

ÅRS-  
RAPPORT /2012

---

Årsrapport  
i henhold til norske  
myndigheters krav



Statoil

ÅRS-  
RAPPORT / 2012

---

# Årsrapport

i henhold til norske  
myndigheters krav

Denne publikasjonen er Statoils årsrapportering på norsk for 2012 i henhold til kravene til norske myndigheter og Finansdepartementet. Den komplette utgaven av vår årsberetning finnes på nettet, på engelsk: [www.statoil.com/2012](http://www.statoil.com/2012)

© Statoil 2013  
STATOIL ASA  
POSTBOKS 8500  
4035 STAVANGER  
NORGE  
TELEFON: 51 99 00 00

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

Forside foto: Ole Jørgen Bratland

# Årsrapport 2012

Styrets årsberetning 2012	1
Statoilaksjen	2
Vår virksomhet	2
Resultatanalyse	4
Kontantstrømmer	7
Likviditet og kapitalforhold	7
Framtidsutsikter	8
Finansiell risiko	9
Helse, miljø og sikkerhet	10
Personal og organisasjon	11
Miljø og klima	12
Samfunn	13
Forskning og utvikling	14
Utvikling i styret	15
Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse	16
Styrets og ledelsens erklæring	17
Konsernregnskap	18
Noter til konsernregnskapet	23
1 Organisasjon	23
2 Vesentlige regnskapsprinsipper	23
3 Endring av regnskapsprinsipp	32
4 Segmentinformasjon	33
5 Oppkjøp og nedsalg	37
6 Finansiell risikostyring	39
7 Godtgjørelse	42
8 Andre kostnader	43
9 Finansposter	43
10 Skatter	44
11 Resultat per aksje	46
12 Varige driftsmidler	47
13 Immaterielle eiendeler	49
14 Langsiktige forskuddsbetalinger og finansielle eiendeler	50
15 Varelager	51
16 Kundefordringer og andre fordringer	51
17 Kortsiktige finansielle investeringer	51
18 Betalingsmidler	52
19 Egenkapital	52
20 Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	52
21 Pensjoner	54
22 Avsetninger	59
23 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	60
24 Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	60
25 Leieavtaler	60
26 Andre forpliktelser	61
27 Nærstående parter	62
28 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivetsanalyse av markedsrisiko	63
29 Tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass (urevidert)	69
Selskapsregnskap for Statoil ASA	79
Noter til selskapsregnskapet for Statoil ASA	83
1 Selskapet og grunnlag for presentasjonen	83
2 Vesentlige regnskapsprinsipper	83
3 Endring av regnskapsprinsipp	87
4 Finansiell risikostyring og derivater	87
5 Salgsinntekter	91
6 Lønnskostnader	92
7 Aksjespareprogram	97
8 Godtgjørelse til revisor	97
9 Forsknings- og utviklingsutgifter	97
10 Finansposter	98
11 Skatter	98
12 Varige driftsmidler	100
13 Investeringer i datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap	101
14 Finansielle eiendeler	102
15 Varelager	102
16 Kundefordringer og andre fordringer	103
17 Betalingsmidler	103

18 Egenkapital og aksjonærer	103
19 Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	105
20 Pensjoner	106
21 Avsetninger	110
22 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	110
23 Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	111
24 Leieavtaler	111
25 Andre forpliktelser	112
26 Nærstående parter	113
<b>Revisjonsberetning</b>	<b>114</b>
<b>HMS-regnskap</b>	<b>116</b>
Helse og arbeidsmiljø	116
Beredskap og sikkerhet	117
Miljø og klima	121
<b>Innstilling fra bedriftsforsamlingen</b>	<b>127</b>

# Styrets årsberetning 2012

**Statoil hadde solide økonomiske resultater og høy kontantstrøm i 2012. Produksjonen økte med 8 %, det ble gjort viktige strategiske framskritt og porteføljen ble ytterligere styrket.**

Driftsresultatet var 206,6 milliarder kroner i 2012, en nedgang på 2 % sammenlignet med 211,8 milliarder kroner i 2011.

Nedgangen på 2 % skyldtes hovedsakelig lavere gevinst ved salg av eiendeler, og lavere urealiserte gevinster på derivater. Høyere driftsutgifter som reflekterer det generelt høyere aktivitetsnivået, bidro også til nedgangen. Høyere priser på væsker og gass målt i norske kroner og økt salgsvolum som følge av høyere produksjon og økt løfting, motvirket delvis nedgangen i driftsresultatet.

Samlet egenproduksjon av væsker og gass var 2,004 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2012, sammenlignet med 1,850 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2011. Økningen på 8 % er i samsvar med ambisjonen vi kunngjorde i 2011.

Kontantstrømmen var solid i 2012, hovedsakelig på grunn av økt kontantstrøm fra driften og fortsatt porteføljeoptimalisering.

Statoils sikkerhetsresultater i forhold til alvorlige hendelser er forbedret de siste årene. Frekvensen for alvorlige hendelser (SIF) gikk ned fra 1,1 i 2011 til 1,0 i 2012.

Den 16. januar 2013 ble Statoil, sammen med våre samarbeidspartnere BP og Sonatrach, rammet av et terrorangrep mot gassproduksjonsanlegget In Aménas i Algerie. Fem avholdte og kjære Statoil-kolleger mistet livet i angrepet. Tolv av våre ansatte greide å komme seg i sikkerhet. Statoil har besluttet å gjennomføre en granskning etter terrorangrepet. Hovedformålet med granskningen er å gi selskapet et grunnlag for å forbedre seg ytterligere innen sikkerhet, risikovurdering og beredskap. Styret har oppnevnt en granskningsgruppe som skal klargjøre og evaluere fakta knyttet til terrorangrepet. Granskningsgruppen vil bli støttet av en rådgivende ekspertgruppe og en intern ressursgruppe.

Strategisk porteføljeoptimalisering gjennomført i 2012 underbygger vår evne til å omplassere kapital og skape verdier. Dette inkluderer avtalen med Centrica om salg av eiendeler på norsk sokkel, avhendelsen av alle aksjene i Statoil Fuel and Retail ASA (begge transaksjoner gjennomført i andre kvartal 2012), samt avtalen med Wintershall offentliggjort i november 2012 (avhengig av myndighetsgodkjenning).

De gode leteresultatene i 2011 fortsatte også i 2012, og har gitt en økning i ressursbasen på mer enn 1,5 milliarder fat. Reserveerstatningsraten (RRR) var 1,0 i 2012, hvorav den organiske RRR var 1,1. Reservene som ble lagt til i 2012, skyldes i hovedsak positive revisjoner på flere av våre produserende felt som følge av gode produksjonsresultater og fortsatte tiltak for økt utvinning (IOR), godkjenning av nye feltutbygginger i Norge, Canada og Storbritannia, og fortsatt boring på de landbaserte feltene Bakken, Eagle Ford og Marcellus i USA.

Statoil har som ambisjon å nå en egenproduksjon på mer enn 2,5 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2020.

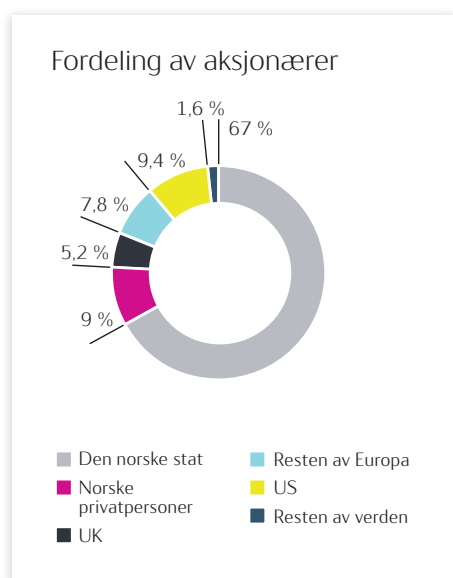
Det ventes at veksten vil komme fra nye prosjekter i perioden fra 2014 til 2016. En ny bølge av prosjekter ventes å komme i produksjon i perioden fra 2016 til 2020. Veksten fram mot 2020 vil ikke være lineær, og egenproduksjonen for 2013 er ventet å bli lavere enn nivået i 2012.

Organiske investeringer er anslått til rundt 19 milliarder USD i 2013.

Statoil vil fortsette utviklingen av den store porteføljen av leteandeler, og forventer å ferdigstille om lag 50 brønner i 2013.

## Statoilaksjen

Styret foreslår for generalforsamlingen at det utbetales et ordinært utbytte på 6,75 kroner per aksje for 2012, til sammen 21,5 milliarder kroner.



Statoils ambisjon er å øke det årlige kontantutbyttet målt i kroner per aksje, i samsvar med selskapets langsiktige underliggende inntjening. Styret vurderer forhold som forventet kontantstrøm, investeringsplaner, finansieringsbehov og nødvendig økonomisk fleksibilitet ved fastsettelse av årlig utbyttensnivå. I tillegg til å betale kontantutbytte vil Statoil også vurdere tilbakekjøp av aksjer som et middel for å øke aksjonærenes samlede avkastning. Det har ikke vært endringer i utbyttepolitikken siden den ble revidert i februar 2010.

I 2011 var ordinært utbyttet på 6,50 kroner per aksje, til sammen 20,7 milliarder kroner.

Statoil-aksjen er notert på Oslo Børs med ticker-koden STL, og kursen gikk ned i 2012. Kursen gikk fra 153,50 kroner 2. januar 2012 til 139,00 kroner ved utgangen av 2102. Statoil er også notert på New York Stock Exchange med ticker-kode STO.

## Vår virksomhet

Statoil er et oppstrøms, teknologidrevet energiselskap som hovedsakelig er involvert i leting og produksjon av olje og gass.

Statoil har virksomhet i 35 land og territorier, og har om lag 23.000 ansatte over hele verden. Vi har hovedkontor i Norge, og de største kontorene ligger i Stavanger, Bergen og Oslo. Statoil er ledende operatør på norsk kontinentalsokkel.

Siden 2000 har vår virksomhet økt som følge av betydelige investeringer, både på norsk sokkel og internasjonalt. Statoil er til stede i flere av de viktigste olje- og gassprovinserne i verden, og i 2012 kom 33 % av Statoils egenproduksjon fra internasjonale aktiviteter. Statoil er ledende operatør på norsk sokkel og har også operatørskap internasjonalt.

Statoil ASA er et allmennaksjeselskap som er organisert i henhold til norsk lov og underlagt Lov om allmennaksjeselskaper (allmennaksjeloven). Staten er den største aksjeeieren i Statoil ASA, med en direkte eierandel på 67 %.

Statoil er blant verdens største selgere av råolje og kondensat og nest største leverandør i det europeiske gassmarkedet. Statoil har også en betydelig virksomhet innenfor prosessering og raffinering. I tillegg bidrar vi til utvikling av nye energiresurser, og vi har aktiviteter innen vindkraft samt en ledende posisjon når det gjelder å ta i bruk teknologi for fangst og lagring av CO<sub>2</sub> (CCS).

Statoil tar sikte på å øke og forbedre verdiskapingen gjennom en teknologifokusert oppstrømsstrategi, supplert av utvalgte posisjoner innen midtstrøms- og lavkarbonteknologi. Statoils høyeste prioritet er fortsatt å drive en trygg og pålitelig virksomhet uten skader på mennesker og miljø, og å oppnå lønnsom produktjonsvekst. For å lykkes framover vil vårt strategiske fokus være å :

- Revitalisere Statoils posisjon på norsk sokkel
- Bygge kjerneområder offshore
- Utvikle en ledende letevirksomhet
- Øke aktiviteten innenfor ukonvensjonelle ressurser
- Skape verdier gjennom en ledende gassposisjon
- Styrke verdiskaping gjennom fortsatt porteføljevaltning
- Utnytte opparbeidet kompetanse innen olje og gass, samt ny teknologi til å åpne for nye muligheter innenfor fornybar energi

Statoils virksomhet forvaltes av følgende forretningsområder:

#### **Utvikling og produksjon Norge (DPN)**

DPN utgjør oppstrømsaktivitetene på norsk sokkel. DPN er operatør for et betydelig antall produserende felt, men også operatør for mange letelisenser. Som operatør er Statoil ansvarlig for om lag 71 % av all produksjon av olje og gass på norsk sokkel.

#### **Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI)**

DPI utgjør våre oppstrømsaktiviteter over hele verden som ikke omfattes av forretningsområdene DPN DPNA. DPIs ambisjon er å bygge opp en stor og lønnsom internasjonal produksjonsportefølje som dekker aktiviteter fra tilgang til nye muligheter til levering av påbegynte prosjekter og styring av produksjonsporteføljen.

#### **Utvikling og produksjon Nord-Amerika (DPNA)**

DPNA utgjør våre oppstrømsaktiviteter i Nord- Amerika. DPNA's ambisjon er å utvikle en betydelig og lønnsom posisjon i Nord-Amerika, blant annet på dypvannsområdene i Mexicogolfen og innen ukonvensjonell olje-, gass- og oljesand-virksomhet i USA og Canada. I den forbindelse har vi som mål å ytterligere styrke vår kompetanse på dypt vann, ukonvensjonelle gassoperasjoner og karboneffektiv oljesandutvinning.

#### **Markedsføring, prosessering og fornybar energi (MPR)**

MPR driver markedsføring av og handel med oljeprodukter og naturgass. Forretningsområdet er ansvarlig for markedsføring av råolje, naturgass, væsker og raffinerte produkter, transport og prosessering og utvikling av forretningsmuligheter innenfor fornybar energi. MPR markedsfører og selger Statoils egne volumer og all egenproduksjon av råolje for statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), i tillegg til volumer kjøpt fra tredjepart. MPR har også ansvaret for å selge gass på vegne av SDØE.

#### **Leting (EXP)**

EXP har ansvar for å skape et globalt senter for leting og fordele ressurser til prioriterte aktiviteter på tvers av porteføljen. De viktigste satsingsområdene er å få tilgang til nye områder med høyt potensial, global prioritering og boring av flere brønner med høyt potensial i vekstområder og utforskede områder, utføre feltnær leting på norsk sokkel og i andre utvalgte områder, samt stå for en betydelig prestasjonsforbedring generelt.

#### **Teknologi, prosjekter og boring (TPD)**

TPDs fokusområder er å sørge for effektive og sikre brønn- og prosjektleveranser som er kostnadsmessig konkurransedyktige og ledende når det gjelder teknologisk kompetanse. Innkjøp til konkurransedyktige priser er et viktig bidrag, selv om også konsernets anskaffelsestjenester forventes å bidra til å holde kostnadene nede i konsernet.

#### **Global strategi og forretningsutvikling (GSB)**

GSB har ansvaret for Statoils konsernstrategi, forretningsutvikling og fusjons- og oppkjøpsaktiviteter (M&A). Ambisjonen for forretningsområdet GSB er å sikre nær forbindelse mellom konsernstrategien, forretningsutvikling og M&A-aktiviteter, samt å være aktiv pådriver i videreutviklingen av Statoil som selskap.

I juni 2012 solgte Statoil ASA sin aksjepost på 54 % i **Statoil Fuel & Retail ASA** (SFR) til Alimentation Couche-Tard for et kontantvederlag på 8,3 milliarder kroner. Fram til gjennomføringen av denne transaksjonen var SFR fullt konsolidert i Statoils regnskaper med en minoritetseierandel på 46 %.

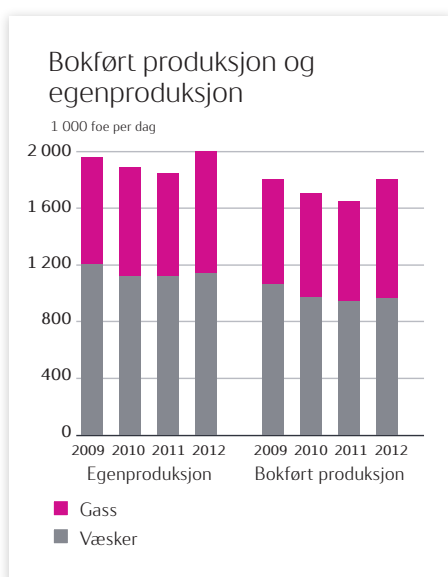


# Resultatanalyse

Driftsresultatet var 206,6 milliarder kroner i 2012, en nedgang på 2 % sammenlignet med 2011. Høyere priser og volumer ble motvirket av lavere gevinst ved salg av eiendeler og høyere driftskostnader.

## GJENNOMGANG AV DRIFTEN

Operasjonelle data	31. desember		Endring
	2012	2011	
<b>Priser</b>			
Gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat)	103,5	105,6	-2 %
Gjennomsnittlig valutakurs (NOK/USD)	5,82	5,61	4 %
Gjennomsnittlig pris på væsker (NOK per fat)	602	592	2 %
Gjennomsnittlig forventet gasspris (NOK/sm <sup>3</sup> )	2,19	2,08	5 %
Referanseraffineringsmargin (USD per fat)	5,5	2,3	>100 %
<b>Produksjon (1000 foe/dag)</b>			
Bokført produksjon av væsker	966	945	2 %
Bokført gassproduksjon	839	706	19 %
Sum bokført produksjon	1 805	1 650	9 %
Egenproduksjon av væsker	1 137	1 118	2 %
Egenproduksjon av gass	867	732	18 %
Sum egenproduksjon av væsker og gass	2 004	1 850	8 %
<b>Løfting (1000 foe/dag)</b>			
Løfting av væsker	959	910	5 %
Løfting av gass	839	706	19 %
Sum løfting av væsker og gass	1 797	1 616	11 %
<b>Produksjonsenhetskostnad (NOK per foe siste 12 mnd)</b>			
Produksjonsenhetskostnad bokførte volumer	47	47	-1 %
Produksjonsenhetskostnad egenproduserte volumer	42	42	0 %



**Samlet egenproduksjon av væske og gass** økte med 8 % til 2,004 millioner fat oljeequivalenter (foe) per dag i 2012, hovedsakelig på grunn av økte gassleveranser fra norsk sokkel som følge av gunstige priser i det europeiske gassmarkedet, produksjon fra nyoppstartede felt og produksjonsøkning på ulike felt. Høyere vedlikeholdsaktivitet i 2011 er delvis årsaken til den lavere produksjonen i 2011. Forventet naturlig nedgang i produksjonen på modne felt og re-unitiseringsoppkjøret på Heidrun, med en relativt høyere produksjon i 2011, motvirket delvis økningen i egenproduksjonen.

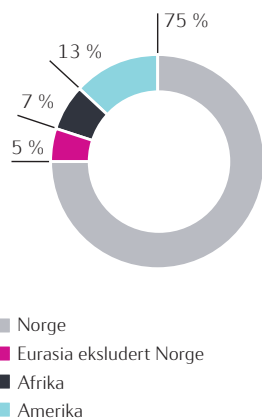
**Samlet bokført produksjon av væsker og gass** økte med 9 % til 1,805 millioner fat oljeequivalenter (foe) per dag i 2012, og var påvirket av nedgangen i egenproduksjonen som beskrevet ovenfor, i tillegg til den volumreduserende effekten av produksjonsdelingsavtaler (production sharing agreements, PSA).

**Produksjonskostnaden per foe** bokførte volumer var 47 kroner for de siste 12 månedene fram til henholdsvis 31. desember 2012 og 2011. Basert på egenproduserte volumer var produksjonskostnaden per fat 42 kroner i begge de to periodene.

**Leteutgiftene** (inkludert balanseførte leteutgifter) økte med 2,1 milliarder kroner til 20,9 milliarder kroner i 2012, hovedsakelig som følge av høyere boreaktivitet internasjonalt, og høyere feltevalueringkostnader, noe som ble delvis motvirket av lavere aktivitet på norsk sokkel. I 2012 fullførte Statoil 46 lete- og avgrensingsbrønner, 19 på norsk sokkel og 27 internasjonalt. Det ble bekreftet funn i til sammen 23 brønner i perioden, 14 på norsk sokkel og ni internasjonalt.



### Fordeling av sikre reserver



Reserveerstatningsraten (reserve replacement ratio, RRR) var 1,0 i 2012, hvorav den organiske reserveerstatningsraten var 1,1. **Påviste reserver** ved utgangen av 2012 var anslått til 2 389 millioner foe olje og 3 033 millioner foe naturgass, noe som tilsvarer samlede påviste reserver på 5 422 millioner foe.

### GJENNOMGANG AV RESULTATENE

Konsernresultatregnskap (i milliarder kroner)	31. desember		Endring
	2012	2011	
Salgsinntekter	705,7	645,6	9 %
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	1,7	1,3	32 %
Andre inntekter	16,0	23,3	-31 %
<b>Sum driftsinntekter</b>	<b>723,4</b>	<b>670,2</b>	<b>8 %</b>
Varekostnad	-363,1	-319,6	14 %
Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader	-75,1	-73,6	2 %
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	-60,5	-51,4	18 %
Letekostnader	-18,1	-13,8	31 %
<b>Driftsresultat</b>	<b>206,6</b>	<b>211,8</b>	<b>-2 %</b>
Netto finansposter	0,1	2,0	-95 %
<b>Resultat før skattekostnad</b>	<b>206,7</b>	<b>213,8</b>	<b>-3 %</b>
Skattekostnad	-137,2	-135,4	1 %
<b>Årets resultat</b>	<b>69,5</b>	<b>78,4</b>	<b>-11 %</b>

**Salgsinntektene** gikk opp med 9 % til 705,7 milliarder kroner i 2012. Hoveddelen av salgsinntektene kommer fra salg av løftet råolje, naturgass og raffinerte produkter som er produsert og markedsført av Statoil. I tillegg markedsfører og selger vi den norske stats andel av væsker fra norsk sokkel. Økningen på 9 % skyldtes hovedsakelig høyere salgsvolumer av væsker og gass og høyere priser målt i norske kroner for både væsker og gass. Lavere urealiserte gevinster på derivater og bortfall av salgsinntekter som følge av at segmentet Fuel og Retail ble solgt i andre kvartal 2012, motvirket delvis økningen i salgsinntekter.

**Andre inntekter** gikk ned med 7,3 milliarder kroner til 16,0 milliarder kroner i 2012. Nedgangen skyldtes hovedsakelig relativt høyere gevinster ved salg av eiendeler i 2011.

**Varekostnader** gikk opp med 14 % til 363,1 milliarder kroner i 2012, hovedsakelig som følge av høyere kjøpsvolumer av væsker og høyere væskepriser, målt i norske kroner. Varekostnader inkluderer innkjøpskostnader for væsker som kjøpes fra staten i henhold til avsetningsinstruksen. Alt kjøp og salg av statens væskeproduksjon blir bokført som henholdsvis varekostnader og salgsinntekter, mens salg av statens andel av gass fra norsk sokkel blir bokført som netto salgsinntekt.

**Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader** gikk opp med 2 % til 75,1 milliarder kroner, hovedsakelig som følge av økte driftskostnader ved produksjonsanlegg knyttet til oppstart og opptrapping av produksjonen på forskjellige felt. Høyere produksjonsavgifter og høyere transportaktivitet bidro også til økningen. En reversering av en avsetning i andre kvartal 2012 knyttet til den delen av tidligpensjonsordningen som nå er avsluttet, og bortfallet av kostnader som følge av at segmentet Fuel and Retail ble solgt i andre kvartal 2012, motvirket delvis økningen.

**Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger** gikk opp med 18 % til 60,5 milliarder kroner i 2012. Inkludert i denne summen var netto nedskrivninger på 1,0 milliarder kroner for 2012 og 2,0 milliarder kroner for 2011. Økningen skyldtes høyere avskrivning grunnet oppstart og oppkjøp av nye felt. Produksjonsøkning og høyere bokført produksjon på forskjellige felt, sammen med høyere investeringer, bidro til økningen. Høyere reserveanslag og en lavere eierandel i Gassled motvirket delvis økningen.

**Letekostnadene** økte med 4,3 milliarder kroner til 18,1 milliarder kroner. Økningen på 31 % skyldtes hovedsakelig høyere boreaktivitet i den internasjonale virksomheten, høyere utgifter til seismiske undersøkelser og feltevalueringer, og fordi en lavere andel leteutgifter ble balanseført i 2012 som følge av ikke-drivverdige brønner. Økningen skyldtes også at en høyere andel leteutgifter som var balanseført i tidligere perioder, ble kostnadsført i 2012.

Letekostnader (i milliarder kroner)	31. desember		Endring
	2012	2011	
Leteutgifter (aktivitet)	20,9	18,8	11 %
Utgiftsført, tidligere balanseførte leteutgifter	2,7	1,8	49 %
Balanseført andel av årets leteutgifter	-5,9	-6,4	-8 %
Nedskrivninger	0,5	1,6	-71 %
Reversering av nedskrivninger	-0,1	-1,9	-97 %
<b>Letekostnader</b>	<b>18,1</b>	<b>13,8</b>	<b>31 %</b>

**Driftsresultatet** gikk ned med 2 % til 206,6 milliarder kroner i 2012, hovedsakelig som følge av lavere gevinst ved salg av eiendeler og lavere urealiserte gevinster på derivater. Høyere letekostnader, høyere avskrivningskostnader og andre driftskostnader som gjenspeiler det generelt høyere aktivitetsnivået, bidro til nedgangen. Høyere væske- og gasspriser målt i norske kroner og høyere salgsvolumer grunnet høyere produksjon og løfting, motvirket delvis nedgangen.

**Netto finansposter** beløp seg til en gevinst på 0,1 milliarder kroner i 2012, sammenlignet med en gevinst på 2,0 milliarder kroner i 2011. Nedgangen skyldtes hovedsakelig en nedskrivning knyttet til en finansinvestering i 2012.

**Skattekostnaden** var på 137,2 milliarder kroner i 2012, tilsvarende en effektiv skattesats på 66,4 %, sammenlignet med 135,4 milliarder kroner i 2011, tilsvarende en effektiv skattesats på 63,3 %. Økningen i effektiv skattesats skyldtes hovedsakelig en engangseffekt på utsatt skattekostnad knyttet til en vedtatt endring i den norske skatteloven. Økningen skyldtes også relativt høyere inntekter fra norsk sokkel i 2012 sammenlignet med 2011. Inntekter fra norsk sokkel er gjenstand for en skattesats som er høyere enn den gjennomsnittlige skattesatsen. Skattesatsen både i 2012 og 2011 ble redusert på grunn av inntektsføring av utsatte skattefordeler som ikke var inntektsført tidligere.

Den **effektive skattesatsen** beregnes ved å dele inntektsskatt på inntekter før skatt. Svingninger i den effektive skattesatsen fra år til år er vanligvis resultatet av skattefrie poster (varige forskjeller), og endringer i sammensetningen av inntektene som består av inntekter fra norsk olje- og gassproduksjon, som er gjenstand for en marginal skattesats på 78 %, og inntekter fra andre skatteregimer. Andre inntekter i Norge, inkludert den landbaserte andelen av netto finansposter, har en skattesats på 28 %, og inntekter i andre land følger gjeldende skattesats i disse landene.

I 2012 viste **minoritetsinteressene** et positivt resultat på 0,6 milliarder kroner, sammenlignet med et negativt resultat på 0,4 milliarder kroner i 2011. Minoritetsinteressene er hovedsakelig knyttet til eierandelen i råoljeraffineriet på Mongstad, hvor Statoil eier 79 %.

**Resultatet** i 2012 gikk ned med 11 % til 69,5 milliarder kroner, hovedsakelig som følge av et lavere driftsresultat og en økning i effektiv skattesats som beskrevet ovenfor.

**Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital etter skatt (ROACE)** var på 18,7 % i 2012, sammenlignet med 22,1 % i 2011. Nedgangen fra året før skyldtes nedgangen i resultatet, kombinert med en økning på 10 % i sysselsatt kapital.

Etter fradrag for **foreslått utbytte** for 2012 på 6,75 kroner, som utgjør totalt 21,5 milliarder kroner, vil det gjenværende årsresultatet i morselskapet bli allokert til fond for vurderingsforskjeller og annen egenkapital med henholdsvis 0,2 milliarder kroner og 48,3 milliarder kroner. Selskapets frie egenkapital utgjør etter disponering 175,1 milliarder kroner.

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

I august 2012 aksepterte Statoil en bot fra Økokrim på 3 millioner kroner for brudd på visse formkrav i paragraf 3-5 i Lov om verdipapirhandel. Etter denne hendelsen har Statoil innført en rekke tiltak, blant annet en ytterligere styrking av våre prosedyrer og kvalitetssikring av lister over personer med innsideinformasjon.

## Kontantstrømmer

### Statoil hadde en solid kontantstrøm i 2012, hovedsakelig som følge av økt kontantstrøm fra driften og porteføljeoptimalisering.

For **kontantstrøm tilført fra driften** er det lønnsomhetsnivået, skattebetalinger og endringer i arbeidskapital som hovedsakelig påvirker endringer mellom periodene. Hoveddriverne er produksjonsnivået og prisene på væsker og gass, som påvirker salgsinntekter, varekostnader, betalte skatter og endringer i arbeidskapitalposter. Kontantstrøm tilført fra driften utgjorde 128,0 milliarder kroner i 2012, en økning på 9,0 milliarder kroner sammenlignet med 2011. Økningen skyldtes hovedsakelig økt lønnsomhet som i stor grad var et resultat av økte salgsvolumer av væsker og gass, og høyere væske- og gasspriser i 2012 sammenlignet med 2011. Økningen ble delvis motvirket av høyere skattebetalinger på 7,4 milliarder kroner, og høyere negativ påvirkning fra andre endringer på 6,7 milliarder kroner.

**Kontantstrøm benyttet til investeringer** økte med 11,8 milliarder kroner fra 2011 til 2012. Økningen skyldtes hovedsakelig høyere tilskudd av eiendom, anlegg og utstyr og immaterielle eiendeler på 20,2 milliarder kroner, som gjenspeiler et høyere aktivitetsnivå i 2012 enn i 2011. Høyere finansielle investeringer på 15,9 milliarder kroner, som er en del av vår likviditetsstyring, bidro også til økningen. Økningen ble delvis motvirket av oppkjøpet av Bakken-virksomheten i 2011, som utgjorde 25,7 milliarder kroner. Gevinster ved salg holdt seg på samme nivå. I 2012 var gevinster ved salg hovedsakelig knyttet til betalinger fra salg av eiendeler i Gassled, salg av andeler på norsk sokkel til Centrica og salget av vår andel på 54 % i Statoil Fuel and Retail (SFR). I 2011 var gevinster ved salg hovedsakelig knyttet til salg av andeler i oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh i Canada og oljefeltet Peregrino i Brasil.

#### Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter

Netto kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter utgjorde 18,2 milliarder kroner i 2012, en økning på 5,5 milliarder kroner sammenlignet med 2011. Økningen skyldtes hovedsakelig endringer i langsiktige lån på 1,8 milliarder kroner, og endringer i kortsiktige og andre lån på 2,9 milliarder kroner, hovedsakelig på grunn av høyere tilbakebetaling på lån.

## Likviditet og kapitalforhold

### Statoil har en solid portefølje og økonomisk fleksibilitet. Gjeldsgrad før justeringer var 10,9 % i 2012, og netto rentebærende gjeld hadde gått ned med 31,7 milliarder kroner til 39,3 milliarder kroner ved utgangen av 2012.

#### Økonomisk tilstand og likviditet

Statoils har en sterk økonomisk posisjon og økonomisk fleksibilitet. I løpet av de siste årene har selskapet redusert gjeldsgrad før justeringer fra 23,5 % i 2010 til 10,9 % i 2012. Samtidig har Statoils samlede egenkapital økt fra 226,4 milliarder kroner til 319,9 milliarder kroner. Reduksjonen skyldes blant annet solid kontantstrøm fra driften og aktiv porteføljestyling (gevinster ved salg av eiendeler og virksomhet). Samtidig har Statoil fortsatt sine investeringsaktiviteter og gitt aksjonærene en attraktiv avkastning.

Statoils generelle politikk er å opprettholde likviditetsreserver i form av betalingsmidler samt ubenyttede kredittfasiliteter og annen bevilget kreditt for å sikre at vi har tilstrekkelige finansielle ressurser til å møte 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.

Konsernets lånebehov dekkes hovedsakelig ved utstedelse av kortsiktige og langsiktige verdipapirer, herunder bruk av et US Commercial Paper Program og et Euro Medium Term Note (EMTN) Programme (grensene for programmene er henholdsvis 4 milliarder USD og 8 milliarder USD), så vel som utstedelser under et US Shelf Registration Statement, og gjennom utnyttelse av etablerte kredittfasiliteter og annen bevilget kreditt.

## Finansielle forholdstill

Finansielle indikatorer (in NOK billion)	31. desember	
	2012	2011 (omarbeidet)
Netto rentebærende gjeld	119,4	131,5
Netto rentebærende gjeld før justeringer	39,3	71,0
Gjeldsgrad	10,9 %	19,9 %
Gjeldsgrad justert	12,4 %	21,1 %
Betalingsmidler	65,2	55,3
Finansielle investeringer	14,9	5,1

**Brutto rentebærende gjeld** utgjorde 119,4 milliarder kroner per 31. desember 2012, sammenlignet med 131,5 milliarder kroner per 31. desember 2011. Nedgangen på 12,1 milliarder kroner skyldtes en nedgang i kortsiktige obligasjoner, banklån, verdipapirer og annen gjeld på 1,4 milliarder kroner og langsiktige obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler på 10,7 milliarder kroner.

