføring av belønningspolitikken og prinsippene i 2009**

I tråd med de ekstraordinære justeringene som ble bestemt gjennomført i 2009, er grunnlønnen til konsernsjefen og de andre medlemmene av konsernledelsen ikke endret i 2009.

Utbetalingen av årlig variabel lønn i 2010 vil reflektere at det ble besluttet å redusere utbetalingspotensialet med 50 prosent for variabel prestasjonslønn opptjent i 2009. Følgelig ble utbetalingspotensialet for konsernsjefens prestasjonslønsordning redusert fra 50 prosent til 25 prosent for 2009. Utbetalingspotensialet for konserndirektørene ble tilsvarende redusert fra 40 prosent til 20 prosent for 2009.

## **3. Avslutning**

Statoils belønningspolitikk og de ulike løsninger er forankret i selskapets overordnede personalpolitikk og er integrert med selskapets verdi- og prestasjonsorienterte rammeverk. I tillegg til dette er belønningssystemene og den praksis som føres transparent, i tråd med gjeldende retningslinjer og prinsippene for god eierstyring og selskapsledelse.

## 7 Aksjespareprogram

Statoils aksjespareprogram gir de ansatte muligheten til å kjøpe aksjer i Statoil gjennom månedlige lønnstrekk og tilskudd fra Statoil ASA. Dersom aksjene beholdes i to hele kalenderår med sammenhengende ansettelse i Statoil, vil de ansatte bli tildelt en bonusaksje for hver aksje de har kjøpt.

Beregnet kostnad for Statoil relatert til 2009 og 2008 programmene, inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 338 og 307 millioner kroner. Beregnet kostnad for 2010 programmet (avtaler inngått i 2009) utgjør 387 millioner kroner. Gjenstående beløp per 31. desember 2009 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 762 millioner kroner.

## 8 Godtgjørelse til revisor

(i millioner kroner, ekskl. mva)	2009	2008
Revisjonshonorar	19,8	25,0
Revisjonsrelaterte tjenester	4,0	5,2
Andre tjenester	3,6	0,1
Sum	27,4	30,3

I tillegg til tallene i tabellen over utgjør revisjonshonorar til Ernst & Young relatert til Statoil-opererte lisenser henholdsvis 2,1 og 5,8 millioner kroner for 2009 og 2008.

## 9 Forsknings- og utviklingsutgifter

Utgifter til forskning og utvikling utgjorde henholdsvis 70 og 1 626 millioner kroner i 2009 og 2008. Utgiftene er delvis finansiert av partnere på Statoil-opererte lisenser. Statoil ASA's andel av utgiftene har blitt kostnadsført i Resultatregnskapet.

## 10 Finansposter

(i millioner kroner)	2009	2008
Agioeffekter langsiktige finansielle forpliktelser	0	-11 252
Agioeffekter finansielle derivater	9 722	-25 001
Agioeffekter betalbar skatt	-1 930	-
Andre agioeffekter	2 816	-2 066
Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta	10 608	-38 319
Mottatt utbytte	28	166
Verdipapirgevinst-/tap finansielle investeringer	459	1 923
Renteinntekter fra selskap i samme konsern	2 538	3 956
Renteinntekter og andre finansinntekter	1 668	4 405
Renteinntekter og andre finansielle poster	4 693	10 450
Balansførte renter	0	511
Rentekostnader fjerningsforpliktelse	0	-1 269
Rentekostnader til selskap i samme konsern	-1 579	-2 520
Rentekostnader langsiktige finansielle forpliktelser inkl. derivater	-2 078	-1 560
Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finansieringskostnader	-1 834	-603
Renter og andre finansieringskostnader	-5 491	-5 441
Netto finansposter	9 810	-33 310

Endringer i virkelig verdi for valutaderivater relatert til likviditetsstyring og valutastyring, er inkludert i Agioeffekter finansielle derivater. Svekkelse av USD i forhold til norske kroner i 2009 resulterte i virkelig verdi gevinster for disse posisjonene i resultatregnskapet. Tilsvarende resulterte styrking av USD i forhold til norske kroner i 2008 til virkelig verdi tap.

For sammenligning av andre agioeffekter i 2009 med 2008 må en hensynta at morselskapet Statoil ASA endret funksjonell valuta fra norske kroner til USD med effekt fra 1. januar 2009. For ytterligere informasjon se note 1 Selskapets grunnlag for presentasjonen.

## 11 Skatter

Årets skattekostnad fremkommer slik

(i millioner kroner)	2009	2008
Betalbar skatt	2 076	84 787
Endring utsatt skatt	5 956	-5 478
Årets skattekostnad	8 032	79 309
Friinntekt i særskattegrunnlaget	-	7 461

Inntekter fra olje- og gassvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen skattlegges i henhold til Petroleumsskatteloven. I tillegg til vanlig selskapsbeskatning på 28% fastsettes det en særskatt på 50% etter fradrag for friinntekt. Med virkning fra 1. januar 2009, vil Statoil ASA ikke bli skattlagt i henhold til Petroleumsskatteloven. Dette skyldes at selskapets netto eiendeler på norsk kontinentalsokkel er overført til Statoil Petroleum AS.

## Avstemming av årets skattekostnad

(i millioner kroner)	2009	2008
Resultat før skattekostnad	36 909	119 946
Beregnet skatt etter nominell skattesats 28%	10 335	33 585
<b>Skatteeffekt knyttet til</b>		
Særskatt	0	52 668
Permanente differanser knyttet til USD som funksjonell valuta	6 232	-
Andre permanente differanser	-8 552	-7 007
Inntektsskatt tidligere år	-190	0
Annet	207	63
<b>Sum skattekostnad</b>	<b>8 032</b>	<b>79 309</b>
Effektiv skattesats (%)	21,76	66,12

## Spesifikasjon av utsatt skatt

(i millioner kroner)	2009	31. desember 2008
<b>Utsatte skattefordeler knyttet til</b>		
Varelager	88	948
Andre kortsiktige poster	696	3 778
Pensjoner	4 177	9 158
Avsetning for fjerning og nedstengning	0	18 702
Varige driftsmidler	278	0
Annet	28	3 940
<b>Sum utsatt skattefordel</b>	<b>5 267</b>	<b>36 526</b>
<b>Utsatt skattegjeld knyttet til</b>		
Varige driftsmidler	0	57 790
Balanseførte undersøkelsesutgifter og renter	0	12 125
Annet	2 545	1 553
<b>Sum utsatt skattegjeld</b>	<b>2 545</b>	<b>71 468</b>
<b>Netto utsatt skatte (fordel)/gjeld</b>	<b>-2 722</b>	<b>34 942</b>

Per 31. desember 2009 har Statoil ASA innregnet 2,7 milliarder kroner i netto utsatte skattefordeler. Det er sannsynlig at tilstrekkelige skattepliktige overskudd vil bli generert, slik at det utsatte skattefordelene kan benyttes.



## Utsatt skatt i balansen fremkommer som følger

(i millioner kroner)	2009	2008
Utsatt skatte (fordel)/gjeld per 1. januar	34 942	34 921
Endring årets resultat	5 956	-5 478
Utsatt skatt knyttet til overføring av nettoeiendeler til/fra Statoil Petroleum AS	-44 252	3 970
Kjøp og salg av virksomhet og annet	632	1 529
Utsatt skatte (fordel)/gjeld per 31. desember	-2 722	34 942

## 12 Varige driftsmidler

(i millioner kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler	Prod. anlegg olje og gass, inkl. rørledninger	Prod. anlegg på land	Bygninger og tomter	Skip	Anlegg under utbygging	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2008	3 136	327 340	4 991	990	4 276	24 529	365 262
Overføringer til Statoil Petroleum AS - anskaffelseskost	-842	-327 324	-3 749	-72	0	-24 442	-356 429
Tilgang og overføringer	631	0	0	264	1	0	896
Avgang til anskaffelseskost	-262	0	-29	-2	0	0	-293
Omregningsdifferanser	-389	-16	-264	-173	-744	-20	-1 606
Anskaffelseskost 31. desember 2009	2 274	0	949	1 007	3 533	67	7 830
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2008	-2 062	-222 560	-3 485	-232	-611	0	-228 950
Overføringer til Statoil Petroleum AS - av- og nedskrivninger	735	222 547	2 545	2	0	0	225 829
Årets avkrivninger	-496	0	-42	-41	-190	0	-769
Årets netto nedskrivninger	0	0	-44	0	0	0	-44
Av- og nedskrivninger på årets avgang	256	0	17	0	0	0	273
Omregningsdifferanser	266	13	174	30	119	0	602
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2009	-1 301	0	-835	-241	-682	0	-3 059
Bokført verdi 31. desember 2009	973	0	114	766	2 851	67	4 771
Estimert levetid (år)	3 - 10		15-20	20 - 33	20 - 25		

Balanseført verdi skip består av finansielle leieavtaler.

## 13 Investering i datterselskap og tilknyttede selskap

(i millioner kroner)	Datterselskap	Tilknyttede selskap
Investering 1. januar 2009	281 045	1 040
Resultatandel	28 302	129
Endring innbetalt egenkapital	-144	892
Pensjonsrelatert justering	-88	0
Utbetalinger fra selskapene	-15 296	-1 302
Omregningsdifferanse	-36 185	-154
Investering 31. desember 2009	257 634	605

Negativ endring i innbetalt egenkapital til datterselskaper skyldes mottatt konsernbidrag i 2009 fra Statoil Petroleum AS på tredivde milliarder.

Aksjer og andel i enkelte datterselskap i prosent					
Navn	%	Land	Navn	%	Land
SIA Statoil Latvija	100	Latvia	Statoil Norge AS	100	Norge
Statholding AS	100	Norge	Statoil Norsk LNG AS	100	Norge
Statoil AB	100	Sverige	Statoil North Africa Gas AS	100	Norge
Statoil Angola Block 15 AS	100	Norge	Statoil North Africa Oil AS	100	Norge
Statoil Angola Block 15/06 Award AS	100	Norge	Statoil North America Inc.	100	USA
Statoil Angola Block 17 AS	100	Norge	Statoil Orient AG	100	Sveits
Statoil Angola Block 31 AS	100	Norge	Statoil Petroleum AS	100	Norge
Statoil Apsheron AS	100	Norge	Statoil Polen Invest AS	100	Norge
Statoil Azerbaijan AS	100	Norge	Statoil Sincor AS	100	Norge
Statoil BTC Finance AS	100	Norge	Statoil SP Gas AS	100	Norge
Statoil Coordination Centre NV	100	Belgia	Statoil UK Ltd	100	Storbritannia
Statoil Danmark AS	100	Danmark	Statoil Venezuela AS	100	Norge
Statoil Deutschland GmbH	100	Tyskland	Statoil Venture AS	100	Norge
Statoil Exploration Ireland Ltd.	100	Irland	Statpet Invest AS	100	Norge
Statoil Forsikring AS	100	Norge	UAB Lietuva Statoil	100	Litauen
Statoil Hassi Mouina AS	100	Norge			
Statoil New Energy AS	100	Norge	Statoil Methanol ANS	82	Norge
Statoil Nigeria AS	100	Norge	Mongstad Refining DA	79	Norge
Statoil Nigeria Deep Water AS	100	Norge	Mongstad Terminal DA	65	Norge
Statoil Nigeria Outer Shelf AS	100	Norge	Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA	51	Norge

Aksjer og eierandel i enkelte tilknyttede selskap i prosent		
Navn	%	Land
Naturkraft AS	50	Norge
Nova Naturgass AB	30	Sverige
Vestprosess DA	34	Norge

## 14 Finansielle eiendeler

### Langsiktige finansielle eiendeler

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Finansielle investeringer	11	17
Finansielle fordringer	1 285	557
Finansielle eiendeler	1 296	574

I Finansielle fordringer per 31. desember 2009 inngår finansiering av Naturkraft med 0,8 milliarder kroner, og 0,3 milliarder kroner knytter seg til langsiktige forskuddsbetalinger. Tilsvarende var langsiktige forskuddsbetalinger per 31. desember 2008 0,6 milliarder kroner.