**Netto rentebærende gjeld før justeringer** utgjorde 39,3 milliarder kroner per 31. desember 2012, sammenlignet med 71 milliarder kroner per 31. desember 2011. Nedgangen på 31,7 milliarder kroner var hovedsakelig knyttet til en nedgang i brutto rentebærende gjeld på 12,1 milliarder kroner, i tillegg til en økning i betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer på 19,6 milliarder kroner, noe som gjenspeiler høyere kontantstrøm fra driften og aktiv porteføljestyling (gevinster ved salg av eiendeler og virksomhet).

**Netto gjeldsgrad før justeringer** (netto rentebærende gjeld i forhold til anvendt kapital) var 10,9 % i 2012, sammenlignet med 19,9 % i 2011. Forholdet mellom netto rentebærende gjeld og anvendt kapital etter justeringer (visse justeringer er gjort for bedre å vise den underliggende eksponeringen i konsernet) var 12,4 % per 31. desember 2012, sammenlignet med 21,1 % per 31. desember 2011. Nedgangen på 8,7 %-poeng var hovedsakelig knyttet til en nedgang i netto gjeldsgrad, kombinert med en økning i anvendt kapital.

**Betalingsmidler** utgjorde 65,2 milliarder kroner per 31. desember 2012 og 55,3 milliarder kroner per 31. desember 2011. Økningen gjenspeiler høyere kontantstrøm fra driften i perioden, kombinert med gevinst ved salg av eiendeler og virksomheter.

**Kortsiktige finansielle investeringer**, som er en del av vår likviditetsstyring, utgjorde 14,9 milliarder kroner per 31. desember 2012 og 5,2 milliarder kroner per 31. desember 2011.

## Framtidsutsikter

**Statoils har som ambisjon å øke egenproduksjonen til mer enn 2,5 millioner foe per dag i 2020. Organiske investeringer for 2013 anslås til omlag 19 milliarder USD.**

**Organiske investeringer** for 2013 (eksklusiv oppkjøp og finansielle leieavtaler) ventes å ligge på rundt 19 milliarder USD.

Statoil vil fortsette utviklingen av den store porteføljen av leteandeler, og forventer å ferdigstille omkring 50 brønner i 2013. Samlet **aktivitetsnivå for letevirksomheten** vil være på rundt 3,5 milliarder USD, eksklusiv signaturbonuser.

Vår ambisjon er at **produksjonshetskostnaden** fortsatt skal ligge i øvre kvartil blant sammenlignbare selskaper.

**Planlagt vedlikehold** forventes å ha en negativ påvirkning på egenproduksjonen på rundt 45 tusen fot oljeekvivalenter (foe) for året 2013 som helhet, hvorav det meste er væskeproduksjon.

Statoil har en ambisjon om å oppnå en **egenproduksjon** på mer enn 2,5 millioner foe per dag i 2020. Det ventes at veksten vil komme fra nye prosjekter i perioden fra 2014 til 2016, og gi en vekstrate (CAGR) på 2-3 % for perioden fra 2012 til 2016. En ny bølge av prosjekter ventes å komme i produksjon fra 2016 til 2020, og føre til en økende vekstrate (CAGR) på 3-4 %. Veksten fram mot 2020 vil ikke være lineær, og egenproduksjonen i 2013 forventes å bli lavere enn i 2012. Etter at transaksjonen med Wintershall er gjennomført, forventes det en reduksjon i produksjonen på rundt 40 tusen foe per dag.

Veksten i produksjonen av landbasert gass i USA ventes å bli rundt 25 tusen foe lavere per dag enn tidligere antatt. I tråd med verdioptimaliseringsstrategien har Statoil produsert noe høyere gassvolumer til det europeiske markedet i 2012 enn tidligere anslått. Dette reduserer estimert gassproduksjon i 2013 med om lag 15 tusen foe per dag.

Utsatt gassproduksjon som følge av verdiopptimalisering, kundenes gassuttak, tidspunkt for når ny kapasitet settes i drift samt driftsregularitet utgjør de viktigste risikoelementene knyttet til produksjonsprognosen. I tillegg medfører terrorangrepet i Algerie at det knytter seg usikkerhet til produksjonen fra In Aménas.

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.

## Finansiell risiko

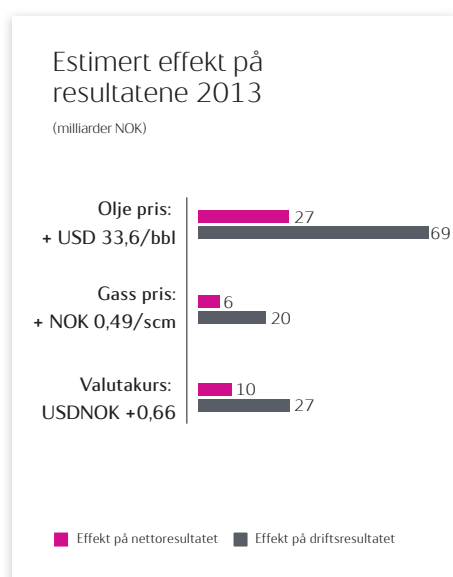
### Resultatene våre avhenger av en rekke faktorer, hovedsakelig de som påvirker prisene vi oppnår i norske kroner for våre produkter.

Faktorene som påvirker resultatene våre er: prisnivået på råolje og naturgass, utviklingen i valutakursen mellom amerikanske dollar, som prisen på råolje generelt oppgis i og som prisene på naturgass ofte knyttes til, og norske kroner, som brukes i våre regnskaper og som en betydelig andel av våre kostnader påløper i, våre produksjonsvolumer av olje og naturgass, som igjen avhenger av egenproduserte volumer i henhold til produksjonsdelingsavtaler og tilgjengelige petroleumsreserver, og vår egen og våre partners kompetanse og samarbeid når det gjelder utvinning av 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 tiltak eller videreførte tiltak fra medlemmene i Organisasjonen av oljeeksporterende land (Opec) vil også påvirke prisnivå og volum, raffineringsmarginer, kostnader på tjenester relatert til oljeproduksjon, forsyning og utstyr, konkurranse om letemuligheter og operatørskap, og liberalisering av markedet for naturgass, og kan også føre til betydelige endringer i dagens markedsstruktur og det generelle prisnivået, i tillegg til at det kan påvirke stabiliteten i prisene.

Tabellen nedenfor viser årlige gjennomsnittspriser på råolje, gjennomsnittlige fakturerte gasspriser, referanseraffineringsmarginene og den gjennomsnittlige valutakursen NOK/USD per dag for 2012, 2011 og 2010.

Årlig gjennomsnitt	2012	2011	2010
Råolje (USD/fat brent blend)	111,5	111,4	76,5
Gjennomsnittlig forventet gasspris (NOK/sm <sup>3</sup> )	2,2	2,1	1,7
Referanseraffineringsmargin (USD/fat)	5,5	2,3	3,9
Valutakurs daglig gjennomsnitt (NOK/USD)	5,8	5,6	6,1



Illustrasjonen viser hvordan endringer i råoljeprisen, gasskontraktprisen og valutakursen USD/NOK kan påvirke våre regnskapsmessige resultater for 2013 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 vil avvike fra de som faktisk ville framkommet i vårt konsernregnskap, fordi regnskapet også ville gjenspeilet effektene av avskrivninger, handelsmarginer, letekostnader, inflasjon, mulige endringer i skattesystemet og virkningen av eventuelle sikringsaktiviteter.

Vår sikringsstrategi knyttet til svinginger i olje- og gassprisene er utformet med tanke på økonomisk handlefrihet, effektive kontantstrømmer og langsiktig strategiske utvikling.

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 USD, fortrinnsvis NOK. Det kan generelt forventes at en økning i verdien på USD i forhold til NOK vil øke vår bokførte inntjening.

# Helse, miljø og sikkerhet

## Statoil har forpliktet seg til å integrere helse, miljø og sikkerhet (HMS) i måten vi utøver vår forretningsvirksomhet på og forbedre HMS-resultatene i all vår virksomhet.

Vi bestreber oss på å ha en sikker drift som beskytter mennesker, miljø, lokalsamfunn og viktige eiendeler, å bruke naturressursene effektivt og å levere energi som støtter en bærekraftig utvikling.

Vår ambisjon er å være industriledende innen helse, miljø og sikkerhet og innen karboneffektivitet. Denne ambisjonen legger føringer for vårt HMS-arbeid. Vi ønsker å bli anerkjent for solide HMS-prestasjoner og -resultater og være en pådriver for å øke HMS-standardene og -løsningene.

Vi er klar over at vår ambisjon om å være industriledende innen HMS og karboneffektivitet også må ha anerkjennelse utenfor selskapet, blant annet fra våre leverandører, kunder, selskaper vi sammenligner oss med, myndigheter, investorer og naboer. Vi erkjenner at olje- og gassindustrien står overfor en stadig sterkere gransking og en økende offentlig bekymring over integriteten og HMS-resultatene knyttet til virksomheten. Dette understreker at gode HMS-resultater er en forutsetning for vår langsiktige verdiskapning.

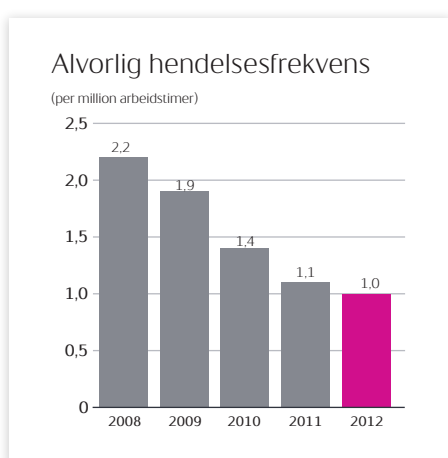
Styret understreker betydningen av å forstå de mekanismer som forårsaker risiko, slik at vi kan unngå store ulykker, og Statoils sikkerhetskultur fokuserer på forebygging og en proaktiv tilnærming til risikostyring. Vi er forpliktet til å forstå det stadig mer sammensatte trusselbildet som vår virksomhet står overfor, og å beskytte personell som arbeider på vegne av Statoil, eiendeler, interesser og kunder mot konsekvensene av skadelige aktiviteter med fornuftige og realistiske tiltak.

Vi har utviklet og anvender verktøy og metoder for å håndtere og kontrollere prosessikring. Vi bruker risikoanalyser i våre forretningsprosesser for å balansere beskyttende sikkerhetstiltak med de verdier vi ønsker å beskytte, og å sørge for at vi har de riktige beredskapsmekanismer på plass for å redusere påvirkningen fra eventuelle uønskede hendelser til et minimum.

Disse verktøyene og metoden brukes for å redusere faren for at hendelser og ulykker med stort potensial skal utvikle seg til storulykker. Vi arbeider systematisk for å redusere risikofaktorer som er kritiske for trygg og sikker drift. Kontinuerlig forbedring for å oppnå bedre sikkerhetsresultater har høy oppmerksomhet i hele vår virksomhet.

Vi er fast bestemt på å lære av hendelser og ulykker for å hindre lignende hendelser i fremtiden, og vi mener at ulykker kan unngås. Av den grunn satser vi sterkt på forebygging. Vi kjenner imidlertid den risiko som er knyttet til vår virksomhet, og vi er forberedt på å håndtere situasjoner som krever umiddelbare tiltak for å redde liv og beskytte miljøet, anlegg, utstyr og eventuelle tredjeparter som kan bli påvirket. Derfor holder Statoil jevnlig beredskapskurs og -øvelser. Workshops-programmet om storulykker som er blitt holdt på tvers i hele selskapet, ble også videreført i 2012.

For å nå målet om forbedrede sikkerhetsresultater innenfor alle våre virksomhetsområder, gjennomfører vi en rekke kurs innenfor etterlevelse, lederskap og risikostyring. I tillegg til fokus på etterlevelse av både interne og eksterne retningslinjer, retter vårt etterlevelsprogram søkelyset mot integrering av våre verdier i all virksomhet vi utfører.



Statoil bruker frekvensen for alvorlige hendelser som en nøkkelindikator for å måle HMS-resultater. Denne indikatoren (antall alvorlige hendelser, inkludert nestenulykker, per millioner arbeidede timer) kombinerer reelle konsekvenser av hendelser og potensialet for at hendelser kan utvikle seg til alvorlige hendelser eller storulykker. Resultatene innen alvorlige hendelser har vist en forbedring de siste årene. Den generelle frekvensen for alvorlige hendelser (SIF) viste en forbedring fra 1,1 i 2011 til 1,0 i 2012.

Statoil bestreber seg på å legge til rette for et arbeidsmiljø som fremmer trivsel og helse. Vi legger vekt på de psykososiale aspektene ved arbeidsmiljøet, og arbeider for å fremme helsen og trivselen hos alle våre ansatte. Vi arbeider systematisk for å utforme og forbedre arbeidsmiljøet for å forebygge arbeidsulykker, arbeidsrelaterte sykdommer og sykefravær.

En forbedring av prosessen for risikobasert helseovervåking i Statoil har vært en hjørnestein i arbeidet med å forbedre risikostyringen for utsatte grupper i 2012. Dette omfattet etableringen av en risikobasert matrise for overvåking av grupper, for å identifisere enkeltpersoner som er utsatt for risiko, som inneholder konkrete inkluderingskriterier. En velfungerende praksis for risikobasert helseovervåking er en forutsetning for å kunne innføre risikoreducerende tiltak på gruppenivå og på spesielt utsatte steder på våre anlegg.

Vi har identifisert fem strategiske områder for risikovurdering: kjemisk helsefare, arbeidsbelastning, støy, ergonomi og helsefremmende tiltak.

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, og i 2012 fokuserte selskapet enda sterkere på støyproblemer og design knyttet til bygging og produksjon. Denne satsingen vil fortsette i 2013, da det vil bli fokusert på samarbeid med leverandører for å redusere støyproblemene.

Sykefraværet i Statoil gikk ned fra 3,8 % i 2011 til 3,7 % i 2012. Sykefraværet følges nøye av ledere på alle nivåer.

## Personal og organisasjon

### Konsernets verdier og prinsipper definerer et klart prestasjonsrammeverk.

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

Konsernet ønsker 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, våre verdier, ledelsesmodellen, driftsmodellen og konsernets retningslinjer er beskrevet i Statoil-boken, som er gjort tilgjengelig for alle ansatte i Statoil ASA.

Statoil har en **global personalpolitikk** som skal sikre en konsernstandard som tar hensyn til nasjonale lover og spesielle krav. Vi belønner våre ansatte på bakgrunn av deres prestasjoner, der leveranse og atferd tillegges like stor vekt. Vårt belønningssystem tilpasses lokale markedsforhold der hvor vi har virksomhet, og det er åpent, ikke-diskriminerende og følger prinsippet om like muligheter for alle. Gjennom vår globale utviklings- og innplasseringsprosess tilstreber vi et godt samsvar mellom faglige interesser og mål, samtidig som vi tilbyr utfordrende og meningsfulle jobbmuligheter.

Statoil har som mål å tilby både **økonomisk og annen belønning** for å tiltrekke og motivere de riktige personene, og å fokusere på å tilby like muligheter for alle talentfulle personer. Vi arbeider for mangfold blant våre ansatte. Betydningen av mangfold er uttrykkelig fastslått 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.

Statoil arbeider systematisk med **rekruttering og utviklingsprogrammer** for å bygge opp en mangfoldig arbeidsstyrke ved å tiltrekke oss, rekruttere og beholde personer av begge kjønn, av forskjellige nasjonaliteter og i alle aldersgrupper på tvers av stillingstyper. I 2012 rekrutterte Statoil 2 220 nye medarbeidere på verdensbasis. Mens 75 % ble rekruttert til jobber i Norge, ble 15 % rekruttert til vår virksomhet i Nord-Amerika, noe som gjenspeiler våre vekstambisjoner i den regionen. I 2012 var 30% av våre nyansatte kvinner og 41 % kom fra andre land enn Norge.

#### Antall fast ansatte og prosentvis andel kvinner i Statoil konsernet fra 2010 til 2012

Geografisk region	2012	Antall ansatte* 2011	2010	2012	Andel kvinner* 2011	2010
Norge	20 186	20 021	18 838	30 %	31 %	31 %
Resten av Europa	925	10 187	10 335	30 %	50 %	49 %
Afrika	116	121	140	25 %	28 %	30 %
Asia	157	146	145	56 %	59 %	58 %
Nord-Amerika	1 378	1 030	713	34 %	34 %	33 %
Sør-Amerika	266	210	173	38 %	40 %	46 %
TOTALT	23 028	31 715	30 344	31 %	37 %	37 %
Utenfor OECD	653	2 773	2 732	39 %	64 %	63 %

\* Ansatte i Statoil Fuel & Retail ASA var inkludert i tallene for 2010 og 2011

Vi mener at Statoils lave **turnover blant arbeidstakerne** viser at det er stor trivsel og høyt engasjement blant de ansatte, noe som resultatene av den årlige organisasjons- og arbeidsmiljøundersøkelsen også viser. Samlet turnover for 2012 var på 2,2 %. Ved utgangen av 2012 hadde Statoil-konsernet 23 028 ansatte og 3 % av arbeidsstyrken arbeidet deltid.

I Statoil **belønner** vi våre ansatte på bakgrunn av deres prestasjoner, der leveranse og atferd tillegges like stor vekt. Lønnsbetingelser kan også være basert på krav i lokale lønnsavtaler.



Belønningssystemet vårt er tilpasset lokale markedsforhold på de stedene der vi har virksomhet, og det er åpent, ikke-diskriminerende og definerer like rettigheter for alle. Gitt samme stillingsnivå, erfaring og prestasjoner, vil våre ansatte være på samme belønningsnivå basert på de lokale markedsforholdene. Dette gjenspeiler seg i lønnsforholdet mellom kvinner og menn på forskjellige nivåer i Statoil ASA i 2012, som fortsatt var veldig høyt med et gjennomsnitt på 98 %.

Pr 31. desember 2012 utgjorde **andelen kvinner** 31 % av arbeidsstyrken i Statoil, 36 % av styremedlemmene og 20 % av konsernledelsen. Fokus på mangfold gjenspeiles også i selskapets personalstrategi. Vi har som mål å øke andelen kvinnelige ledere, og vi bestreber oss på å tilby like muligheter for menn og kvinner til å delta i lederutviklingsprogrammer. Ved utgangen av 2012 var den totale andelen av kvinnelige ledere i Statoil på 27 %.

Vi følger også nøye med på mannsdominerte stillinger og fagområder. I 2012 var 26 % av overingeniørene kvinner, og blant overingeniører med inntil 20 års erfaring var kvinneandelen 30 %.

Vi mener at et globalt og bærekraftig selskap må ha medarbeidere med en global tenkemåte. En måte å bygge opp et globalt selskap på er å sørge for at rekrutteringsprosessen, både i og utenfor Norge, bidrar til en kulturelt mangfoldig arbeidsstyrke. Utenfor Norge må vi fortsatt fokusere på å øke andelen medarbeidere og ledere som rekrutteres lokalt, og redusere den omfattende bruken av utstasjonerte over lengre tid. Ved utgangen av 2012 hadde 20 % av lederne i selskapet andre statsborgerskap enn norsk.

## Miljø og klima

### Statoil har forpliktet seg til å bidra til bærekraftig utvikling, og arbeider aktivt for å styre miljøpåvirkning som følge av våre operasjoner.

Vår virksomhet, fra leting via bygging og drift av anlegg til bruk av våre produkter, har potensial til å påvirke miljøet. Påvirkningen kan skyldes utslipp til luft eller vann eller ressursbruk. Hovedutfordringen for vår bransje er å møte den økende etterspørselen etter energi samtidig som vi reduserer utslipp og miljøpåvirkning. Eksterne referansemålinger, som for eksempel mot andre olje- og gasselskaper, viser at Statoil i dag er en av de mest effektive oppstrømsprodusentene innen konvensjonell olje- og gassindustri. Dette skyldes delvis 20 år med reguleringer på norsk sokkel, geologiske forhold i norsk sektor og nærhet til markedene. Når vi imidlertid beveger oss inn i tyngre oljetyper, landbaserte aktiviteter og mer sammensatte prosjekter internasjonalt, antar vi at vår virksomhet vil føre til større påvirkning på miljøet.

Vi erkjenner at det er en akseptert forbindelse mellom bruken av fossilt brensel og menneskeskapt klimaendring. Vår klimapolitikk inneholder prinsipper som møter utfordringen med global oppvarming og ambisjonen om å være bransjeleder når det gjelder helse, miljø, sikkerhet og karboneffektivitet.

I den forbindelse vil vårt største bidrag være å fortsatt redusere det økologiske fotavtrykket av vår olje- og gassproduksjon, og utvikle lavkarbonteknologi og fornybare teknologier der vi kan bruke vår kjernekompetanse. Vi mener også at det vil være behov for ukonvensjonelle ressurser for å møte verdens energibehov i framtiden. Utfordringen er å gjøre produksjonen bærekraftig og kostnadseffektiv. Statoil investerer nå i utvikling og bruk av den mest miljøvennlige teknologien som vi kjenner i dag for oljeutvinning fra oljesand.

Statoil har utarbeidet et sett med miljøprinsipper for å redusere vårt økologiske fotavtrykk til et minimum:

- Opptre i henhold til forsiktighetsprinsippet
- Følge gjeldende lover og regler
- Utarbeide konkrete mål og forbedringstiltak
- Søke råd hos og samarbeide med relevante interessenter
- Gjøre vår politikk tilgjengelig for allmennheten
- Redusere utslipp av klimagasser
- Etterstrebe optimal bruk av naturressurser
- Bidra til å beskytte det biologiske mangfoldet
- Kontinuerlig forbedring av energieffektivitet, miljøresultater og -produkter
- Redusere bruken av ferskvann gjennom en bærekraftig forvaltning av vannressurser
- Redusere avfallsmengden til et minimum

Statoils miljøstyringssystem er en integrert del av det overordnede styringssystemet, og er innarbeidet i vår forretningsplan og strategi.

Det arbeides kontinuerlig med å redusere planlagte utslipp til luft og vann gjennom forskning og teknologisk utvikling, effektive beredskapssystemer og en risiko- og konsekvensbasert styring. Målet er å sørge for stadig forbedring ved innføring av målrettede tiltak både på eksisterende og framtidige installasjoner. Vi har også satt oss mål for karbonintensive resultater i 2020 basert på de forskjellige segmentene der vi har virksomhet.

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

Mengden **utslippede oljeutslipp** økte fra 44 kubikkmeter i 2011 til 52 kubikkmeter i 2012. Hovedårsaken til det totale volumet for 2012 var to hendelser knyttet til Bakken-virksomheten vår med et samlet registrert volum på 21 kubikkmeter.

Mengden **andre uhellsutslipp** var 501 kubikkmeter i 2012, sammenlignet med 142 kubikkmeter i 2011. Flere utslipp av skummiddel påvirket resultatene i 2012. Vi har startet en målrettet kampanje for å undersøke slike utslipp i 2013.

**Utslippene av CO<sub>2</sub>** har økt fra 13,7 millioner tonn i 2011 til 14,7 millioner tonn i 2012. Skifervirksomheten på Bakken-feltet utgjør det største enkeltstående bidraget til denne økningen (om lag 400 000 tonn). De gjenstående 600 000 tonn kan forklares med økningen i produksjonsvolumer i 2012.

**Utslippene av NO<sub>x</sub>** var på 45 200 tonn i 2012, en økning fra 41 400 tonn i 2011. Økningen skyldtes hovedsakelig bruk av diesel på det nylig oppkjøpte skiferanlegget Bakken.

**Energiforbruket** har gått opp fra 66,5 TWh i 2011 til 70,0 TWh i 2012. Energiforbruket har økt i alle våre forretningsområder, hovedsakelig på grunn av at Bakken-feltet ble en del av vår Nord-Amerika-portefølje og produksjonsøkning på norsk sokkel.

Gjenvinningsgraden for **ikke-farlig avfall** har gått ned fra 44,8 % i 2011 til 41,9 % i 2012.

Gjenvinningsgraden for **farlig avfall** har gått ned fra 17,2 % i 2011 til 15,2 % i 2012.

## Samfunn

### Statoil har hatt kontinuerlig fokus på etterlevelse av interne retningslinjer og standarder for sosial ansvarlighet, etikk og anti-korrupsjon gjennom hele 2012.

For å opprettholde og videreutvikle vår virksomhet er vi avhengig av å etablere varige og gjensidige forbindelser med viktige interessenter i de samfunnene hvor vi har virksomhet. Uansett hvor vi driver vår virksomhet tar 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.

Vi har som mål å foreta investeringer som skaper og maksimerer felles verdier for både aksjonærene og de landene og lokalsamfunnene hvor vi har virksomhet. Hvordan vi leverer, er like viktig som hva vi leverer. Vår forpliktelse innen etikk og åpenhet gjenspeiles i måten vi utfører vår virksomhet på, og er helt nødvendig for at de verdiene som skapes gjennom vår produksjon, skal bli forvaltet på en effektiv og rettferdig måte. Vår verdierklæring, sammen med våre etiske retningslinjer, danner grunnlaget og rammene for vår prestasjonskultur.

Statoil er imot alle former for **korrupsjon**, inkludert tilretteleggingsbetaling. Vi har innført et antikorrupsjonsprogram i hele konsernet for å forhindre korrupsjon innenfor vår virksomhet. Hovedprioriteringen i 2012 har vært å sørge for at vårt antikorrupsjonsprogram fortsatt følger eksternt lovverk og gjenspeiler beste praksis internasjonalt, i tillegg til opplæring og bevisstgjøring blant våre ansatte.

Våre etiske retningslinjer beskriver de forpliktelser og krav vi må følge ved etiske spørsmål knyttet til forretningskikk og personlig atferd. De krever at vi følger alle gjeldende lover og regler, og opptrer på en etisk, bærekraftig og sosialt ansvarlig måte. Respekt for menneskerettigheter er innarbeidet i Statoils verdigrunnlag. De etiske retningslinjene gjelder hele organisasjonen og alle ansatte, og ble sist oppdatert i 2012. Kun mindre endringer ble utført. En full gjennomgang av antikorrupsjonsprogrammet ble også foretatt med det formål å tilpasse det til den siste utviklingen i lovverket, og sørge for at det tar hensyn til relevante risikofaktorer på en grundig måte. I forbindelse med gjennomgangen ble kravene justert for å tilpasses Storbritannias nye lov for bekjempelse av bestikkelser (UK Bribery Act), og det ble utarbeidet nye prosedyrer for risikovurdering og -overvåking.

Vi gjør alt vi kan for å drive vår virksomhet på en måte som er i tråd med **menneskerettigheter** og **arbeidslivsstandarder**. Vi framhever hvor viktig det er å sikre grunnleggende rettigheter og standarder for arbeidere, som for eksempel tilfredsstillende lønninger, arbeidstidsbestemmelser, forbud mot barnearbeid og tvangsarbeid, og rett til fagforeningsarbeid og tarifforhandlinger. I tillegg støtter vi aktivt de frivillige prinsippene for sikkerhet og menneskerettigheter (Voluntary Principles on Security and Human Rights, VPSHR) og FNs program for etisk næringsliv (Global Compact). Forpliktelsene i forhold til VPSHR-prinsippene er fastsatt i våre retningslinjer om samfunnsansvar, og prinsippene er også integrert i våre sikkerhetsprosedyrer og vårt styringssystem. Disse prosedyrene beskriver hvordan ressurser styres og fordeles, og understreker hvor viktig det er at alt sikkerhetspersonell som arbeider på vegne av Statoil viser en allmenn respekt for menneskerettigheter, opptrer i henhold til lovverket og følger selskapets regler.

En hovedprioritering i 2012 har vært å videreutvikle integreringen og innarbeidingen av menneskerettigheter i dagens prosedyrer for due diligence-gjennomgang av integritet (IDD) og risiko- og konsekvensanalyser, fra det tidspunktet vi etablerer virksomhet i et nytt land og tar de første beslutninger om forretningsutvikling, til prosjektets livsløp er avsluttet. En ny arbeidsprosess for risikovurdering i forhold til integritet ved etablering av virksomhet i et nytt land, inkludert risikovurdering knyttet til menneskerettigheter, ble utarbeidet og innført i 2012.

Gjennom vår kjernevirksomhet og fordelene den fører med seg, vil vi bidra til en **bærekraftig utvikling** i de landene og lokalsamfunnene der vi har virksomhet. Vi ønsker å være kjent for våre høye etiske standarder og vårt fokus på åpenhet, og vi har nulltoleranse når det gjelder brudd på våre etiske retningslinjer i all vår virksomhet.

For å nå vårt mål om å øke andelen av lokale anskaffelser investerer vi i lokale selskaper og i kapasitetsoppbygging og kompetanseutvikling for både lokalt ansatte og i lokalsamfunnene. Hensikten er å gi dem den kunnskap og kompetanse og de standarder og sertifiseringer som kreves for å kunne konkurrere og arbeide i olje- og gassindustrien.

Virksomheten vår skaper også betydelige skatteinntekter for de landene der vi har virksomhet. I 2012 betalte vi til sammen om lag 175 milliarder kroner til myndighetene, hvorav om lag 69 % ble betalt til norske myndigheter. Direkte og indirekte skatter betalt i Norge utgjorde 121 milliarder kroner, mens direkte og indirekte skatter betalt utenfor Norge utgjorde 54 milliarder kroner i 2012. Med utgangspunkt i produksjonsdelingsavtaler vi deltar i, foretok vi i tillegg betalinger i form av produkter (profit oil) vi til ulike myndigheter tilsvarende en verdi på rundt 43,5 milliarder kroner i 2012. Verdien er avhengig av prisen på petroleum og reguleringer i avtalene.

## Forskning og utvikling

**Statoil er et teknologiintensivt selskap, og forskning og utvikling er en integrert del av vår strategi. Nyskaping og teknologisk utvikling er viktig for vekst og bærekraft.**

Statoils teknologistrategi gir den strategiske retningen for hvordan teknologiutvikling og -gjennomføring kan møte utfordringene og bidra til at selskapet når sine ambisjoner for 2020 og videre framover.

En forsknings- og utviklingsorganisasjon i verdensklasse er svært viktig for å støtte Statoils vekstambisjon og løse sammensatte teknologiske utfordringer på norsk sokkel og internasjonalt. Statoils forsknings- og utviklingsportefølje ble omorganisert i august 2012. Den nye strukturen på Statoils forskningsenhet er drevet av vår ambisjon om å bli en verdensledende forskningsorganisasjon. Forskning og utviklingsaktivitetene er organisert i fire programmer: ukonvensjonelle energiformer, utvikling av uutforskede områder, utvikling av modne områder og økt oljeutvinning og leting, som dekker de viktigste byggesteinene i vår stadig større oppstrømsvirksomhet. Forskning og utvikling står for drift og videreutvikling av laboratorier og store testanlegg, og har også et akademisk program for samarbeid med universiteter og forskningsinstitusjoner.

Samarbeid med eksterne partnere, som for eksempel akademiske institusjoner, forsknings- og utviklingsinstitutter og leverandører er nødvendig innenfor teknologi. Statoil har fire forskningssentre i Norge, et teknologisenter for tungolje i Canada og representanter på kontorer i Beijing (Kina), Rio de Janeiro (Brasil), Houston (USA) og St. John's (Canada), nær mange av våre internasjonale aktiviteter.

Forretningspotensialet som ligger i teknologi for økt utvinning er betydelig. Statoil satser spesielt på utfordringene knyttet til ressurs- og reserveerstatning. For å oppnå raskere modning av ressurser fram til produksjon samt opprettholde dagens produksjonsnivåer, kreves det en kombinasjon av nyskappende teknologi og enkle, men smarte løsninger.

De årlige utgiftene til forskning og utvikling var på henholdsvis 2,8 milliarder kroner i 2012 og 2,2 milliarder kroner i 2011.

## Utvikling i styret

### Statoils styre består av 11 medlemmer.

Sammensetningen av styret har blitt endret i løpet av 2012. Fram til juni 2012 hadde styret ti medlemmer, men fra september 2012 har styret hatt 11 medlemmer. De nye styremedlemmene i Statoil ASA fra september 2012 er Maria Johanna Oudeman og Børge Brende. Oudeman er også medlem av styrets revisjonsutvalg og Brende er også medlem av styrets utvalg for helse, miljø, sikkerhet og etikk. Grace Reksten Skaugen er valgt til ny nestleder og erstatter dermed Marit Arnstad.

Styret har hatt åtte ordinære styremøter og fire ekstraordinære styremøter i 2012 med en gjennomsnittlig møtedeltakelse på 94 %.

Styrets revisjonsutvalg har hatt seks møter i 2012 med 92 % møtedeltakelse.

Kompensasjonsutvalget har hatt åtte møter i 2012 med 100 % møtedeltakelse.

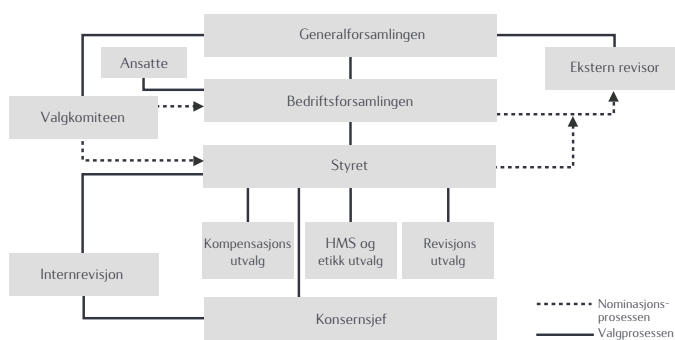
Styrets utvalg for helse, miljø, sikkerhet og etikk har hatt fem møter i 2012 med 83 % møtedeltakelse.

Hele eller deler av styret har besøkt flere av Statoils anlegg i løpet av 2012, blant annet den landbaserte petroleumsvirksomheten på Bakken-feltet i Nord-Dakota (USA), havvindparken Sheringham Shoal utenfor kysten av Storbritannia og West Epsilon-riggen som arbeider for Gudrun-prosjektet i Nordsjøen. Styret understreker at det ønsker å øke styrets innsikt i og kunnskaper om Statoils kommersielle virksomhet og lokale organisasjoner ved å besøke Statoils anlegg over hele verden.

## Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse

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

### Nominasjon og valg – Statoil ASA



Statoils styre følger aktivt alle standarder for god eierstyring og selskapsledelse, og vil til enhver tid sikre at Statoil enten følger Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse (anbefalingen) eller forklarer eventuelle avvik fra denne. Eierstyring og selskapsledelse er gjenstand for årlig vurdering og diskusjon i styret, som også har behandlet teksten i dette kapittelet i styremøte. Anbefalingen er tilgjengelig på nettsiden [www.nues.no](http://www.nues.no).

Anbefalingen dekker 15 hovedtemaer. Denne erklæringen dekker hvert av disse og forklarer hvordan Statoil følger anbefalingen. Erklæringen beskriver grunnlaget og prinsippene for Statoils struktur for eierstyring og selskapsledelse, mens mer detaljert faktainformasjon er tilgjengelig på våre nettsider, i årsrapporten på form 20-F til det amerikanske kreditilsynet

SEC (Securities and Exchange Commission), i den ordinære årsrapporten og i selskaps bærekraftsrapportering. Lenker til relevant informasjon på våre nettsider er inkludert i erklæringen.

Styrets redegjørelse finnes i en egen rapport som kan lastes ned fra Statoils nettsider under Årsrapporten for 2012.

Stavanger, 11. mars 2013

I STYRET FOR STATOIL ASA

*Svein Rennemo*  
SVEIN RENNEMO  
LEDER

*Grace Reksten Skaugen*  
GRACE REKSTEN SKAUGEN  
NESTLEDER

*Lill-Heidi Bakkerud*  
LILL-HEIDI BAKKERUD

*Bjørn Tore Godal*  
BJØRN TORE GODAL

*Roy Franklin*  
ROY FRANKLIN

*Lady Barbara Judge*  
LADY BARBARA JUDGE

*Einar Arne Iversen*  
EINAR ARNE IVERSEN

*Maria Johanna Oudemán*  
MARIA JOHANNA OUDEMAN

*Morten Svaan*  
MØRTEEN SVAAE

*Jakob Stausholm*  
JAKOB STAUSHOLM

*Børge Brende*  
BØRGE BRENDE

*Helge Lund*  
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 2012.

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 for 2012 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 2012, 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, 11. mars 2013

I STYRET FOR STATOIL ASA

  
SVEIN RENNEMO  
LEDER

  
GRACE REKSTEN SKAUGEN  
NESTLEDER

  
LILL-HEIDI BAKKERUD

  
BJØRN TORE GODAL

  
ROY FRANKLIN

  
LADY BARBARA JUDGE

  
EINAR ARNE IVERSEN

  
MARIA JOHANNA OUDEMAN

  
MØRTEEN SVAAN

  
JAKOB STAUSHOLM

  
BØRGE BRENDE

  
TORGRIM REITAN  
KONSERNDIREKTØR  
FOR ØKONOMI OG FINANS

  
HELGE LUND  
KONSERNSJEF

# Konsernregnskap

## KONSERNRESULTATREGNSKAP

(i milliarder kroner)	Note	2012	For regnskapsåret 2011	2010
Salgsinntekter		705,7	645,6	527,0
Resultatandel fra tilknyttede selskaper		1,7	1,3	1,1
Andre inntekter	5	16,0	23,3	1,8
<b>Sum inntekter</b>	4	<b>723,4</b>	<b>670,2</b>	<b>529,9</b>
Varekostnad		-363,1	-319,6	-257,4
Andre kostnader		-64,0	-60,4	-57,6
Salgs- og administrasjonskostnader		-11,1	-13,2	-11,1
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	12, 13	-60,5	-51,4	-50,7
Undersøkelseskostnader	13	-18,1	-13,8	-15,8
<b>Resultat før finansposter og skattekostnad</b>	4	<b>206,6</b>	<b>211,8</b>	<b>137,3</b>
Netto finansposter	9	0,1	2,0	-0,5
<b>Resultat før skattekostnad</b>		<b>206,7</b>	<b>213,8</b>	<b>136,8</b>
Skattekostnad	10	-137,2	-135,4	-99,2
<b>Årets resultat</b>		<b>69,5</b>	<b>78,4</b>	<b>37,6</b>
Tilordnet aksjonærer i morselskapet		68,9	78,8	38,1
Tilordnet ikke-kontrollerende eierinteresser		0,6	-0,4	-0,5
Ordinært resultat per aksje (i kroner):	11	21,66	24,76	11,97
Utvannet resultat per aksje (i kroner):	11	21,60	24,70	11,94



## KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER INNREGNEDE INNTEKTER OG KOSTNADER

(i milliarder kroner)	Note	For regnskapsåret		
		2012	2011	2010
Årets resultat		69,5	78,4	37,6
Estimatavvik på pensjonsordninger for ansatte	21	5,5	-7,4	0,0
Skatt på inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital		-1,5	2,0	0,0
Inntekter og kostnader som ikke vil bli reklassifisert til resultatregnskapet		4,0	-5,4	0,0
Omregningsdifferanser		-11,9	6,1	2,0
Endring i virkelig verdi på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg	14	0,0	-0,2	0,2
Inntekter og kostnader som kan bli reklassifisert til resultatregnskapet		-11,9	5,9	2,2
Inntekter og kostnader innregnet mot egenkapital		-7,9	0,5	2,2
Sum innregnede inntekter og kostnader		61,6	78,9	39,8
Tilordnet aksjonærer i morselskapet		61,0	79,3	40,3
Tilordnet ikke-kontrollerende eierinteresser		0,6	-0,4	-0,5

## KONSERNBALANSE

(i milliarder kroner)	Note	2012	31. desember 2011 (omarbeidet)	2010 (omarbeidet)
<b>EIENDELER</b>				
Varige driftsmidler	12	439,1	407,6	351,6
Immaterielle eiendeler	13	87,6	92,7	43,2
Investeringer i tilknyttede selskaper		8,3	9,2	9,0
Utsatt skattefordel	10	3,9	5,7	1,9
Pensjonsmidler	21	9,4	3,9	5,3
Finansielle derivater	28	33,2	32,7	20,6
Finansielle investeringer	14	15,0	15,4	15,3
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	14	4,9	3,3	3,9
<b>Sum anleggsmidler</b>		<b>601,4</b>	<b>570,5</b>	<b>450,8</b>
Varelager	15	25,3	27,8	23,6
Kundefordringer og andre fordringer	16	74,0	103,8	75,9
Finansielle derivater	28	3,6	6,0	6,1
Finansielle investeringer	17	14,9	5,2	8,2
Betalingsmidler	18	65,2	55,3	33,8
<b>Sum omløpsmidler</b>		<b>183,0</b>	<b>198,1</b>	<b>147,6</b>
Eiendeler klassifisert som holdt for salg	5	0,0	0,0	44,9
<b>Sum eiendeler</b>		<b>784,4</b>	<b>768,6</b>	<b>643,3</b>
<b>EGENKAPITAL OG GJELD</b>				
Aksjonærs egenkapital		319,2	278,9	219,5
Ikke-kontrollerende eierinteresser		0,7	6,3	6,9
<b>Sum egenkapital</b>	19	<b>319,9</b>	<b>285,2</b>	<b>226,4</b>
Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	20	101,0	111,6	99,8
Utsatt skatt	10	81,2	82,5	78,1
Pensjonsforpliktelser	21	20,6	27,0	22,1
Avsetninger	22	95,5	87,3	68,0
Finansielle derivater	28	2,7	3,9	3,4
<b>Sum langsiktig gjeld</b>		<b>301,0</b>	<b>312,3</b>	<b>271,4</b>
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	23	81,8	94,0	73,7
Betalbar skatt	10	62,2	54,3	46,7
Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	24	18,4	19,8	11,7
Finansielle derivater	28	1,1	3,0	4,2
<b>Sum kortsiktig gjeld</b>		<b>163,5</b>	<b>171,1</b>	<b>136,3</b>
Forpliktelser knyttet til eiendeler holdt for salg	5	0,0	0,0	9,2
<b>Sum gjeld</b>		<b>464,5</b>	<b>483,4</b>	<b>416,9</b>
<b>Sum egenkapital og gjeld</b>		<b>784,4</b>	<b>768,6</b>	<b>643,3</b>

KONSOLIDERT OPPSTILLING OVER ENDRINGER I EGENKAPITAL

(i milliarder kroner)	Aksje- kapital	Annen innskutt egenkapital	Opptjent egenkapital	Finansielle eiendeler tilgjengelig for salg	Omregnings- differanser	Statoil aksjonærers egenkapital	Ikke- kontrollerende eierinteresser	Sum egenkapital
<b>31. desember 2011</b>	8,0	40,7	218,5	0,0	11,7	278,9	6,3	285,2
Årets resultat			68,9			68,9	0,6	69,5
Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen			4,0		-11,9	-7,9		-7,9
Utbytte			-20,7			-20,7		-20,7
Andre egenkapitaltransaksjoner		-0,1	0,1			0,0	-6,2	-6,2
<b>31. desember 2012</b>	8,0	40,6	270,8	0,0	-0,2	319,2	0,7	319,9
<b>31. desember 2010</b>	8,0	40,8	164,9	0,2	5,6	219,5	6,9	226,4
Årets resultat			78,8			78,8	-0,4	78,4
Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen			-5,4	-0,2	6,1	0,5		0,5
Utbytte			-19,9			-19,9		-19,9
Andre egenkapitaltransaksjoner		-0,1	0,1			0,0	-0,2	-0,2
<b>31. desember 2011</b>	8,0	40,7	218,5	0,0	11,7	278,9	6,3	285,2
<b>31. desember 2009</b>	8,0	40,8	145,9	0,0	3,6	198,3	1,8	200,1
Årets resultat			38,1			38,1	-0,5	37,6
Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen			0,0	0,2	2,0	2,2		2,2
Utbytte			-19,1			-19,1		-19,1
Andre egenkapitaltransaksjoner		0,0	0,0			0,0	5,6	5,6
<b>31. desember 2010</b>	8,0	40,8	164,9	0,2	5,6	219,5	6,9	226,4

Se note 19 *Egenkapital*.

## KONSOLIDERT KONTANTSTRØMSOPPSTILLING

(i milliarder kroner)	Note	2012	For regnskapsåret 2011 (omarbeidet)	2010 (omarbeidet)
Resultat før skattekostnad		206,7	213,8	136,8
Justert for:				
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	12,13	60,5	51,4	50,7
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter		3,1	1,5	2,9
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner		3,3	4,2	1,6
(Gevinst) tap ved salg av anleggsmidler og andre poster	5	-21,7	-27,7	-1,2
(Økning) reduksjon i varelager		0,8	-4,1	-3,4
(Økning) reduksjon i kundefordringer og andre fordringer		10,8	-14,4	-16,7
Økning (reduksjon) i leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld		-7,0	20,4	9,5
(Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater	28	-1,1	-12,8	-0,6
Betalte skatter		-119,9	-112,6	-92,3
(Økning) reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter		-7,5	-0,7	-2,1
<b>Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</b>		<b>128,0</b>	<b>119,0</b>	<b>85,2</b>
Kjøp av virksomhet	5	0,0	-25,7	0,0
Investeringer i varige driftsmidler		-96,0	-85,1	-68,4
Balanseførte undersøkelsesutgifter og andre immaterielle eiendeler		-16,4	-7,2	-15,0
(Økning) reduksjon i finansielle investeringer		-12,1	3,8	-2,8
Endring i utlån og andre langsiktig poster		-1,9	-0,5	0,9
Salg av eiendeler	5	29,8	29,8	1,9
Mottatt forskuddsbetaling for eiendeler holdt for salg transaksjoner		0,0	0,0	4,1
<b>Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter</b>		<b>-96,6</b>	<b>-84,9</b>	<b>-79,3</b>
Ny langsiktig rentebærende gjeld		13,1	10,1	15,6
Nedbetaling langsiktig gjeld		-12,2	-7,4	-3,3
Betalt utbytte	19	-20,7	-19,9	-19,1
Netto endring kortsiktige lån og annet		1,6	4,5	6,0
<b>Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter</b>		<b>-18,2</b>	<b>-12,7</b>	<b>-0,8</b>
<b>Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler</b>		<b>13,2</b>	<b>21,4</b>	<b>5,1</b>
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler		-1,9	-0,2	0,3
Betalingsmidler ved årets begynnelse (netto etter overtrekk)	18	53,6	32,4	27,0
<b>Betalingsmidler ved årets utgang (netto etter overtrekk)</b>	<b>18</b>	<b>64,9</b>	<b>53,6</b>	<b>32,4</b>
Betalte renter		3,6	3,9	2,6
Mottatte renter		2,6	2,7	2,1

Salg av eiendeler per 31. desember 2012 inkluderer mottatt vederlag på 13,9 milliarder kroner, fra salget av 24,1 prosent eierandel i Gassled joint venture som ble solgt i 2011.

Betalingsmidler inkluderer netto kassakreditttrekk på 0,3 milliarder kroner per 31. desember 2012, 1,7 milliarder kroner per 31. desember 2011 og 1,4 milliarder kroner per 31. desember 2010.

# Noter til konsernregnskapet

## 1 Organisasjon

Statoil ASA, tidligere Den Norske Stats Oljeselskap AS, ble stiftet i 1972 og er registrert og hjemmehørende i Norge. Selskapet har forretningsadresse Forusbeen 50, 4035 Stavanger, Norge.

Statoilkonsernets virksomhet består i hovedsak av undersøkelse etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum, avledede produkter og andre energiformer.

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

Statoils olje- og gassvirksomhet og lisensandeler på norsk sokkel tilhører det heleide datterselskapet Statoil Petroleum AS. Dette selskapet er samskyldner eller garantist for enkelte av Statoil ASAs gjeldsforpliktelser.

Statoils konsernregnskap for 2012 ble godkjent av styret i henhold til vedtak av 11. mars 2013.

## 2 Vesentlige regnskapsprinsipper

### Overensstemmelseserklæring

Det konsoliderte regnskapet for Statoil ASA og dets datterselskaper ("konsernet") er avlagt i samsvar med Internasjonale Regnskapsstandarder (IFRS'er) som fastsatt av den europeiske unionen (EU), og er også i samsvar med IFRS'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 konsernregnskapet.

Driftsrelaterte kostnader i konsernresultatregnskapet 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 *Undersøkelseskostnader* er presentert basert på funksjon. Betydelige kostnader som lønn, pensjoner, osv. er presentert basert på art i notene til konsernregnskapet.

### Utgitte, ikke implementerte standarder og fortolkninger

Følgende nye regnskapsstandarder, endringer i standarder og fortolkninger relevant for Statoilkonsernet er vedtatt, men ikke trådt i kraft på tidspunktet for konsernregnskapsavleggelsen, og vil bli implementert av konsernet 1. januar 2013. Når ikke annet er opplyst krever standardene og endringene retrospektiv implementering, men er vurdert å ha uvesentlig virkning for konsernets tidligere regnskapsperioder.

- IFRS 10 Konsernregnskap, IFRS 11 *Felleskontrollerte ordninger* og IFRS 12 *Oppllysning om interesser i andre enheter*, utgitt i mai 2011 og med tillegg i form av implementeringsveiledning utgitt i juni 2012, samt endringer i IAS 27 *Separat finansregnskap* og i IAS 28 *Investeringer i tilknyttede foretak og felleskontrollerte foretagender*, utgitt i mai 2011, vil bli implementert samtidig i konsernregnskapet. EUs godkjenning av disse standardene og endringene fastsetter 1. januar 2014 som implementeringsdato, men konsernet har i dette tilfellet valgt å tidlig-implementere standardene den 1. januar 2013, som er IASBs implementeringsdato for standardene. IFRS 10 innfører en ny modell for begrepet kontroll som gjelder alle enheter, og som krever skjønnsutøvelse for å avgjøre om det foreligger kontroll over en enhet slik at den skal konsolideres i tilfeller der det ikke foreligger stemmerettsmajoritet, og i hvilke tilfeller det foreligger tap av kontroll. Standarden vil ikke føre til betydelige endringer når det gjelder enheter som er vurdert å være under Statoil-konsernets kontroll. IFRS 11 innfører en substans-tilnærming som krever skjønn i vurderingen av om det foreligger felles kontroll, og krever enstemmighet i beslutningene fra alle deltakerne, eller fra en gruppe deltakere som til sammen kontrollerer en økonomisk aktivitet, for at den skal bli definert som felleskontrollert og komme inn under reglene i IFRS 11. Standarden legger til grunn at et selskap skal regnskapsføre felles kontrollert virksomhet, der selskapet har rettigheter til den felleskontrollerte ordningens eiendeler og forpliktelser, på linje med metoden for proporsjonal konsolidering. Felleskontrollert foretagende derimot, hvor selskapet har rettigheter til den felleskontrollerte ordningens netto eiendeler, skal regnskapsføres etter egenkapitalmetoden. Konsernet har ikke identifisert vesentlige enheter eller aktivitet innenfor IFRS 11s virkeområde som vil bli regnskapsført annerledes under den nye standarden. De av konsernets lete- og utvinningslisenser som faller inn under standardens virkeområde vil bli regnskapsført på linje med proporsjonal konsolidering. Implementeringen per 1. januar 2013 av IFRS 10, IFRS 11 og IFRS 12 med respektive tillegg, samt endringene i IAS 28 vil ikke påvirke konsernregnskapet vesentlig.
- IFRS 13 *Måling av virkelig verdi*, utgitt i mai 2011, skal implementeres prospektivt. Konsernet har ikke identifisert vesentlige endringer i verdiene på eiendeler og forpliktelser som måles til virkelig verdi i konsernregnskapet som følge av IFRS 13.
- Endringer i IAS 19 *Ytelser til ansatte*, utgitt i juni 2011 omfatter endringer i regnskapsføring og noteoppllysning knyttet til pensjonsforpliktelser, men vil på implementeringstidspunktet ikke påvirke konsernregnskapet vesentlig.
- Endringer i IAS 1 *Presentasjon av finansregnskap*, utgitt i juni 2011, vil ikke ha vesentlig påvirkning på konsernets presentasjon av elementer innregnet direkte mot egenkapital.

- Endringer i IFRS 7 *Finansielle Instrumenter - opplysninger*, utgitt i desember 2011, innfører nye krav til noteopplysninger om nettoføring av finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser. Konsernet vil gi de påkrevde noteopplysninger ved implementeringen.
- *Forbedringer til IFRS (2009 - 2011)*, utgitt i mai 2012, vil på implementeringstidspunktet ikke påvirke konsernregnskapet vesentlig.

På tidspunktet for dette konsernregnskapet er følgende nye regnskapsstandard og endringer i standarder relevant for Statoilkonsernet vedtatt, men ikke trådt i kraft og ikke implementert i konsernregnskapet. Konsernet har foreløpig ikke besluttet tidspunkt for implementeringen, og er fremdeles i ferd med å vurdere standardens og endringenes potensielle virkning for regnskapet.

- IFRS 9 *Finansielle instrumenter*, med første del utgitt i november 2009 og andre del i oktober 2010, omfatter klassifisering og måling av finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser. IFRS 9 vil tre i kraft 1. januar 2015, og medfører også endringer i ulike andre IFRS'er fra samme dato.
- Endringer i IAS 32 *Finansielle instrumenter - presentasjon*, utgitt i desember 2011, trer i kraft 1. januar 2014 og klargjør kravene til nettoføring av finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser i regnskapet.

Øvrige standarder, endringer i standarder og fortolkninger som er utgitt men ikke trådt i kraft forventes ikke å være relevante for Statoils konsernregnskap på implementeringstidspunktet.

#### Vesentlige endringer i regnskapsprinsipper i inneværende periode

Med virkning fra 2012 endret konsernet sitt prinsipp for klassifisering i balansen av kortsiktige finansielle investeringer med mindre enn 3 måneder til forfall fra *Finansielle investeringer* til *Betalingsmidler*. Samtidig endret konsernet sitt prinsipp for presentasjon av endringer i kortsiktige finansielle investeringer i kontantstrømoppstillingen fra *Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter* til *Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter*. Endringene er implementert med retrospektiv virkning i konsernregnskapet inkludert notene, og som følge av dette inkluderes åpningsbalanse for 31. desember 2010 (1. januar 2011).

Som del av likviditetsstyringen har konsernet gradvis øket sin bruk av kortsiktige særlig likvide investeringer som f.eks. kortsiktige obligasjoner og pengemarkedsfond. Denne utviklingen, kombinert med beholdning av relativt høy likviditet over tid, har ført til konklusjonen om at presentasjon av pengemarkedsfonds- og særlig likvide investeringer med mindre enn tre måneder til forfall som *Betalingsmidler* i stedet for *Finansielle investeringer* bedre reflekterer konsernets likviditetsstyringsprinsipper, og dermed gir mer relevant informasjon. I forbindelse med denne endringen vurderer konsernet det også som mer relevant å presentere de gjenværende finansielle investeringene, dvs. de som ikke nå inkluderes i *Betalingsmidler*, som *Investeringsaktiviteter* i kontantstrømoppstillingen.

For ytterligere informasjon vises det til Note 3 *Endring av regnskapsprinsipp*.

#### Konsolidering

##### *Datterselskap*

Konsernregnskapet omfatter regnskapet til morselskapet Statoil ASA og datterselskap.

Konserninterne transaksjoner og konsernmellomværende, inkludert urealiserte interne gevinster og tap, er eliminert. Ikke-kontrollerende eierinteresser (minoritetsinteresser) presenteres på egen linje innenfor egenkapitalen i konsernbalansen.

#### Felleskontrollerte eiendeler, felleskontrollerte enheter og tilknyttede selskap

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

#### Statoilkonsernet 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 konsernresultatregnskapet. Kun konsernets andel av resultatposter og balanseposter relatert til Statoil-opererte felleskontrollerte eiendeler er reflektert i resultatregnskapet og balansen til konsernet.

#### Segmentrapportering

Statoilkonsernet identifiserer rapporteringspliktige driftssegmenter basert på de deler av konsernet som regelmessig gjennomgås av øverste beslutningstaker, konsernledelsen. Konsernet rapporterer driftssegmenter samlet når disse tilfredsstiller gitte aggregeringskriterier. Kvantitative minimumsgrenser for rapportert driftsinntekt, netto driftsresultat og eiendeler legges også til grunn.

Regnskapsprinsippene som beskrevet i denne noten gjelder også for finansiell informasjon som er inkludert i segment-relaterte noteopplysninger i dette konsernregnskapet.

#### 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 konsernresultatregnskapet som gevinst eller tap på utenlandsk valuta. Differanser som oppstår ved omregning av estimatbaserte avsetninger reflekteres imidlertid generelt som del av endringen i det underliggende estimatet, og kan således inngå i konsernresultatregnskapets driftskostnader eller skattekostnader, avhengig av den enkelte avsetningens art. 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 fra funksjonell valuta til norske kroner (NOK), som er presentasjonsvaluta for Statoils konsernregnskap. Når et datterselskap har en annen funksjonell valuta enn NOK, noe som også gjelder konsernets morselskap Statoil ASA med funksjonell valuta USD, omregnes eiendeler og gjeld til NOK basert på kursen på balansedagen. Inntekter og kostnader omregnes basert på kursen på transaksjonstidspunktet. Differanser ved omregning fra funksjonell valuta til presentasjonsvaluta føres direkte mot *Inntekter og kostnader innregnet mot egenkapitalen*.

### **Virksomhetssammenslutninger**

Skjønn må utøves i hvert tilfelle for å vurdere hvorvidt et oppkjøp tilfredsstiller kriteriene for virksomhetssammenslutning. Kjøp vurderes mot de relevante IFRS-kriteriene for å avgjøre om det representerer en virksomhetssammenslutning eller kjøp av eiendeler. På bakgrunn av foreliggende fakta har kjøp av letelisen hvor utbygging ikke er besluttet 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. Påløpte oppkjøpskostnader kostnadsføres under *Salgs- og administrasjonskostnader*.

### **Prinsipper for inntektsføring**

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

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

Inntekter regnskapsføres eksklusive toll, forbruksavgifter og produksjonsavgifter som betales i form av avgiftsolje ("royalty in-kind"). Inntekter regnskapsføres inklusive betaling i form av fysiske leveranser (in-kind payments) som representerer inntektsskatt.

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**

Konsernet 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 henholdsvis *Varekostnad* og *Salgsinntekter*. Statoil ASA selger, i eget navn, men for den norske stats regning og risiko, statens produksjon av naturgass. Dette salget, og relaterte utgifter refundert fra den norske stat, er regnskapsført netto i konsernregnskapet. Salg av naturgass utført av datterselskaper i Statoil-konsernet i angjeldende selskaps eget navn, og de tilhørende kostnader, bruttoføres imidlertid i Statoils konsernregnskap når datterselskapet ansees å fremstå som prinsippal ved salg utført på vegne av den norske stat. Ved regnskapsføringen av slike salg reflekteres den norske stats resultatandel i konsernets *Salgs- og administrasjonskostnader* som enten kostnader eller kostnadsreduksjon.

### **Ytelser til ansatte**

Ytelser til lønn, bonus, trykdeavgifter, ferie og sykefravær med lønn kostnadsføres i den perioden den ansatte har utført tjenester for selskapet gjennom sitt arbeid.

### **Forskning og utvikling**

Konsernet 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 vurderes med hensyn på balanseføring i tråd med de relevante IFRS-regler. I etterfølgende perioder rapporteres eventuelle balanseførte utviklingskostnader til anskaffelseskost med fradrag for akkumulerte av- og nedskrivninger.

### **Skattekostnad**

*Skattekostnad* i konsernresultatregnskapet består av summen av betalbar skatt og utsatt skatt. Skattekostnad innregnes i konsernresultatregnskapet med unntak av skatteeffekten knyttet til poster som er innregnet direkte mot 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 (knyttet til potensielle skattekrav, inkludert straffeskatt) inngår med beste estimat i betalbar skatt og/eller utsatt skatt. Fremtidig forventet tilbakebetaling av allerede innbetalt skatt (knyttet til omstridte skattekrav) 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 *Netto finansposter* i konsernresultatregnskapet.

Utsatt skatt beregnes som utsatte skattefordeler og utsatt skattegjeld på skattereduserende og skatteøkende midlertidige forskjeller mellom balanseførte verdier av eiendeler og gjeldsposter 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 eller i praksis vedtatte skattesatser. 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 forventning om fremtidige skattepliktige inntekter kreves derfor en høy grad av sikkerhet, underbygget av faktorer som 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 som for tiden er på 50 prosent på resultatet fra petroleumsvirksomheten. Særskatten kommer i tillegg til ordinær inntektsskatt på 28 prosent, slik at total marginal skattesats på resultat 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, som beregnes med en sats på 7,5 prosent av 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 blir de balanseførte kostnadene vurdert for fraregning eller testet 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 ("carried interests"), blir også disse utgiftene regnskapsført på samme måte som egne undersøkelses- og utbyggingsutgifter etter hvert som undersøkelses- og utbyggingsarbeidet gjennomføres. Når kjøper tilsvarende påtar seg å dekke fremtidige undersøkelses- og utbyggingsutgifter som en del av vederlaget regnskapsfører konsernet nedsalg i eierandeler i undersøkelseslisenser ("farm-out" avtaler) med kontinuitet, uten regnskapsføring av gevinster og tap.

Ved etter-skatt baserte avhendelser av eiendeler på norsk sokkel inkluderes tilbakeføring av tidligere beregnede og regnskapsførte utsatte skatteforpliktelser knyttet til disse eiendelene i gevinst- og tapsberegningen. Brutto gevinst eller tap føres deretter i sin helhet under *Andre inntekter* i konsernresultatregnskapet.

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 knyttet til undersøkelsesbrønner som påviser sikre reserver, inkludert utgifter til kjøp av andeler i undersøkelseslisenser, overføres fra balanseførte undersøkelsesutgifter og anskaffelseskost - olje og gass leterettigheter (under *Immaterielle eiendeler*) til anlegg under utbygging (under *Varige driftsmidler*) på tidspunktet for sanksjonering av utbyggingsprosjektet. Når ingen sanksjonering er påkrevd for landbaserte brønner skjer overføring av balanseførte undersøkelsesutgifter fra *Immaterielle eiendeler* til *Varige driftsmidler* når hver brønn er produksjonsklar.

### Varige driftsmidler

Varige driftsmidler regnskapsføres til anskaffelseskost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Opprinnelig anskaffelseskost inkluderer kjøpesum eller utbyggingskostnad, eventuelle utgifter påkrevd for å sette eiendelen i drift, estimat på utgifter til å stenge ned og fjerne eiendelen og eventuelle lånekostnader henført til eiendeler som kvalifiserer for slik balanseføring. Varige driftsmidler omfatter også driftsmidler som er anskaffet i henhold til betingelsene i produksjonsdelingsavtaler (Profit Sharing Agreements, PSAer) 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 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 inspeksjoner og ettersyn i tilknytning til større vedlikeholdsprogram som planlegges og gjennomføres med mer en ett års jevnlig mellomrom, balanseføres og avskrives over perioden frem til neste planlagte inspeksjon og vedlikeholdsarbeide. 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 oppstrømsrelaterede eiendeler er det etablert separate avskrivningskategorier. Disse skiller som minimum mellom 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 ved bruk av eiendelen. 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.

#### **Eiendeler klassifisert som holdt for salg**

Anleggsmidler klassifiseres separat som holdt for salg i balansen når deres balanseførte verdi vil bli gjenvunnet ved en salgstransaksjon heller enn ved fortsatt bruk. Denne betingelsen ansees bare oppfylt når salget er svært sannsynlig, eiendelen er tilgjengelig for umiddelbart salg i sin nåværende tilstand, og ledelsen har forpliktet seg til salget, som må forventes å kvalifisere for innregning som fullført salg innen ett år fra tidspunktet for klassifisering. Forpliktelse direkte knyttet til eiendelene klassifisert som holdt for salg og som forventes å inngå i salgstransaksjonen blir også klassifisert separat. Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler klassifisert som holdt for salg blir ikke avskrevet eller amortisert fra klassiferingstidspunktet. Netto eiendeler og gjeld som inngår i en avhendingsgruppe klassifisert som holdt for salg vurderes til det laveste av balanseført verdi og virkelig verdi fratrukket salgsutgifter.

#### **Leieavtaler**

Leieavtaler som i all vesentlighet overfører risiko og avkastning som er forbundet med eierskap til konsernet, regnskapsføres som finansielle leieavtaler. Når en eiendel leid av en felleskontrollert eiendel som konsernet deltar i kvalifiseres som finansiell leieavtale, regnskapsfører konsernet sin forholdsmessige andel av den leide eiendelen og tilknyttede forpliktelser i balansen. Finansielle leieavtaler klassifiseres i konsernbalansen som henholdsvis *Varige driftsmidler* og *Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler*. Alle andre leieavtaler klassifiseres som operasjonelle leieavtaler og utgiftene innregnes i relevant driftskostnadslinje, lineært over leieperioden eller basert på et annet systematisk grunnlag dersom dette gir et mer representativt bilde av de økonomiske fordelene knyttet til leieavtalene.

Konsernet skiller mellom leieavtaler og kapasitetskontrakter. Leieavtaler gir rett til å bruke en bestemt eiendel for en periode, mens kapasitetskontrakter gir konsernet rettigheter til, samt også plikt til å betale for, tilgang til en viss volumkapasitet knyttet til transport, terminalbruk, lagring, o.l. Slike kapasitetskontrakter som ikke omfatter særskilte enkelteideler og heller ikke det alt vesentlige av kapasiteten til en ikke-delbar rettighet knyttet til en særskilt eiendel, blir av konsernet vurdert å ikke kvalifisere som leieavtaler for regnskapsformål. Kapasitetsvederlag regnskapsføres som *Andre kostnader* i den perioden der kontraktsfestet kapasitet er tilgjengelig for konsernet.

#### **Immaterielle eiendeler inkludert goodwill**

Immaterielle eiendeler balanseføres til kostpris med fradrag for akkumulerte av- og nedskrivninger. Immaterielle eiendeler inkluderer utgifter til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser, goodwill og andre immaterielle eiendeler.