### Langsiktige fordringer på datterselskap

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Rentebærende fordringer på datterselskap	40 866	41 050
Ikke rentebærende fordringer på datterselskap	6 785	3 138
Fordringer på datterselskap	47 651	44 188

Rentebærende fordringer på datterselskap per 31. desember 2009 forfaller til betaling mer enn 5 år etter regnskapsårets slutt. Ikke rentebærende fordringer på datterselskap per 31. desember 2009 og 2008 er hovedsakelig knyttet til pensjon, se note 20 Pensjonsordninger for ansatte.

### Kortsiktige finansielle investeringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Pengemarkedsfond	1 905	2 616
Finansielle investeringer	1 905	2 616

Kortsiktige finansielle investeringer per 31. desember 2009 og 2008 anses å inngå i selskapets handelsportefølje, og balanseføres til markedsverdi. Endring i markedsverdi resultatføres. Kostpris for kortsiktige finansielle investeringer er henholdsvis 1,6 og 2,4 milliarder kroner per 31. desember 2009 og 2008.

## 15 Varelager

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og netto realisasjonsverdi. Lager av råolje, raffinerte produkter og lager som ikke er knyttet til petroleumsaktivitet beregnes basert på først inn, først ut prinsippet (FIFO).

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Råolje	9 505	5 317
Petroleumsprodukter	2 316	1 316
Andre	155	187
Sum	11 976	6 820

Varelager er nedskrevet til netto realisasjonsverdi. Per 31. desember 2009 er nedskrivningen uvesentlig og per 31. desember 2008 er varelager nedskrevet med 2,8 milliarder kroner.

## 16 Kundefordringer og andre fordringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Kundefordringer	30 127	30 693
Andre fordringer	1 926	13 762
Kundefordringer og andre fordringer	32 053	44 455

Andre fordringer består i 2008 hovedsakelig av fordringer mot felleskontrollerte virksomheter, tilknyttede selskaper og andre nærstående parter.

## 17 Betalingsmidler

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Bankinnskudd	123	707
Tidsinnskudd og margininnskudd	14 337	5 565
Betalingsmidler	14 460	6 272

Betalingsmidler 31. desember 2009 inkluderer bundne innskudd på 1,3 milliarder kroner, relatert til pålagt sikkerhet knyttet til handelsaktiviteter på børser der selskapet deltar. Tilsvarende var bundne innskudd 31. desember 2008 på 3,2 milliarder kroner. Betingelser og vilkår relatert til margin innskudd er fastsatt av den enkelte børs.

For avstemming av Betalingsmidler i selskapets balanse, se Kontantstrømsoppstilling.

## 18 Egenkapital og aksjonærer

### Endring i egenkapital

(i millioner kroner)	2009	2008
Egenkapital 1. januar	182 466	143 724
Årets resultat	28 878	40 637
Estimatavvik på pensjonsordninger for ansatte	2 432	-9 535
Omregningsdifferanser	-20 072	30 880
Årets ordinære utbytte	-19 100	-23 090
Fusjonsrelaterte justeringer	251	0
Verdi av aksjespareprogrammet	282	80
Kjøp egne aksjer	-267	-230
Egenkapital 31. desember	174 870	182 466

## Aksjekapital

	Antall aksjer	Pålydende i kroner	Aksjekapital i kroner
Registrerte og utstedte aksjer	3 188 647 103	2,50	7 971 617 757,50
Herav egne aksjer	6 028 607	2,50	15 071 517,50
Sum utestående aksjer	3 182 618 496	2,50	7 956 546 240,00

Det eksisterer kun en aksjeklasse og alle aksjene har lik 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 15 millioner kroner. 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 og høyeste beløp som kan betales per aksje er henholdsvis 50 og 500 kroner. Fullmakten gjelder til neste ordinære generalforsamling.

### 20 største aksjonærer 31. desember 2009 (i %)

1	DEN NORSKE STAT (Olje- og energidepartementet)	67,00
2	FOLKETRYGDFONDET	3,26
3	BANK OF NEW YORK, ADR DEPARTEMENT*	1,92
4	STATE STREET BANK*	1,36
5	CLEARSTREAM BANKING S.A.*	1,33
6	JP MORGAN CHASE BANK*	1,25
7	STATE STREET BANK*	1,09
8	STATE STREET BANK*	0,79
9	BANK OF NEW YORK MELLON*	0,79
10	THE NORTHERN TRUST	0,69
11	JP MORGAN CHASE BANK*	0,53
12	DNB NOR BANK ASA	0,48
13	THE NORTHERN TRUST	0,47
14	STATE STREET BANK*	0,43
15	THE NORTHERN TRUST	0,37
16	BANK OF NEW YORK MELLON*	0,36
17	STATE STREET BANK*	0,36
18	SKANDINAVISKA ENSKILDA BANK	0,35
19	BANK OF NEW YORK MELLON*	0,34
20	RBC DEXIA INVESTORS	0,34

\* Klientkontoer eller lignende

Medlemmer av styret, konsernledelsen og bedriftsforsamlingen eide følgende antall aksjer per 31. desember 2009:

Styremedlemmer		Konsernledelsen	
Svein Rennemo	10 000	Helge Lund (konsernsjef)	23 515
Marit Arnstad	0	Eldar Sætre	9 644
Elisabeth Grieg	33 108	Margareth Øvrum	12 031
Kjell Bjørndalen	0	Rune Bjørnson	7 853
Grace Reksten Skaugen	400	Jon Arnt Jacobsen	10 982
Jakob Stausholm	0	Peter Mellbye	12 170
Roy Franklin	0	Øystein Michelsen	5 866
Lill-Heidi Bakkerud	330	Gunnar Myrebøe	5 595
Morten Svaan	1 245	Helga Nes	3 616
Einar Arne Iversen	2 561		
		<b>Bedriftsforsamlingens medlemmer (samlet)</b>	<b>5 841</b>

## 19 Langsiktige finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Obligasjonslån	74 830	40 548
Usikrede lån	4 873	6 104
Finansielle leieavtaler	3 114	3 932
Finansielle forpliktelser	82 817	50 584
Fratrukket kortsiktig andel	2 688	5 633
Langsiktige finansielle forpliktelser	80 129	44 951
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	5,19	5,97

Statoil ASA benytter valutabytteavtaler for å styre valutarisikoen på sin langsiktige rentebærende gjeld. Effekten av langsiktige valutabytteavtaler er reflektert i ovenstående tabell. Størstedelen av selskapets langsiktige lån er fastrentelån. Rentebytteavtaler benyttes for å styre renterisikoen.

11. mars 2009 utstedte Statoil ASA obligasjoner pålydende henholdsvis GBP 0,8 milliarder med forfall i mars 2031, EUR 1,2 milliarder med forfall i mars 2021 og EUR 1,3 milliarder med forfall i mars 2015. Obligasjonene ble utstedt under Statoil ASA's Euro Medium Term Note program og er notert på børsen i London.

23. april 2009 utstedte Statoil ASA obligasjoner pålydende henholdsvis USD 0,5 milliarder med forfall i april 2014 og USD 1,5 milliarder med forfall i april 2019. Obligasjonene ble utstedt under Form F-3 dokumentet som Statoil ASA har registrert hos Securities and Exchange Commission (SEC) i USA ("Shelf Registration").

15. oktober 2009 utstedte Statoil ASA obligasjoner pålydende USD 0,9 milliarder med forfall i oktober 2014. Obligasjonene ble utstedt under Form F-3 dokumentet som Statoil ASA har registrert hos Securities and Exchange Commission (SEC) i USA ("Shelf Registration").

Langsiktige finansielle forpliktelser inkluderer finansielle leiekontrakter. Mer informasjon er gitt i note 24 Leieavtaler.

## Informasjon om de største obligasjonslånene

Obligasjonslån	Fast rente	Opptreksår	Forfall (år)	I millioner kroner per 31. desember	
				2009	2008
USD 1500 million	5,250%	2009	2019	8 613	-
USD 900 million	2,900%	2009	2014	5 174	-
USD 500 million	3,875%	2009	2014	2 870	-
USD 500 million	5,125%	2004	2014	2 887	3 498
USD 500 million	6,500%	1998	2028	2 859	3 462
USD 481 million	7,250%	2000	2027	2 776	3 363
USD 300 million	7,750%	1993	2023	1 733	2 100
EUR 1300 million	4,375%	2009	2015	10 782	-
EUR 1200 million	5,625%	2009	2021	9 887	-
EUR 500 million	5,125%	1999	2011	4 148	4 915
EUR 300 million	6,250%	1999	2010	2 494	2 960
GBP 800 million	6,875%	2009	2031	7 421	-
GBP 225 million	6,125%	1998	2028	2 096	2 277

Stort sett samtlige obligasjonslån og usikrede banklån inneholder bestemmelser som begrenser pantsettelse av eiendeler for å sikre fremtidige låneoptak, med mindre eksisterende obligasjonsinnehavere og långivere samtidig gis en tilsvarende status.

Statoils sikrede banklån i USD er sikret ved pant i aksjer i et datterselskap og andre investeringer med en samlet bokført verdi på 2,3 milliarder kroner, samt konsernets andel av inntekter fra visse prosjekter.

Selskapet har utestående totalt 27 obligasjonslån, der avtalene inneholder bestemmelser som gir Statoil rett til å tilbakekjøpe gjelden til pålydende, eller til en forhåndsavtalt kurs, hvis det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning. Netto etter tilbakekjøp utgjør lånene 75,9 milliarder kroner til oppgjørskurs per 31. desember 2009.

### Tilbakebetalingsprofil for langsiktige finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)

2011	2 748
2012	3 181
2013	2 696
2014	6 518
Deretter	64 986
<b>Sum</b>	<b>80 129</b>

Statoil ASA har inngått avtale med et banksyndikat for bindende langsiktig løpende kreditt på i alt 2,0 milliarder USD. Ingen del av kreditten var benyttet per 31. desember 2009.

## 20 Pensjonsordninger for ansatte

Statoil ASA (heretter kalt Statoil) er pliktig til å ha tjenestepensjonsordning etter Lov om obligatorisk tjenestepensjon. Statoils pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov.

Statoil innregner estimatavvik direkte i egenkapitalen, utenfor Resultatregnskapet, i den periode de oppstår. Estimatavvik på sluttvederlagsavsetninger innregnes imidlertid i Resultatregnskapet i den periode de oppstår.

De ansatte i Statoil er dekket av pensjonsordninger som gir rett til definerte fremtidige ytelser (ytelsesplaner). Pensjonsytelsene er vanligvis avhengig av opptjeningstid og lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder. Kostnadene ved ytelsesplaner innregnes over perioden de ansatte er i arbeid og opparbeider seg rett til pensjonsytelsene (opptjeningstiden). Forpliktelsene i ytelsesplanene er beregnet av ekstern aktuar.

Statoil har inngått avtale om å tilby avtalefestet førtidspensjon (AFP). Selskapet innbetaler en årlig premie per ansatt. Denne delen av planen er definert som en flerforetaksplaner. Administrator for AFP-ordningen kan ikke beregne selskapets andel av eiendeler og forpliktelser i denne ytelsesplanen. Derfor er pensjonskostnad knyttet til denne planen regnskapsført som en tilskuddsplan. Dessuten har Statoil en forpliktelse til å betale en prosentvis andel av ytelsene når en ansatt går av med pensjon med AFP. Denne forpliktelsen er definert som en ytelsesbasert plan. Når en ansatt går av med avtalefestet førtidspensjon tilbyr selskapet i tillegg en gavepensjon. Dette er en ytelsesplan og avsetning for denne forpliktelsen er inkludert i pensjonsforpliktelsen for ytelsesplaner.

19. februar 2010 ble en lov om ny AFP vedtatt i Norge. Denne loven er en del av den norske pensjonsreformen som vil være effektiv fra og med 1. januar 2011. Det forventes at flere lover som vil ha effekt på de norske pensjons- og forsikringsplanene vil vedtas i løpet av 2010. Sammen med reviderte Folketrygdsregler samt forsikringslovgivning, vil dette utgjøre en ny ramme for private pensjonsplaner i Norge. Statoil vil gjennomføre de nødvendige handlinger i løpet av 2010 for å sikre en beslutning knyttet til en ny pensjonsmodell for ansatte i Statoil basert på den nye lovgivningen.