Utgifter knyttet til leteboring balanseføres som immaterielle eiendeler mens det avklares om brønnene har påvist potensielt sikre reserver. Slik evaluering ferdigstilles normalt innen ett år etter boreslutt. Undersøkellesbrønner som påviser potensielt sikre reserver forblir balanseført som immaterielle eiendeler mens funnet evalueres, se nærmere om dette i seksjonen Undersøkelles- og utbyggingsutgifter i denne noten.

Immaterielle eiendeler knyttet til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser avskrives ikke. Eiendelene omklassifiseres til *Varige driftsmidler* når utbyggingsbeslutning foreligger.

Goodwill innregnes første gang med det beløpet som summen av overført vederlag og innregnet beløp knyttet til minoritetsinteresser overstiger virkelig verdi av oppkjøpte identifiserbare eiendeler og overtatte forpliktelser med på oppkjøpstidspunktet. Goodwill ved oppkjøp allokteres til hver kontantgenererende enhet eller gruppe av kontantgenererende enheter som forventes å nyte godt av synergieffektene av sammenslutningen. Etter førstegangs innregning måles goodwill til kostpris med fradrag for eventuelle akkumulerte tap for verdifall.

#### **Finansielle eiendeler**

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

Konsernet klassifiserer finansielle eiendeler i følgende tre hovedkategorier ved førstegangs innregning: 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-oppsjonen".

*Betalingsmidler* omfatter kontanter, innskudd i banker og tilsvarende institusjoner, og kortsiktige særlig likvide investeringer som kan konverteres til fastsatte kontantbeløp, er eksponert for uvesentlig risiko for endringer i virkelig verdi, og som har løpetid på tre måneder eller kortere fra ervervelsestidspunktet.

Kundefordringer bokføres til opprinnelig beløp med fradrag for avsetning for tap, som regnskapsføres når det foreligger objektive indikasjoner på at Statoil ikke vil motta oppgjør i samsvar med opprinnelige betingelser.

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

Finansielle eiendeler klassifiseres som kortsiktige dersom deres gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen eller de av andre årsaker forventes oppgjort innen dette, eller dersom de holdes for omsetningsformål. Finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser vises hver for seg i konsernbalansen med mindre konsernet 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 forekommer 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 varige driftsmidler og immaterielle eiendeler**

Eiendeler eller grupper av eiendeler testes for nedskrivning dersom hendelser eller endrede forhold indikerer at den balanseførte verdien kan overstige 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 undersøkelsesutgifter og anskaffelskost - olje og gass leterettigheter offshore anses hver undersøkelsesbrønn som en separat kontantgenererende enhet. For landbasert virksomhet betraktes hvert ukonvensjonelle skiferområde som en kontantgenererende enhet.

Ved vurderingen av om en eiendel må nedskrives sammenlignes eiendelens bokførte verdi med gjenvinnbart beløp. Gjenvinnbart beløp viser seg ofte å være konsernets estimerte bruksverdi, som beregnes ved bruk av diskonterte kontantstrømmer. De estimerte fremtidige kontantstrømmene blir basert på rimelige og dokumenterbare forutsetninger og representerer ledelsens beste estimat på de ulike økonomiske forhold som vil foreligge i de kontantgenererende eiendelens gjenværende utnyttbare levetid, slik disse fremgår av konsernets nyeste vedtatte langtidspan. Konsernets langtidspaner gjennomgås av konsernledelsen og oppdateres minst en gang i året. Planene dekker en tiårs-periode og reflekterer forventede produksjonsvolumer for olje og naturgass i planperioden. For eiendeler og kontantgenererende enheter med forventet levetid eller produksjon av forventede reserver ut over perioden på ti år, inkluderer estimatene også prosjekt- eller eiendelsspesifikke kontantstrømmer for relevant periode. Slike estimater utarbeides på grunnlag av konsistent anvendte konsernprinsipper og -forutsetninger.

Ved en nedskrivningsvurdering basert på gjenvinnbart beløp blir de fremtidige forventede kontantstrømmer risikostjustert i forhold til det aktuelle driftsmiddel og neddiskontert ved bruk av reell diskonteringsrente etter skatt, basert på konsernets gjennomsnittlige kapitalkostnad (WACC) etter skatt. Bruken av etter-skatt diskonteringsrente for å beregne gjenvinnbart beløp fører ikke til en vesentlig forskjellig vurdering av behovet for, eller beløpet knyttet til, nedskrivning i forhold til hva som ville fremkommet ved anvendelse av før-skatt diskonteringsrente.

Balanseførte undersøkelsesutgifter og anskaffelseskost - olje og gass leterettigheter vurderes med hensyn på nedskrivning når forhold eller hendelser tilsier at balanseført beløp kan overstige gjenvinnbart beløp, og minimum en gang i året. Undersøkelsesbrønner som har påvist reserver, men hvor klassifisering som sikre reserver avhenger av om betydelige investeringer kan forsvares eller der økonomisk lønnsomhet for større investeringer vil avhenge av vellykket gjennomføring av ytterligere leteboring, vil forbli balanseført i løpet av evalueringsperioden for funnet. Deretter vil det beraktes 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.

Nedskrivning reverseres i den grad betingelser for nedskrivningen ikke lenger er til stede. Tap ved verdifall og reversering av slike tap klassifiseres som *Undersøkelseskostnader* eller *Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger*, på bakgrunn av postens art som henholdsvis balanseførte undersøkelsesutgifter (Immaterielle undersøkelseseiendeler) eller anlegg under utbygging og produksjonsanlegg (varige driftsmidler og andre immaterielle eiendeler).

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

Goodwill testes for tap ved verdifall årlig, eller oftere dersom det foreligger hendelser eller endrede forhold som indikerer mulig verdifall. Eventuelt verdifall identifiseres ved å vurdere gjenvinnbart beløp for den kontantgenererende enheten, eller gruppen av enheter, som goodwillen er tilordnet. Dersom gjenvinnbart beløp for enheten, eller for gruppen av enheter, er lavere enn balanseført verdi, blir tapet ved verdifallet innregnet i konsernregnskapet. Nedskrivning av goodwill blir ikke reversert.

##### **Finansielle forpliktelser**

Finansielle forpliktelser innregnes første gang til virkelig verdi når konsernet blir part i kontrakten. Den påfølgende målingen av finansielle forpliktelser avhenger av hvilken kategori de er klassifisert inn i. Kategoriene som er relevante for konsernet er enten finansiell forpliktelse til virkelig verdi over resultatet eller finansiell forpliktelse målt til amortisert kost ved effektiv rente-metoden. Sistnevnte kategori omfatter konsernets langsiktige banklån og obligasjonslån.

Finansielle forpliktelser klassifiseres som kortsiktige dersom gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen, eller hvis de er holdt for omsetningsformål. 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 finansielle poster og Renter og andre finansieringskostnader innenfor *Netto finansposter*.

##### **Finansielle derivater**

Konsernet benytter finansielle derivater for å styre eksponering som oppstår ved svingninger i valutakurser, renter og råvarepriser. Slike finansielle derivater innregnes til virkelig verdi ved kontraktsinngåelse og blir målt til virkelig verdi med verdiendring over resultatet i etterfølgende perioder. Resultateffekten av

råvarebaserte finansielle derivater inngår i konsernresultatregnskapet under *Salgsinntekter*, da det alt vesentlige av slike derivater er knyttet til salgskontrakter eller driftsinntektsrelatert risikostyring. Resultateffekten av andre finansielle instrumenter inngår i *Netto finansposter*.

Finansielle derivater presenteres som eiendeler når virkelig verdi er positiv og som 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 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 unntak fra dette er imidlertid kontrakter som er inngått og som fortsatt innehas med det formål å motta eller levere en ikke-finansiell gjenstand i samsvar med konsernets forventede innkjøps-, salgs- eller bruksbehov ("eget bruk"). Disse regnskapsføres ikke som finansielle instrumenter. Dette unntaket gjelder et betydelig antall av Statoils kontrakter for kjøp og salg av råolje og naturgass, som innregnes ved levering.

Derivater innebygd i andre finansielle instrumenter eller i andre ikke-finansielle vertskontrakter regnskapsføres som separate derivater, og innregnes til virkelig verdi med verdiendring over resultatet, når 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, og vertskontrakten ikke er balanseført til virkelig verdi. Der det finnes et aktivt marked for en råvare eller en annen ikke-finansiell gjenstand som omfattes av en kjøps- eller salgskontrakt, vil for eksempel en prisformel bli vurdert å være nært relatert til vertskontrakten hvis den er indekset til det relevante aktive markedet. En prisformel indekset basert på andre markeder eller produkter vil imidlertid medføre innregning av et separat derivat i regnskapet. Hvis det ikke finnes noe aktivt marked for råvaren eller den ikke-finansielle gjenstanden som kontrakten omfatter, vurderer konsernet kjennetegnene til et slikt prisbasert innebygd derivat å være nært relatert til vertskontrakten hvis prisformelen er basert på relevante indekser som er vanlig i bruk blant andre markedsaktører. Dette gjelder en rekke av konsernets langsiktige gassalgskontrakter.

#### **Pensjonsforpliktelser**

Konsernet har pensjonsplaner for ansatte som enten gir den ansatte rett til et nærmere definert beløp fra pensjonstidspunktet (ytelsesplaner), 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.

Konsernets forholdsmessige andel av flerforetaks ytelsesplaner innregnes som forpliktelse i regnskapet i den grad tilstrekkelig informasjon er tilgjengelig og forpliktelsen kan estimeres pålitelig.

Konsernets 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 neddiskonteres 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 tilnærmet løpetid for Statoils forpliktelser. Diskonteringsrenten som benyttes for hoveddelen av forpliktelsene er basert på norske obligasjoner med fortrinnsrett, som vurderes å være foretaksobligasjoner av høy kvalitet. Kostnadene ved pensjonsplanene utgiftsføres over perioden der ansatte utfører tjenester og opparbeider rett til å motta ytelser. Beregningene blir utført av en ekstern aktuar.

Renteelementet av ytelsesplanbasert kostnad beregnes ved å multiplisere fastsatt diskonteringsrente med nåverdien av den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen i begynnelsen av perioden, og hensynta alle vesentlige endringer i pensjonsforpliktelsen i løpet av året. 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 konsernresultatregnskapet som en del av periodens netto pensjonskostnad.

Pensjonskostnader blir akkumulert i kostnadspooler og allokert til forretningsområder og felleskontrollerte eiendeler (lisenser) der Statoilkonsernet er operatør med utgangspunkt i påløpte timer, og innregnet i resultatregnskapet basert på funksjon.

Kostnader ved tidligere perioders pensjonsopptjening innregnes umiddelbart fra det tidspunktet ytelsen er innvunnet eller basert på lineær fordeling over opptjeningsperioden. Ved eventuelt oppgjør (som fjerner alle forpliktelser for ytelser som er påløpt) eller avkorting (reduksjon av fremtidige forpliktelser som følge av en vesentlig reduksjon i ordningens medlemskap eller reduksjon i fremtidige ytelser) blir forpliktelsen og de tilhørende pensjonsmidlene målt på nytt basert på oppdaterte aktuarmessige forutsetninger og den beregnede gevinsten eller tapet innregnes i konsernresultatregnskapet når avkorting eller oppgjør skjer.

Estimatavvik innregnes i *Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader* i den perioden gevinsten eller tapet oppstår. Estimatavvik knyttet til sluttvederlagsavsetning innregnes i konsernresultatregnskapet i perioden de oppstår. Da morselskapet Statoil ASAs funksjonelle valuta er USD 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.

### Tapsbringende kontrakter

Konsernet regnskapsfører avsetning for netto kontraktsfestede forpliktelser knyttet til kontrakter definert som tapsbringende. Kontrakter vurderes som tapsbringende dersom de uunngåelige utgiftene ved å oppfylle kontraktsforpliktelsene 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 konsernet har en (juridisk eller faktisk) 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. Forpliktelsen innregnes med nåverdien av de estimerte fremtidige utgiftene i henhold til lokale krav og betingelser. Estimater baseres på gjeldende krav og teknologi, hensyntatt relevante risikofaktorer og usikkerhet, for å komme frem til beste estimat. Diskonteringsrenten som anvendes ved beregning av fjerningsforpliktelser er en risikofri rente som hensyntar relevant valuta og tidshorisont for de under liggende kontantstrømmene, justert for kredittpremie som reflekterer konsernets kredittpremie. 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 driftsperioden gjennom endring i lovgivning eller ved en beslutning om å opphøre med virksomheten, eller være knyttet til konsernets løpende bruk av rørdningssystemer der fjerningsforpliktelser påhviler skiperne. Forpliktelsene inngår i *Avsetninger* i balansen. For raffineri- og prosesseringsanlegg uten en forventet konsesjonsperiode anses levetiden som ubestemt og det er derfor ikke innregnet fjerningsforpliktelse for disse anleggene.

Når forpliktelsen regnskapsføres, blir samme beløp balanseført som en del av kostprisen til den relaterte eiendelen, og avskrives sammen med denne. Endring i et estimat for nedstengning og fjerning behandles som en justering av forpliktelsen med tilsvarende justering av eiendelen. Avsetninger for fjerning knyttet til konsernets aktivitet som skiper av volumer gjennom tredjeparts transportsystemer utgiftsføres når kostnadene påløper.

### Måling av virkelig verdi

Noterte priser i aktive markeder er det beste bevis for virkelig verdi, og konsernet anvender derfor slike så langt det lar seg gjøre. Finansielle instrumenter notert i aktive markeder vil normalt omfatte 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 et aktivt marked, fastsettes virkelig verdi ved hjelp av verdsettelsesmetoder. Disse omfatter bruk av nylig foretatte markedstransaksjoner på armlengdes avstand, henvisning til virkelig verdi for et annet instrument som er praktisk talt det samme, diskonterte kontantstrømsberegninger og prisingsmodeller med tilhørende interne forutsetninger. I verdsettelsesmetodene tar konsernet også hensyn til motpartens og egen kredittisiko. 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 observerbare markedspriser. Virkelig verdi av rente- og valutabytteavtaler baseres på relevante noteringer fra aktive markeder, på tilsvarende noterte instrumenter og andre hensiktsmessige verdsettelsesmetoder.

### Viktige områder for skjønnsanvendelse og kilder til usikkerhet i estimater

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

Nedenfor beskrives områder som involverer stor grad av skjønn ved anvendelse av regnskapsprinsippene, bortsett fra de som omfatter estimering (se under), og som har særlig betydning for beløpene som er innregnet i konsernregnskapet.

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

Som beskrevet over i avsnittet Transaksjoner med den norske stat markedsfører og selger konsernet 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*. Konsernet har i vurderingen av brutto eller netto presentasjon tatt utgangspunkt i de detaljerte kriteriene for innregning av driftsinntekter, og har konkludert med at risiko og avkastning knyttet til eie av oljevolumene var blitt overført fra SDØE til Statoil.

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

#### *Proporsjonal innregning av gevinst ved etablering av felles kontrollert virksomhet ved å redusere andel i datterselskaper*

Det er motstrid i regnskapsstandardene mellom kravene i IAS 27 *Konsernregnskap* og *separat finansregnskap* og IAS 31 *Andeler i felleskontrollert virksomhet* / SIC 13 *Felleskontrollerte foretak - ikke-monetære overføringer fra deltakere* når det gjelder gevinstinnregning ved reduksjon av andeler i datterselskaper. Etter kravene i IAS 27 ville salget av eierinteresser i et heleiet datterselskap føre til tap av kontroll over datterselskapet, med tilhørende gevinstinnregning for 100 prosent og påfølgende etablering av ny kostbasis på grunnlag av virkelig verdi for de gjenværende eierandelene. Etter kravene i IAS 31 / SIC-13 ville innregnet gevinstandel være i overensstemmelse med kjøpernes eierandel. På bakgrunn av motstriden mellom regnskapsstandardene har konsernet valgt som regnskapsprinsipp å basere regnskapsføringen på substansen i slike salgstransaksjoner, slik at der disse i realiteten representerer etablering av felleskontrollert virksomhet, blir dette innregnet etter reglene i IAS 31 / SIC-13. Ved et slikt salg innregner Statoil således gevinst i tråd med eierandelen som overdras til angjeldende kjøper.

### **Estimering under usikkerhet**

Utarbeidelse av konsernregnskap 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 antas å være rimelige ut fra de gitte omstendigheter, og som danner grunnlag for å foreta vurderinger av balanseførte verdier på eiendeler og gjeldsposter som ikke er lett tilgjengelige basert på andre kilder. Faktiske 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, raffineringmarginene, kursene på utenlandsk valuta og rentesatser samt finansielle instrumenter hvor virkelig verdi utledes fra endringer i disse faktorene, som alle påvirker totalresultatet. I tillegg påvirkes konsernets resultater 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 skjønnsom må utøves for å utarbeide regnskapet, og den usikkerhet som i vesentlig grad kan påvirke virksomhetens resultat, balanse og kontantstrømmer.

**Sikre olje- og gassreserver.** Sikre olje- og gassreserver kan ha vesentlig innvirkning på konsernregnskapet, da endringer i de sikre reservene, for eksempel som følge av prisendringer, kan ha en vesentlig virkning på beregningen av produksjonshetsavskrivninger. 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), som krever anvendelse av 12-måneders prisgjennomsnitt i estimering av reservene, og som må baseres på eksisterende økonomiske forhold og driftsmetoder, med en stor grad av sannsynlighet (minst 90 prosent sannsynlighet) for at reservene vil bli utvunnet. Det amerikanske Financial Accounting Standards Board (FASB) sine krav til tilleggsopplysninger om produksjonsvirksomheten for olje og gass er i tråd med SECs regelverk. Reserveestimerer er basert på subjektivt skjønn inkludert geologiske og tekniske vurderinger av mengden hydrokarbonvolumer, produksjon, historisk utvinning og prosesseringsutbyttefaktorer, samt kapasitet på installerte anlegg. For fremtidige utbyggingsprosjekter inkluderes bare sikre reserveestimerer når det eksisterer en tilstrekkelig forpliktelse til prosjektfinansiering og gjennomføring, og når relevante godkjennelser 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 en uavhengig tredjepart, og resultatet av denne vurderingen er ikke vesentlig forskjellig fra konsernets egne estimater. Sikre olje- og gassreserver representerer beregnede mengder olje og gass som, basert på analyser av geologiske 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.

**Forventede olje- og gassreserver.** Forventede olje- og gassreserver kan ha vesentlig innvirkning på konsernregnskapet, da endringer i de forventede reservene, for eksempel som følge av prisendringer, vil påvirke nedstengnings- og fjerningsforpliktelser samt testing for tap ved verdifall, som igjen kan ha vesentlig virkning på resultatregnskapet dersom dette medfører nedskrivninger. Forventede olje- og gassreserver er estimerte gjenværende kommersielt utvinnbare volumer fra produserende felt eller fra prosjekter klarert for utbygging, basert på konsernets vurdering av fremtidige økonomiske forhold. Utvinnbare olje- og gassvolumer er alltid usikre størrelser og forventet verdi er det veide snittet, eller statistiske midtpunkt, av mulige utfall. Forventede reserver er derfor normalt større enn det som refereres til som sikre reserver i tråd med SECs regelverk. Forventede olje- og gassreserver estimeres av konsernets eksperter på basis av bransjestandarder. Reserveestimerer blir benyttet ved testing av oppstrøms-eiendeler ved nedskrivningsvurdering 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 driftstillatelsesbegrensninger. Påliteligheten i disse estimatene på ethvert tidspunkt avhenger av både kvalitet og kvantitet på de tekniske og økonomiske data og effektiviteten ved utvinningen og prosessering av hydrokarbonene.

**Undersøkelseskostnader og kjøpte leterettigheter.** Konsernet balansefører midlertidig utgifter til boring av undersøkelsesbrønner i påvente av en vurdering av om brønnene har funnet sikre olje- og gassreserver. Konsernet 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 må nedskrives i perioden vil i betydelig grad påvirke periodens driftsresultat.

**Nedskrivning/reversering av nedskrivning.** Konsernet har betydelige investeringer i varige driftsmidler og immaterielle eiendeler. Endrede omstendigheter eller forventninger med hensyn til en eiendels 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 vesentlige etablerte forutsetninger om fremtiden.

Balanseførte undersøkelseskostnader vurderes med hensyn til om det foreligger indikasjoner på at balanseført beløp overstiger gjenvinnbart beløp når forhold eller hendelser tilsier dette, og minimum en gang i året. Hvis evaluering av en undersøkelsesbrønn viser at den ikke har påvist sikre reserver vurderes brønnen for nedskrivning. Etter første evalueringsfase vil det være å anse som indikasjon på at nedskrivningsvurdering av en brønn må gjennomføres hvis 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 gjenvinnbare beløp kan være komplekse når beløp 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 etableres langsiktige forutsetninger knyttet til en rekke ofte volatile økonomiske faktorer, slik som fremtidige markedspriser, raffineringmarginene, 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 gjenvinnbare beløp, og dermed ved sikring av at estimatene for gjenvinnbare 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 eiendeler.

**Pensjonsforpliktelser.** Ved estimering av nåverdien av ytelsesbaserte pensjonsplaner som representerer en langsiktig forpliktelse i balansen, og indirekte også periodens pensjonskostnad i resultatregnskapet, etablerer konsernet 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 virkning på regnskapet.

**Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse.** Statoil har betydelige juridiske forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning av installasjoner ved utgangen av produksjonsperioden. Det er vanskelig å estimere utgiftene knyttet til nedstengnings- og fjerningsaktivitetene. Estimatene er basert på gjeldende regelverk og dagens teknologi, hensyntatt relevante risikofaktorer og usikkerhet. Mesteparten av fjerningsaktivitetene vil finne sted mange år inn i fremtiden, og teknologi og fjerningsutgifter er i konstant forandring. Estimatene 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 fjerningstidspunktet. 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 konsernresultatregnskapet, og da spesielt for langsiktige kontrakter.

**Inntektsskatt.** Konsernet 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 konsernet fortolker gjeldende lover, forskrifter og rettspraksis, dets 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 Endring av regnskapsprinsipp

Som beskrevet i note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper* har Statoil endret regnskapsprinsipp for klassifisering av kortsiktige finansielle investeringer med mindre enn tre måneder til forfall fra *Finansielle investeringer* til *Betalingsmidler* i balansen. Videre har Statoil endret regnskapsprinsipp for presentasjon av endring i kortsiktige finansielle investeringer fra *Kontantstrøm for operasjonelle aktiviteter* til *Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter* i kontantstrømoppstillingen.

Prinsippendringen er implementert retrospektivt i dette Konsernregnskapet og følgende tabeller viser virkningen av endringen for tidligere år. Alle omarbeidede tall er også presentert i de relevante noter.

#### KONSERNBALANSE

(i milliarder kroner)	Omarbeidet 31. desember		Tidligere rapportert 31. desember	
	2011	2010	2011	2010
Finansielle investeringer	5,2	8,2	19,9	11,5
Betalingsmidler	55,3	33,8	40,6	30,5
Sum	60,5	42,0	60,5	42,0



## KONSOLIDERT KONTANTSTRØMOPPSTILLING

(i milliarder kroner)	Omarbeidet For regnskapsåret		Tidligere rapportert For regnskapsåret	
	2011	2010	2011	2010
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	119,0	85,2	111,5	80,8
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	-84,9	-79,3	-88,7	-76,5
Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter	-12,7	-0,8	-12,8	-0,9
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler	21,4	5,1	10,0	3,4
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler	-0,2	0,3	-0,3	0,4
Betalingsmidler ved årets begynnelse (netto etter overtrekk)	32,4	27,0	29,1	25,3
Betalingsmidler ved årets utgang (netto etter overtrekk)	53,6	32,4	38,8	29,1

## 4 Segmentinformasjon

Statoils virksomhet styres gjennom følgende driftssegmenter; Utvikling og produksjon Norge (DPN), Utvikling og produksjon Nord-Amerika (DPNA), Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI), Markedsføring, prosessering og fornybar energi (MPR), Andre og Fuel & Retail (FR; inntil 19. juni 2012 da segmentet ble solgt).

Utvikling og produksjon-segmentene, som er organisert basert på en regional modell med geografiske klynger eller enheter, er ansvarlig for den kommersielle utviklingen av olje- og gassporteføljen innenfor sine respektive geografiske områder; DPN på norsk sokkel, DPNA i Nord-Amerika bestående av offshore og onshore aktiviteter i USA og Canada, og DPI verdensomspennende utenom Nord-Amerika og Norge.

Leteaktiviteter forvaltes av en egen forretningsenhet som har et globalt ansvar på tvers av konsernet for leting etter og vurdering av nye ressurser. Leteaktiviteter er allokert til og presentert i de respektive Utvikling og produksjon-segmentene.

MPR-segmentet er ansvarlig for markedsføring og handel av olje og gass (råolje, kondensat, våtgass (NGL), naturgass, flytende naturgass (LNG) og oljeprodukter), elektrisitet og utslippsrettigheter, i tillegg til transport, prosessering og foredling av produktene ovenfor, drift av raffinerier, terminaler, prosesseringsanlegg, kraftverk og vindparker, samt andre aktiviteter innen fornybar energi.

I andre kvartal 2012 avviklet Statoil FR-segmentet ved salg av Statoil ASA sin eierandel på 54 prosent i Statoil Fuel & Retail ASA (SFR). Statoil har inntektsført en gevinst på 5,8 milliarder kroner fra transaksjonen. I segment rapporteringen har denne gevinsten blitt presentert i FR-segmentet som Andre inntekter. FR-segmentet solgte drivstoff og relaterte produkter hovedsakelig til personkunder og sluttbrukere.

"Andre" omfatter aktiviteter innenfor Global strategi og forretningsutvikling, Teknologi, prosjekter og boring og Konsernstaber og -tjenester.

Statoil rapporterer sin virksomhet gjennom rapporteringssegmenter som tilsvarer driftssegmentene, bortsett fra driftssegmentene DPI og DPNA som er slått sammen til ett rapporteringssegment; Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI). Sammenslåingen til ett rapporteringssegment er foretatt på grunnlag av likheter innenfor økonomiske karakteristika, produkter, tjenester og produksjonsprosesser, samt kundesammensetning og distribusjonsmetoder.

"Elimineringer" inkluderer elimineringer av internt salg og tilhørende urealisert fortjeneste, hovedsakelig fra salg av olje og oljeprodukter. Salg mellom segmenter beregnes basert på estimerte markedspriser.

Nedenfor presenteres segmentdata for årene 2012, 2011 og 2010. Grunnlaget for segmentenes inntjening er Resultat før finansposter og skattekostnad. I tabellene under er utsatt skattefordel, pensjonsmidler og langsiktige finansielle poster ikke allokert til segmentene. I tillegg er tilganger knyttet til endringer i estimat for nedstengnings- og fjerningsforpliktelse ikke med i linjen Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler.

(i milliarder kroner)	Utvikling og produksjon Norge	Utvikling og produksjon internasjonalt	Markedsføring, prosessering og fornybar energi	Andre	Fuel & Retail *	Elimineringer	Sum
<b>Før regnskapsåret 2012</b>							
Eksternt salg (inkluderer Andre inntekter)	7,7	25,7	646,8	1,3	40,2	0,0	721,7
Salg mellom segmenter	213,0	55,9	22,2	0,0	1,5	-292,6	0,0
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	0,1	1,2	0,4	0,0	0,0	0,0	1,7
<b>Sum inntekter</b>	<b>220,8</b>	<b>82,8</b>	<b>669,4</b>	<b>1,3</b>	<b>41,7</b>	<b>-292,6</b>	<b>723,4</b>
<b>Resultat før finansposter og skattekostnad</b>	<b>161,7</b>	<b>21,5</b>	<b>15,5</b>	<b>2,6</b>	<b>6,9</b>	<b>-1,6</b>	<b>206,6</b>
Vesentlige poster uten kontanteffekt ført mot segmentets resultat							
- Avskrivning og amortiseringer	29,2	26,2	2,4	0,9	0,6	0,0	59,3
- Årets nedskrivning	0,6	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	1,2
- Råvarebaserte derivater	1,4	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	3,2
- Nedskrivning av undersøkelseskostnader							
balanseført i tidligere år	0,8	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1
Investeringer i tilknyttede selskaper	0,2	4,8	3,2	0,1	-	-	8,3
Segmentets øvrige anleggsmidler	235,4	248,3	38,5	4,5	-	-	526,7
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene							66,4
<b>Totale anleggsmidler</b>							<b>601,4</b>
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler	48,6	54,6	6,0	1,6	0,9	-	111,7

\*Beløpene er for perioden fram til 19. juni 2012 og inkluderer gevinsten på salget av FR-segmentet.

(i milliarder kroner)	Utvikling og produksjon Norge	Utvikling og produksjon internasjonalt	Markedsføring, prosessering og fornybar energi	Andre	Fuel & Retail	Elimineringer	Sum
<b>Før regnskapsåret 2011</b>							
Eksternt salg (inkluderer Andre inntekter)	7,9	25,1	564,1	1,0	70,8	0,0	668,9
Salg mellom segmenter	204,2	44,8	45,7	0,0	2,9	-297,6	0,0
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	0,1	0,9	0,2	0,1	0,0	0,0	1,3
<b>Sum inntekter</b>	<b>212,2</b>	<b>70,8</b>	<b>610,0</b>	<b>1,1</b>	<b>73,7</b>	<b>-297,6</b>	<b>670,2</b>
Resultat før finansposter og skattekostnad	152,7	32,8	24,8	-0,3	1,9	-0,1	211,8
Vesentlige poster uten kontanteffekt ført mot segmentets resultat							
- Avskrivning og amortiseringer	29,5	15,9	2,8	0,8	1,2	0,0	50,2
- Årets nedskrivning	0,0	-2,1	3,3	0,0	0,0	0,0	1,2
- Råvarebaserte derivater	-5,6	0,0	-3,6	0,0	0,0	0,0	-9,2
- Nedskrivning av undersøkelseskostnader balanseført i tidligere år	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5
Investeringer i tilknyttede selskaper	0,2	5,5	2,7	0,8	0,0	-	9,2
Segmentets øvrige anleggsmidler	211,6	239,4	34,5	4,0	10,8	-	500,3
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene							61,0
<b>Totale anleggsmidler</b>							<b>570,5</b>
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler	41,5	84,3	4,7	1,6	1,5	-	133,6

(i milliarder kroner)	Utvikling og produksjon Norge	Utvikling og produksjon internasjonalt	Markedsføring, prosessering og fornybar energi	Andre	Fuel & Retail	Elimineringer	Sum
<b>Før regnskapsåret 2010</b>							
Eksternt salg (inkluderer Andre inntekter)	4,1	8,4	452,6	1,4	62,3	0,0	528,8
Salg mellom segmenter	166,6	41,9	40,5	2,2	3,6	-254,8	0,0
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	0,0	0,7	0,5	-0,1	0,0	0,0	1,1
<b>Sum inntekter</b>	<b>170,7</b>	<b>51,0</b>	<b>493,6</b>	<b>3,5</b>	<b>65,9</b>	<b>-254,8</b>	<b>529,9</b>
Resultat før finansposter og skattekostnad	115,7	12,6	6,1	0,6	2,4	-0,1	137,3
Vesentlige poster uten kontanteffekt ført mot segmentets resultat							
- Avskrivning og amortiseringer	26,0	15,2	3,0	0,7	1,2	0,0	46,1
- Årets nedskrivning	0,0	1,5	3,0	0,0	0,1	0,0	4,6
- Råvarebaserte derivater	-1,8	0,0	4,3	0,0	0,0	0,0	2,5
- Nedskrivning av undersøkelseskostnader balanseført i tidligere år	1,4	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9
Investeringer i tilknyttede selskaper	0,1	5,1	3,6	0,2	0,0	-	9,0
Segmentets øvrige anleggsmidler	188,2	137,3	55,2	3,0	11,1	-	394,8
Anleggsmidler som ikke er allokert til segmentene							47,0
<b>Totale anleggsmidler</b>							<b>450,8</b>
Eiendeler klassifisert som holdt for salg	-	44,9	-	-	-	-	44,9
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler	31,9	44,2	7,7	1,0	0,8	-	85,6

Se note 12 *Varige driftsmidler* og note 13 *Immaterielle eiendeler* for informasjon vedrørende regnskapsført nedskrivning.

Se note 5 *Oppkjøp og nedsalg* for informasjon vedrørende gevinster og tap fra transaksjoner som påvirker segmentenes resultat.

#### Geografisk inndeling

Statoil har aktivitet i 35 land. Ved geografisk inndeling av eksternt salg basert på landet hvor det juridiske selskapet som står for salget er hjemmehørende henføres 77 prosent til norske selskaper og 15 prosent til selskaper i USA.

#### Anleggsmidler henført til geografiske områder

(i milliarder kroner)	2012	31. desember 2011	2010
Norge	258,7	249,2	240,0
USA	134,6	112,6	53,7
Angola	42,5	43,6	29,1
Brasil	23,2	26,0	37,0
Canada	17,2	17,3	24,5
Aserbadsjan	16,7	17,8	17,3
Storbritannia	11,1	8,9	7,5
Algerie	8,7	9,6	9,3
Andre områder	22,3	24,5	30,3
<b>Sum anleggsmidler* og eiendeler klassifisert som holdt for salg</b>	<b>535,0</b>	<b>509,5</b>	<b>448,7</b>

\*Eksklusive utsatt skattefordel, pensjonsmidler og langsiktige finansielle eiendeler.