Pensjonsforpliktelsene knyttet til ytelsesplanene er beregnet per 31. desember 2009 og per 31. desember 2008. Nåverdien av bruttoforpliktelsen, årets pensjonsopptjening og kostnad ved tidligere perioders pensjonsopptjening er beregnet basert på en lineær opptjeningsmodell. Forventningene til gjennomsnittlig lønnsøkning, pensjonsregulering og regulering av folketrygdens grunnbeløp er underbygget med historiske tall. Diskonteringsrenten på 4,75% per 31. desember 2009 er basert på norske langsiktige statsobligasjoner projisert til en 20-års rente som tilsvarer gjennomsnittlig forfallstid for opptjente rettigheter.

Arbeidsgiveravgift er beregnet på grunnlag av pensjonsplanenes netto underfinansiering. Beregnet arbeidsgiveravgift inkluderes i brutto pensjonsforpliktelse.

Statoil har mer enn en ytelsesplan. Noteinformasjon er gitt samlet for alle planer, da planene ikke har vesentlige risikoforskjeller.

### Netto pensjonskostnader

(i millioner kroner)	2009	2008
Nåverdi av årets opptjening	2 644	2 248
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2 418	2 320
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-1 770	-1 948
Amortisering av aktuarmessig gevinst og tap relatert til sluttvederlag	-242	-215
Tap (gevinst) ved avkorting og oppgjør	0	73
Netto pensjonskostnader på ytelsesplaner	3 050	2 478
Flerforetaksplaner	69	72
Sum netto pensjonskostnader	3 119	2 550

Pensjonskostnader inkluderer arbeidsgiveravgift.

Deler av kostnadene er viderebelastet partnere på Statoil-opererte lisenser.



### Endring i brutto pensjonsforpliktelse (PBO)

(i millioner kroner)	2009	2008
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	54 122	46 993
Nåverdi av årets opptjening	2 644	2 248
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2 418	2 320
Estimatavvik	-1 448	3 575
Utbetalte ytelser fra ordningene	-1 412	-1 195
Avkortinger/oppgjør	0	132
Endret fordring på datterselskap vedrørende sluttvederlag	-3 846	49
Andre endringer	-222	0
<b>Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember</b>	<b>52 256</b>	<b>54 122</b>

### Endring i pensjonsmidler

(i millioner kroner)	2009	2008
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 1. januar	31 231	32 124
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	1 770	1 948
Estimatavvik	2 662	-3 791
Innbetalt av selskapet (inklusive arbeidsgiveravgift)	4 805	1 200
Utbetalte ytelser fra ordningene	-314	-274
Avkorting/oppgjør	0	24
<b>Virkelig verdi av pensjonsmidlene 31. desember</b>	<b>40 154</b>	<b>31 231</b>

Tabellene over for endring i brutto forpliktelse (PBO) og endringer i pensjonsmidler, inkluderer ikke valutaeffekter. For mer informasjon om dette, se tabell Estimatavvik innregnet i egenkapitalen.

### Endring i netto pensjonsforpliktelser

(i millioner kroner)	2009	2008
Netto pensjonsforpliktelse 1. januar	-22 891	-14 869
Årets pensjonskostnad	-3 050	-2 478
Estimatavvik innregnet i konsernoppstilling over innregnede inntekter og kostnader	3 868	-7 582
Innbetalinger	4 805	1 200
Utbetalte ytelser fra ordningene	1 098	921
Endring i fordring på datterselskap vedrørende sluttvederlag	3 846	-49
Andre endringer	223	-34
<b>Netto pensjonsforpliktelse 31. desember</b>	<b>-12 101</b>	<b>-22 891</b>

**Over-/(underfinansiering) 31. desember**

(i millioner kroner)	2009	2008	2007
Over-/(underfinansiering) 31. desember	-12 101	-22 891	-14 869
Spesifikasjon:			
Eiendeler innregnet som langsiktige pensjonsmidler	2 665	0	1 561
Eiendeler innregnet som langsiktig fordring fra datterselskap*	5 916	2 070	2 117
Forpliktelser innregnet som langsiktige pensjonsforpliktelser	-20 682	-24 961	-18 384
Forpliktelser innregnet som kortsiktige pensjonsforpliktelser	0	0	-163

**Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger**

(i millioner kroner)	2009	2008
Sikrede pensjonsplaner	-37 489	34 236
Usikrede pensjonsplaner	-14 767	19 886
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	-52 256	54 122

\* Eiendel innregnet som langsiktig fordring på datterselskap vedrører fordring knyttet til sluttvederlag.

**Estimatavvik innregnet i egenkapitalen**

(i millioner kroner)	2009	2008
Ikke innregnet estimatavvik 1. januar	0	0
Årets estimatavvik på pensjonsmidlene	-2 662	3 791
Årets estimatavvik på pensjonsforpliktelsen	-1 448	3 575
Årets estimatavvik - valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse*	3 867	0
Innregnet i resultatregnskapet i løpet av året	242	215
Omregningsdifferanse*	-3 064	0
Innregnet i konsernoppstilling over innregnede inntekter og kostnader i løpet av året	3 065	-7 581
Ikke innregnet estimatavvik 31. desember	0	0

\* Statoil endret funksjonell valuta 1. januar 2009, for ytterligere informasjon se note 1 Selskapet og selskapsstruktur og note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper. I tabellen over relaterer Årets estimatavvik -valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse seg til omregning av netto pensjonsforpliktelse i selskapet i NOK til funksjonell valuta USD. Linjen Omregningsdifferanse relaterer seg til omregning fra funksjonell valuta USD til norske kroner som presentasjonsvaluta.

**Faktisk avkastning på pensjonsmidlene**

(i millioner kroner)	2009	2008
Faktisk avkastning på pensjonsmidlene	4 432	-1 843

## Erfaringsestimataavvik

(i millioner kroner)	2009
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 31. desember	40 154
Brutto pensjonsforpliktelse inkludert fordring vedrørende sluttvederlag	52 256
Fordring på datterselskap vedrørende sluttvederlag	5 916
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	58 172
Differanse mellom forventet og faktisk avkastning på pensjonsmidlene	
a) Beløp	-2 662
b) I prosent av pensjonsmidlene	-6,63 %
Erfaringsestimataavvik på pensjonsforpliktelsen	
a) Beløp	-1 923
b) I prosent av pensjonsforpliktelsen	-3,31 %

I 2009 utgjør akkumulert effekt av estimataavvik innregnet som andre endringer i egenkapitalen 10,3 milliarder kroner etter skatt (reduert egenkapital). Av dette er 10,3 milliarder kroner estimataavvik innregnet som andre endringer i egenkapital i Statoil og et uvesentlig beløp vedrører datterselskap som er regnskapsført etter egenkapitalmetoden. I 2008 utgjør akkumulert effekt av estimataavvik innregnet som andre endringer i egenkapital 13,3 milliarder kroner etter skatt (reduert egenkapital). Av dette er 12,6 milliarder kroner estimataavvik innregnet som andre endringer i egenkapital i Statoil og 0,7 milliarder kroner vedrører datterselskap som er regnskapsført etter egenkapitalmetoden.

## Økonomiske forutsetninger for resultatelementer

(i %)	2009	2008
Diskonteringsrente	4,50	5,00
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	5,75	6,25
Forventet lønnsvekst	4,00	4,50
Forventet vekst i løpende pensjoner	2,75	3,25
Forventet regulering av folketrygdens Grunnbeløp	3,75	4,25
Forventet inflasjon	2,00	2,25

## Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanselementer

(i %)	2009	2008
Diskonteringsrente	4,75	4,50
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	6,00	5,75
Forventet lønnsvekst	4,25	4,00
Forventet vekst i løpende pensjoner	3,00	2,75
Forventet regulering av folketrygdens Grunnbeløp	4,00	3,75
Forventet inflasjon	2,25	2,00
Gjennomsnittlig gjenværende opptjeningstid i antall år	15	15

Forventet sannsynlighet for frivillig avgang 31. desember 2009 var på henholdsvis 2,0%, 2,0%, 1,5%, 0,5% og 0,0% i kategoriene ansatte under 30 år, 30 til 39 år, 40 til 49 år, 50 til 59 år og 60 til 67 år. Forventet sannsynlighet for frivillig avgang 31. desember 2008 var på henholdsvis 2,0%, 2,0%, 1,5%, 0,5% og 0,0% i kategoriene ansatte under 30 år, 30 til 39 år, 40 til 49 år, 50 til 59 år og 60 til 67 år.

Forventet uttak av AFP (Avtalefestet pensjon) er 50% for arbeidstakere på 62 år og 30% for gjenværende arbeidstakere fra 63 år til 66 år.

For ansatte i Norge er dødelighetstabellen K2005 inkludert minimumskravene fra Finanstilsynet (som reduserer dødeligheten med minst 15% for menn og 10% for kvinner for alle ansatte) benyttet som beste estimat på dødelighet. Uførhetstabellen, KU, utviklet av forsikrings-selskapet Storebrand, tilsvarer risiko for uførighet for ansatte i Statoil.

Nedenfor presenteres et utvalg demografiske faktorer slik de er lagt til grunn 31. desember 2009. Tabellen viser sannsynligheten for at en ansatt i en gitt aldersgruppe skal bli utsatt for uførhet eller død i det kommende år, samt den forventede levetid.

Alder	Uføre (i %)		Dødelighet (i %)		Forventet levetid	
	Menn	Kvinner	Menn	Kvinner	Menn	Kvinner
20	0,12	0,15	0,02	0,02	82,46	85,24
40	0,21	0,35	0,09	0,05	82,74	85,47
60	1,48	1,94	0,75	0,41	84,02	86,31
80	N/A	N/A	6,69	4,31	89,26	90,29

### Sensitivitetsanalyse

Tabellen nedenfor viser estimater for effektene av endringer i vesentlige forutsetninger som inngår i beregning av ytelsesplanene. Estimatenes er basert på relevante forhold 31. desember 2009. Faktiske tall kan avvike vesentlig fra disse estimatene.

(i milliarder kroner)	Diskonterings-rente		Forventet lønnsvekst		Forventet regulering av folketrygdens grunnbeløp		Forventet vekst i løpende pensjoner	
	0,25 %	-0,25 %	0,25 %	-0,25 %	0,25 %	-0,25 %	0,25 %	-0,25 %
Endring i								
Pensjonsforpliktelse								
31. desember 2009	-2,01	2,15	0,88	-0,89	-1,81	2,00	0,97	-0,92
Nåverdi av årets opptjening for 2010	-0,14	0,15	0,06	-0,06	-0,13	0,14	0,06	-0,06

### Pensjonsmidler

Virkelig verdi av pensjonsmidlene i ytelsesplanene er estimert 31. desember 2009 og 31. desember 2008. Den langsiktige avkastningsraten på pensjonsmidlene tar utgangspunkt i en tilsvarende langsiktig risikofri rente med justering for en risikopremie basert på midlenes faktiske investeringsprofil. Risikofri rente (norsk 10 års statsobligasjon projisert til en langsiktig rente) benyttes som utgangspunkt for beregning av avkastning på pensjonsmidlene. Avkastning på pengemarkedsplasseringer beregnes ved å ta en reduksjon av avkastning på obligasjoner. Basert på historiske data forventes aksjer og eiendom å gi en langsiktig avkastning utover avkastning i pengemarkedet.

Pensjonsfondets målsetning er å oppnå en langsiktig avkastning som bidrar til å dekke fremtidige pensjonsforpliktelser. Midlene forvaltes med ønske om å oppnå så høy avkastning som mulig, basert på prinsipper om forsvarlig risikostyring og i overensstemmelse med offentlig regelverk. Fondets avkastningsmål innebærer at det er nødvendig å investere i eiendeler med risiko. Risikoen reduseres gjennom å opprettholde en diversifisert portefølje. Diversifisering oppnås både gjennom forskjellige typer investeringer og gjennom å spre investeringene på lokasjoner. Derivater benyttes innen gitte rammer for å effektivisere forvaltningen av pensjonsmidlene.

### Fordeling av pensjonsmidlene på ulike investeringsklasser

(i %)	2009	2008
Egenkapitalinstrumenter	39,60	19,10
Obligasjoner	39,40	70,20
Sertifikater	14,70	3,30
Eiendom	5,10	6,90
Andre eiendeler	1,20	0,50
Sum	100,00	100,00

Eiendommer eiet av Statoils pensjonskasse utgjør 2,1 milliarder kroner per 31. desember 2009 og 2,2 milliarder per 31. desember 2008 og disse blir leid ut til selskap i Statoil konsernet.