## Inntekter fordelt på produkt

(i milliarder kroner)	2012	31. desember 2011	2010
Olje	368,4	315,1	254,0
Raffinerte produkter	140,9	128,8	107,5
Gass	118,6	99,0	84,8
NGL	65,8	62,3	49,6
Annet	12,0	40,4	31,1
Sum inntekter	705,7	645,6	527,0

## 5 Oppkjøp og nedsalg

### 2012

#### *Salg av eierinteresser i lete- og produksjonslisenser på norsk kontinentalsokkel*

I april 2012 lukket Statoil en avtale med Centrica, inngått i november 2011, om å selge eierinteresser i visse lisenser på norsk kontinentalsokkel for et samlet vederlag på 8,6 milliarder kroner. Vederlaget består av et kontantvederlag på 7,1 milliarder kroner, et betinget element og ansvar for betaling av skatt for perioden mellom 1. januar 2012 og transaksjonsdatoen. Det betingede elementet knytter seg til produksjon over en fire års periode og er begrenset oppad til 0,6 milliarder kroner. Segmentet Utvikling og produksjon Norge har bokført en gevinst på 7,5 milliarder kroner i andre kvartal 2012, presentert som andre driftsinntekter. Netto bokførte verdier på eiendeler overtatt av Centrica var 2,0 milliarder kroner. Transaksjonen var unntatt fra skatteplikt etter vilkårene i det norske regelverket for petroleumsskatt og gevinsten inkluderer en realisasjon av tilhørende balanseført utsatt skattefordel på 0,9 milliarder kroner.

#### *Salg av aksjer i Statoil Fuel & Retail ASA*

Den 19. juni 2012 solgte Statoil ASA sin eierandel på 54 prosent i Statoil Fuel & Retail ASA (SFR) til Alimentation Couche-Tard for et kontantvederlag på 8,3 milliarder kroner. SFR ble fullt ut konsolidert inn i Statoils konsernregnskap frem til denne transaksjonen, med en ikke-kontrollerende eierinteresse på 46 prosent. Statoil har inntektsført en gevinst på 5,8 milliarder kroner fra transaksjonen i konsernregnskapet, presentert som *Andre inntekter*. Gevinsten er unntatt fra skatteplikt og er presentert i Fuel and Retail-segmentet. Netto eiendeler fraregnet ved salget var 7,5 milliarder kroner.

#### *Avtale med Wintershall om å selge eierinteresse i lete- og produksjonslisenser på norsk kontinentalsokkel*

Den 21 oktober 2012 inngikk Statoil en avtale med Wintershall om å selge eierinteresser i visse lisenser på norsk kontinentalsokkel. Wintershall skal betale et kontantvederlag på 7,5 millioner kroner (1,4 milliarder amerikanske dollar). I tillegg mottar Statoil en 15 prosents eierandel i Edvard Grieg lisensen og et betinget vederlagt begrenset oppad til 0,6 milliarder kroner (0,1 milliarder amerikanske dollar). Statoil vil fortsette å konsolidere inn sin forholdsmessige andel (eksisterende eierandel) av inntekter og kostnader inntil endelig dato for transaksjonen. Vederlaget vil bli justert for aktivitet etter 1. januar 2013 og for netto arbeidskapital på transaksjonstidspunktet. Transaksjonen er betinget av godkjenning fra det norske Olje og Energidepartementet (OED) og det norske Finansdepartementet, som også inkluderer godkjenning av flytting av operatørskap på Bragelisen til Wintershall. Transaksjonen vil bli bokført i segmentet Utvikling og produksjon Norge på transaksjonstidspunktet, som er ventet i andre halvår 2013. Statoil forventer å inntektsføre en gevinst fra transaksjonen estimert til mellom 6 og 7 milliarder kroner. Den estimerte gevinsten vil bli justert for aktiviteten mellom 1. januar 2013 og transaksjonstidspunktet. Transaksjonen er unntatt fra skatteplikt etter reglene i det norske regelverket for petroleumsskatt og den forventede gevinsten inkluderer en realisasjon av tilhørende balanseført utsatt skattefordel.

#### *Kjøp av mineralrettigheter i skiferformasjonen Marcellus i USA*

I desember 2012 lukket Statoil en avtale om å kjøpe lisenser for mineralrettigheter som dekker et område på 70 000 acres (283 kvadratkilometer) i skiferområdet Marcellus i den nordøstlige delen av USA. Statoil vil bli operatør for lisensene og ha en 100 prosent eierinteresse i lisensene. Transaksjonen er regnskapsført i segmentet Utvikling og produksjon internasjonalt som kjøp av eiendeler, med et samlet vederlag på 3,3 milliarder kroner (0,6 milliarder amerikanske dollar).

### 2011

#### *Kjøp av "Brigham Exploration Company"*

Den 17. oktober 2011 inngikk Statoil en avtale med Brigham Exploration Company (Brigham) om å erverve alle Brighams aksjer gjennom et oppkjøpstilbud med kontantvederlag. Brigham var et selvstendig selskap som drev med utforskning, utvikling og produksjon og var børsnotert på NASDAQ i USA før oppkjøpet. Selskapet utforsket, utviklet og produserte innenlandsk landbasert råolje- og naturgassreserver i USA. Brighams aktivitet innen leting og utvikling var rettet mot Williston Basin området, med hovedfokus på områdene Bakken & Three Forks i nord Dakota og Montana.

Statoil oppnådde kontroll over Brigham den 1. desember 2011, som representerer dato for anskaffelse og dato for verdsettelse av overtatte eiendeler og gjeld. Ved utgangen av 2011 hadde Statoil overtatt eierskap til alle aksjene i Brigham. Det totale vederlaget for overtatt virksomhet var 26 milliarder kroner. Kjøpet ble bokført etter overtakelsesmetoden, hvor overtatte eiendeler og gjeld ble verdsett til virkelig verdi på overtakelsestidspunktet og er regnskapsført i segmentet Utvikling og produksjon internasjonalt. Virkelig verdi av netto identifiserbare eiendeler i Brigham var 19,1 millioner, bestående av totale eiendeler på 34,3 milliarder kroner og totale forpliktelser på 15,2 milliarder kroner. I tillegg ble goodwill fra transaksjonen innregnet med 6,9 milliarder kroner. Goodwillbeløpet er allokert til Statoils landbaserte operasjoner i USA basert på forventede synergieffekter og andre fordeler for konsernet fra Brighams eiendeler og aktiviteter. Goodwillbeløpet er ikke skattemessig fradragsberettiget. Konsernregnskapet for 2011 inkluderer resultatet fra Brigham for en måned regnet fra transaksjonsdatoen.

#### *Kjøp av offshore utforskningsrettigheter utenfor Angola*

Den 20. desember 2011 fikk Statoil tildelt partnerskap med en 55 prosent eierandel på blokk 38 og 39, og med 20 prosent eierandel i blokk 22, 25 og 40 i Kwansa bassenget utenfor Angola. Flere joint venture ble satt opp gjennom etablering av produksjonsdelingsavtaler (Production sharing agreement, PSA), hvor det nasjonale oljeselskapet i Angola, Sonangol, deltar i alle fem blokkene med en båret eierandel på 30 prosent under utforskningsfasen. Ved inngåelse av PSA avtalene, pådro Statoil seg framtidige forpliktelser på 8,4 milliarder kroner (1,4 milliarder amerikanske dollar), som inkluderer signaturbonuser og minimum arbeidsforpliktelser for alle blokkene. Per 31. desember 2011 var 5,2 milliarder kroner balanseført i segmentet Utvikling og produksjon internasjonalt og presentert som *Immaterielle eiendeler*.

#### *Salg av eierandel i Gassled, Norge*

Den 5. juni 2011 inngikk Statoil en avtale med Solveig Gas Norway AS om å selge 24,1 prosent eierandel i Gassled joint venture (Gassled). Statoil sitter igjen med en eierandel på 5 prosent i Gassled etter salgstidspunktet den 30. desember 2011. Solveig Gas Norway AS betalte 13,9 milliarder kroner i kontantvederlag i januar 2012 for 24,1 prosent eierandel i Gassled. Transaksjonen var i hovedsak unntatt fra skatteplikt etter unntaksreglene i norsk lov om petroleumsskatt. En liten del av transaksjonen er imidlertid underlagt ordinær selskapskatt. For denne transaksjonen regnskapsførte Statoil en gevinst før skatt på 8,4 milliarder kroner i fjerde kvartal 2011, som også inkluderer en inntektsføring av tidligere avsatt utsatt skatt knyttet til den del av transaksjonen som var unntatt skatteplikt. Transaksjonen ble regnskapsført i segmentet Markedsføring, prosessering og fornybar energi og er presentert som *Andre inntekter*.

## 2010

#### *Kjøp av lisenser for mineralrettigheter i Eagle Ford skiferformasjon, Texas USA.*

Den 8. oktober 2010 signerte Statoil en kjøps- og salgavtale med Talisman Energy Inc. og Enduring Resources LLC hvor Statoil, gjennom et selskap, kontrollert 50/50 felles med Talisman Energy Inc., kjøpte lisenser med mineralrettigheter over et område på 67 000 acre (271 kvadratkilometer) i Eagle Ford formasjon i Sørvest-Texas. Transaksjonen ble regnskapsført som et kjøp av eiendeler. Totalt vederlag for Statoils andel var 0,9 milliarder amerikanske dollar. Transaksjonen ble slutført den 8. desember 2010 og regnskapsført i segmentet Utvikling og produksjon internasjonalt.

#### *Salg av eierandeler i Kai Kos Dehseh, Canada*

Den 21. november 2010 inngikk Statoil en avtale med PTT Exploration & Production (PTTEP) om å etablere et joint venture knyttet til oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh, som hvor Statoils eierandel ble redusert fra 100 prosent til 60 prosent. Oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh i Alberta i Canada var organisert som som et separate juridisk selskap (partnerskap), og gjennom salget overtok PTTEP en deltakerandel på 40 prosent i partnerskapet. Etter transaksjonen, som ble regnskapsført den 21. januar 2011, er oljesandsaktiviteten i Kai Kos Dehseh regnskapsført som et felleskontrollert selskap gjennom bruk av bruttometoden.

PTTEP betalte et samlet vederlag på 13,2 milliarder kroner. En gevinst på 5,5 milliarder kroner er inntektsført i samsvar med IAS 31/SIC 12 (Se note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper*) og er presentert som *Andre inntekter*. Transaksjonen ble regnskapsført i segmentet Utvikling og produksjon internasjonalt i første kvartal 2011.

#### *Salg av eierandeler i Peregrino anleggsmidler, Brasil*

Den 21. mai 2010 inngikk Statoil en avtale med Sinochem Group om å etablere et joint venture ved å selge en 40 prosents eierandel i det brasilianske offshore tungoljefeltet Peregrino. Etter transaksjonen beholdt Statoil en 60 prosent eierandel og hadde felles kontroll over Peregrino-eiendelene sammen med Sinochem. Statoil fortsatte som operatør for feltet som hadde produksjonsstart i april 2011. Godkjennelse fra myndighetene kom i april 2011 og transaksjonen ble regnskapsført 14. april 2011.

Sinochem Group betalte 19,5 milliarder kroner i kontanter for sin 40 prosents eierandel gjennom kjøp av aksjer i ulike Statoil-enheter. Gevinsten fra salget var på 8,8 milliarder kroner og ble regnskapsført etter IAS 31/SIC 13 og er presentert som *Andre inntekter*. Transaksjonen ble regnskapsført i segmentet Utvikling og produksjon internasjonalt i andre kvartal 2011.

#### **Eiendeler og forpliktelser klassifisert som holdt for salg**

Bokført verdi av eiendeler og gjeld klassifisert som holdt for salg i balansen ved utgangen av 2010 var relatert til Statoils avtaler med PTTEP om salg av 40 prosent eierandel i det Canadiske oljesandprosjektet Kai Kos Dehseh og med Sinochem Group om salg av 40 prosent eierandel i det brasilianske offshore tungoljefeltet Peregrino.

## 6 Finansiell risikostyring

### Generell informasjon relevant for finansiell risiko

Statoil konsernets 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. Statoil utnytter korrelasjoner mellom alle de viktigste markedsrisikoene, som pris på olje og naturgass, raffinerte produktpriser, valuta og renter, for å kalkulere samlet markedsrisiko og tar dermed hensyn til de naturlige sikringene som er innbakt i konsernets portefølje. Å enkelt kun legge sammen de ulike markedsrisikoene, uten å ta hensyn til disse korrelasjonene, ville ha medført en overestimering av total markedsrisiko. Denne tilnærmingen gir oss mulighet til å redusere antallet sikringstransaksjoner og dermed redusere transaksjonskostnader og unngå sub-optimalisering.

Et viktig element i tilnærmingen til risikostyringen er bruk av sentraliserte handelsfullmakter som krever at alle viktige strategiske transaksjoner blir koordinert gjennom vår konsernriskokomiteé. Fullmakter delegert til handelsorganisasjoner innen råolje, raffinerte produkter, naturgass og elektrisitet er relativt små sammenlignet med den totale markedsrisikoen til selskapet.

Konsernets konsernriskokomiteé, som ledes av konserndirektør for økonomi og finans (CFO), og inkluderer representanter fra hovedforretningsområdene, 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.

### Finansiell risiko

Konsernet sine aktiviteter eksponerer konsernet for følgende finansiell risiko:

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

### Markedsrisiko

Konsernet 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 konsernet best kan oppnå optimal risikojustert avkastning innenfor gitte fullmakter. Langsiktige eksponeringer som normalt har seks måneders eller lengre tidshorison styres på konsernnivå, mens kortsiktige eksponeringer generelt styres på segment nivå, eller lavere nivå basert på mandater godkjent av konsernriskokomiteen.

I forbindelse med salg av konsernets råvarer har konsernet etablert retningslinjer for å inngå derivatkontrakter 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.

For mer informasjon om sensitivitetsanalyse av markedsrisiko, se note 28 *Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko*.

### 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 inkluderer futures, opsjoner, ikke-børsnoterte (over-the-counter - OTC) terminkontrakter, og ulike typer bytteavtaler knyttet til råolje, 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, NASDAQ OMX Oslo (tidligere 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. For mer informasjon om konsernets råvarebaserte finansielle derivater, se note 28 *Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko*.

### Valutarisiko

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

Konsernet styrer sin valutarisiko fra driften med USD som utgangspunkt. Valutarisiko styres på konsernnivå etter gitte retningslinjer og mandater. I den pågående Euro-sone usikkerheten har Statoil etablert prosesser for å være foreberedt på ulike utfall.

Konsernets kontantstrømmer fra olje- og gass salg, driftsutgifter og investeringer er for en stor del i USD, mens skatt og utbytte er i NOK. Konsernets valutastyring er hovedsakelig 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

Konsernet styrer hovedsakelig renterisiko ved å endre en del av kontantstrømmene fra langsiktige obligasjonslån utstedt med fast rente til kontantstrømmer med flytende rentebetalinger gjennom bruk av renteswapper.

Konsernets målsetning er å ha diversifisert finansieringskilder og over tid oppnå lavere forventet finansieringskostnad.

Obligasjonslån er vanligvis utstedt i ulike lokale valutaer (blant annet JPY, EUR, GBP og USD). Disse obligasjonslånene blir endret til flytende USD rente ved å benytte rente- og valutawapper. For mer detaljert informasjon om konsernets langsiktige gjeldsportefølje se note 20 *Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler*.

### Likvidetsrisiko

Likvidetsrisiko er at konsernet ikke er i stand til å gjøre opp sine finansielle forpliktelser når de forfaller. Formålet med likviditetsstyring er å sikre at konsernet til enhver tid har tilstrekkelige midler tilgjengelig for å dekke sine finansielle forpliktelser.

Konsernet styrer likviditet og finansiering på konsernnivå, som sikrer tilstrekkelig likviditet til å dekke operasjonelle krav. Konsernet har høy fokus og oppmerksomhet på kreditt- og likvidetsrisiko gjennom hele organisasjonen. For å sikre nødvendig finansiell fleksibilitet, som inkluderer å gjøre opp konsernets finansielle forpliktelser, har konsernet opprettholdt retningslinjer for likviditetsstyring, som etter konsernets mening er konservative. Konsernet utarbeider tre års prognoser for likviditetsutvikling minst månedlig.

Konsernets kontantstrøm fra drift er vesentlig påvirket av volatiliteten i olje- og gasspriser. Gjennom 2012 har konsernets likviditet forblitt sterk.

Konsernets største utbetalinger er den årlige utbetalingen av utbytte og seks årlige betalinger av norsk petroleumsskatt. Hvis den månedlige prognosen for likviditetsutvikling viser at likvide eiendeler én måned etter skatt- og utbyttebetaling er under definerte minimumsnivå, skal opptak av langsiktig finansiering vurderes.

Kortsiktige finansieringsbehov blir vanligvis dekket via US Commercial Paper Programme (CP), 4 milliarder amerikanske dollar som er dekket av en revolverende kredittfasilitet på 3 milliarder amerikanske dollar, støttet av Statoils 20 kjernebanker, med forfall i 2017. Kredittfasiliteten er ubrukt og gir sikker tilgang til finansiering, understøttet av beste mulige kortsiktige rating.

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

For mer informasjon om konsernets langsiktige gjeld, se note 20 *Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler*.

Tabellen nedenfor viser en forfallsanalyse, basert på udiskonterte kontraktsmessige kontantstrømmer, av konsernets finansielle forpliktelser.

(i NOK milliarder)	31. desember	
	2012	2011
Mindre enn 1 år	-102,8	-111,1
1-2 år	-28,6	-31,7
3-4 år	-21,0	-33,7
5-10 år	-44,9	-48,7
Etter 10 år	-55,0	-55,2
<b>Totalt spesifisert</b>	<b>-252,3</b>	<b>-280,4</b>

### Kreditrisiko

Kreditrisiko er risikoen for at konsernets kunder eller motparter kan påføre konsernet finansielle tap ved ikke å overholde sine forpliktelser. Kreditrisiko oppstår gjennom kredittksporing knyttet til kundefordringer samt fra finansielle investeringer, finansielle derivatinstrumenter og innskudd i finansinstitusjoner.

Sentrale elementer i konsernets styring av kredittrisiko er:

- En global kredittpolitikk
- Kredittmandater
- En intern prosess for kredittevaluering
- Risikoavlastningsinstrumenter
- En kontinuerlig overvåking og styring av kredittksporing



Før transaksjoner inngås med nye motparter, krever konsernets kredittpolitikk at motpartene er formelt identifisert og godkjent. I tillegg fastsettes det intern kreditt-rating og kredittgrense for alle salgs-, handel- og finansielle motparter. 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 konsernet betalingshistorikk, motpartens størrelse og diversifisering, samt bransjerisiko knyttet til motparten. Den interne risikoklassifiseringen reflekterer konsernets vurdering av motpartens kredittisiko. Grenser for kreditteksponering fastsettes på bakgrunn av kredittevalueringen kombinert med andre faktorer, så som forventede karakteristika ved transaksjonen og bransjen. Kredittmandatene definerer akseptabel kredittisiko, og er besluttet av selskapets ledelse. Kredittmandatene blir regelmessig vurdert med hensyn til endrede markedsforhold.

Konsernet bruker flere instrumenter for å avlaste og kontrollere kredittisiko, både per motpart og på porteføljenivå. Hovedinstrumentene inkluderer bank- og morselskapsgarantier, forskuddsbetalinger og depositumer. For bankgarantier godtas kun internasjonale banker med "investment grade" kreditt-rating som motparter.

Konsernet 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 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 kreditt-rating. Kun instrumenter som ikke er handlet på børs er inkludert i kortsiktige og langsiktige finansielle derivater.

(i milliarder kroner)	Langsiktige finansielle fordringer	Kundefordringer og andre fordringer	Langsiktige finansielle derivater	Kortsiktige finansielle derivater
<b>31. desember 2012</b>				
«Investment grade», med rating A eller høyere	0,9	16,4	17,9	1,6
Annen «Investment grade»	0,2	26,0	15,3	1,9
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	1,4	21,3	0,0	0,1
<b>Sum finansielle eiendeler</b>	<b>2,5</b>	<b>63,7</b>	<b>33,2</b>	<b>3,6</b>
<b>31. desember 2011</b>				
«Investment grade», med rating A eller høyere	1,0	31,2	19,4	3,5
Annen «Investment grade»	0,0	35,8	13,3	2,3
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	0,6	27,7	0,0	0,1
<b>Sum finansielle eiendeler</b>	<b>1,6</b>	<b>94,7</b>	<b>32,7</b>	<b>5,9</b>

Per 31. desember 2012 er 12,4 milliarder kroner kalt inn som sikkerhetsstillelse for å redusere deler av konsernets kreditteksponering. Per 31. desember 2011 var 10,8 milliarder kroner kalt inn som sikkerhetsstillelse. Sikkerhetsstillelsen er kontanter mottatt som sikkerhet for å redusere kredit eksponering i tilknytning til positive virkelige verdier fra renteswapper, rente valutaswapper og valutaswapper. Kontanter er innkrevde som sikkerhet i samsvar med hovedavtaler med ulike motparter når den positive virkelige verdien for de ulike swapene er over en avtalt grense. Sikkerheten som er mottatt reduserer kreditteksponeringen i Finansielle derivater presentert i tabellen over.

## 7 Godtgjørelse

(i milliarder kroner, unntatt gjennomsnittlig antall årsverk)	2012	For regnskapsåret 2011	2010
Lønnskostnader	22,7	21,1	19,8
Pensjonskostnader	-0,6	3,8	4,1
Arbeidsgiveravgift	3,3	3,3	3,0
Andre lønnskostnader og sosiale kostnader	2,8	2,5	2,2
<b>Sum lønnsrelaterte kostnader</b>	<b>28,2</b>	<b>30,7</b>	<b>29,1</b>
Gjennomsnittlig antall årsverk	26 728	29 378	28 396

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

Den negative pensjonskostnaden er i hovedsak forårsaket av innregning av gevinst som følge av Statoils avvikling av gavepensjonsordningen som en del av tidligpensjonsordningen, for ytterligere informasjon se note 21 *Pensjoner*.

### Godtgjørelse til medlemmer av styret og konsernledelsen

Godtgjørelse til medlemmer av styret og konsernledelsen i løpet av året utgjør:

(i millioner kroner)	2012	For regnskapsåret 2011	2010
Kortsiktige ytelser	81,1	59,4	49,9
Pensjonsytelser	13,6	12,0	11,4
Andre langsiktige ytelser	0,1	0,1	0,1
Aksjebasert avlønning	1,3	1,0	0,8
<b>Sum</b>	<b>96,1</b>	<b>72,5</b>	<b>62,2</b>

Per 31. desember 2012, 2011 og 2010 er det ikke gitt lån til medlemmer av styret og konsernledelsen.

### 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 2012, 2011 og 2010 programmene, inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 0,5, 0,5 og 0,4 milliarder kroner. Beregnet kostnad for Statoil for 2013 programmet (avtaler inngått i 2012) utgjør 0,6 milliarder kroner. Gjenstående beløp per 31. desember 2012 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 1,1 milliarder kroner.

## 8 Andre kostnader

### Godtgjørelse til revisor

(i millioner kroner, ekskl. mva)	2012	For regnskapsåret 2011	2010
Revisjonshonorar	44	63	65
Revisjonsrelaterte tjenester	9	7	14
Skattehonorar	2	0	0
Andre tjenester	2	3	0
<b>Total</b>	<b>57</b>	<b>73</b>	<b>79</b>

I tillegg til tallene i tabellen over er det betalt revisjonshonorar og revisjonsrelatert honorar knyttet til Statoil-opererte lisenser på 7 millioner kroner, 9 millioner kroner og 9 millioner kroner for årene 2012, 2011 og 2010.

### Utgifter til forskning og utvikling

Utgifter til forskning og utvikling utgjorde henholdsvis 2,8 milliarder, 2,2 milliarder og 2,0 milliarder kroner i 2012, 2011 og 2010. Utgiftene er delvis finansiert av partnerne på Statoil-opererte lisenser. Statoils andel av utgiftene har blitt kostnadsført i resultatregnskapet.

## 9 Finansposter

(i milliarder kroner)	2012	For regnskapsåret 2011 (omarbeidet)	2010 (omarbeidet)
Agioeffekter finansielle derivater	2,1	1,6	-1,7
Andre agioeffekter	-1,3	-2,2	-0,2
<b>Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta</b>	<b>0,8</b>	<b>-0,6</b>	<b>-1,9</b>
Mottatt utbytte	0,1	0,1	0,1
Verdipapirgevinst/-tap finansielle investeringer	0,6	-0,4	0,8
Renteinntekter verdipapirer	0,6	0,5	0,3
Renteinntekter langsiktige finansielle eiendeler	0,1	0,1	0,1
Renteinntekter kortsiktige finansielle eiendeler og andre finansinntekter	0,4	1,9	1,9
<b>Renteinntekter og andre finansielle poster</b>	<b>1,8</b>	<b>2,2</b>	<b>3,2</b>
Rentekostnader langsiktige obligasjoner, banklån og netto renter på tilknyttede derivater	-2,5	-2,2	-2,1
Rentekostnader finansielle leieavtaler	-0,5	-0,6	-0,2
Balanseførte renter	1,2	0,9	1,0
Rentekostnader fjerningsforpliktelse	-3,0	-2,8	-2,6
Gevinst/-tap finansielle derivater	3,0	6,9	2,6
Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finanskostnader	-0,7	-1,8	-0,5
<b>Renter og andre finansieringskostnader</b>	<b>-2,5</b>	<b>0,4</b>	<b>-1,8</b>
<b>Netto finansposter</b>	<b>0,1</b>	<b>2,0</b>	<b>-0,5</b>

Statoils største finansposter relaterer seg til eiendeler og gjeld kategorisert som holdt for omsetning og amortisert kost. For mer informasjon om kategorisering av finansielle instrumenter, se note 28 *Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko*.

I tabellen over inkluderer linjen Rentekostnader langsiktige obligasjoner, banklån og netto renter på tilknyttede derivater for 2012 hovedsakelig rentekostnad på 4,8 milliarder kroner fra kategorien finansielle forpliktelser til amortisert kost, delvis motvirket av netto renter på tilknyttede derivater på 2,5 milliarder kroner inkludert i kategorien holdt for omsetning. Inkludert i linjen Gevinst/-tap finansielle derivater er hovedsakelig virkelig verdi gevinst på 2,9 milliarder kroner fra kategorien holdt for omsetning. I tillegg er netto gevinst på utenlandsk valuta på 4,2 milliarder kroner fra kategorien holdt for omsetning inkludert i linjen Agioeffekter finansielle derivater. Tilsvarende inkluderer linjen Rentekostnader langsiktige obligasjoner, banklån og netto renter på tilknyttede derivater for 2011 hovedsakelig rentekostnader på 5,6 milliarder kroner fra kategorien finansielle forpliktelser til amortisert kost, delvis motvirket av netto renter på tilknyttede derivater på 2,5 milliarder kroner fra kategorien holdt for omsetning. Linjen Gevinst/-tap finansielle derivater inkluderer hovedsakelig virkelig verdi gevinst på 6,8 milliarder kroner fra kategorien holdt for omsetning. I tillegg er netto gevinst på utenlandsk valuta på 3,3 milliarder kroner fra kategorien holdt for omsetning inkludert i linjen Agioeffekter finansielle derivater.

Linjen Renteinntekter kortsiktige finansielle eiendeler og andre finansinntekter inkluderer i 2012 en nedskrivning på 2,1 milliarder kroner som knytter seg til en investering klassifisert som tilgjengelig for salg.

Som beskrevet i note 3 *Endring av regnskapsprinsipp*, med effekt fra 2012 endret konsernet prinsipp for klassifisering av pengemarkedsfond og finansielle investeringer med forfallstid på 3 måneder eller mindre fra kjøpsdato fra Finansielle investeringer til Betalingsmidler. Som en konsekvens av endringen er relaterte agioeffekter flyttet mellom linjene Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta og Renteinntekter og andre finansielle poster. Endringen har ingen effekt på Netto finansposter.

## 10 Skatter

### Spesifikasjon av skattekostnad

(i milliarder kroner)	2012	For regnskapsåret 2011	2010
Årets betalbare skatt	138,1	131,5	97,5
Korreksjon av tidligere års skatter	-0,5	0,2	-0,7
Betallbar skatt	137,6	131,7	96,8
Årets endring i midlertidige forskjeller	0,3	7,0	2,4
Innregning av tidligere ikke innregnet utsatt skattefordel	-3,0	-3,1	0,0
Endring i skattelovgivning	2,3	0,0	0,0
Korreksjon av tidligere års skatter	0,0	-0,2	0,0
Utsatt skatt	-0,4	3,7	2,4
Total skattekostnad	137,2	135,4	99,2

## Avstemming mellom nominell skattesats og effektiv skattesats

(i milliarder kroner)	For regnskapsåret		
	2012	2011	2010
Resultat før skattekostnad	206,7	213,8	136,8
Beregnet skatt etter nominell sats*	62,9	64,0	43,1
Beregnet norsk særskatt**	87,4	84,9	61,5
Skatteeffekt av friinntektsfradrag**	-5,3	-5,1	-5,0
Skatteeffekt av permanente forskjeller	-6,3	-5,7	0,7
Innregning av tidligere ikke innregnet utsatt skattefordel***	-3,0	-3,1	0,0
Endring i skattelovgivning	2,3	0,0	0,0
Korreksjon av tidligere års skatter	-0,5	0,0	-0,7
Annet	-0,3	0,4	-0,4
<b>Total skattekostnad</b>	<b>137,2</b>	<b>135,4</b>	<b>99,2</b>
<b>Effektiv skattesats</b>	<b>66,4 %</b>	<b>63,3 %</b>	<b>72,5 %</b>

\* Vektet gjennomsnitt av nominelle skattesatser var 30,4 prosent i 2012, 29,9 prosent i 2011 og 31,5 prosent i 2010. Økningen fra 2011 til 2012 skyldes hovedsakelig en endring i den geografiske inntektsfordelingen, med en høyere andel av inntekt i 2012 fra jurisdiksjoner med relativt høyere nominell skattesats. Reduksjonen fra 2010 til 2011 skyldes tilsvarende endringer.

\*\* Ved beregning av 50 prosent særskatt på resultat fra norsk kontinentalsokkel gis det en friinntekt på 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. Ikke benyttet friinntekt har ubegrenset fremføringsadgang. Per 31. desember 2012 utgjør ikke regnskapsført friinntekt 17,5 milliarder kroner. Tilsvarende tall for 2011 var 15,1 milliarder kroner.

\*\*\* 3,0 milliarder kroner i tidligere ikke innregnet utsatt skattefordel ble regnskapsført i 2012. Regnskapsføringen av den utsatte skattefordelen er basert på forventning om tilstrekkelig skattemessig resultat gjennom reversering av skattbare midlertidige differanser og fremtidig skattemessig inntekt. I 2011 ble tidligere ikke innregnet utsatt skattefordel på 3,1 milliarder kroner regnskapsført.

### Spesifikasjon av utsatt skattefordel og utsatt skatt

(i milliarder kroner)	Fremførbare skattemessige underskudd	Varige driftsmidler	Immaterielle eiendeler	Fjerningsforpliktelse	Pensjoner	Derivater	Annet	Totalt
Utsatt skatt 31. desember 2012								
Utsatt skattefordel	10,7	7,7	0,0	63,4	5,6	0,0	9,6	97,0
Utsatt skatt	0,0	-127,5	-20,9	0,0	0,0	-18,1	-7,8	-174,3
Netto fordel/(forpliktelse)								
31. desember 2012	10,7	-119,8	-20,9	63,4	5,6	-18,1	1,8	-77,3
Utsatt skatt 31. desember 2011								
Utsatt skattefordel	11,0	9,2	0,0	55,4	6,6	0,0	10,4	92,6
Utsatt skatt	0,0	-127,7	-16,3	0,0	0,0	-18,4	-7,0	-169,4
Netto fordel/(forpliktelse)								
31. desember 2011	11,0	-118,5	-16,3	55,4	6,6	-18,4	3,4	-76,8

Årets endring i netto utsatt skatt var:

(i milliarder kroner)	2012	2011	2010
Netto utsatt skatt 1. januar	76,8	76,2	74,4
Innregnet i resultatoppstillingen	-0,4	3,7	2,4
Utvidet resultat (OCI) pensjoner	1,7	-2,0	0,0
Omregningsdifferanser og annet	-0,8	-1,1	-0,6
<b>Netto utsatt skatt 31. desember</b>	<b>77,3</b>	<b>76,8</b>	<b>76,2</b>

Utsatt skattefordel og utsatt skatt motregnes når de relaterer seg til det samme skattesystemet og det foreligger juridisk grunnlag for motregning. Etter motregning av utsatt skattefordel og utsatt skatt per skattesystem, presenteres disse slik i balansen:

(i milliarder kroner)	31. desember	
	2012	2011
Utsatt skattefordel	3,9	5,7
Utsatt skatt	-81,2	-82,5

Utsatt skattefordel er regnskapsført basert på forventning om tilstrekkelig skattemessig resultat gjennom reversering av skattbare midlertidige differanser eller fremtidig skattemessig inntekt. Per 31. desember 2012 er netto utsatt skattefordel hovedsakelig regnskapsført i USA og Angola, mens utsatt skattefordel ved årsslutt 2011 i hovedsak var regnskapsført i Norge.