Statoils pensjonskasse investerer både i finansielle eiendeler og i eiendom. Forventet avkastning på eiendomsinvesteringer forventes å ligge mellom avkastningen på egenkapitalinstrumenter og avkastningen på obligasjoner. Tabellen nedenfor viser vektning av porteføljen og avkastningsforventing for finansporteføljen for 2010, forutsatt tilfredsstillende bufferkapital sammenlignet med risikonivået i referanseporteføljen, godkjent av styret i Statoils pensjonskasse.

## Finansportefølje Statoils pensjonskasse

(Alle tall i %)	Porteføljevekt <sup>1)</sup>		Avkastnings- forventning
Egenkapitalinstrumenter	40,00	(+/- 5)	X + 4
Obligasjoner	59,50	(+/- 5)	X
Sertifikater	0,50	(+15/-0.5)	X - 0,4
Sum finansportefølje	100,00		

1) Parentesene angir rammene for Statoil Kapitalforvaltning ASAs (forvalters) taktiske avvik i prosentpoeng

X = Langsiktig avkastning på obligasjoner

Pensjonspremien kan enten betales kontant eller trekkes fra pensjonspremiefond. Pensjonspremiefondet utgjorde 7,2 milliarder kroner per 31. desember 2009 og 4,5 milliarder kroner per 31. desember 2008. Avgjørelsen om premien skal betales kontant eller trekkes fra pensjonspremiefondet tas årlig. I 2009 ble 4,1 milliarder kroner betalt med kontanter. I tillegg planlegger Statoil å betale ca 3,3 milliarder kroner til pensjonspremiefondet. I 2008 ble 2,9 milliarder kroner trukket fra premiefondet. I tillegg ble det innbetalt 1,2 milliarder i egenkapitalinskudd til Statoil Pensjonskasse.

Forventet innbetaling fra selskapet relatert til 2010 er 2,1 milliarder kroner.

## 21 Avsetninger for nedstenging- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld

(i millioner kroner)	2009	2008
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser 1. januar	24 068	22 723
Tilgang nye forpliktelser/estimatendringer	0	722
Rentekostnad på forpliktelsen	0	1 269
Avgang	0	-412
Overføring av lisenser til Statoil Petroleum AS	-24 068	0
Faktisk fjerning	0	-234
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser 31. desember	0	24 068
Kortsiktig andel av nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene	0	286
Spesifikasjon av avsetninger og annen gjeld i balansen per 31. desember		
Langsiktig andel av nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene	0	23 782
Andre avsetninger og annen gjeld	1 322	2 468
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, andre avsetninger og annen gjeld	1 322	26 250

## 22 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Leverandørgjeld	10 501	8 497
Andre forpliktelser og påløpte kostnader	5 824	16 174
Leverandørgjeld tilknyttede selskaper og andre nærstående parter	9 141	8 970
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	25 466	33 641

## 23 Kortsiktige finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	31. desember	
	2009	2008
Banklån og kassekreditt	44	39
Innkalt margin	4 654	10 123
Sertifikater	0	2 989
Kortsiktig andel av langsiktige lån	2 494	5 398
Kortsiktig andel av finansielle leieavtaler	194	235
Andre kortsiktige forpliktelser	0	255
Finansielle forpliktelser	7 386	19 039
Vektet gjennomsnittlig rentesats	2,04%	2,38%

Innkalt margin er kontanter mottatt for å sikre en andel av selskapets kreditteksponering.

Sertifikater relaterer seg til kontrakter innenfor selskapets program for US sertifikater, som er tilgjengelig for kortsiktig finansiering. Statoil ASA kan låne maksimum 4 milliarder USD innenfor programmet. Selskapet har ingen trekk på programmet per 31. desember 2009.

Per 31. desember 2009 og 2008 hadde selskapet ingen kommitterte kortsiktige kreditt-fasiliteter tilgjengelige eller benyttet.

## 24 Leieavtaler

Statoil ASA leier diverse eiendeler, i hovedsak skip og kontorbygg.

Som deltaker i "Snøhvit Seller's group" har Statoil ASA inngått leieavtaler for tre LNG-skip på vegne av Statoil ASA og SDØE. Statoil ASA bokfører disse avtalene som finansielle leieavtaler i balansen for den samlede Statoil- og SDØE-andelen, og fører deretter SDØEs andel av leien som operasjonell framleie. De finansielle leieavtalene reflekterer en fast leieperiode på 20 år fra 2006. I tillegg har Statoil opsjon på å utvide leieperioden i to perioder, hver på fem år.

I 2009 utgjorde netto leiekostnad 1,3 milliarder kroner (7,1 milliarder kroner i 2008) hvorav minsteleie utgjorde 1,3 milliarder kroner (8,7 milliarder kroner i 2008) og innbetalinger fra fremleie utgjorde 55 millioner kroner (1,6 milliarder kroner i 2008). Det er ikke kostnadsført vesentlige beløp knyttet til betingede leiekostnader i 2009 eller 2008.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2009.

Beløp knyttet til finansielle leieavtaler omfatter fremtidige betalinger for minsteleie for balanseførte eiendeler ved utgangen av regnskapsåret 31. desember 2009.

(i millioner kroner)	Operasjonelle leieavtaler	Operasjonelle fremleieavtaler	Finansielle leieavtaler		Nåverdi av minsteleie
			Minsteleie	Renter	
2010	1 210	-133	304	-25	279
2011	877	-118	304	-38	266
2012	476	-118	304	-50	254
2013	247	-118	304	-60	244
2014	224	-118	304	-70	234
Deretter	506	-878	2 938	-1 101	1 837
Sum fremtidig minsteleie	3 540	-1 483	4 458	-1 344	3 114

Varige driftsmidler inkluderer følgende beløp for leieavtaler som er balanseført per 31. desember 2009 og 2008:

(i millioner kroner)	2009	2008
Skip	3 530	4 276
Akkumulerte avskrivninger	-679	-611
Sum balanseført verdi	2 851	3 665

## 25 Andre forpliktelser

### Andre langsiktige forpliktelser

Statoil ASA har inngått avtaler om rørledningstransport i tillegg til andre former for transportkapasitet, samt terminal-, prosesserings-, lagrings- og inngangskapasitet. Selskapet har også inngått forpliktelser knyttet til spesifikke avtaler vedrørende kjøp av råvarer. Disse avtalene gir rett til kapasitet, eller spesifikke volumer, men medfører også en plikt til å betale for den avtalte tjeneste eller råvare, uavhengig av faktisk bruk. Tabellen nedenfor viser nominelle minimumsforpliktelser for fremtidige år.

Statoil ASA har også inngått flere generelle eller feltspesifikke langsiktige rammeavtaler i hovedsak knyttet til tilgang på laste- og transportkapasitet for råolje. De vesentlige kontraktene løper fram til avslutningen av respektive felts levetid. Slike kontrakter er ikke inkludert i tabellen nedenfor med mindre de inneholder spesifikke minimumsforpliktelser.

Selskapets forpliktelser overfor selskaper som bokføres etter egenkapitalmetoden er vist brutto i tabellen. For enkelte eiendeler som rørledninger der selskapet reflekterer sin del av eiendeler, forpliktelser, inntekter og kostnader (kapasitetskostnader) linje for linje i regnskapet, viser tabellen Statoils netto forpliktelse (brutto forpliktelse fratrukket beløp tilsvarende Statoils eierandel).

Nominelle minimumsforpliktelser per 31. desember 2009:

(i millioner kroner)	
2010	4 807
2011	4 596
2012	4 022
2013	3 875
2014	2 929
Deretter	18 167
Sum	38 396

## Garantier

Selskapet har avgitt morselskapsgaranti til dekning av forpliktelser i datterselskaper med aktivitet i Algerie, Angola, Belgia, Brasil, Canada, Cuba, Færøyene, India, Iran, Irland, Libya, Mosambik, Nederland, Russland, Sverige, Storbritannia, Tyskland, USA og Venezuela. Selskapet har også avgitt kontragarantier i forbindelse med bankgarantier til datterselskaper i Angola, Belgia, Brasil, Canada, Cuba, Egypt, Indonesia, Italia, Nederland, Nigeria, Norge, Storbritannia, USA og Venezuela. Videre har Statoil ASA utstedt en garanti til dekning av dets pro-rata andel for forpliktelsen av et 50% eid selskap med driftssted i Storbritannia.

Etter Allmennaksjeloven paragraf 14-11 er Statoil og Norsk Hydro solidarisk ansvarlig for visse forpliktelser oppstått i tidligere Norsk Hydro før fusjonen mellom Statoil og Hydro Petroleum i 2007. Totalt utgjør dette om lag 3,8 milliarder kroner og forpliktelsene løper frem til 2050. Det er på nåværende tidspunkt lite sannsynlig at disse forpliktelsene vil påvirke Statoil ASA. Ingen avsetning knyttet til denne garantien er regnskapsført per utløpet av 2009.

## Andre forpliktelser

Statoil ASA deltar i enkelte selskaper med delt ansvar ("DA'er") der eierne har ubegrenset ansvar for sin del av enhetens eventuelle forpliktelser, og deltar også i enkelte ansvarlige selskaper (ANS'er) der eierne i tillegg har solidaransvar. For ytterligere informasjon vises det til Note 13 Investeringer i datterselskaper og tilknyttede selskaper.

Statoil ASA avga i 1999 en erklæring til det norske Olje- og energidepartementet (OED) i forbindelse med en tvist mellom de fire Åsgardpartnere og Statoil, knyttet til oppføringen av nye anlegg for Åsgard-utbyggingen på Kårstø-terminalen. Som følge av den konserninterne omorganiseringen på norsk sokkel 1. januar 2009 tilhører Statoil-konsernets virksomhet og eiendeler som omfattes av erklæringen Statoil Petroleum AS. Erklæringen bekreftet at OED vil bli gitt en tilsvarende behandling som de fire lisensinnehaverne for de omtvistede forhold. På basis av denne erklæringen fremmet OED den 29. april 2008 en stevning med flere delkrav, der aggregert eksponering for prinsipielt krav ble estimert til mellom 4 og 7 milliarder kroner etter skatt. Etter en dom i Stavanger tingrett 15. januar 2010 inngikk Statoil og OED forlik i saken den 5. mars 2010. Forliket innebærer at begge parter avstår fra å anke tingrettsdommen, og at Statoil skal betale MPE et beløp på 500 millioner kroner etter skatt, samt rente på 375 millioner kroner før skatt, tilsvarende 270 millioner kroner etter skatt.

I november 2008 mottok Statoil en tilsvarende stevning fra den siste Åsgard-partneren, ExxonMobil, med et kompensasjonskrav som ble estimert til å ha en eksponering opp mot 1 milliard kroner etter skatt. Tvisten med ExxonMobil ble forlikt i oktober 2009. Forliket hadde ingen vesentlig regnskapsmessig effekt.

Statoil mottok 26. september 2007 informasjon om mulige konsulentavtaler og transaksjoner knyttet til Hydros petroleumsvirksomhet i Libya, som kan være i strid med gjeldende anti-korrupsjonslovgivning i Norge og USA. Hydros petroleumsvirksomhet i Libya ble overført til Statoil i forbindelse med sammenslåingen med Hydros petroleumsvirksomhet. Basert på en foreløpig vurdering foretatt av Statoil ble en ekstern gransking av alle relevante forhold iverksatt. Eksterne juridiske granskere fra USA og Norge har foretatt en gjennomgang og leverte sin rapport til Statoil ASA's konsernsjef den 6. oktober 2008. Rapporten er også overlevert Økokrim, det amerikanske justisdepartementet (US Department of Justice - DOJ), det amerikanske kredittilsynet (US Securities and Exchange Commission - SEC), samt myndigheter i Libya. Rapporten trekker ingen juridiske konklusjoner. I samsvar med mandatet for granskningen inneholder rapporten fakta som er relevante for gjeldene norsk og amerikansk anti-korrupsjonslovgivning. Økokrim opplyste den 15. mai 2009 at det ikke vil bli igangsatt etterforskning knyttet til den internasjonale virksomheten til tidligere Hydro Oil & Energy. Verken amerikanske eller libyske myndigheter har til nå iverksatt tiltak i forhold til innholdet i granskningsrapporten.