#### Ikke innregnet utsatt skattefordel

(i milliarder kroner)	31. desember	
	2012	2011
Skattereduserende midlertidige forskjeller	1,0	3,7
Fremførbare skattemessige underskudd	7,8	9,0

Rundt 43 prosent av fremførbare skattemessige underskudd som det ikke er innregnet utsatt skattefordel på i balansen, har ubegrenset fremføringsadgang. Majoriteten av de resterende ikke innregnede skattemessige underskudd utløper i perioden etter 2019. Ikke innregnet utsatt skattefordel knyttet til de skattereduserende midlertidige forskjellene utløper ikke under eksisterende skatteregler. Utsatt skattefordel er ikke innregnet for disse skatteposisjonene da det ikke finnes sterke nok holdepunkter for å underbygge at fremtidige skattemessige resultater vil medføre at fordelene vil kunne benyttes.

## 11 Resultat per aksje

Vektet gjennomsnittlig antall ordinære utestående aksjer gir grunnlaget for å beregne ordinært og utvannet resultat per aksje som er vist i Konsernregnskapet.

(antall aksjer i tusen)	2012	31. desember 2011	2010
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære utestående aksjer	3 181 546	3 182 113	3 182 575
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære utestående aksjer, utvannet	3 190 221	3 190 044	3 189 689

## 12 Varige driftsmidler

(i milliarder kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler, inkludert skip	Produksjonsanlegg olje og gass	Produksjonsanlegg på land	Bygninger og tomter	Anlegg under utbygging	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2011	23,2	751,4	53,6	16,9	97,7	942,8
Tilgang og overføringer	1,3	100,0	7,8	1,5	6,7	117,3
Avgang til anskaffelseskost	-4,8	-19,1	-3,8	-10,7	-1,5	-39,9
Omregningsdifferanser	-1,3	-15,0	-1,0	-0,3	-3,9	-21,5
Anskaffelseskost 31. desember 2012	18,4	817,3	56,6	7,4	99,0	998,7
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2011	-15,5	-470,0	-40,7	-7,2	-1,8	-535,2
Årets avskrivning	-1,4	-55,1	-1,9	-0,5	-0,2	-59,1
Årets nedskrivning	0,0	-0,7	-0,6	0,0	0,0	-1,3
Årets reversering av nedskrivning	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Av- og nedskrivninger på årets avgang	3,4	16,7	2,8	4,7	0,0	27,6
Omregningsdifferanser	0,8	7,0	0,5	0,1	0,0	8,4
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2012	-12,7	-502,1	-39,9	-2,9	-2,0	-559,6
Bokført verdi 31. desember 2012	5,7	315,2	16,7	4,5	97,0	439,1
Estimert levetid (år)	3 - 20	*	15 - 20	20 - 33		

(i milliarder kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler, inkludert skip	Produksjonsanlegg olje og gass	Produksjonsanlegg på land	Bygninger og tomter	Anlegg under utbygging	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2010	22,1	678,2	55,5	16,5	76,1	848,4
Overført fra eiendeler klassifisert som holdt for salg	0,0	0,0	0,0	0,0	32,5	32,5
Tilgang og overføringer	1,9	98,4	1,3	0,8	2,0	104,4
Tilgang fra kjøp av virksomhet	0,1	6,3	0,0	0,0	1,2	7,6
Avgang til anskaffelseskost	-1,2	-38,7	-3,4	-0,1	-13,6	-57,0
Omregningsdifferanser	0,3	7,2	0,2	-0,3	-0,5	6,9
<b>Anskaffelseskost 31. desember 2011</b>	<b>23,2</b>	<b>751,4</b>	<b>53,6</b>	<b>16,9</b>	<b>97,7</b>	<b>942,8</b>
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2010	-14,3	-437,6	-36,7	-6,6	-1,6	-496,8
Tilgang og overføringer	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,2	-2,2
Årets avskrivning	-1,4	-45,6	-2,2	-0,7	-0,2	-50,1
Årets nedskrivning	-0,5	-0,3	-3,5	-0,1	0,0	-4,4
Årets reversering av nedskrivning	0,0	0,5	0,0	0,0	2,0	2,5
Av- og nedskrivninger på årets avgang	0,9	16,4	1,9	0,1	0,0	19,3
Omregningsdifferanser	-0,2	-3,4	-0,2	0,1	0,2	-3,5
<b>Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2011</b>	<b>-15,5</b>	<b>-470,0</b>	<b>-40,7</b>	<b>-7,2</b>	<b>-1,8</b>	<b>-535,2</b>
<b>Bokført verdi 31. desember 2011</b>	<b>7,7</b>	<b>281,4</b>	<b>12,9</b>	<b>9,7</b>	<b>95,9</b>	<b>407,6</b>
Estimert levetid (år)	3 - 20	*	15-20	20 - 33		

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

Balanseførte renteutgifter utgjorde henholdsvis 1,2 milliarder kroner og 0,9 milliarder kroner i 2012 og 2011.

Overføring av eiendeler til *Varige driftsmidler* fra *Immaterielle eiendeler* utgjorde henholdsvis 7,0 milliarder kroner og 3,7 milliarder kroner i 2012 og 2011.

I 2011 regnskapsførte Statoil nedskrivninger på 3,8 milliarder kroner knyttet til eiendeler i segmentet Markedsføring, prosessering og fornybar energi. Grunnlaget for nedskrivningene er estimater på verdi i bruk utarbeidet på bakgrunn av reduserte forventninger til raffineringmarginer. Nedskrivningene er presentert som *Avskrivning, amortisering og netto nedskrivning*.

I 2011 reverserte Statoil nedskrivninger på 2,6 milliarder kroner i segmentet Utvikling og produksjon internasjonalt relatert til eiendeler i Mexicogulfen. Grunnlaget for nedskrivningene var reduserte estimater på verdi i bruk på bakgrunn av endringer i kostnadsanslag og markedsmessige forhold.

I 2010 regnskapsførte Statoil nedskrivninger på 2,9 milliarder kroner knyttet til raffinier i segmentet Markedsføring, prosessering og fornybar energi. Grunnlaget for nedskrivningene var verdi i bruk estimater utløst av reduserte forventninger til raffineringmarginer. I 2010 bokførte Statoil også en nedskrivning på 1,6 milliarder kroner relatert til gassbyggingsprosjekt i segmentet Utvikling og produksjon internasjonalt. Grunnlaget for nedskrivningene var reduserte estimater på verdi i bruk på bakgrunn av prosjektforsinkelser, endringer i kostnadsanslag og markedsmessige forhold.

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. Reell diskonteringsrente etter skatt er 6,5 prosent etter skatt, og er utledet fra Statoils vektete kapitalkostnad. En avledet før skatt diskonteringsrente vil normalt ligge i intervallet 8 til 12 prosent, avhengig av eiendelsspesifikke forskjeller, slik som skattemessig behandling og varighet og profil på kontantstrømmene. For enkelte eiendeler vil en før skatt diskonteringsrente kunne ligge utenfor dette intervallet, hovedsakelig på grunn av spesielle skatteforhold (f.eks. permanente forskjeller) som påvirker forholdet mellom kontantstrømmer før og etter skatt. Vennligst se note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper* for ytterligere informasjon om nedskrivning av varige driftsmidler.



## 13 Immaterielle eiendeler

(i milliarder kroner)	Balanseførte undersøkelsesutgifter	Anskaffelseskost - olje og gass leterettigheter	Goodwill	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2011	19,7	59,9	11,4	2,8	93,8
Tilganger	5,6	6,4	0,0	0,6	12,6
Avgang til anskaffelseskost	-0,5	-0,1	-1,2	-0,8	-2,6
Overføringer	-2,6	-4,4	0,1	-0,1	-7,0
Kostnadsføring av tidligere balanseførte undersøkelsesutgifter	-2,7	-0,4	0,0	0,0	-3,1
Omregningsdifferanse	-0,9	-4,1	-0,6	-0,1	-5,7
<b>Anskaffelseskost 31. desember 2012</b>	<b>18,6</b>	<b>57,3</b>	<b>9,7</b>	<b>2,4</b>	<b>88,0</b>
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2011			-0,4	-0,7	-1,1
Årets av- og nedskrivninger			0,0	-0,1	-0,1
Akkumulerte av- og nedskrivninger årets avgang			0,4	0,4	0,8
<b>Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2012</b>			<b>0,0</b>	<b>-0,4</b>	<b>-0,4</b>
<b>Bokført verdi 31. desember 2012</b>	<b>18,6</b>	<b>57,3</b>	<b>9,7</b>	<b>2,0</b>	<b>87,6</b>

(i milliarder kroner)	Balanseførte undersøkelsesutgifter	Anskaffelseskost - olje og gass leterettigheter	Goodwill	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2010	15,3	23,0	4,4	2,4	45,1
Overført fra eiendeler klassifisert som holdt for salg	0,9	11,5	0,0	0,0	12,4
Tilganger	6,4	7,8	0,0	0,3	14,5
Tilgang gjennom virksomhetssammenslutninger	0,0	24,1	6,8	0,0	30,9
Avgang til anskaffelseskost	-0,5	-5,0	0,0	0,0	-5,5
Overføringer	-2,2	-1,5	0,0	0,0	-3,7
Kostnadsføring av tidligere balanseførte undersøkelsesutgifter	-0,7	-0,8	0,0	0,0	-1,5
Omregningsdifferanse	0,5	0,8	0,2	0,1	1,6
<b>Anskaffelseskost 31. desember 2011</b>	<b>19,7</b>	<b>59,9</b>	<b>11,4</b>	<b>2,8</b>	<b>93,8</b>
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2010			-0,4	-1,5	-1,9
Årets av- og nedskrivninger			0,0	-0,2	-0,2
Reversering av nedskrivning			0,0	0,9	0,9
Omregningsdifferanse			0,0	0,1	0,1
<b>Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2011</b>			<b>-0,4</b>	<b>-0,7</b>	<b>-1,1</b>
<b>Bokført verdi 31. desember 2011</b>	<b>19,7</b>	<b>59,9</b>	<b>11,0</b>	<b>2,1</b>	<b>92,7</b>

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

Netto nedskrivningskostnad og reversering av tidligere nedskrivninger fremkommer som *Undersøkelseskostnader* og *Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger* på bakgrunn av eiendelens natur som henholdsvis balanseførte undersøkelsesutgifter og andre immaterielle eiendeler. Tap ved nedskrivning er basert på estimater av eiendelens bruksverdi på bakgrunn av endringer i gjenværende reserver, kostnadsanslag, og markedsmessige forhold. Se note 12 *Varige driftsmidler* for ytterligere informasjon om grunnlag for nedskrivningsvurderinger.

Tabellen under viser aldrende aktiverte utforskningskostnader.

(i milliarder kroner)	Aktiverte kostnader
Mindre enn 1 år	7,1
1-5	10,1
5-9	1,4
Sum	18,6

Tabellen under viser spesifikasjon av årets undersøkelseskostnader.

(i milliarder kroner)	2012	Før regnskapsåret 2011	2010
Undersøkelsesutgifter	20,9	18,8	16,8
Utgiftsførte undersøkelsesutgifter aktivert tidligere år	3,1	1,5	2,9
Aktiverte undersøkelsesutgifter	-5,9	-6,5	-3,9
Undersøkelseskostnader	18,1	13,8	15,8

## 14 Langsiktige forskuddsbetalinger og finansielle eiendeler

(i milliarder kroner)	31. desember	
	2012	2011
Obligasjoner	8,9	8,0
Børsnoterte aksjer	4,9	4,5
Unoterte aksjer	1,2	2,9
Finansielle investeringer	15,0	15,4

Obligasjoner og Børsnoterte aksjer knytter seg til investeringsporteføljer i konsernets forsikringselskap, som er regnskapsført i henhold til virkelig verdi opsjon.

Unoterte aksjer er klassifisert som tilgjengelig for salg og endringer er ført mot *Annen egenkapital*, unntatt tap ved verdifall som er ført over resultatet.

(i milliarder kroner)	31. desember	
	2012	2011
Rentebærende fordringer	2,5	1,6
Forskuddsbetalinger og andre ikke rentebærende fordringer	2,4	1,7
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	4,9	3,3

Rentebærende fordringer knytter seg hovedsakelig til prosjektfinansiering av underleverandører og tilknyttede selskap. Balanseført verdi for Langsiktige finansielle fordringer og Kortsiktige finansielle fordringer er tilnærmet lik virkelig verdi .

## 15 Varelager

(i milliarder kroner)	31. desember	
	2012	2011
Råolje	13,7	16,3
Petroleumsprodukter	9,8	8,9
Andre	1,8	2,6
Sum	25,3	27,8

## 16 Kundefordringer og andre fordringer

(i milliarder kroner)	31. desember	
	2012	2011
Kundefordringer	55,3	86,5
Finansielle fordringer	1,0	1,6
Fordringer felleskontrollerte eiendeler	6,9	5,9
Fordringer egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærstående parter	0,5	0,7
Sum finansielle kundefordringer og andre fordringer	63,7	94,7
Ikke finansielle kundefordringer og andre fordringer	10,3	9,1
Kundefordringer og andre fordringer	74,0	103,8

For mer informasjon vedrørende Statoils kreditteksponering på finansielle eiendeler se note 6 *Finansiell risikostyring*. For informasjon om valutasensitivitet se note 28 *Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko*.

## 17 Kortsiktige finansielle investeringer

(i milliarder kroner)	2012	31. desember	
		2011 (omarbeidet)	2010 (omarbeidet)
Obligasjoner	1,0	0,5	1,1
Sertifikater	13,9	4,7	7,1
Finansielle investeringer	14,9	5,2	8,2

Kortsiktige finansielle investeringer per 31. desember 2012 inngår i konsernets handelsportefølje, med unntak av 5,4 milliarder kroner knyttet til investeringsporteføljer i konsernets forsikringsselskap som er regnskapsført i henhold til virkelig verdi opsjon. Tilsvarende var regnskapsførte balanser per 31. desember 2011 og 2010 på henholdsvis 5,1 og 6,2 milliarder kroner.

## 18 Betalingsmidler

(i milliarder kroner)	2012	31. desember 2011 (omarbeidet)	2010 (omarbeidet)
Bankinnskudd	7,3	10,4	11,1
Tidsinnskudd	21,4	24,1	13,0
Pengemarkedsfond	2,8	6,5	1,6
Sertifikater	31,4	8,2	1,7
Bundne midler, inklusiv margininnskudd	2,3	6,1	6,4
Betalingsmidler	65,2	55,3	33,8

Bundne midler per 31. desember 2012 inkluderer margininnskudd på 1,9 milliarder kroner, relatert til pålagt sikkerhet knyttet til handelsaktiviteter på børser der konsernet deltar. Tilsvarende var margininnskudd per 31. desember 2011 på 1,8 milliarder kroner. Betingelser og vilkår relatert til margininnskudd er fastsatt av den enkelte børs.

Kassekreditt og trekkfasiliteter er inkludert i note 24 *Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin*, som er inkludert i betalingsmidler i konsolidert kontantstrømsoppstilling.

## 19 Egenkapital

Per 31. desember 2012 og 2011 består Statoils aksjekapital på 7 971 617 757,50 kroner av 3 188 647 103 aksjer pålydende 2,50 kroner.

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 6,50 kroner for Statoil ASA i 2012, 6,25 kroner i 2011 og 6,00 kroner i 2010. Styret foreslår for generalforsamlingen i mai 2013 et utbytte for 2012 på 6,75 kroner per aksje, tilsvarende en total utbytteutbetaling på 21,5 milliarder kroner. Foreslått utbytte er ikke innregnet som en forpliktelse i konsernregnskapet.

Opptjent egenkapital som kan utdeles som utbytte utgjør 196,6 milliarder kroner per 31. desember 2012 (før avsetninger for foreslått utbytte på 21,5 milliarder kroner for 2012). Opptjent egenkapital som kan deles ut som utbytte er basert på norske regnskapsstandarder og rettsregler, og er begrenset til opptjent egenkapital i morselskapet, hensyntatt utsatt skattefordel. Dette avviker fra konsernets opptjente egenkapital på 270,8 milliarder kroner. Opptjent egenkapital som kunne utdeles som utbytte utgjorde 153,3 milliarder kroner per 31. desember 2011 (før avsetninger for foreslått utbytte på 20,7 milliarder kroner for 2011).

I løpet av 2012 har Statoil ervervet 3 278 561 egne aksjer for 0,5 milliarder kroner. I 2011 ervervet Statoil 2 931 346 egne aksjer for 0,4 milliarder kroner. Per 31. desember 2012 har Statoil 8 675 317 egne aksjer som alle er relatert til konsernets aksjespareprogram. I 2011 var beholdningen av egne aksjer 7 931 347.

## 20 Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler

### Kapitalstyring

Statoils retningslinjer for kapitalstyring er å beholde en sterk finansiell posisjon og sikre tilstrekkelig finansiell fleksibilitet. Netto justert gjeld over sysselsatt kapital er et av flere viktige nøkkeltall i vurderingen av Statoils finansielle robusthet. Netto justert gjeld (ND) er definert som selskapets kortsiktige og langsiktige finansielle forpliktelser minus kontantbeholdning og kortsiktige finansielle plasseringer, justert for innkalt margin og for likviditetsposisjoner fra konsernets forsikringsselskap (en økning på totalt 7,3 milliarder kroner i 2012 og 6,9 milliarder kroner i 2011). I tillegg kommer justeringer knyttet til avsetningsinstruksjonen mellom Statoil og SDØE (en reduksjon på 1,2 milliarder kroner i 2012 og 1,4 milliarder kroner i 2011) og justeringer tilknyttet prosjektfinansiering (en reduksjon på 0,3 milliarder kroner i 2012 og 0,4 milliarder kroner i 2011).

(i milliarder kroner)	31. desember	
	2012	2011
Netto justert rentebærende gjeld (ND)	45,1	76,0
Sysselsatt kapital (CE)	365,0	361,2
Netto gjeld på sysselsatt kapital (ND/CE)	12,4 %	21,1 %

## Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler

### Finansielle forpliktelser til amortisert kost

	Vektet gjennomsnittlig rentesats i %		Balanse i milliarder kroner per 31. desember		Virkelig verdi i milliarder kroner per 31. desember	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
<b>Obligasjonslån</b>						
Amerikanske dollar (USD)	4,52	4,92	69,9	65,5	80,2	74,8
Euro (EUR)	4,99	4,99	18,4	19,5	22,8	23,1
Japanske yen (JPY)	-	1,66	-	0,4	-	0,4
Britiske pund (GBP)	6,71	6,71	9,2	9,5	13,8	13,2
Sum			97,5	94,9	116,8	111,5
<b>Usikrede lån</b>						
Amerikanske dollar (USD)	0,47	0,74	2,4	5,9	2,5	6,0
Norske kroner (NOK)	-	4,04	-	4,0	-	4,0
Japanske yen (JPY)	4,30	1,65	0,7	0,6	0,7	0,6
<b>Sikrede banklån</b>						
Amerikanske dollar (USD)	4,33	3,48	0,4	0,5	0,4	0,5
Andre valutaer	3,57	3,80	0,1	0,1	0,1	0,1
Finansielle leieavtaler			5,6	12,0	5,6	12,0
Annen gjeld			-	0,8	-	0,8
Sum			9,2	23,9	9,3	24,0
Sum finansielle forpliktelser			106,7	118,8	126,1	135,5
Fratrukket kortsiktig andel			5,7	7,2	5,9	7,2
Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler			101,0	111,6	120,2	128,3

Den 21. november 2012 utstedte Statoil ASA obligasjoner pålydende 0,6 milliarder amerikanske dollar med forfall i januar 2018 og 1,1 milliarder amerikanske dollar med forfall i januar 2023. Statoil ASA gjenåpnet den 23. november 2012 eksisterende obligasjoner med forfall i november 2041, og utstedte obligasjoner pålydende 0,3 milliarder amerikanske dollar med samme forfall. Obligasjonene ble utstedt under Form F-3 dokumentet som Statoil ASA har registrert hos Securities and Exchange Commission (SEC) i USA ("Shelf Registration").

Av obligasjonslåne er 69,9 milliarder kroner utstedt i USD og 27,6 milliarder kroner er byttet til USD. Tabellen reflekterer ikke den økonomiske effekten av valutabytteavtaler for forskjellige valutaer til USD. Se note 28 *Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko* for ytterligere informasjon.

Vektet gjennomsnittlig rentesats er beregnet for lån per valuta per 31. desember, og reflekterer ikke valutabytteavtaler.

Virkelig verdi beregnes ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer basert på markedsrenter fra eksterne kilder. Metoden som er benyttet er en neddiskonteringsmodell hvor terminrentene er utledet fra LIBOR og EURIBOR rentekurver, og vil variere basert på forfallstidspunkt for den langsiktige finansielle forpliktelsen som er gjenstand for måling av virkelig verdi. Beregnet kredittpremie baserer seg på priser fra eksterne finansinstitusjoner.

I all vesentlighet inneholder obligasjonslån og usikrede banklån 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 amerikanske dollar er sikret ved pant i aksjer i et datterselskap med bokført verdi på 1,8 milliarder kroner, samt konsernets andel av inntekter fra visse prosjekter.

Konsernet har utestående totalt 30 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 96,0 milliarder kroner til oppgjørskurs per 31. desember 2012.

For mer informasjon om langsiktig løpende kreditt, forfallsstruktur for udiskonterte kontantstrømmer og styring av renterisiko, se note 6 *Finansiell risikostyring*.

#### Tilbakebetalingsprofil for obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler

(i milliarder kroner)	31. desember	
	2012	2011
År 2 og 3	19,1	21,3
År 4 og 5	10,8	21,8
Etter 5 år	71,1	68,5
<b>Sum tilbakebetaling</b>	<b>101,0</b>	<b>111,6</b>
Vektet gjennomsnittlig tilbakebetalingstid (år)	9	9
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	4,74	4,84

Mer informasjon vedrørende finansielle leieavtaler er gitt i note 25 *Leieavtaler*.

## 21 Pensjoner

De norske selskapene i konsernet er pliktig til å ha tjenestepensjonsordning etter Lov om obligatorisk tjenestepensjon, og Statoils pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov.

De vesentligste norske pensjonsordningene administreres av Statoil Pensjon. Statoil Pensjon er en selveiende stiftelse som omfatter ansatte i Statoil ASA og Statoil Kapitalforvaltning ASA. Formålet til Statoil Pensjon er å yte alders- og uførepensjoner til medlemmer og etterlattepensjon til ektefelle, registrert partner, samboer og barn. Statoil Pensjons midler holdes adskilt fra foretakets og konsernforetakenes midler. Statoil Pensjon står under tilsyn av Finanstilsynet og har konsesjon til å drive virksomhet som pensjonskasse.

Statoil ASA og en rekke av sine datterselskaper har ytelsesbaserte pensjonsordninger, som dekker en vesentlig del av sine ansatte.

I Norge gir den norske folketrygden pensjonsutbetalinger til alle pensjonerte norske statsborgere. Slike utbetalinger beregnes ut fra referanser til et grunnbeløp (G) som årlig godkjennes av det norske Stortinget. Statoils pensjonsytelser er generelt basert på minimum 30 års tjenestetid med opptil 66 prosent av sluttlønn nivå, inkludert en antatt offentlig støtte som skal gis fra den norske folketrygden.

Som en følge av norske, nasjonale avtaler, er Statoil medlem av både den forrige Avtale Festede Førtdispensjonsavtalen (AFP) og den nye AFP-ordningen gjeldende fra 1. januar 2011. Statoil vil betale premie for begge AFP-ordningene frem til 31. desember 2015. Etter denne datoen vil premier bare være til den nye AFP-ordningen. Premien i den nye ordningen vil beregnes på basis av de ansattes inntekter mellom 1 og 7,1 G. Premien må betales for alle ansatte frem til fylte 62 år. Pensjonsutbetaling fra administrator av den nye AFP-ordningen er livsvarig.

I løpet av 2012 er en gevinst på 4,3 milliarder kroner blitt innregnet i konsernresultatregnskapet som følge av Statoils beslutning om å avvike selskapets gavepensjon som en del av tidligpensjonsordningen for ansatte født etter 1953, inkludert 0,5 milliarder kroner som er knyttet til Statoil Fuel and Retail ASAs redesign av ytelsesbaserte pensjonsordninger. Ansatte i selskapet er fortsatt omfattet av den avtalefestede førtdispensjonen som er tilgjengelig under den nasjonale norske AFP-ordningen. Statoil har vurdert at forpliktelsen til denne flerforetakstyelsesordningen kan estimeres med tilstrekkelig pålitelighet for regnskapsføring. Følgelig har selskapet innregnet sin forholdsmessige estimerte andel av AFP-ordningen som en ytelsesplan som er inkludert i pensjonsforpliktelser for ytelsesplaner. Den kombinerte tidligpensjonsforpliktelsen ble regnskapsført som en ytelsesbasert pensjonsordning, av den grunn ble ikke avviklingen av gavepensjon ansett som en terminering av AFP-forpliktelsens andel av den ytelses baserte tidligpensjonsordningen.

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 gjeldende avtaler, historiske observasjoner, forventninger til fremtidige pensjonsforutsetninger og forholdet mellom disse forutsetninger. Diskonteringsrenten per 31. desember 2012 for ytelsesbaserte ordninger i Norge er basert på en 7-årig OMF-rente (obligasjon med fortrinnsrett) ekstrapolert til en 21,9-års rente som tilsvarer varigheten av forfallstid for opptjente rettigheter. Tidligere diskonteringsrente var basert på statsobligasjoner ettersom marked for foretaksobligasjon av høy kvalitet i Norge ble vurdert til ikke å være tilstrekkelig dypt. En oppdatert vurdering av det norske markedet for OMF har imidlertid ledet Statoil til å konkludere med at det er hensiktsmessig å fastsette diskonteringsrenten for pensjonsforpliktelser basert på OMF markedsrenter.

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

Statoil har mer enn én 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.

Enkelte Statoil-selskaper har tilskuddsordninger. Det årlige innskuddet innregnes som pensjonskostnad i Resultatregnskapet for perioden.

#### Netto pensjonskostnader

(i milliarder kroner)	2012	For regnskapsåret 2011	2010
Nåverdi av årets opptjening	3,8	3,6	3,5
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2,2	2,7	2,7
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-2,5	-2,9	-2,7
Tap (gevinst) ved avkortning og oppgjør	-4,3	0,0	0,0
Amortisering av aktuarmessig gevinst eller tap relatert til sluttvederlag	0,0	0,1	0,2
Netto pensjonskostnader på ytelsesplaner	-0,8	3,5	3,7
Tilskuddsplaner	0,2	0,2	0,2
Flerforetaksplaner	0,0	0,1	0,2
Sum netto pensjonskostnader	-0,6	3,8	4,1

Pensjonskostnader inkluderer tilhørende arbeidsgiveravgift og deler av kostnadene er viderebelastet partnere på Statoil-opererte lisenser.

(i milliarder kroner)	2012	2011
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	75,0	67,8
Nåverdi av årets opptjening	3,8	3,6
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2,2	2,7
Estimat avvik	-3,4	2,9
Utbetalte ytelser fra ordningene	-1,8	-1,7
Tap (gevinst) ved avkorting og oppgjør	-4,7	0,0
Tilgang og avgang	-2,4	-0,1
Omregningsdifferanse valuta	0,0	-0,2
<b>Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember</b>	<b>68,7</b>	<b>75,0</b>
Virkelig verdi av pensjonsmidler 1. januar	51,9	51,0
Forventet avkastning på pensjonsmidler	2,5	2,9
Estimatavvik	1,9	-4,5
Innbetalt av selskapet (inkludert arbeidsgiveravgift)	4,2	3,3
Utbetalt ytelser fra ordningene	-0,7	-0,5
Tap (gevinst) ved avkorting og oppgjør	-0,1	0,0
Tilgang og avgang	-2,2	-0,1
Omregningsdifferanse valuta	0,0	-0,2
<b>Virkelig verdi av pensjonsmidler 31. desember</b>	<b>57,5</b>	<b>51,9</b>
<b>Netto ytelsesbaserte pensjonsforpliktelser 31. desember</b>	<b>11,2</b>	<b>23,1</b>
Spesifikasjon:		
Eiendel innregnet som langsiktig pensjonsmidler	9,4	3,9
Forpliktelse innregnet som langsiktig pensjonsforpliktelser	20,6	27,0
<b>Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger</b>	<b>68,7</b>	<b>75,0</b>
Sikrede pensjonsplaner	48,1	48,0
Usikrede pensjonsplaner	20,6	27,0
Erfaringsestimataavvik		
Erfaringsestimataavvik på pensjonsforpliktelsen	4,0	3,1
Differanse mellom forventet og faktisk avkastning på pensjonsmidler	-1,9	4,5
<b>Faktisk avkastning på pensjonsmidler</b>	<b>4,4</b>	<b>-1,6</b>

Tabell over for Brutto pensjonsforpliktelse og Pensjonsmidler inneholder ikke valutaeffekter for Statoil ASA.



## Estimatavvik innregnet i egenkapitalen

(i milliarder kroner)	2012	For regnskapsåret 2011	2010
Årets netto estimatavvik	-5,3	7,4	0,3
Årets estimatavvik for valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse og omregningsdifferanse	-0,2	0,0	-0,3
Innregnet i Konsolidert oppstilling over innregnede inntekter og kostnader	5,5	-7,4	0,0
Akkumulert estimatavvik innregnet som Inntekter og kostnader ført mot egenkapitalen etter skatt	11,6	16,3	10,9

Netto estimatavvikgevinst for 2012 er i hovedsak knyttet til en oppdatert vurdering av diskonteringsrenten som skal brukes for pensjonsforpliktelser i Norge.

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 amerikanske dollar. Omregningsdifferanse relaterer seg til omregning fra funksjonell valuta amerikanske dollar til norske kroner som presentasjonsvaluta for konsernet.

	Økonomiske forutsetninger for resultatelementer i %		Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanselementer i %	
	For regnskapsåret 2012	2011	For regnskapsåret 2012	2011
Diskonteringsrente	3,25	4,25	3,75	3,25
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	4,75	5,75	4,50	4,75
Forventet lønnsvekst	3,00	4,00	3,25	3,00
Forventet vekst i løpende pensjoner	2,00	2,75	1,75	2,00
Forventet regulering av folketrygdens Grunnbeløp	2,75	3,75	3,00	2,75
Gjennomsnittlig gjenværende opptjeningstid i antall år			15	15

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

Forventet sannsynlighet for frivillig avgang per 31. desember 2012 var på henholdsvis 2,5 prosent, 2,0 prosent, 1,0 prosent, 0,5 prosent og 0,1 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 per 31. desember 2011 var på henholdsvis 2,2 prosent, 2,0 prosent, 1,0 prosent, 0,6 prosent og 0,1 prosent i kategoriene ansatte under 30 år, 30 til 39 år, 40 til 49 år, 50 til 59 år og 60 til 67 år.

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

### Sensitivitetsanalyse

Tabellen nedenfor viser estimater for effektene av endringer i vesentlige forutsetninger som inngår i beregning av ytelsesplanene. Estimaten er basert på relevante forhold per 31. desember 2012. Faktiske tall kan avvike vesentlig fra disse estimatene.

(i milliarder kroner)	Diskonteringsrente		Forventet lønnsvekst		Forventet regulering av folketrygdens grunnbeløp		Forventet vekst i løpende pensjoner	
	0,50 %	-0,50 %	0,50 %	-0,50 %	0,50 %	-0,50 %	0,50 %	-0,50 %
<b>Endring i:</b>								
Pensjonsforpliktelse								
31. desember 2012	-5,6	6,5	4,0	-3,6	-1,3	1,3	3,3	-3,0
Nåverdi av årets opptjening for 2013	-0,4	0,5	0,4	-0,4	-0,1	0,1	0,2	-0,2

Sensitiviteten i det finansielle resultat til hver vesentlige forutsetning er estimert basert på antagelsen om at alle andre faktorer ville forbli uendret. Den estimerte økonomiske effekten vil avvike fra faktiske tall da det finansielle resultat også vil gjenspeile sammenhengen mellom disse forutsetningene.

#### Pensjonsmidler

Pensjonsmidlene knyttet til de ytelsesbaserte planene ble målt til virkelig verdi per 31. desember 2012 og 2011. Den langsiktige forventede avkastning på pensjonsmidlene tar utgangspunkt i en langsiktig risikofri rente justert for forventet langsiktig risikopremie for de respektive investeringsklasser. En risikofri rente (10-års norsk statsobligasjon har blitt ekstrapolert ved bruk av en rentekurve fra en annen valuta med lange observerbare renter) brukes som utgangspunkt for beregning av avkastning på pensjonsmidlene. Forventet avkastning på pengemarkedsplasseringer beregnes ved å trekke fra den forventede avkastning på obligasjoner. Basert på historiske data forventes aksjer og eiendom å gi en langsiktig avkastning utover avkastning i pengemarkedet.

Eiendommer eiet av Statoil Pensjon utgjør 2,1 milliarder kroner per 31. desember 2012 og 1,9 milliarder kroner per 31. desember 2011 og disse blir leid ut til selskap i konsernet.