Statoil er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettssaker, og det finnes for tiden flere uavklarte tvister. Det endelige omfanget av selskapets forpliktelser eller eiendeler knyttet til slike tvister og krav lar seg ikke beregne på dette tidspunkt. Statoil har gjort avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på selskapets beste estimater. Det antas at verken selskapets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettssakene og tvistene.

## 26 Nærstående parter

Den norske stat er hovedaksjonær i Statoil ASA og eier betydelige eierandeler i andre selskaper. Eierskapstrukturen medfører at Statoil ASA deltar i transaksjoner med flere parter som er under en felles eierskapstruktur og derfor tilfredsstiller definisjonen av nærstående parter. Alle transaksjoner er vurdert å være i henhold til normale «armlengde» prinsipper.

Den norske stats eierinteresse i Statoil ASA blir ivarettatt av Olje- og energidepartementet (OED). Følgende transaksjoner med SDØE volumer er foretatt mellom Statoil ASA og OED for årene som er presentert i regnskapet:

Samlet kjøp av olje og våtgass fra staten beløp seg til 74 338 millioner kroner (204 millioner fat oljeekvivalenter) og 112 682 millioner kroner (223 millioner fat oljeekvivalenter) i henholdsvis 2009 og 2008. Kjøp av naturgass fra staten inkluderer ikke kjøp fra lisenser, og utgjorde 265 millioner kroner og 375 millioner kroner i henholdsvis 2009 og 2008.

Statens produksjon av naturgass, som Statoil ASA selger i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko, samt relaterte utgifter påløpt og refundert fra Staten er ført netto i Statoil ASAs regnskap.



I forbindelse med den ordinære virksomheten som omfatter rørledningstransport, lagring av gass og prosessering av petroleumsprodukter har Statoil normale transaksjoner med enkelte tilknyttede foretak som ikke er konsolidert. Slike transaksjoner gjennomføres basert på armlengde prinsippet og inkluderes i de relevante linjene i resultatregnskapet.

## 27 Hendelser etter regnskapsårets utgang

Statoils styre har godkjent et forslag om å danne en selvstendig energi- og detaljhandelsvirksomhet (E&R) gjennom notering ved Oslo Børs. Børsintroduksjonen vil tidligst finne sted i fjerde kvartal 2010, eller på det tidspunkt kapitalmarkedet anses gunstig for dette.

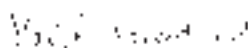
Statoil tar sikte på å forbli en majoritetseier i E&R på tidspunktet for børsnotering. Størrelsen og tidshorizonten for Statoils framtidige eierskap i E&R vil bli tilpasset for å støtte og utvikle selskapsverdien både for E&R og for Statoil-konsernet.

Stavanger, 17. mars 2010

I STYRET FOR STATOIL ASA



SVEIN RENNEMO  
LEDER



MARIT ARNSTAD  
NESTLEDER



LILL-HEIDI BAKKERUD



KJELL BJØRNDALEN



ROY FRANKLIN



ELISABETH GRIEG



EINAR ARNE IVERSEN



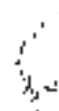
GRACE REKSTEN SKAUGEN



JAKOB STAUSHOLM



MORTEN SVAAN



HELGE LUND  
KONSERNISJEF

# Revisjonsberetning

Til generalforsamlingen i  
Statoil ASA

## Revisjonsberetning for 2009

Vi har revidert årsregnskapet for Statoil ASA for regnskapsåret 2009, som viser et overskudd på kr 28 878 millioner for morselskapet og et overskudd på kr 17 715 millioner for konsernet. Vi har også revidert opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet. Årsregnskapet består av selskapsregnskap og konsernregnskap. Selskapsregnskapet består av resultatregnskap, balanse, kontantstrømoppstilling og note-opp-lysninger. Konsernregnskapet består av resultatregnskap, oppstilling over totalresultat, balanse, kontantstrømoppstilling, oppstilling over endringer i egenkapitalen og note-opp-lysninger. Regnskapslovens regler og god regnskapsskikk i Norge er anvendt ved utarbeidelsen av morselskapets regnskap. International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU er anvendt ved utarbeidelse av konsernregnskapet. Årsregnskapet og årsberetningen er avgitt av selskapets styre og administrerende direktør. Vår oppgave er å uttale oss om årsregnskapet og øvrige forhold i henhold til revisorlovens krav.

Vi har utført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder revisjonsstandarder vedtatt av Den norske Revisorforening. Revisjonsstandardene krever at vi planlegger og utfører revisjonen for å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon. Revisjon omfatter kontroll av utvalgte deler av materialet som underbygger informasjonen i årsregnskapet, vurdering av de benyttede regnskapsprinsipper og vesentlige regnskapsestimater, samt vurdering av innholdet i og presentasjonen av års-regn-skapet. I den grad det følger av god revisjonsskikk, omfatter revisjon også en gjennomgåelse av selskapets formuesforvaltning og regnskaps- og interne kontroll-systemer. Vi mener at vår revisjon gir et forsvarlig grunnlag for vår uttalelse.

Vi mener at

- selskapsregnskapet er avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettviseende bilde av selskapets økonomiske stilling 31. desember 2009 og av resultatet og kontantstrømmene i regnskapsåret i overensstemmelse med god regnskapsskikk i Norge
- konsernregnskapet er avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettviseende bilde av konsernets økonomiske stilling 31. desember 2009 og av resultatet, kontantstrømmene og endringene i egenkapital i regnskapsåret i overensstemmelse med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU
- ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av selskapets regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringsskikk i Norge
- opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

Stavanger, 17. mars 2010  
Ernst & Young AS



Erik Mamelund  
statsautorisert revisor

# HMS-regnskap

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.

Vårt HMS-styringssystem er en integrert del av vårt overordnede styringssystem og er beskrevet i våre styrende dokumenter.

Vårt styringssystem relatert til overordnet ledelse og styring og styringssystemene til mange av våre viktigste driftsenheter er sertifisert i henhold til ISO 9001 og ISO 14001. En oversikt over sertifiserte enheter finnes på [www.Statoil.com/sertifisering](http://www.Statoil.com/sertifisering).

En sentral del i vårt HMS-styringssystem er registrering, rapportering og vurdering av HMS-data. Resultatindikatorer for HMS er etablert for å gi informasjon om historiske trender. Intensjonen er å dokumentere kvantitativt utviklingen over tid og bruke informasjonen i beslutningsgrunnlaget for systematisk og målrettet forbedringsarbeid.

HMS-data samles inn av resultatenehetene og rapporteres til konsernledelsen, som vurderer trender og avgjør om det er behov for forbedringstiltak. Konsernsjefen legger frem HMS-resultatene med vurderinger for styret sammen med konsernets kvartalsvise finansielle resultater. Resultatene publiseres på våre intranett- og nettsider kvartalsvis. HMS-statistikk sammenstilles og gjøres tilgjengelig på nettstedet vårt gjennom kvartalsrapportene.

Våre tre konserndekkende måleindikatorer innen sikkerhet er personskadefrekvens, fraværskadefrekvens og alvorlig hendelsesfrekvens. Disse rapporteres kvartalsvis på konsernnivå for Statoil-ansatte og leverandører. Statistikk over sykefravær rapporteres årlig for Statoil-ansatte.

De konserndekkende måleindikatorer innen miljø rapporteres årlig på konsernnivå, med unntak av oljesøl som også rapporteres hvert kvartal. Måleindikatorer innen ytre miljø rapporteres for Statoil-operert virksomhet. Gassled-innretningene på Kårstø og Kollsnes som Gassco er operatør for, men som Statoil er ansvarlig for teknisk drift av (leverandør av tekniske tjenester), er inkludert.

Historiske data omfatter tall relatert til oppkjøpt virksomhet fra oppkjøpsdato. Tilsvarende er tall relatert til avhendt virksomhet inkludert fram til avhendelsesdato.

## Results

Vi hadde seks dødsfall i 2009 i fire forskjellige ulykker. Den 7. mai ble vi rammet av en dødsulykke i forbindelse med demontering av stillas på Oseberg B, der en av våre kontraktorsatte døde. Tre av våre ansatte i Brasil var om bord på Air France flight 447 som forsvant over Atlanteren den 1. juni. Den 7. september, skjedde en dødsulykke på LPG transportskipet "Lady Shana" ved havn i Petit Couronne i Frankrike der et besetningsmedlem falt fra landgangsbroen og ut i elven Seine. Den 17. oktober, skjedde det en dødsulykke da en av våre kontraktorsatte døde ved Statoil Canada Leismer, lokalisert ca 150 km sør for Fort McMurray, Alberta.

HMS-regnskapet viser utviklingen i HMS-måleindikatorer de siste fem årene. Ressursbruk, utslipp og avfallsmengder for utvalgte Statoil-opererte landanlegg samt for Statoil operert virksomhet på norsk sokkel, er vist i egne miljødataplansjer. Det vises også til informasjon om helse, miljø og sikkerhet gitt i virksomhetsberetningen og i styrets beretning.

I 2009 utgjorde vår virksomhet over 154 millioner arbeidstimer (inkludert leverandører). Disse timene danner grunnlaget for frekvensindikatorer i HMS-regnskapet. Leverandørene utfører en betydelig del av oppdragene som Statoil står ansvarlig for som operatør eller hovedbedrift.

Statoils sikkerhetsresultater med hensyn på alvorlige hendelser har vært på et stabilt nivå de siste årene. Alvorlig hendelsesfrekvens gikk ned fra 2,2 i 2008 til 1,9 i 2009.

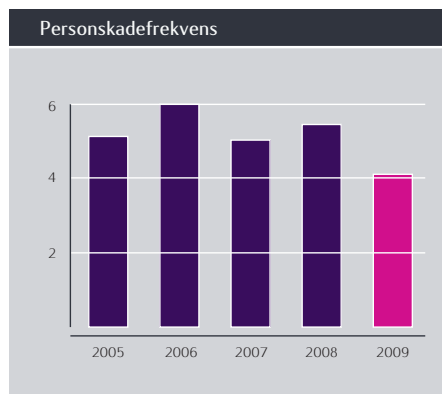
Det har vært en reduksjon i personskadefrekvensen i 2009 (4,1) sammenlignet med 2008 (5,4). Leverandørens personskadefrekvens for utgangen av 2009 var 4,8, og for ansatte i Statoil var personskadefrekvensen 2,9. Fraværskadefrekvensen (skader som medfører fravær fra arbeidet) var 1,6 i 2009, en nedgang fra 2,1 i 2008.

I tillegg til HMS-regnskapet på konsernnivå utarbeider resultatenehetene mer detaljert HMS-statistikk og -analyser som de bruker i sitt eget forbedringsarbeid. For eksempel har vi implementert en indikator som brukes til å følge opp status på observasjoner og tiltak fra kartleggingen av de tekniske sikkerhetsforholdene på våre innretninger.

Vi fikk den 18. desember 2009 en bot på 25 millioner norske kroner av statsadvokaten i Norge i forbindelse med en oljelekkasje på norsk kontinentalsokkel den 12. desember 2007. Statoil energi og detaljhandel fikk til sammen 100 000 norske kroner i bøter i forbindelse med ca 20 mindre saker relatert til blant annet matsikkerhet, håndtering av drivstoff og transport av farlig gods.

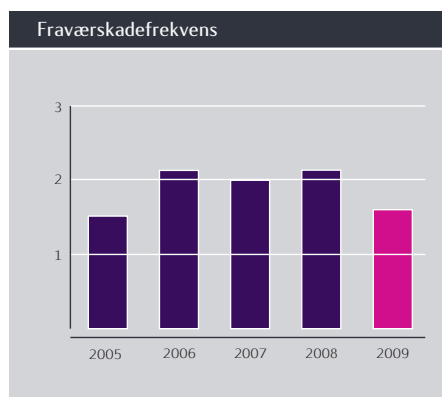
# Resultatindikatorer for HMS

## Statoils måleindikatorer innen HMS



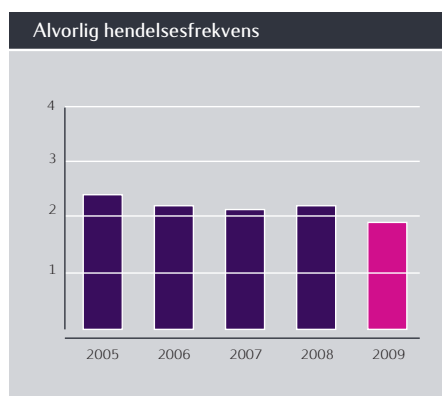
Definisjon: Summen av antall dødsulykker, antall fraværsskader, antall tilfeller av alternativt arbeid etter skade, og andre personskader eksklusiv førstehjelpsskader pr. million arbeidstimer.