Statoil Pensjon investerer både i finansielle eiendeler og i eiendom. Forventet avkastning på eiendomsinvesteringer forventes å være mellom avkastningen på egenkapitalinstrumenter og avkastningen på obligasjoner. Tabellen nedenfor viser vektning av porteføljen og avkastningsforventning for finansporteføljen godkjent av styret i Statoil Pensjon for 2013. Porteføljevektningen i løpet av ett år vil avhenge av risikokapasitet.

(i %)	Pensjonsmidler på ulike investeringsklasser		Forventet porteføljevekt*	Avkastningsforventning
	2012	2011		
Egenkapitalinstrumenter	38,8	29,0	40,0	(+/-5) x + 4
Obligasjoner	41,5	43,7	45,0	(+/-5) x
Sertifikater	15,0	23,0	15,0	(+/-15) x - 0,2
Eiendom	3,9	4,0		
Andre eiendeler	0,8	0,3		
Sum	100,0	100,0	100,0	

\* Intervallet i parentesene angir rammene for Statoil Kapitalforvaltning ASAs (forvalters) taktiske avvik i prosentpoeng.

X i tabellen over representerer den langsiktige avkastningen på obligasjoner.

Forventet innbetaling vedrørende 2013 er estimert til 2,0 milliarder kroner.

## 22 Avsetninger

(i milliarder kroner)	Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser	Andre avsetninger	Total
Langsiktig andel 31. desember 2011	78,9	8,4	87,3
Langsiktige rentebærende avsetninger rapportert som obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	0,0	0,8	0,8
Kortsiktig andel 31. desember 2011 rapportert som leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	0,9	7,9	8,8
<b>Avsetninger 31. desember 2011</b>	<b>79,8</b>	<b>17,1</b>	<b>96,9</b>
Nye eller økte avsetninger	6,2	4,6	10,8
Reversert ubrukt andel	-0,9	-2,5	-3,4
Beløp belastet mot avsetninger	-0,7	-3,8	-4,5
Effekt av endring i diskonteringsfaktor	5,9	0,0	5,9
Avgang ved salg	-1,8	-0,1	-1,9
Rentekostnad på forpliktelser	3,0	0,0	3,0
Reklassifiseringer	0,0	-1,0	-1,0
Omregningsdifferanser	-1,2	-0,7	-1,9
<b>Avsetninger 31. desember 2012</b>	<b>90,3</b>	<b>13,6</b>	<b>103,9</b>
Kortsiktig andel 31. desember 2012 rapportert som leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	1,3	7,1	8,4
Langsiktig andel 31. desember 2012	89,0	6,5	95,5

### Forventet oppgjørstidspunkt

(i milliarder kroner)	Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser	Andre avsetninger	Total
2013 - 2017	7,4	10,0	17,4
2018 - 2022	9,5	0,2	9,7
2023 - 2027	10,3	0,1	10,4
2028 - 2032	23,6	0,1	23,7
Deretter	39,6	3,1	42,7
<b>Avsetninger 31. desember 2012</b>	<b>90,4</b>	<b>13,5</b>	<b>103,9</b>

Økningen i nedstengnings- og fjerningsforpliktelser er hovedsakelig knyttet til reduksjon i diskonteringsrenten (kredittjustert risikofri rente).

Tidspunktet for utbetalinger relatert til nedstengnings- og fjerningskostnader avhenger primært av tidspunktet for nedstenging av produksjonen ved det enkelte anlegg.

Kategorien andre avsetninger er hovedsakelig relatert til avsetninger for forventede utbetalinger på uløste krav. Oppgjørstidspunktet og beløp for disse avsetningene er usikre og avhengige av ulike faktorer som er utenfor ledelsens kontroll.

For ytterligere informasjon vedrørende anvendte metoder og påkrevde estimater, se note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper*.

## 23 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld

(i milliarder kroner)	31. desember	
	2012	2011
Leverandørgjeld	25,9	31,1
Andre forpliktelser og påløpte kostnader	17,1	21,6
Forpliktelser felleskontrollerte eiendeler	19,8	19,8
Leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærstående parter	9,4	10,9
Sum finansiell leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	72,2	83,4
Ikke finansiell leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	9,6	10,6
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	81,8	94,0

Andre forpliktelser og påløpte kostnader inkluderer avsetninger knyttet til enkelte tvister og rettssaker som er nærmere omtalt i note 26 *Andre forpliktelser*. For informasjon om valutasensitivitet se note 28 *Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko*. Ytterligere informasjon vedrørende leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærstående parter se note 27 *Nærstående parter*.

## 24 Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin

(i milliarder kroner)	31. desember	
	2012	2011
Innkalt margin	12,4	10,8
Kortsiktig andel av obligasjoner, banklån og finansiell leasing	5,7	7,2
Annet inklusiv kassekreditt	0,3	1,8
Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	18,4	19,8
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	1,02	1,65

Bokført verdi av *Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin* til amortisert kost, tillagt påløpte renter utgjør tilnærmet lik virkelig verdi.

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

## 25 Leieavtaler

Statoil leier diverse eiendeler, i hovedsak borerigger, skip og kontorbygninger.

I 2012 utgjorde netto leiekostnad 17,6 milliarder kroner (13,7 milliarder kroner i 2011 og 12,4 milliarder kroner i 2010) hvorav minsteleie utgjorde 20,0 milliarder kroner (16,0 milliarder kroner i 2011 og 13,8 milliarder kroner i 2010) og innbetalinger fra fremleie utgjorde 2,4 milliarder kroner (2,4 milliarder kroner i 2011 og 1,5 milliarder kroner i 2010). Det er ikke kostnadsført vesentlige beløp knyttet til betingede leiekostnader i 2012, 2011 eller 2010.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2012.

(i milliarder kroner)	Operasjonelle leieavtaler					
	Rigger	Skip	Andre	Sum	Fremleie	Netto
2013	18,2	3,2	1,3	22,7	-3,5	19,2
2014	16,6	2,4	1,2	20,2	-1,5	18,7
2015	13,9	2,0	1,1	17,0	-1,3	15,7
2016	9,9	1,7	1,0	12,6	-1,1	11,5
2017	5,4	1,1	0,9	7,4	-0,6	6,8
Deretter	17,9	4,3	7,7	29,9	-2,7	27,2
Sum fremtidig minsteleie	81,9	14,7	13,2	109,8	-10,7	99,1

Statoil hadde per 31. desember 2012 operasjonelle leieavtaler for borerigger. Gjenværende kontraktsperiode for de vesentlige kontraktene varierer fra to måneder til åtte år. Enkelte av kontraktene inneholder opsjoner på forlengelse. Leieavtaler for rigger er i de fleste tilfeller basert på faste dagrater. 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.

I 2010 inngikk Statoil en langsiktig kontrakt med Teekay relatert til offshore lasting og transport i Nordsjøen. Kontrakten dekker gjenværende levetid for gjeldende produserende felt og inkluderte ved årsslutt 2012 fem bøyelastere. Kontraktens nominelle verdi var cirka 5,0 milliarder kroner ved utgangen av 2012 og den er inkludert i kategorien skip i tabellen ovenfor.

Kategorien andre leieavtaler inkluderer fremtidige minsteleie på 4,7 milliarder kroner for leie av to kontorbygninger i Bergen eid av Statoil Pensjon, hvorav én er under bygging. Disse operasjonelle leieforpliktelsene til en nærstående part løper til år 2034 og 3,8 milliarder kroner har forfall etter 2017.

Statoil hadde forpliktelser relatert til finansielle leieavtaler på 5,6 milliarder kroner per 31. desember 2012. Nominell minsteleie knyttet til disse finansielle leieavtalene beløp seg til 7,9 milliarder kroner. *Varige driftsmidler* inkluderer 4,4 milliarder kroner for eiendeler relatert til finansielle leieavtaler som var balanseført ved årsslutt (10,2 milliarder kroner i 2011), hovedsakelig innen maskiner, inventar og transportmidler, inkludert skip og produksjonsanlegg på land.

## 26 Andre forpliktelser

### Kontraktsmessige forpliktelser

Konsernet har kontraktsmessige forpliktelser på 53,3 milliarder kroner per 31. desember 2012. Disse kontraktsmessige forpliktelsene reflekterer konsernets andel og består i hovedsak av konstruksjon og kjøp av varige driftsmidler.

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 2012 er konsernet forpliktet til å delta i 41 brønner, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 41 prosent. Konsernets andel av estimerte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omlag 9,6 milliarder kroner. Brønner som konsernet i tillegg kan bli forpliktet til å delta i boringen av, avhengig av fremtidige funn på visse lisenser, er ikke inkludert i disse tallene.

### Andre langsiktige forpliktelser

Konsernet har inngått forskjellige langsiktige avtaler om rørledningstransport i tillegg til andre former for transportkapasitet, samt terminal-, prosesserings-, lagrings-, entry/exit ("inngang og avgang") kapasitet. 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 kontraktuelle 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 andre langsiktige minimumsforpliktelser per 31. desember 2012:

(i milliarder kroner)	Totalt
2013	14,4
2014	12,6
2015	13,0
2016	12,7
2017	12,7
Deretter	102,1
Sum	167,5

### Andre forpliktelser

I løpet av 2012 er hoveddelen av den økonomiske eksponeringen knyttet til gassalgsavtaler som inneholder prisrevisjonsklausuler, hvor motpart tidligere har krevd voldgift, blitt oppgjort på kommersielle vilkår uten vesentlig effekt på regnskapet.

Angolas finansdepartement har på bakgrunn av årlige bokettersyn knyttet til konsernets deltakelse i blokk 4, blokk 15 og blokk 17 på angolansk sokkel utlignet økt "profit oil" og skatter for virksomhet i årene 2002 til og med 2010. Konsernet bestrider disse ettersynsrapportene og forfølger sakene i tråd med de relevante angolanske juridiske og administrative prosedyrer. På basis av ettersynsrapportene og fortsatt aktivitet på de tre blokkene i perioden til og med 2012 er konsernets eksponering ved utløpet av 2012 estimert til ca. 0,8 milliarder amerikanske dollar, hvorav den vesentligste del er knyttet til profit oil-elementer. Konsernet har gjort avsetning for ettersynene i samsvar med beste estimat, i konsernresultatregnskapet hovedsakelig reflektert som salgsinntektsreduksjon, men også med enkelte beløp bokført under henholdsvis rentekostnader og skattekostnader.

Det foreligger en tvist mellom Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) og partnerne i trakt to av det unitiserte Agbami-feltet (Oil Mining Lease (OML) 128) knyttet til fortolkning av betingelsene i produksjonsdelingsavtalen ("PSC") for OML 128. Tvisten omfatter allokeringen av kostolje, skatteolje og profit oil mellom NNPC og de andre OML 128-partnerne. NNPC hevder at konsernet samlet fra år 2009 til og med 2012 har løftet for store volumer som må refunderes til NNPC for å overholde PSC-betingelsene, og dermed har NNPC økt sin løfting av olje. Partnerne bestrider NNPCs syn. Det er igangsatt voldgift i tråd med formkravene i PCS. NNPC og nigerianske skattemyndigheter bestrider imidlertid lovligheten av voldgiftsprosessen hva gjelder avgjørelse av skatterelaterte tvister, og forfølger dette synet gjennom det nigerianske rettssystemet. Ved utgangen av 2012 er eksponeringen for konsernet hovedsakelig knyttet til kostolje- og profit oil-volumer, og er estimert til en størrelse tilsvarende 0,4 milliarder amerikanske dollar. Konsernet har avsatt for kravene i samsvar med beste estimat, regnskapsført som salgsinntektsreduksjon i konsernresultatregnskapet.

Statoil er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettsaker, og det finnes for tiden flere andre 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.

Statoil forfølger de ovenfornevnte tvistene aktivt med de kontraktsmessige og juridiske virkemidler som foreligger i hver sak, men endelige utfall av sakene og tidspunkt for eventuelle relaterte kontantstrømmer kan på nåværende tidspunkt ikke avgjøres med tilstrekkelig pålitelighet.

Når det gjelder informasjon om avsetninger knyttet til tvister og krav vises det til note 22 *Avsetninger*.

## 27 Nærstående parter

### Transaksjoner med Den norske stat

Den norske stat er hovedaksjonær i Statoil og eier betydelige eierandeler i andre selskaper. Per 31. desember 2012 hadde den norske stat en eierandel i Statoil på 67 prosent (Folketrygdfondets andel i Statoil på 3,33 prosent er holdt utenfor). Eierskapsstrukturen medfører at Statoil deltar i transaksjoner med flere parter som er under en felles eierskapsstruktur og derfor tilfredsstiller definisjonen av nærstående parter. Alle transaksjoner er vurdert å være i henhold til normal armlengdes prinsipp.

Samlet kjøp av olje og våtgass fra staten beløp seg til 96,6 milliarder kroner, 95,5 milliarder kroner og 81,4 milliarder kroner i henholdsvis 2012, 2011 og 2010. Kjøp av naturgass fra staten vedrørende Tjeldbergodden metanolfabrikk beløp seg til 0,4 milliarder kroner i 2012, 0,4 milliarder kroner i 2011 og 0,4 milliarder kroner i 2010. En vesentlig del av beløpet som er inkludert i linjen Leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærstående parter i note 23 *Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld*, vedrører skyldig beløp til staten knyttet til disse kjøpene.

### Andre transaksjoner

I forbindelse med den ordinære virksomheten som omfatter rørledningstransport, lagring av gass og prosessering av petroleumsprodukter har Statoil transaksjoner med enkelte selskaper der man også har eierinteresser. Slike transaksjoner gjennomføres basert på armlengdes prinsipp, og er inkludert i de relevante regnskapslinjene i konsernresultatregnskapet.

For mer informasjon vedrørende leieavtaler med nærstående parter se note 25 *Leieavtaler*.

Godtgjørelse til ledende ansatte (medlemmer av styret og konsernledelsen) i løpet av året er presentert i note 7 *Godtgjørelse* og i note 6 *Lønnskostnader* i selskapsregnskapet til Statoil ASA.

## 28 Finansielle instrumenter: virkelig verdimåling og sensitivitetsanalyse av markedsrisiko

### Finansielle instrumenter

Tabellen nedenfor presenterer Statoils klasser av finansielle instrumenter og tilhørende bokført verdi per IAS 39, *Finansielle instrumenter - innregning og måling, kategori*. Alle de finansielle instrumentenes bokførte verdier er målt til virkelig verdi, eller deres bokførte verdi er tilnærmet lik virkelig verdi, med unntak av langsiktige finansielle forpliktelser. Se note 20 *Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler* for informasjon om virkelig verdi på langsiktige finansielle forpliktelser.

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

(i milliarder kr)	Note	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Virkelig verdi over resultatet			Sum balanseført verdi
				Holdt for omsetning	Virkelig verdiopsjon	Ikke finansielle eiendeler	
<b>31. desember 2012</b>							
<b>Eiendeler</b>							
Langsiktige finansielle investeringer	14	0,0	1,2	0,0	13,8	0,0	15,0
Langsiktige finansielle derivater		0,0	0,0	33,2	0,0	0,0	33,2
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	14	2,5	0,0	0,0	0,0	2,4	4,9
Kortsiktige kundefordringer og andre fordringer	16	63,7	0,0	0,0	0,0	10,3	74,0
Kortsiktige finansielle derivater		0,0	0,0	3,6	0,0	0,0	3,6
Kortsiktige finansielle investeringer	17	0,0	0,0	9,5	5,4	0,0	14,9
Betalingsmidler	18	31,0	0,0	34,2	0,0	0,0	65,2
Sum		97,2	1,2	80,5	19,2	12,7	210,8

(i milliarder kr)	Note	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Virkelig verdi over resultatet			Sum balanseført verdi
				Holdt for omsetning	Virkelig verdiopsjon	Ikke finansielle eiendeler	
<b>31. desember 2011</b>							
<b>Eiendeler</b>							
Langsiktige finansielle investeringer	14	0,0	2,9	0,0	12,5	0,0	15,4
Langsiktige finansielle derivater		0,0	0,0	32,7	0,0	0,0	32,7
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	14	1,6	0,0	0,0	0,0	1,7	3,3
Kortsiktige kundefordringer og andre fordringer	16	94,7	0,0	0,0	0,0	9,1	103,8
Kortsiktige finansielle derivater		0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	6,0
Kortsiktige finansielle investeringer	17	0,0	0,0	0,1	5,1	0,0	5,2
Betalingsmidler	18	40,6	0,0	14,7	0,0	0,0	55,3
Sum		136,9	2,9	53,5	17,6	10,8	221,7

(i milliarder kr)	Note	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Virkelig verdi over resultatet			Sum balanseført verdi
				Holdt for omsetning	Virkelig verdiopsjon	Ikke finansielle eiendeler	
<b>31. desember 2010</b>							
<b>Eiendeler</b>							
Langsiktige finansielle investeringer		0,0	3,0	0,0	12,3	0,0	15,3
Langsiktige finansielle derivater		0,0	0,0	20,6	0,0	0,0	20,6
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer		1,7	0,0	0,0	0,0	2,2	3,9
Kortsiktige kundefordringer og andre fordringer		68,4	0,0	0,0	0,0	7,5	75,9
Kortsiktige finansielle derivater		0,0	0,0	6,1	0,0	0,0	6,1
Kortsiktige finansielle investeringer	17	0,0	0,0	2,0	6,2	0,0	8,2
Betalingsmidler	18	30,5	0,0	3,3	0,0	0,0	33,8
Sum		100,6	3,0	32,0	18,5	9,7	163,8



(i milliarder kr)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
<b>31. desember 2012</b>					
<b>Forpliktelser</b>					
Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	20	101,0	0,0	0,0	101,0
Langsiktige finansielle derivater		0,0	2,7	0,0	2,7
Kortsiktig leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	23	72,2	0,0	9,6	81,8
Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	24	18,4	0,0	0,0	18,4
Kortsiktige finansielle derivater		0,0	1,1	0,0	1,1
Sum		191,6	3,8	9,6	205,0

(i milliarder kr)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
<b>31. desember 2011</b>					
<b>Forpliktelser</b>					
Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	20	110,8	0,0	0,8	111,6
Langsiktige finansielle derivater		0,0	3,9	0,0	3,9
Kortsiktig leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	23	83,4	0,0	10,6	94,0
Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	24	19,8	0,0	0,0	19,8
Kortsiktige finansielle derivater		0,0	3,0	0,0	3,0
Sum		214,0	6,9	11,4	232,3

(i milliarder kr)	Note	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Ikke finansielle forpliktelser	Sum balanseført verdi
<b>31. desember 2010</b>					
<b>Forpliktelser</b>					
Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler		99,8	0,0	0,0	99,8
Langsiktige finansielle derivater		0,0	3,4	0,0	3,4
Kortsiktig leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld		68,6	0,0	5,1	73,7
Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin		11,7	0,0	0,0	11,7
Kortsiktige finansielle derivater		0,0	4,2	0,0	4,2
Sum		180,1	7,6	5,1	192,8

#### Virkelig verdimåling av finansielle instrumenter og finansielle investeringer

Statoil måler alle finansielle derivater og finansielle investeringer til virkelig verdi. Endring i virkelig verdi på derivater innregnes i konsernresultatregnskapet innenfor *Salgsinntekter* eller *Netto finansposter* avhengig av deres natur som råvarebaserte derivatkontrakter eller rente- og valutaderivater.

Statoils finansielle investeringer består av en portefølje eid av konsernets forsikringsselskap (hovedsakelig obligasjoner, børsnoterte egenkapitalinstrumenter og sertifikater) og investeringer i pengemarkedsfond for likviditetsstyringsformål. Statoil 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 konsernresultatregnskapet 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 konsernresultatregnskapet innenfor *Netto finansposter*.

Ved fastsettelse av virkelig verdi av finansielle derivater og finansielle investeringer bruker Statoil priser notert i et aktivt marked så langt det lar seg gjøre. Dette vil typisk være for børsnoterte egenkapitalinstrumenter og statsobligasjoner. Når slike priser ikke er tilgjengelige bruker Statoil input som er observerbare enten direkte eller indirekte som basis for verdsettingsmetoder som diskontert kontantstrømanalyser eller prismodeller. Når observerbare priser som grunnlag for måling av virkelig verdi ikke er tilgjengelig blir virkelig verdi estimert basert på interne forutsetninger. Se note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper* for ytterligere informasjon om metodikken og forutsetningene som er benyttet til å beregne virkelig verdi for konsernets finansielle derivater og finansielle investeringer.

#### Virkelig verdi hierarki

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

(i milliarder kroner)	Langsiktige finansielle investeringer	Langsiktige finansielle derivater - eiendeler	Kortsiktige finansielle investeringer	Kortsiktige finansielle derivater - eiendeler	Betalingsmidler	Langsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Kortsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Sum virkelig verdi
<b>31. desember 2012</b>								
Nivå 1	8,1	0,0	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	12,8
Nivå 2	5,7	16,6	10,2	2,2	34,2	-2,7	-1,1	65,1
Nivå 3	1,2	16,6	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	19,2
Sum virkelig verdi	15,0	33,2	14,9	3,6	34,2	-2,7	-1,1	97,1
<b>31. desember 2011</b>								
Nivå 1	7,9	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	12,4
Nivå 2	4,8	15,0	0,7	4,5	14,7	-3,9	-3,0	32,8
Nivå 3	2,7	17,7	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	21,9
Sum virkelig verdi	15,4	32,7	5,2	6,0	14,7	-3,9	-3,0	67,1
<b>31. desember 2010</b>								
Nivå 1	8,2	0,0	4,9	0,0	0,0	0,0	0,0	13,1
Nivå 2	4,4	6,8	3,3	4,7	3,3	-3,4	-4,2	14,9
Nivå 3	2,7	13,8	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	17,9
Sum virkelig verdi	15,3	20,6	8,2	6,1	3,3	-3,4	-4,2	45,9

Nivå 1, 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 konsernets balanse er fastsatt basert på observerbare priser på identiske instrumenter. For konsernet vil denne kategorien i de fleste tilfellene kun være relevant for børsnoterte egenkapitalinstrumenter og statsobligasjoner.

Nivå 2, virkelig verdi basert på andre data enn de noterte prisene som inngår i nivå 1, men som er fra observerbare markedstransaksjoner, inkluderer Statoils ikke-standardiserte kontrakter der virkelig verdi er fastsatt 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 for å fastsette virkelig verdi på sine finansielle derivater.

Nivå 3, virkelig verdi basert på ikke-observerbare data, inkluderer finansielle instrumenter der virkelig verdi er fastsatt 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 priskilder for de finansielle instrumentene som verdsettes.

Den virkelige verdien for enkelte "earn-out" avtaler og innebygde derivater er fastsatt ved bruk av verdsettelsesmodeller med prisinput fra observerbare markedstransaksjoner i tillegg til interne genererte prisforutsetninger og volumprofiler. Diskonteringsrenten som er brukt i verdsettelsen er en risikofri rente basert på den aktuelle valutaen og tidshorisonen til den underliggende kontantstrømmen. Kontantstrømmen er justert for en kredittpremie for å reflektere enten Statoils kredittpremie (dersom det er gjeld) eller en estimert motparts premie (dersom det er eiendel). De virkelige verdiene for disse finansielle derivatene er i sin helhet blitt klassifisert i kategori tre innenfor Kortsiktige og Langsiktige finansielle derivater - eiendeler i tabellen over. 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 reduseres med cirka 1,6 milliarder kroner ved utgangen av 2012 og reduseres med 2,5 milliarder kroner ved utgangen av 2011. En slik endring i virkelig verdi ville blitt innregnet i konsernresultatregnskapet.

En avstemming av endringer i virkelig verdi i løpet av 2012 og 2011 for alle finansielle eiendeler klassifisert i det tredje nivået i hierarkiet er presentert i den etterfølgende tabellen.

(i milliarder kroner)	Langsiktige finansielle investeringer	Langsiktige finansielle derivater - eiendeler	Kortsiktige finansielle derivater - eiendeler	Total
<b>Før regnskapsåret 2012</b>				
Inngående balanse	2,7	17,7	1,5	21,9
Total gevinst og tap				
- i resultatregnskapet	-2,0	-1,2	1,4	-1,8
- i totalresultat	0,0	0,0	0,0	0,0
Kjøp	0,5	0,1	0,0	0,6
Oppgjør	0,0	0,0	-1,5	-1,5
Overføring til nivå 3	0,2	0,0	0,0	0,2
Omregningsdifferanser	-0,2	0,0	0,0	-0,2
Utgående balanse	1,2	16,6	1,4	19,2
<b>Før regnskapsåret 2011</b>				
Inngående balanse	2,8	13,8	1,4	18,0
Total gevinst og tap				
- i resultatregnskapet	-0,5	5,5	1,5	6,5
- i totalresultat	-0,2	0,0	0,0	-0,2
Kjøp	0,7	0,0	0,0	0,7
Oppgjør	0,0	0,0	-1,4	-1,4
Overføring fra nivå 3	0,0	-1,5	0,0	-1,5
Omregningsdifferanser	-0,1	-0,1	0,0	-0,2
Utgående balanse	2,7	17,7	1,5	21,9

Eiendelene og forpliktelsene på nivå 3 har i løpet av 2012 hatt en netto reduksjon i virkelig verdi på 2,7 milliarder kroner. Av de 1,8 milliarder kronene som er innregnet i konsernresultatregnskapet i 2012 er 0,2 milliarder kroner relatert til endringer i virkelig verdi av visse "earn-out" avtaler. I tilknytning til de samme "earn-out" avtaler er 1,5 milliarder kroner inkludert i åpningsbalansen for 2012 fullt realisert siden de underliggende volumene har blitt levert i løpet av 2012 og beløpet er presentert som oppgjort i tabellen over.

I all vesentlighet relaterer alle gevinster og tap innregnet i konsernresultatregnskapet i løpet av 2012 seg til eiendeler som er eid ved utgangen av 2012.

#### Markedsrisiko-sensitiviteter

##### Råvarepriserisiko

Tabellen nedenfor inneholder virkelig verdi og sensitiviteter for råvarepriserisiko 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 har blitt skilt ut og innregnet til virkelig verdi i balansen.

Sensitiviteter knyttet til priserisiko er ved utgangen av 2012 og 2011 er beregnet ved å forutsette et rimelig mulighetsområde for endringer på 40 prosent i råolje, raffinerte produkter, elektrisitetspriser og naturgass.

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

(i milliarder kroner)	Netto virkelig verdi	-40% sensitivitet	40% sensitivitet
<b>31. desember 2012</b>			
Råolje og raffinerte produkter	12,9	-7,9	7,9
Naturgass og elektrisitet	6,5	1,1	-1,0
<b>31. desember 2011</b>			
Råolje og raffinerte produkter	14,0	-9,4	9,4
Naturgass og elektrisitet	8,7	2,9	-2,9

### Valutarisiko

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

De etterfølgende valutarisikosensitiviteten har blitt beregnet ved å forutsette mulighetsområde for endringer på 9 prosent for de valutakursene konsernet har eksponering mot. En økning av valutakursen med 9 prosent betyr at den underliggende transaksjonsvalutaen har styrket seg. Ved utgangen av 2011 var en endring på 12 prosent vurdert som et rimelig mulighetsområde for endringer. Det estimerte gevinst og tap som følge av en endring i valutakursene vil påvirke konsernresultatregnskapet.

(i milliarder kroner)	Endring i	
	USD	NOK
<b>31. desember 2012</b>		
Netto gevinst (tap) (9% sensitivitet)	-8,4	7,7
Netto gevinst (tap) (-9% sensitivitet)	8,4	-7,7
<b>31. desember 2011</b>		
Netto gevinst (tap) (12% sensitivitet)	-10,4	8,0
Netto gevinst (tap) (-12% sensitivitet)	10,4	-8,0

### Renterisiko

Renterisiko utgjør vesentlig finansiell risiko for Statoil. Samlet eksponering styres på porteføljenivå i henhold til godkjente strategier og mandater på regelmessig basis. Se note 6 *Finansiell risikostyring* for ytterligere informasjon knyttet til renterisiko og hvordan konsernet styrer risikoene.

For sensitiviteten knyttet til renterisiko er det forutsatt en endring på 0,7 prosentpoeng for 2012. Ved utgangen av 2011 var en endring på 1,5 prosentpoeng vurdert som rimelig mulighetsområde for endringer. De estimerte gevinstene fra en rentenedgang og de estimerte tapene fra en renteøkning, som vil påvirke konsernresultatregnskapet, er presentert i den etterfølgende tabellen.

(i milliarder kroner)	Gevinst scenario	Tap scenario
<b>31. desember 2012</b>		
Renterisiko (0,7 prosentpoeng sensitivitet)	4,2	-4,2
<b>31. desember 2011</b>		
Renterisiko (1,5 prosentpoeng sensitivitet)	10,2	-10,2

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

I samsvar med Financial Accounting Standards Board (FASB) Accounting Standards Codification "Extractive Activities - Oil and Gas" (Topic 932), gir Statoil enkelte tilleggsopplysninger om lete- og produksjonsvirksomheten for olje og gass. Selv om disse opplysningene er utarbeidet med rimelig forsiktighet og lagt frem i god tro, understrekes det at noen av opplysningene nødvendigvis vil være uøyaktige og vil være tilnærmede størrelser 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.

For ytterligere informasjon angående prinsipper for estimering av reserver, se note 2 *Vesentlige Regnskapsprinsipper*: Skjønn og usikkerhet i estimater - Sikre olje- og gassreserver.

Det har ikke vært noen hendelser siden 31. desember 2012 som vil medføre en vesentlig endring i estimerte sikre reserver eller andre tall rapportert per denne dato.

På grunn av avrunding, vil sum og delsum ikke være lik total i enkelte tabeller.

### Olje- og gassreserver

Statoils olje- og gassreserver er estimert av selskapets fagpersoner i henhold til bransjestandarder og de krav som stilles av U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), Rule 4-10 of Regulation S-X. Reserveestimerer er å betrakte som utsagn om fremtidige hendelser.

Fastsettelse av disse reservene er del av en kontinuerlig prosess og er gjenstand for endringer 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 ytterligere forventede reserver og betingede ressurser som kan bli sikre reserver i fremtiden, ikke tatt med i beregningene.

Statoil har sikre reserver under forskjellige former for kontraktuelle avtaler inkludert produksjonsdelingsavtaler (Production Sharing Agreements, PSA-er) og "buy-back" avtaler hvor Statoils del av reservene kan variere basert på produkt priser eller andre faktorer. Reserver fra avtaler, slik som PSA-er, er basert på det volumet som Statoil har tilgang til for kostnadsdekning ("cost oil") og inntjening ("profit oil"), begrenset av tilgjengelig markedstilgang. Per 31. desember 2012 var 9 prosent av våre totale sikre reserver relatert til denne type avtaler (16 prosent av olje og NGL og 4 prosent av gass). Dette samsvarer med henholdsvis 10 prosent og 12 prosent av totale sikre reserver for 2011 og 2010. Netto olje- og gassproduksjon fra felter med denne type avtaler var i 2012 på 89 millioner fat oljeekvivalenter (75 millioner fat oljeekvivalenter i 2011 og 84 millioner fat oljeekvivalenter i 2010). Statoil deltar i denne type avtaler i Algerie, Angola, Aserbajdsjan, Libya, Nigeria og Russland. I 2012 har Statoil mottatt kostnadsdekning for enkelte kostnader knyttet til tidligere operasjoner i Iran. De relaterte volumene er inkludert som netto produksjon. Kostnadsdekningen fra Iran er nå avsluttet og per 31. desember 2012 bokfører ikke Statoil sikre reserver fra Iran.

Statoil bokfører som sikre reserver en mengde tilsvarende våre skatteforpliktelser under forhandlede fiskale regimer (PSA-er) hvor skatten betales på vegne av Statoil. Reservene inkluderer ikke produksjonsavgift som betales med petroleum eller mengder som forbrukes i produksjon.

Rule 4-10 of Regulation S-X krever at reserver vurderes basert på eksisterende økonomiske betingelser inkludert 12 måneders gjennomsnittlige priser forut for slutten av perioden det rapporteres for, med mindre priser er definert gjennom kontraktuelle avtaler. Oljereservene ved årsslutt 2012 er fastsatt med basis i en 12 måneders gjennomsnittlig Brent blend ekvivalent pris på 111,13 dollar/fat. Økningen i oljepris fra 2011 da gjennomsnittlig Brent blend pris var 110,96 dollar/fat er minimal og har dermed ikke hatt signifikant effekt på de sikre reservene. Gassreservene ved årsslutt 2012 er fastsatt basert på oppnådde gasspriser gjennom 2012 tilsvarende en volumvektet gjennomsnittlig pris på 2,3 NOK/Sm<sup>3</sup>. Den sammenlignbare volum vektete gjennomsnittlige gassprisen brukt til fastsettelse av gassreserver ved årsslutt 2010 var 2,1 NOK/Sm<sup>3</sup>. Gassprisen i USA er i 2012 redusert, noen som har ført til en liten reduksjon i de sikre gassreservene i USA, mens gassprisen andre plasser er noe høyere enn i 2011 hvilket gir en liten reduksjon i gassreserver knyttet til PSA kontrakter. 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 gass. Disse reservene blir solgt sammen med Statoils egne reserver. Som en del av denne ordningen leverer Statoil gass til kunder under ulike typer salgskontrakter på vegne av SDØE. Forpliktelsene blir oppfylt basert på en feltleveringsplan som optimaliserer verdien av den samlede olje- og gassporteføljen til Statoil og SDØE.