Utvikling: Personskedefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) ble redusert fra 5,4 i 2008 til 4,1 i 2009. Frekvensen for Statoil-ansatte gikk ned fra 3,4 i 2008 til 2,9 i 2009, og frekvensen for våre leverandører gikk ned fra 6,6 i 2008 til 4,8 i 2009.



Definisjon: Summen av antall dødsulykker og antall fraværsskader pr. million arbeidstimer.

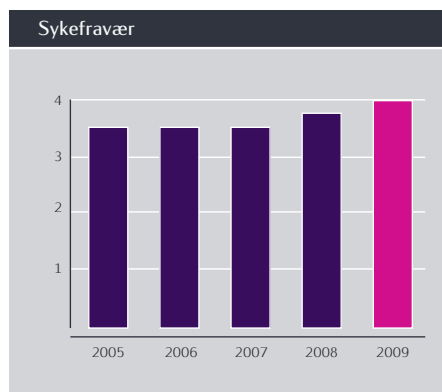
Utvikling: Fraværskedefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) gikk ned fra 2,1 i 2008 til 1,6 i 2009. Frekvensen for Statoil-ansatte gikk ned fra 1,7 i 2008 til 1,4 i 2009, og for våre leverandører gikk fraværskedefrekvensen ned fra 2,3 i 2008 til 1,7 i 2009.



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

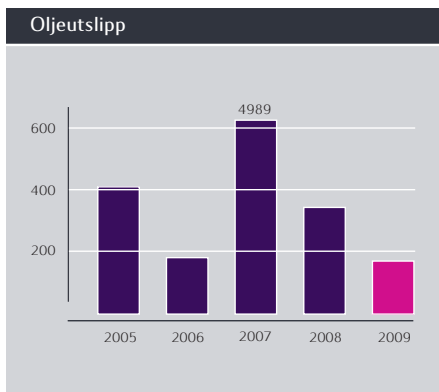
Utvikling: Alvorlig hendelsesfrekvens (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) gikk ned fra 2,2 i 2008 til 1,9 i 2009.

(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. Matriser for kategorisering er etablert der alle uønskede hendelser kategoriseres etter alvorlighetsgrad, og dette danner grunnlaget for oppfølging i form av varsling, granskning, rapportering, analyse, erfaringsoverføring og forbedring.



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

Utvikling: Sykefraværet i Statoil gikk opp fra 3,7 % i 2008 til 4,0 % i 2009. Samtidig har rapporteringsomfanget økt, og større deler av organisasjonen er nå inkludert. Sykefraværet i Statoil ASA Norge har vært stabilt på 4,0 % de siste årene. Sykefraværet følges nøye opp av ledere på alle nivåer.



Definisjon: Utsiktede oljeutslipp til ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet (i kubikkmeter) (2).

Utvikling: Månedlig gjennomsnittlig antall utsiktede utslipp i 2009 er stabilt. Totalt volum av oljeutslipp (netto volum > 0) har imidlertid blitt redusert med nærmere 50 % sammenlignet med 2008.

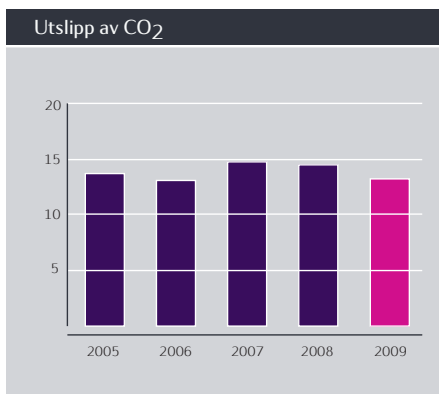
(2) Alle utsiktede oljeutslipp som når ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet inngår i figuren.

### Andre utslipp

Definisjon: Utsiktede utslipp av kjemikalier, produsert vann, ballastvann og forurenset vann til ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet (i kubikkmeter) (3).

Utvikling: Antall andre utsiktede utslipp (netto volum > 0) i 2009 er på samme nivå som i 2008. Totalt volum utslipp i 2009 har imidlertid blitt redusert med nærmere 35 % sammenlignet med 2008.

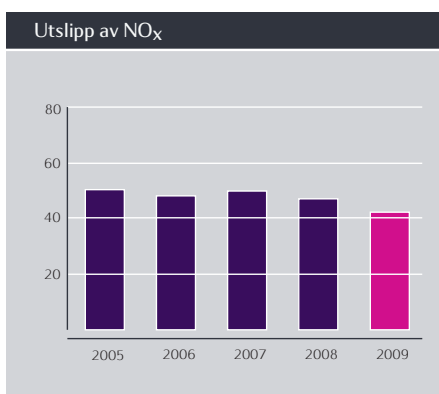
(3) Alle utsiktede utslipp av kjemikalier, produsert vann, ballastvann og forurenset vann som når ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet inngår i figuren.



Definisjon: Totalt utslipp av karbondioksid (CO<sub>2</sub>) i millioner tonn fra Statoil-operert virksomhet (4)

Utvikling: Utslipp av CO<sub>2</sub> gikk ned fra 14,4 millioner tonn i 2008 til 13,1 millioner tonn i 2009. Reduksjonen gjelder både utslipp fra energi produksjon og fra fukling. Dette skyldes i hovedsak en reduksjon i Undersøkelse og Produksjon Norge på rundt 1,1 millioner tonn CO<sub>2</sub>. Internasjonal undersøkelse og produksjon hadde en reduksjon på rundt 0,2 millioner tonn CO<sub>2</sub> fra 2008 til 2009. Dette skyldes i hovedsak redusert fukling på South Pars og produksjon på Lufeng kun første halvår 2009.

(4) Utslipp av CO<sub>2</sub> omfatter utslipp av CO<sub>2</sub> som følge av energi- og varmeproduksjon, utslipp av CO<sub>2</sub> som følge av fukling (inkludert brønntesting/brønnoopprensning), restutslipp fra CO<sub>2</sub> fangst og rensaneanlegg og utslipp av CO<sub>2</sub> som følge av prosessutslipp.



Definisjon: Totalt utslipp av nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>) i tusen tonn fra Statoil-operert virksomhet (5)

Utvikling: Utslipp av NO<sub>x</sub> gikk ned fra 46,7 tusen tonn i 2008 til 42,3 tusen tonn i 2009. Både NO<sub>x</sub> fra energi produksjon og NO<sub>x</sub> fra fukling ble redusert. Alle forretningsområdene reduserte NO<sub>x</sub>-utslippene.

(5) Utslipp av nitrogenoksider omfatter NO<sub>x</sub> fra energi- og varmeproduksjon i eget anlegg, transport av produkter, fukling (inkludert brønntesting/brønnoopprensning) og rensaneanlegg.

### Utslipp av CH<sub>4</sub>

Definisjon: Totalt utslipp av metan (CH<sub>4</sub>) i tusen tonn fra Statoil-operert virksomhet (6)

Utvikling: Totalt utslipp av CH<sub>4</sub> var 32900 tonn i 2009. Det tilsvarer en økning på rundt 10 % sammenlignet med 2008. CH<sub>4</sub> fra energi produksjon og fukling er redusert. CH<sub>4</sub> fra diffuse kilder (inkludert kaldventilering) har økt.

(6) CH<sub>4</sub> utslipp inkluderer CH<sub>4</sub> fra energi- og varmeproduksjon i eget anlegg, fukling (inkludert brønntesting/brønnoopprensning), kaldventilering, diffuse utslipp samt lagring og lasting av råolje

### GWP

Definisjon: Statoils andel av utslipp av klimagasser fra Statoil-operert virksomhet og aktiviteter operert av andre virksomheter. (7)

Utvikling: GWP var 10,0 millioner tonn CO<sub>2</sub> ekvivalenter for 2009. GWP har vært konstant i 2009.

(7) Måleenhet er "tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter". Denne indikatoren beregnes på grunnlag av Statoils andel av utslipp av relevante klimagasser (CO<sub>2</sub> og metan) ved følgende formel:

$$[1 * \text{utslipp av CO}_2] + [21 * \text{utslipp av CH}_4]$$

## Energiforbruk



Definisjon: Totalt energiforbruk i terawattimer (TWh) for Statoil-operert virksomhet (8)

Utvikling: Energiforbruket gikk ned fra 69,6 TWh i 2008 til 63,6 TWh i 2009. Energiforbruket og utslipp av CO<sub>2</sub> har hatt samme utvikling.

(8) Totalt energiforbruk fra Statoil-operert virksomhet, og omfatter energi fra forbrenningsbasert kraft- og varmeproduksjon, ubenyttet energi som følge av fakling (inkludert brønntest/brønnopprensning og ventilering), energi solgt/levert til tredjepart og brutto energi (el-kraft og varme) importert fra leverandør.

## Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall



Definisjon: Gjenvinningsgraden omfatter ikke-farlig avfall fra Statoil-operert virksomhet, og angir mengden ikke-farlig avfall til gjenvinning delt på total mengde ikke-farlig avfall (9)

Utvikling: Gjenvinningsgraden for ikke-farlig avfall har ligget på samme nivå (63-73 %) gjennom hele 2009, og gjennomsnittsverdien for 2009 var 69 %.

(9) Mengde ikke-farlig avfall til gjenvinning er total mengde ikke-farlig avfall fra anleggets virksomhet som er levert til gjenbruk, resirkulering eller forbrenning med energiutnyttelse.

## Gjenvinningsgrad farlig avfall

Definisjon: Gjenvinningsgraden omfatter farlig avfall fra Statoil-operert virksomhet, og angir mengden farlig avfall til gjenvinning delt på total mengde farlig avfall (10)

Utvikling: Total mengde farlig avfall økte med rundt 10% i 2009 sammenliknet med 2008. Gjenvinningsgraden for farlig avfall er redusert fra 86 % i 2008 til 61 % i 2009.

(10) Farlig avfall til gjenvinning er total mengde farlig avfall fra anleggets virksomhet som resirkuleres, går til gjenbruk eller forbrennes med energiutnyttelse. (Total mengde farlig avfall eksklusiv farlig avfall til godkjent deponi).

# Miljødata

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

<b>ENERGI</b>	
Diesel	2 045 GWh
Elektrisk kraft	314 GWh
Brenngass	32 810 GWh
Fakkeltgass	3 500 GWh

<b>RÅSTOFFER</b>	
Olje/kondensat	92 mill. Sm <sup>3</sup>
Gass <sup>2)</sup>	114 mrd. Sm <sup>3</sup>
Produsert vann	123 mill. m <sup>3</sup>

<b>HJELPESTOFFER</b>	
Kjemikalier prosess/produksjon	95 000 tonn
Kjemikalier boring/brønn	363 750 tonn

<b>ANNET</b>	
Ferskvannsförbruk	416 800 m <sup>3</sup>



<b>PRODUKTER</b>	
Olje/kondensat	92 mill. Sm <sup>3</sup>
Gass	77 mrd. Sm <sup>3</sup>

<b>UTSLIPP TIL LUFT</b>	
CO <sub>2</sub>	8,5 mill. tonn
nmVOC <sup>3)</sup>	29 430 tonn
Metan <sup>3)</sup>	20 600 tonn
NO <sub>x</sub>	36 490 tonn
SO <sub>2</sub>	248 tonn
Utsiktede utslipp av HC-gass <sup>4)</sup>	23 800 kg

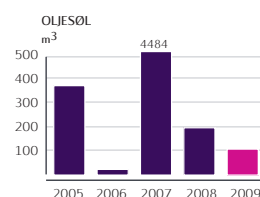
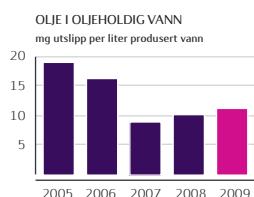
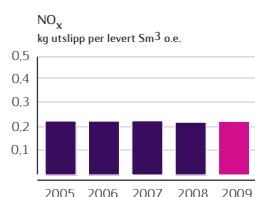
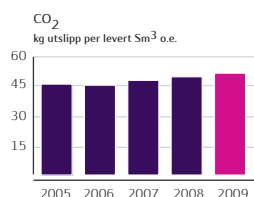
<b>UTSLIPP TIL VANN</b>	
Produsert vann	105 mill. Sm <sup>3</sup>
Olje i oljeholdig vann <sup>5)</sup>	1 226 tonn
Produsert vann rensjert i grunnen	26 mill. m <sup>3</sup>

<b>Kjemikalier <sup>6)</sup>:</b>	
Prosess/produksjon	30 300 tonn
Kjemikalier boring og brønn	86 960 tonn

<b>Utsiktede utslipp</b>	
Utsikket utslipp olje	105 m <sup>3</sup>
Andre utsiktede utslipp	204 m <sup>3</sup>

<b>AVFALL <sup>7)</sup></b>	
Ikke-farlig avfall til deponi	1 720 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	11 550 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	86 %
Farlig avfall til deponi	37 000 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	80 830 tonn

- <sup>1)</sup> Inkluderer britisk del av Statfjord.  
<sup>2)</sup> Inkluderer drivstoff (3,0 mrd. Sm<sup>3</sup>), fakkeltgass (0,3 mrd. Sm<sup>3</sup>) og injeksjonsgass (32,5 mrd. Sm<sup>3</sup>).  
<sup>3)</sup> Inkluderer diffuse utslipp, fakkeltgass og energi produksjon.  
<sup>4)</sup> Estimerte verdier basert på gasslekkasje-rate og varighet.  
<sup>5)</sup> Inkluderer olje fra produsert vann, avløpsvann, ballastvann og jetting.  
<sup>6)</sup> Inkluderer 98 500 tonn vann og grønne kjemikalier/ingredienser.  
<sup>7)</sup> Inkluderer avfall fra baser på land. Boreavfall utgjør 111 000 tonn.



## SNØHVIT LNG ANLEGG

<b>ENERGI</b>	
Elektrisk kraft	104 GWh
Fakkeltgass	926 GWh
Brenngass	2 680 GWh
Diesel	1,1 GWh

<b>RÅSTOFFER</b>	
Gass Snøhvit	4 030 mill. Sm <sup>3</sup>
Kondensat Snøhvit	0,6 mill. Sm <sup>3</sup>

<b>HJELPESTOFFER</b>	
Amin	39,4 m <sup>3</sup>
Hydraulikkvæske*	20 m <sup>3</sup>
Lut	185 m <sup>3</sup>
Monetylenglykol	0 m <sup>3</sup>
Øvrige kjemikalier	90,7 m <sup>3</sup>

<b>VANNFORBRUK</b>	
Ferskvann	115 000 m <sup>3</sup>

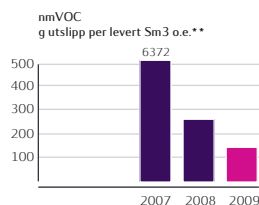
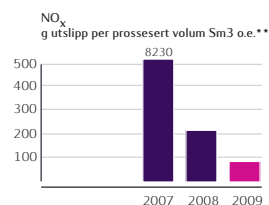
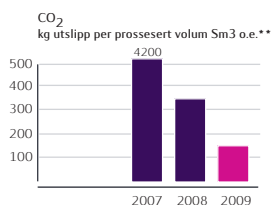


<b>PRODUKTER</b>	
LNG	5,20 mill. Sm <sup>3</sup>
LPG	0,30 mill. Sm <sup>3</sup>
Kondensat	0,51 mill. Sm <sup>3</sup>

<b>UTSLIPP TIL LUFT</b>	
CO <sub>2</sub>	805 000 tonn
NO <sub>x</sub>	438 tonn
H <sub>2</sub> S	3,40 tonn
SO <sub>2</sub>	3,59 tonn
nmVOC	748 tonn
Metan	744 tonn

<b>UTSLIPP TIL VANN</b>	
Vann fra rensesanlegg og åpent avløp	80 100 m <sup>3</sup>
Amin	0,22 tonn
Ammonium	0,26 tonn
BTEX	0,08 tonn
Fenol	0,02 tonn
Hydrokarboner	0,04 tonn
TOC	1,36 tonn
Tungmetaller	0,01 tonn

- \* Hjelpesystemene inkluderer hydraulikkvæske brukt i Hammerfest LNG Offshore/subsea del System 18  
 \*\* Beregning av o.e. for produsert LNG/LPG skjer ved bruk av OLF-faktor for NGL; 1 tonn NGL = 1,9 Sm<sup>3</sup> o.e.



<b>UTSLIKTEDE UTSLIPP</b>	
Utsiktede utslipp olje	0 m <sup>3</sup>
Andre utsiktede utslipp	1,02 m <sup>3</sup>

<b>AVFALL</b>	
Ikke-farlig avfall til deponi	549 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	531 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	49,2 %
Farlig avfall til deponi	337 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	734 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	67,2 %

## TJELDBERGODDEN

<b>ENERGI</b>	
Diesel	2 GWh
Elkraft	233 GWh
Brenngass	1 490 GWh
Fakkeltgass	119 GWh

<b>RÅSTOFFER</b>	
Rikgass	416 000 tonn

<b>HJELPESTOFFER</b>	
Lut	286 tonn
Syre	55 tonn
Andre kjemikalier	15 tonn

<b>VANNFORBRUK</b>	
Ferskvann	494 000 m <sup>3</sup>



<b>PRODUKTER</b>	
Metanol	711 000 tonn
Oksygen	9 580 tonn
Nitrogen	34 800 tonn
Argon	14 000 tonn
LNG	8 930 tonn

<b>UTSLIPP TIL LUFT <sup>1)</sup></b>	
CO <sub>2</sub>	316 000 tonn
nmVOC	251 tonn
Metan	581 tonn
NO <sub>x</sub>	217 tonn
SO <sub>2</sub>	0,6 tonn
Utsiktede utslipp av HC-gass	0 tonn

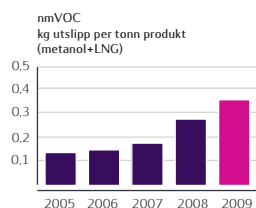
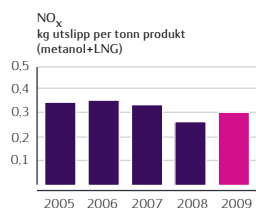
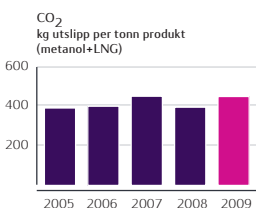
<b>UTSLIPP TIL VANN</b>	
Kjølevann	182 000 000 m <sup>3</sup>
Totalt organisk karbon - TOC	3,46 tonn
Suspendert stoff - SS	0,59 tonn
Total - N	1,75 tonn

<b>UTILSIKTEDE UTSLIPP</b>	
Utsiktede utslipp olje	0 m <sup>3</sup>
Andre utsiktede utslipp	0,01 m <sup>3</sup>

<b>AVFALL <sup>2)</sup></b>	
Ikke-farlig avfall til deponi	42 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	83 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	66 %
Farlig avfall til deponi	101 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	24 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	19 %

<sup>1)</sup> Tallene for nmVOC/metan inkluderer nå utslipp fra faking.

<sup>2)</sup> Farlig avfall til deponi er slam fra behandlingsanlegget for avløpsvann.



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

<b>ENERGI</b>	
Elektrisk kraft	503 GWh
Fyrgass og damp	6 600 GWh
Fakkeltgass	204 GWh

<b>RÅSTOFFER</b>	
Råolje	7 740 000 tonn
Andre prosessråstoff	3 130 000 tonn
Blandekomponenter	232 000 tonn

<b>HJELPESTOFFER</b>	
Syre	539 tonn
Lut	2 390 tonn
Tilsetningsstoffer	1 890 tonn
Prosesskjemikalier	4 040 tonn

<b>VANNFORBRUK</b>	
Ferskvann	4 510 000 m <sup>3</sup>



<b>PRODUKTER</b>	
Propan	9 960 000 tonn
Butan	
Nafta	Gassolje
Bensin	Koks/svovel
Jet drivstoff	

<b>UTSLIPP TIL LUFT</b>	
CO <sub>2</sub>	1 550 000 tonn
SO <sub>2</sub>	516 tonn
NO <sub>x</sub>	1 670 tonn
nmVOC raffineri+CHP	6 890 tonn
nmVOC terminal	555 tonn
Metan <sup>2)</sup>	6 120 tonn
Utsiktede utslipp av HC-gass <sup>3)</sup>	10 tonn

<b>UTSLIPP TIL VANN</b>	
Olje <sup>4)</sup>	5 tonn
Fenol	2 tonn
Total Nitrogen <sup>5)</sup>	52 tonn
Totalt organisk karbon - TOC	86 tonn
Suspendert stoff (SS)	51 tonn

<b>UTILSIKTEDE UTSLIPP</b>	
Utsiktede utslipp olje <sup>6)</sup>	0,5 m <sup>3</sup>
Andre utsiktede utslipp <sup>6)</sup>	1,1 m <sup>3</sup>

<b>AVFALL <sup>7)</sup></b>	
Ikke-farlig avfall til deponi	1 670 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	3 090 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	65 %
Farlig avfall til deponi	1 670 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	16 100 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	91 %

<b>ENERGI</b>	
Produsert elektrisk kraft <sup>8)</sup>	15 GWh

<sup>1)</sup> Inkluderer data for raffineri, råoljeterminal, Vestprosess-anlegg og Combined Heat and Power Plant (CHP).

<sup>2)</sup> Rapportert utslipp av metan er økt fra 2007/8 til 2009, hovedsaklig grunnet nye faktorer knyttet til måling ved Spectrasyne i 2009. For VOC som summen av metan og nmVOC, er utslippene redusert siden 2007 (utslippene i 2008 var lavere pga RS-08). nmVOC

gjenvinningsanlegget gjenvinner ikke metan.

<sup>3)</sup> Inkludert i nmVOC raffineri + CHP og Metan.

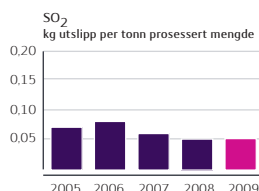
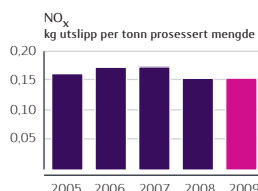
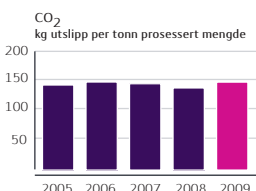
<sup>4)</sup> Gjennomsnittlig innhold av olje i oljeholdig vann økte i 2008 grunnet en hendelse oktober 2008. Dette er årsaken til at tallet for 2008 er høyere enn tilsvarende tall for 2009. Effekten av vannreseinlegget har vist seg å være god, og nivået av olje i oljeholdig vann er derfor lavere enn på seks år

<sup>5)</sup> Inkluderer Nitrogen fra vannreseinlegget og fra skrubber A-4830 (SNCR plant).

<sup>6)</sup> Alle utslipp er netto verdier - til grunn - ikke til vann.

<sup>7)</sup> Det har vært en økning på 6 % i den totale mengden ikke-farlig avfall og en økning på 20 % i den totale mengden farlig avfall fra 2008 til 2009. Mulig årsak er høyere prosjekt aktivitet på Mongstad i 2009, og ingen revisjonsstanser dette året.

<sup>8)</sup> Elektrisk kraft produsert i CHP anlegget.





## STURE PROSESSANLEGG

<b>ENERGI</b>	
Elektrisk kraft	159 GWh
Fakkelgass	0,09 GWh
Brenngass	351 GWh
Diesel	0,17 GWh

<b>RÅSTOFFER</b>	
Råolje	23 400 000 Sm <sup>3</sup>

<b>HJELPESTOFFER</b>	
Saltsyre	6,84 tonn
Natronlut	10,6 tonn
Metanol	418 m <sup>3</sup>

<b>VANNFORBRUK</b>	
Ferskvann	509 000 m <sup>3</sup>



<b>PRODUKTER</b>	
LPG	757 000 Sm <sup>3</sup>
Nafta	448 000 Sm <sup>3</sup>

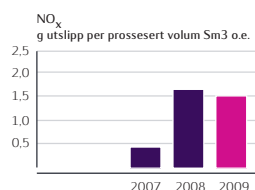
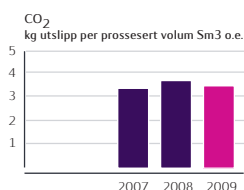
<b>RÅOLJEEKSPORT</b>	21 800 000 Sm <sup>3</sup>
----------------------	----------------------------

<b>UTSLIPP TIL LUFT</b>	
CO <sub>2</sub>	79 700 tonn
NO <sub>x</sub>	35,2 tonn
Utsiktede utslipp av HC-gass	0 tonn
nmVOC	2 490 tonn
Metan	309 tonn

<b>UTSLIPP TIL VANN</b>	
Vann fra rensanlegg og åpent avløp	767 000 m <sup>3</sup>
TOC	84,0 tonn
Hydrokarboner	1,83 tonn

<b>UTILSIKTEDE UTSLIPP</b>	
Utsikket utslipp olje	0 m <sup>3</sup>
Andre utsiktede utslipp	0 m <sup>3</sup>

<b>AVFALL</b>	
Ikke-farlig avfall til deponi	35,7 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	195 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	85,0 %
Farlig avfall til deponi	0,64 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	46,7 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	99,0 %



## KALUNDBORG

<b>ENERGI</b>	
Elektrisk kraft	190 GWh
Damp	162 GWh
Fyring	2 440 GWh
Fakkelgass	67 GWh

<b>RÅSTOFFER</b>	
Råolje	4 750 000 tonn
Andre prosessråstoff	2 920 tonn
Blandekomponenter	198 000 tonn

<b>HJELPESTOFFER</b>	
Syre	662 tonn
Lut	1 140 tonn
Tilsetningsstoffer	610 tonn
Prosesskemikalier	667 tonn
Ammoniakk, flytende	2 070 tonn

<b>VANNFORBRUK</b>	
Ferskvann	1 620 000 m <sup>3</sup>



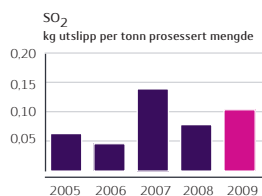
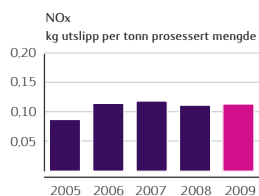
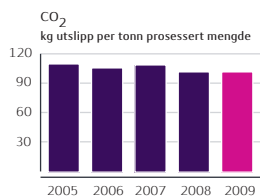
<b>PRODUKTER</b>	
Nafta	4 800 000 tonn
Bensin	82 100 tonn
Jet drivstoff	1 540 000 tonn
LPG (butan, propan)	130 000 tonn
Gassolje	70 900 tonn
Fyringsolje	1 780 000 tonn
ATS (gjødsel)	361 000 tonn
Drivstoff	6 500 tonn
	836 000 tonn

<b>UTSLIPP TIL LUFT</b>	
CO <sub>2</sub>	502 000 tonn
SO <sub>2</sub>	512 tonn
NO <sub>x</sub>	559 tonn
Metan	2 090 tonn
nmVOC	4 790 tonn
Utsiktede utslipp av HC gass	- tonn

<b>UTSLIPP TIL VANN</b>	
Olje	2,2 tonn
Fenol	0,02 tonn
Suspendert stoff	7 tonn
Nitrogen	4,7 tonn

<b>UTILSIKTEDE UTSLIPP</b>	
Utsiktede utslipp olje	15,1 m <sup>3</sup>
Andre utsiktede utslipp	0,11 m <sup>3</sup>

<b>AVFALL</b>	
Ikke-farlig avfall til deponi	50 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	356 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	88 %
Farlig avfall til deponi	0 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	5 240 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	100 %



## KOLLSNES PROSESSANLEGG <sup>1)</sup>

ENERGI	
Elektrisk kraft	1 130 GWh
Fakkelgass	109 GWh
Brenngass	204 GWh
Diesel	0,51 GWh
RÅSTOFFER	
Våtgass Troll A	19,2 mrd. Sm <sup>3</sup>
Våtgass Troll B	2,33 mrd. Sm <sup>3</sup>
Våtgass Troll C	2,93 mrd. Sm <sup>3</sup>
Våtgass Kvitebjørn	5,28 mrd. Sm <sup>3</sup>
Våtgass Visund	1,17 mrd. Sm <sup>3</sup>
HJELPESTOFFER	
Monetylenglykol	1 030 m <sup>3</sup>
Lut	35 m <sup>3</sup>
Øvrige kjemikalier	119 m <sup>3</sup>
VANNFORBRUK	
Ferskvann	67 400 m <sup>3</sup>



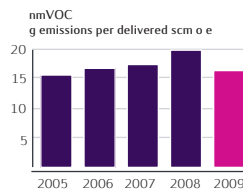
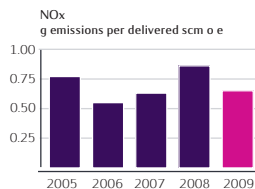
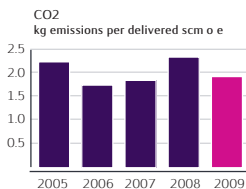
PRODUKTER	
Gass	31,0 mrd. Sm <sup>3</sup>
NGL	2,04 mill. Sm <sup>3</sup>

UTSLIPP TIL LUFT	
CO <sub>2</sub>	64 200 tonn
NO <sub>x</sub>	22 tonn
CO	28 tonn
nmVOC	546 tonn
Metan	1 280 tonn

UTSLIPP TIL VANN	
Vann fra renseanlegg og åpent avløp	121 000 m <sup>3</sup>
Totalt organisk karbon (TOC)	1,29 tonn
Monetylenglykol	1,23 tonn
Metanol	0,06 tonn
Hydrokarboner	0,06 tonn
Ammonium	0,01 tonn
Fenol	0,01 tonn

UTILSIKTEDE UTSLIPP	
Utsiktede utslipp olje	15 m <sup>3</sup>
Andre utsiktede utslipp	0,02 m <sup>3</sup>

AVFALL	
Ikke-farlig avfall til deponi	109 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	400 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	79 %
Farlig avfall til deponi	158 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	2 330 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	94 %



<sup>1)</sup> Gassco AS er operatør for Kollsnes, men Statoil er ansvarlig for teknisk drift (TSP).

## KJÅRSTØ GASSBEHANDLINGSANLEGG OG TRANSPORTNETT <sup>1)</sup>

ENERGI <sup>10) 11)</sup>	
Fyrgass	5 260 GWh
El. kraft kjøpt brutto	720 GWh
Diesel	3 GWh
Fakkelgass	102 GWh
RÅSTOFFER <sup>2)</sup>	
Rikgass (PP)	22,1 mill. tonn
Kondensat (PP)	2,81 mill. tonn
HJELPESTOFFER	
Saltsyre	273 tonn
Natriumhydroxyd	247 tonn
Ammoniakk <sup>13)</sup>	15,1 tonn
Metanol	117 tonn
Andre kjemikalier	8,2 tonn
VANNFORBRUK	
Ferskvann (PP)	0,9 mill. m <sup>3</sup>



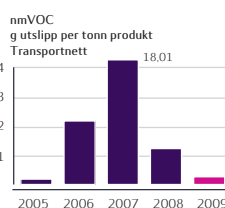
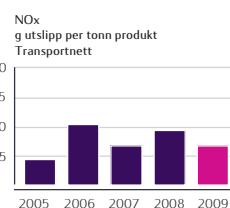
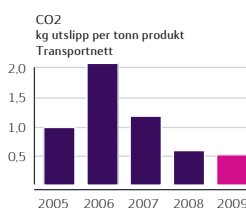
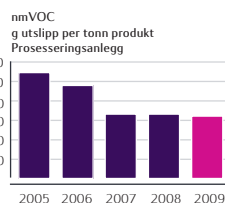
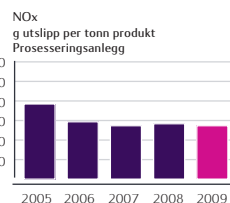
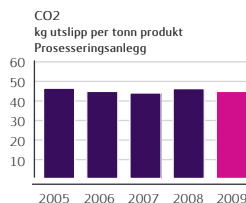
PRODUKTER	
Tørrgass	18,4 mill. tonn
Propan	2,65 mill. tonn
I-butan	0,54 mill. tonn
N-butan	1,05 mill. tonn
Nafta	0,70 mill. tonn
Kondensat	1,53 mill. tonn
Etan	0,88 mill. tonn
Elektrisk kraft solgt	38 GWh

UTSLIPP TIL LUFT <sup>3) 4) 5) 6) 7)</sup>	
SO <sub>2</sub>	6,60 tonn
NO <sub>x</sub>	705 tonn
nmVOC	1 640 tonn
Metan	1 130 tonn
CO <sub>2</sub>	1 140 000 tonn
Utsiktede utslipp av HC-gass	0 tonn

UTSLIPP TIL VANN	
Kjølevann	396 mill. m <sup>3</sup>
Vann fra renseanlegg	1,13 mill. m <sup>3</sup>
Olje i vann	338 kg
TOC	3,9 tonn

UTILSIKTEDE UTSLIPP	
Utsiktede utslipp olje	0,17 m <sup>3</sup>
Andre utsiktede utslipp	0,75 m <sup>3</sup>

AVFALL <sup>8) 9) 12)</sup>	
Ikke-farlig avfall til deponi	247 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	2 510 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	91,0 %
Farlig avfall til deponi	7,3 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	629 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	98,9 %



<sup>1)</sup> Gassco AS er operatør for anlegget, men Statoil er ansvarlig for teknisk drift (TSP).

<sup>2)</sup> Unntatt gasstransport fra TN Draupner: 26,3 mill. tonn.

<sup>3,4,5,6,7)</sup> Inkludert utslipp fra Draupner: SO<sub>2</sub>: 0,08 tonn, NO<sub>x</sub>: 17 tonn, nmVOC: 7 tonn, CH<sub>4</sub>: 32 tonn, CO<sub>2</sub>: 13 339 tonn.

<sup>8)</sup> Ikke-farlig avfall inkl. fra Draupner: 15,2 tonn til deponi og 133 tonn til gjenvinning.

<sup>9)</sup> Farlig avfall inkl. fra Draupner: 7 kg til deponi og 95,4 tonn til gjenvinning.

<sup>10)</sup> Inkludert energi fra Draupner: 64 GW fra fyrgass, 1 GW fra diesel og 1 GW fra fakkelgass.

<sup>11)</sup> All energi er rapportert som brutto energi for 2009.

<sup>12)</sup> Farlig avfall inkluderer prosessvann og puraspec mass.

<sup>13)</sup> Inkluderer mengden ammoniakk i kjemikaliet «Salmiakkspritt».

# Innstilling fra bedriftsforsamlingen

## Vedtak:

I møte 25. mars 2010 har bedriftsforsamlingen behandlet årsregnskapet for 2009 for Statoil ASA og Statoilkonsernet, samt styrets forslag til disponering av overskuddet.

Bedriftsforsamlingen gir sin tilslutning til styrets forslag til årsregnskap og disponering av overskuddet.

Oslo, 25. mars 2010



Olaug Svarva  
Bedriftsforsamlingens leder

## Bedriftsforsamlingen

Olaug Svarva, Idar Kreutzer, Karin Aslaksen, Greger Mannsverk, Steinar Olsen, Benedicte Berg Schilbred, Ingvald Strømmen, Inger Østensjø, Rune Bjerke, Kåre Rommetveit, Tore Ulstein, Per Helge Ødegård, Eldfrid Irene Hognestad, Stig Læg Reid, Per Martin Labråthen, Jan-Eirik Feste, Anne K. S. Horneland



STATOIL ASA  
4035 STAVANGER  
TELEFON: 51 99 00 00  
[www.statoil.com](http://www.statoil.com)