Statoil og SDØE mottar inntekt fra den samlede gassporteføljen basert på respektiv andel av forsyningsvolumene. For salg av SDØEs gass, både til Statoil og til tredjeparter, er betalingen til SDØE basert på 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, som beskrevet over, kan endres eller tilbakekalles av generalforsamlingen i Statoil ASA. På grunn av denne usikkerheten og at statens egne estimater av sikre reserver ikke er tilgjengelige for Statoil er det ikke mulig å beregne hvor store mengder Statoil samlet vil kjøpe i henhold til avsetningsinstruksen fra felt hvor selskapet deltar i virksomheten.

Topic 932 krever presentasjon av reserver samt andre gitte tilleggsopplysninger fordelt på geografisk område, definert som land eller kontinent inneholdende 15 prosent eller mer av totale sikre reserver. Norge inneholder 75 prosent av totale sikre reserver per 31. desember 2012 og ingen andre land inneholder reserver opp mot 15 prosent 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 2009 til 2012 og tilhørende endringer.

	Netto sikre olje- og NGL reserver i millioner fat oljeekvivalenter						
	Konsoliderte selskaper					Egenkapital- konsolidert	Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Delsum	Amerika	Sum
<b>Sikre reserver</b>							
<b>31. desember 2009</b>	1 351	138	310	272	2 070	105	2 174
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	100	-7	31	-2	123	1	124
Utvidelser og funn	46	56	25	47	174	-	174
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	4	4	-	4
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	-	-
Produksjon	-256	-18	-53	-21	-348	-5	-352
<b>31. desember 2010</b>	1 241	170	313	299	2 023	101	2 124
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	295	-42	46	11	310	-1	309
Utvidelser og funn	71	-	-	60	132	-	132
Kjøp av petroleumsreserver	14	-	-	106	120	-	120
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-66	-66	-	-66
Produksjon	-252	-15	-46	-26	-338	-5	-343
<b>31. desember 2011</b>	1 369	114	313	385	2 181	95	2 276
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	150	12	42	21	225	-8	217
Utvidelser og funn	100	85	-	81	266	-	266
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	1	1	-	1
Salg av petroleumsreserver	-17	-	-	-1	-17	-	-17
Produksjon	-231	-17	-56	-46	-349	-5	-353
<b>31. desember 2012</b>	1 372	193	299	441	2 306	82	2 389

Statoils sikre bitumen reserver i Amerika utgjør mindre enn tre prosent av våre sikre reserver og er inkludert som olje i tabellen over.

Netto sikre gassreserver i milliarder standard kubikkfot							
	Konsoliderte selskaper					Egenkapital- konsolidert	Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Delsum	Amerika	Sum
<b>Sikre reserver</b>							
<b>31. desember 2009</b>	16 938	747	338	125	18 148	-	18 148
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	394	-62	-4	4	332	-	332
Utvidelser og funn	381	-	227	340	948	-	948
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	45	45	-	45
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	-	-
Produksjon	-1 370	-51	-41	-47	-1 509	-	-1 509
<b>31. desember 2010</b>	16 343	634	521	466	17 965	-	17 965
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	383	22	-50	4	359	-	359
Utvidelser og funn	111	-	-	451	563	-	563
Kjøp av petroleumsreserver	138	-	-	90	227	-	227
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	-	-
Produksjon	-1 287	-48	-40	-59	-1 434	-	-1 434
<b>31. desember 2011</b>	15 689	608	431	952	17 681	-	17 681
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	824	29	-49	-39	766	-	766
Utvidelser og funn	279	-	-	352	630	-	630
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	18	18	-	18
Salg av petroleumsreserver	-305	-	-	-14	-319	-	-319
Produksjon	-1 483	-62	-41	-161	-1 748	-	-1 748
<b>31. desember 2012</b>	15 003	575	341	1 107	17 027	-	17 027

Netto sikre olje-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter							
	Konsoliderte selskaper					Egenkapital- konsolidert	Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Delsum	Amerika	Sum
<b>Sikre reserver</b>							
<b>31. desember 2009</b>	4 369	271	370	294	5 304	105	5 408
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	170	-18	30	-1	182	1	183
Utvidelser og funn	114	56	65	108	343	-	343
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	12	12	-	12
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-	-	-	-
Produksjon	-500	-27	-60	-29	-617	-5	-621
<b>31. desember 2010</b>	4 153	283	406	382	5 224	101	5 325
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	364	-38	37	12	374	-1	373
Utvidelser og funn	91	-	-	141	232	-	232
Kjøp av petroleumsreserver	38	-	-	122	161	-	161
Salg av petroleumsreserver	-	-	-	-66	-66	-	-66
Produksjon	-481	-23	-53	-36	-593	-5	-598
<b>31. desember 2011</b>	4 165	222	390	555	5 331	95	5 426
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	297	17	33	14	361	-8	353
Utvidelser og funn	150	85	-	144	378	-	378
Kjøp av petroleumsreserver	-	-	-	4	4	-	4
Salg av petroleumsreserver	-71	-	-	-4	-74	-	-74
Produksjon	-495	-28	-63	-74	-660	-5	-665
<b>31. desember 2012</b>	4 046	296	360	639	5 340	82	5 422

Statoils sikre bitumen reserver i Amerika utgjør mindre enn tre prosent av våre sikre reserver og er inkludert som olje i tabellen over.



	Konsoliderte selskaper					Egenkapital-	Sum
	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Delsum	konsolidert Amerika	
<b>Netto sikre olje- og NGL reserver i millioner fat oljeekvivalenter</b>							
31. desember 2009							
Utbygde	1 028	94	208	83	1 413	28	1 442
Ikke utbygde	322	44	102	189	656	76	733
31. desember 2009							
Utbygde	950	99	192	82	1 322	35	1 356
Ikke utbygde	291	71	121	218	701	66	767
31. desember 2009							
Utbygde	919	102	219	103	1 344	37	1 381
Ikke utbygde	450	11	93	282	837	58	895
31. desember 2009							
Utbygde	842	79	232	191	1 344	38	1 383
Ikke utbygde	530	114	67	250	962	44	1 006
<b>Netto sikre gass reserver i milliarder standard kubikkfot</b>							
31. desember 2009							
Utbygde	14 138	523	256	73	14 990	-	14 990
Ikke utbygde	2 800	224	83	51	3 158	-	3 158
31. desember 2009							
Utbygde	13 721	421	221	336	14 698	-	14 698
Ikke utbygde	2 622	214	300	130	3 267	-	3 267
31. desember 2009							
Utbygde	12 661	371	293	404	13 730	-	13 730
Ikke utbygde	3 027	237	138	548	3 951	-	3 951
31. desember 2009							
Utbygde	12 073	343	226	567	13 210	-	13 210
Ikke utbygde	2 931	232	115	540	3 817	-	3 817
<b>Netto sikre olje-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter</b>							
31. desember 2009							
Utbygde	3 548	187	254	96	4 084	28	4 113
Ikke utbygde	821	84	116	198	1 219	76	1 295
31. desember 2010							
Utbygde	3 394	174	231	142	3 941	35	3 975
Ikke utbygde	758	109	175	241	1 283	66	1 350
31. desember 2011							
Utbygde	3 175	168	272	175	3 790	37	3 827
Ikke utbygde	990	54	118	380	1 541	58	1 599
31. desember 2012							
Utbygde	2 994	140	272	292	3 698	38	3 737
Ikke utbygde	1 052	155	88	347	1 642	44	1 686

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.

## Balanseførte utgifter knyttet til produksjonsvirksomheten for olje og naturgass

### Konsoliderte selskaper

(i milliarder kroner)	2012	31. desember 2011	2010
Undersøkellesutgifter, leterettigheter og lignende	76,0	79,9	38,3
Utbyggingsutgifter, brønner, anlegg og annet utstyr, inkludert fjerningseiendeler	896,7	827,5	704,3
Sum balanseførte utgifter	972,7	907,4	742,6
Akkumulerte av- og nedskrivninger	-498,2	-466,3	-419,9
Netto balanseførte utgifter	474,5	441,1	322,7

Netto balanseførte utgifter fra egenkapitalkonsoliderte selskaper utgjorde 4,9 milliarder kroner per 31. desember 2012, 5,6 milliarder kroner per 31. desember 2011 og 5,8 milliarder kroner per 31. desember 2010. Beløpene er basert på balanseførte utgifter innenfor oppstrømssegmentene i konsernet, i tråd med beskrivelsen nedenfor for resultat av produksjonsaktiviteten for olje og gass.

I tillegg finnes balanseførte utgifter relatert til olje og gassproduksjon på 44,9 milliarder kroner klassifisert som holdt for salg per 31. desember 2012. Per 31. desember 2011 og 2012 var ingen eiendeler klassifisert som holdt for salg.

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

I tabellen nedenfor inngår både utgifter som er balanseført og kostnader innregnet i resultatoppstillingen i 2012, 2011 og 2010.

### Konsoliderte selskaper

(i milliarder kroner)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
<b>For regnskapsåret 2012</b>					
Undersøkellesutgifter	5,2	4,1	3,8	7,8	20,9
Utbyggingsutgifter	45,7	3,2	12,2	28,7	89,8
Kjøp av utbyggingsrettigheter	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3
Kjøp av leterettigheter	0,0	0,4	0,0	6,0	6,4
Sum	50,9	7,7	16,0	42,8	117,4
<b>For regnskapsåret 2011</b>					
Undersøkellesutgifter	6,6	2,5	1,7	8,0	18,8
Utbyggingsutgifter	36,9	2,8	11,1	19,4	70,2
Kjøp av utbyggingsrettigheter	1,7	0,0	0,0	7,6	9,3
Kjøp av leterettigheter	0,1	0,3	5,1	26,2	31,7
Sum	45,3	5,6	17,9	61,2	130,0
<b>For regnskapsåret 2010</b>					
Undersøkellesutgifter	6,0	1,6	2,0	7,2	16,8
Utbyggingsutgifter	29,3	2,5	11,3	10,4	53,5
Kjøp av utbyggingsrettigheter	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6
Kjøp av leterettigheter	0,0	1,1	0,0	9,3	10,4
Sum	35,3	5,2	13,3	27,5	81,3

Utgifter påløpt ved utbyggingsaktiviteter i egenkapitalkonsoliderte selskaper utgjorde 0,4 milliarder kroner i 2012, 0,3 milliarder kroner i 2011 og 0,3 milliarder kroner i 2010.

### 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. Tabellen er endret sammenlignet med tidligere års presentasjon, for å samordne resultat av produksjonsvirksomheten for olje og gass med de to oppstrøms rapporteringssegmentene Utvikling og produksjon Norge og Utvikling og produksjon internasjonalt slik disse er presentert i Statoils segmentnote i note 4 *Segmentinformasjon*. Beløpene i "øvrige"-linjene knytter seg til gevinster og tap fra råvarebaserte derivater, transport og prosesskostnader innenfor oppstrømssegmentene, oppstrømsrelatert forretningsutvikling og administrasjon, samt gevinster og tap fra salg av eierinteresser i olje- og gassaktivitet.

Inntektsskatt er beregnet ut fra vedtatte skattesatser og kun hensyntatt friinntekt og skattekreditter. Renter og andre elementer ikke hensyntatt i tabellene nedenfor er ikke trukket fra.

### Konsoliderte selskaper

(i milliarder kroner)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
<b>Før regnskapsåret 2012</b>					
Salg	0,2	6,1	10,3	6,6	23,2
Internt salg	212,6	6,8	27,3	21,9	268,6
Andre inntekter	7,9	1,3	0,2	1,0	10,4
<b>Sum driftsinntekter</b>	<b>220,7</b>	<b>14,2</b>	<b>37,8</b>	<b>29,5</b>	<b>302,2</b>
Undersøkelseskostnader	-3,5	-3,6	-3,4	-7,6	-18,1
Produksjonskostnader	-22,2	-1,1	-3,5	-3,9	-30,7
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	-29,8	-3,0	-10,7	-12,5	-56,0
Andre kostnader	-3,6	-1,9	-0,5	-9,6	-15,6
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>-59,1</b>	<b>-9,6</b>	<b>-18,1</b>	<b>-33,6</b>	<b>-120,4</b>
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt	161,6	4,6	19,7	-4,1	181,8
Skattekostnad	-115,7	-2,0	-10,8	3,1	-125,4
<b>Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass</b>	<b>45,9</b>	<b>2,6</b>	<b>8,9</b>	<b>-1,0</b>	<b>56,4</b>
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte selskaper	0,1	0,5	0,0	0,8	1,4
<b>Før regnskapsåret 2011</b>					
Salg	0,5	5,1	4,9	1,0	11,5
Internt salg	203,6	6,1	23,1	15,6	248,4
Andre inntekter	7,9	0,4	0,0	13,8	22,1
<b>Sum driftsinntekter</b>	<b>212,0</b>	<b>11,6</b>	<b>28,0</b>	<b>30,4</b>	<b>282,0</b>
Undersøkelseskostnader	-5,1	-2,5	-2,0	-4,2	-13,8
Produksjonskostnader	-20,4	-1,3	-3,0	-2,9	-27,6
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	-29,6	-2,8	-6,5	-4,5	-43,4
Andre kostnader	-4,3	-2,4	-0,5	-5,5	-12,7
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>-59,4</b>	<b>-9,0</b>	<b>-12,0</b>	<b>-17,1</b>	<b>-97,5</b>
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt	152,6	2,6	16,0	13,3	184,5
Skattekostnad	-112,6	-3,4	-9,8	2,3	-123,5
<b>Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass</b>	<b>40,0</b>	<b>-0,8</b>	<b>6,2</b>	<b>15,6</b>	<b>61,0</b>
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte selskaper	0,1	0,5	0,0	0,4	1,0

## Konsoliderte selskaper

(i milliarder kroner)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
<b>Før regnskapsåret 2010</b>					
Salg	0,0	2,7	2,6	0,7	6,0
Internt salg	166,2	6,9	24,2	10,7	208,0
Andre inntekter	4,5	2,1	0,1	0,3	7,0
<b>Sum driftsinntekter</b>	<b>170,7</b>	<b>11,7</b>	<b>26,9</b>	<b>11,7</b>	<b>221,0</b>
Undersøkelseskostnader	-5,5	-1,5	-2,0	-6,8	-15,8
Produksjonskostnader	-20,8	-1,1	-3,2	-2,0	-27,1
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	-26,0	-4,1	-7,5	-5,0	-42,6
Andre kostnader	-2,8	-1,9	-0,4	-2,9	-8,0
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>-55,1</b>	<b>-8,6</b>	<b>-13,1</b>	<b>-16,7</b>	<b>-93,5</b>
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass før skatt	115,6	3,1	13,8	-5,0	127,5
Skattekostnad	-83,7	-1,8	-6,9	1,0	-91,3
<b>Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass</b>	<b>31,9</b>	<b>1,3</b>	<b>7,0</b>	<b>-4,0</b>	<b>36,2</b>
Resultatandel fra egenkapitalkonsoliderte selskaper	0,1	0,7	0,0	0,0	0,8

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

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

Fremtidige prisendringer er kun hensyntatt i den grad det forelå kontrakter som regulerte 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, og antatt 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 diskonteringsfaktor 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 milliarder kroner)	Norge	Eurasia uten Norge	Afrika	Amerika	Sum
<b>Per 31. desember 2012</b>					
<b>Konsoliderte selskaper</b>					
Fremtidige netto innbetalinger	1 812,8	138,6	203,4	228,5	2 383,3
Fremtidige utbyggingskostnader	-196,1	-39,6	-16,2	-41,2	-293,1
Fremtidige produksjonskostnader	-499,1	-39,8	-55,4	-90,9	-685,2
Fremtidig inntektsskatt	-862,7	-15,0	-48,9	-25,1	-951,7
Fremtidig netto kontantstrøm	254,9	44,2	82,9	71,3	453,3
10% årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	-113,2	-25,0	-27,6	-34,7	-200,5
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	141,7	19,2	55,3	36,6	252,8
<b>Egenkapitalkonsoliderte selskaper</b>					
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	-	-	-	1,0	1,0
<b>Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm inkludert investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper</b>					
	141,7	19,2	55,3	37,6	253,8
<b>Per 31. desember 2011</b>					
<b>Konsoliderte selskaper</b>					
Fremtidige netto innbetalinger	1 781,7	102,7	227,0	245,6	2 357,0
Fremtidige utbyggingskostnader	-156,5	-17,0	-23,3	-39,2	-236,0
Fremtidige produksjonskostnader	-484,6	-23,8	-51,3	-84,3	-644,0
Fremtidig inntektsskatt	-851,8	-18,2	-51,8	-36,8	-958,6
Fremtidig netto kontantstrøm	288,8	43,7	100,6	85,3	518,4
10% årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	-120,0	-19,5	-38,6	-38,2	-216,3
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	168,8	24,2	62,0	47,1	302,1
<b>Egenkapitalkonsoliderte selskaper</b>					
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	-	-	-	2,5	2,5
<b>Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm inkludert investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper</b>					
	168,8	24,2	62,0	49,6	304,6
<b>Per 31. desember 2010</b>					
<b>Konsoliderte selskaper</b>					
Fremtidige netto innbetalinger	1 353,4	99,3	163,6	145,0	1 761,3
Fremtidige utbyggingskostnader	-140,0	-23,4	-29,0	-18,6	-211,0
Fremtidige produksjonskostnader	-440,3	-30,6	-51,4	-62,4	-584,7
Fremtidig inntektsskatt	-567,5	-6,8	-30,3	-17,5	-622,1
Fremtidig netto kontantstrøm	205,6	38,5	52,9	46,5	343,5
10% årlig diskontering av fremtidige kontantstrømmer	-86,7	-16,1	-21,6	-16,7	-141,1
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	118,9	22,4	31,3	29,8	202,4
<b>Egenkapitalkonsoliderte selskaper</b>					
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm	-	-	-	3,8	3,8
<b>Total nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm inkludert investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper</b>					
	118,9	22,4	31,3	33,6	206,2

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

(i milliarder kroner)	2012	2011	2010
<b>Konsoliderte selskaper</b>			
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 1. januar	302,1	202,4	174,1
Netto endring i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon	9,6	324,2	111,5
Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader	-63,7	-51,7	-40,1
Salg av olje og gass produsert i perioden, fratrukket produksjonskostnader	-275,1	-243,0	-194,9
Netto endring på grunn av utvidelser, funn og forbedret utvinning	11,1	30,6	4,1
Netto endring på grunn av kjøp og salg av reserver	-13,4	-1,9	-0,4
Netto endring på grunn av revisjon av beregnede mengder	114,3	110,8	39,8
Utbyggingskostnader påløpt i perioden	88,7	69,6	54,1
Diskonterings effekt	84,4	56,4	53,6
Netto endringer i inntektsskatt	-5,2	-195,3	0,6
Sum endringer i nåverdi i løpet av året	-49,3	99,7	28,3
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	252,8	302,1	202,4
<b>Egenkapitalkonsoliderte selskaper</b>			
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	1,0	2,5	3,8
<b>Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember</b>			
<b>inkludert investeringer i egenkapitalkonsoliderte selskaper</b>	<b>253,8</b>	<b>304,6</b>	<b>206,2</b>

I tabellen over representerer hver endringskategori kildene til endring i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver på diskontert basis, hvor endringsposten "Diskonterings effekt" representerer økningen i netto diskontert verdi av sikre olje og gass reserver som følge av at de fremtidige kontantstrømmene nå er ett år nærmere i tid. I tidligere års rapporteringer har hver endringspost vært presentert udiskontert, med den totale diskonterings effekten av alle endringspostene inkludert i endringskategorien "Diskonterings effekt". Denne endringen er implementert for å være mer i tråd med generell industripraksis. Endringskategorien "Netto endringer i inntektsskatt" er som tidligere presentert på diskontert basis. Tallene for 2011 og 2010 er endret for å være sammenlignbare med presentasjonen av endringen i nåverdi i 2012. De totale nåverdiene av fremtidig netto kontantstrømmer er ikke påvirket av denne endringen.

# Selskapsregnskap for Statoil ASA

## RESULTATREGNSKAP STATOIL ASA - GRS

(i millioner kroner)	Note	For regnskapsåret	
		2012	2011
Salgsinntekter	5	480 401	462 606
Resultatandel fra datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap	13	63 592	66 408
Andre inntekter	13	4 051	74
Sum driftsinntekter		548 044	529 088
Varekostnad		-466 831	-449 765
Andre kostnader		-8 457	-9 153
Salgs- og administrasjonskostnader		-3 425	-2 713
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	12	-817	-761
Undersøkelseskostnader		-911	-762
Resultat før finansposter og skattekostnad		67 603	65 934
Netto finansposter	10	6 879	2 395
Resultat før skattekostnad		74 482	68 329
Skattekostnad	11	-4 508	24
Årets resultat		69 974	68 353

## BALANSE STATOIL ASA - GRS

(i millioner kroner)	Note	31 desember 2012	31 desember 2011 (omarbeidet)
Varige driftsmidler	12	5 245	5 404
Immaterielle eiendeler		28	184
Investeringer i datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap	13	328 490	294 488
Utsatt skattefordel	11	1 005	6 576
Pensjonsmidler	20	9 425	3 865
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer		1 691	1 300
Finansielle fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap	14	69 108	70 145
<b>Sum anleggsmidler</b>		<b>414 992</b>	<b>381 962</b>
Varelager	15	14 717	13 168
Kundefordringer og andre fordringer	16	42 799	53 026
Fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap	14	43 114	67 143
Finansielle derivater	4	993	816
Finansielle investeringer	14	9 543	0
Betalingsmidler	17	57 437	42 728
<b>Sum omløpsmidler</b>		<b>168 603</b>	<b>176 881</b>
<b>SUM EIENDELER</b>		<b>583 595</b>	<b>558 843</b>



## BALANSE STATOIL ASA - GRS

(i millioner kroner)	Note	31 desember 2012	31 desember 2011 (omarbeidet)
Aksjekapital		7 972	7 972
Egne aksjer		-22	-20
Overkursfond		17 330	17 330
Annen egenkapital		176 106	139 068
Fond for vurderingsforskjeller		79 216	79 839
<b>Sum egenkapital</b>	<b>18</b>	<b>280 602</b>	<b>244 189</b>
Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	19	98 388	99 525
Finansielle derivater	4	460	1 031
Gjeld til datterselskap		91	78
Pensjonsforpliktelser	20	20 428	25 982
Avsetninger	21	1 324	1 235
<b>Sum langsiktig gjeld</b>		<b>120 691</b>	<b>127 851</b>
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	22	30 994	39 551
Betalbar skatt	11	658	889
Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin	23	17 811	14 179
Finansielle derivater	4	548	2 025
Skyldig utbytte	18	21 494	20 705
Gjeld til datterselskap	14	110 797	109 454
<b>Sum kortsiktig gjeld</b>		<b>182 302</b>	<b>186 803</b>
<b>Sum gjeld</b>		<b>302 993</b>	<b>314 654</b>
<b>SUM EGENKAPITAL OG GJELD</b>		<b>583 595</b>	<b>558 843</b>

## KONTANTSTRØMSOPPSTILLING

(i millioner kroner)	For regnskapsåret	
	2012	2011 (omarbeidet)
Resultat før skattekostnad	74 482	68 329
Justeringer for:		
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	817	762
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner	-1 874	-613
(Gevinst) tap ved salg av anleggsmidler og andre poster	13 226	-36 445
(Økning) reduksjon i varelager	-1 549	1 853
(Økning) reduksjon i kundefordringer og andre fordringer	13 132	-9 521
Økning (reduksjon) i leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	-11 008	7 380
Økning (reduksjon) i kundefordringer/leverandørgjeld til/fra datterselskap	1 069	6 557
(Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater	200	-403
Betalte skatter	-207	502
(Økning) reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter	-5 267	-1 041
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	83 021	37 360
Investeringer i varige driftsmidler	-1 076	-1 097
(Økning) reduksjon i finansielle investeringer	-10 566	2 553
Endring i utlån og andre langsiktige poster	-75 361	17 274
Salg av eiendeler og tilbakebetaling av kapitalinnskudd	19 135	19
Kontantstrøm fra (benyttet til) investeringsaktiviteter	-67 868	18 749
Ny langsiktig rentebærende gjeld	11 593	10 053
Nedbetaling langsiktig gjeld	-3 501	-4 055
Betalt utbytte	-20 683	-19 891
Netto lån, kassekreditt og annet	2 039	4 384
Økning (reduksjon) i finansielle kundefordringer/leverandørgjeld til/fra datterselskap	11 402	-26 382
Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter	850	-35 891
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler	16 003	20 218
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler	-1 294	1 291
Betalingsmidler ved årets begynnelse	42 728	21 219
Betalingsmidler ved årets utgang	57 437	42 728
Betalte renter	3 488	2 061
Mottatte renter	4 010	1 514

Økning (reduksjon) i finansielle kundefordringer/leverandørgjeld til/fra datterselskap inkluderer innskudd i konsernets internbank.

# Noter til selskapsregnskapet for Statoil ASA

## 1 Selskapet og grunnlag for presentasjonen

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

Selskapet har forretningsadresse Forusbeen 50, 4035 Stavanger, Norge.

Statoil ASAs virksomhet består i hovedsak av undersøkelse etter og utvinning, transport, foredling og markedsføring av petroleum, avledede produkter og andre energiformer. Virksomheten drives hovedsakelig gjennom eie av, deltakelse i eller samarbeid med andre selskaper. Alle Statoil-konsernets lisensandeler på norsk sokkel eies av Statoil ASAs 100% eide datterselskap Statoil Petroleum AS.

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

Statoil ASAs funksjonelle valuta er amerikanske dollar (USD), basert på en vurdering av selskapets primære økonomiske miljø og relaterte kontantstrømmer, mens presentasjonsvalutaen er norske kroner (NOK). Vekslingskurs anvendt ved årsslutt 2012 og 2011 var henholdsvis 5,57 og 5,99.

Enkelte reklassifiseringer er gjort i tallene for forrige regnskapsår for å sikre konsistens med klassifisering i inneværende regnskapsår.

## 2 Vesentlige regnskapsprinsipper

Årsregnskapet til Statoil ASA ("selskapet") er avlagt i samsvar med Regnskapsloven av 1998 og god regnskapsskikk (NGAAP).

### Grunnlag for utarbeidelse av årsregnskapet

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

Kontantstrømoppstillingen er utarbeidet i henhold til den indirekte metoden.

### Vesentlige endringer i regnskapsprinsipper i regnskapsåret

Med virkning fra 2012 endret selskapet sitt prinsipp for klassifisering i balansen av kortsiktige finansielle investeringer med mindre enn tre måneder til forfall fra *Finansielle Investeringer* til *Betalingsmidler*. Samtidig endret selskapet sitt prinsipp for presentasjon av endringer i kortsiktige finansielle investeringer i kontantstrømoppstillingen fra *Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter* til *Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter*, og endret også sitt prinsipp for presentasjon av endringer i finansielle (langsiktige) fordringer på datterselskaper, som er reklassifisert fra *Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter* til *Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter*. Prinsippendringene reflekterer selskapets likviditetsstyringsprinsipper på en bedre måte, og gir dermed mer relevant informasjon. Endringene er implementert med retrospektiv virkning i årsregnskapet inkludert notene. For ytterligere informasjon vises til note 3 *Endring av regnskapsprinsipp*.

### 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 prosent) og felleskontrollerte selskap blir regnskapsført etter egenkapitalmetoden. Egenkapitalmetoden anvendes på grunnlag av de respektive enheters regnskapsmessige rapportering utarbeidet i henhold til Statoilkonsernets NGAAP-prinsipper. Goodwill som inngår i balansen til datterselskaper og tilknyttede selskaper avskrives lineært over ti år og avskrivningskostnaden er inkludert i Resultatregnskapet i *Resultatandel fra datterselskaper og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper*.

### Statoil-konsernet som operatør for felleskontrollerte eiendeler

Indirekte kostnader som personalkostnader pådratt av selskapet, blir akkumulert i kostnadspooler. Slike kostnader blir delvis allokert til Statoil Petroleum AS, til andre konsernselskaper, og til lisenser der Statoil Petroleum AS eller andre konsernselskaper er operatør, med utgangspunkt i påløpte timer. Kostnader allokert på denne måten reduserer kostnadene i selskapets Resultatregnskap.

### 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

Selskapets transaksjoner i utenlandsk valuta 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.

### Presentasjonsvaluta

For årsregnskapsformål omregnes Resultatregnskapet og Balansen fra funksjonell valuta til presentasjonsvaluta, norske kroner. Selskapets eiendeler og gjeld og netto-eiendeler og gjeld i egenkapitalkonsoliderte selskaper som har funksjonell valuta forskjellig fra norske kroner, omregnes til norske kroner ved å bruke kursen på balansedagen. Selskapets inntekter og kostnader og netto inntekt fra egenkapitalkonsoliderte selskaper omregnes ved å bruke kursen på transaksjonstidspunktet.

### Prinsipper for inntektsføring

Inntekter knyttet til salg og transport av råolje, petroleumsprodukter og kjemiske produkter samt andre varer regnskapsføres når eiendomsretten og risikoen overføres til kunden, normalt på varenes leveringstidspunkt basert på de kontraktsfestede vilkårene i avtalen. Fysiske råvaresalg og -kjøp som ikke gjøres opp på nettobasis blir inkludert brutto i regnskapslinjene *Salgsinntekter* og *Varekostnad* i Resultatregnskapet. Handel med råvarebaserte finansielle instrumenter regnskapsføres netto, og marginen inkluderes i *Salgsinntekter*.

### Transaksjoner med Den norske stat og med Statoil Petroleum AS

Selskapet markedsfører og selger Den norske stats 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 klassifisert som *Varekostnad* og *Salgsinntekter*. Statoil selger, i eget navn, men for Den norske stats og Statoil Petroleum AS' regning og risiko, Den norske stats og Statoil Petroleum AS' produksjon av naturgass. Dette salget, og relaterte utgifter refundert fra Den norske stat 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. De tildelte aksjene regnskapsføres som en lønnskostnad og som en egenkapitaltransaksjon (inkludert i Annen egenkapital).

### Forskning og utvikling

Utgifter til forskning og utvikling som forventes å generere fremtidige økonomiske fordeler vurderes for balanseføring som immaterielle eiendeler i henhold til kravene i gjeldende NGAAP. 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 bortsett fra 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 (knyttet til potensielle skattekrav, inkludert straffeskatt) inngår med beste estimat i betalbar skatt og/eller utsatt skatt. Fremtidig forventet tilbakebetaling av allerede innbetalt skatt (knyttet til omstridte skattekrav) 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 *Netto 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 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 eller i praksis vedtatte skattesatser.

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 forventning om fremtidige skattepliktige inntekter kreves derfor en høy grad av sikkerhet. Faktorer som underbygger fremtidig utnyttelse kan være eksisterende kontrakter, observerbare markedspriser i aktive markeder, forventet volatilitet i handelsmarginer og liknende forhold.

### Varige driftsmidler

Varige driftsmidler regnskapsføres til anskaffelseskost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Opprinnelig anskaffelseskost inkluderer kjøpesum eller byggekostnad, eventuelle utgifter nødvendig for å sette eiendelen i drift, estimat på utgifter til å demontere og fjerne eiendelen, og eventuelle låneutgifter henført til eiendeler som kvalifiserer for slik balanseføring.

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 større vedlikeholdsprogram som planlegges og gjennomføres med mer enn ett års jevnlig mellomrom, balanseføres og avskrives over perioden frem til neste planlagte inspeksjon og vedlikeholdsarbeide. Alle andre utgifter til vedlikehold resultatføres i den perioden de påløper.

Avskrivning beregnes på grunnlag av eiendelenes forventede økonomiske levetid, normalt på lineært grunnlag. Komponenter av varige driftsmidler med en kostpris som er betydelig i forhold til den totale eiendelen avskrives separat.

Forventet økonomisk levetid for varige driftsmidler gjennomgås årlig og endringer i forventet levetid blir regnskapsført prospektivt. Et varig driftsmiddel blir fraregnet dersom det avhendes eller når ingen framtidige økonomiske fordeler forventes ved bruk av eiendelen. 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 forbundet med eierskap til Statoil, regnskapsføres som finansielle leieavtaler under *Varige driftsmidler* med motpost under *Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler*. Balanseførte leide eiendeler avskrives over den korteste av estimert økonomisk levetid og leieperiode ved bruk av avskrivningsmetoder som beskrevet for varige driftsmidler ovenfor, avhengig av det leide driftsmiddelets art. Alle andre leieavtaler klassifiseres som operasjonelle leieavtaler og utgiftene innregnes i relevant driftskostnadsrelaterter lineært over leieperioden, eller basert på et annet systematisk grunnlag dersom dette gir et mer representativt bilde av de økonomiske fordelene knyttet til leieavtalen.

Statoil skiller mellom leieavtaler og kapasitetskontrakter. Leieavtaler gir rett til å bruke en bestemt eiendel for en periode, og kapasitetskontrakter gir selskapet rettigheter til, og plikt til å betale for, tilgang til en viss volumkapasitet knyttet til transport, lager, osv. Slike kapasitetskontrakter som ikke vedrører særskilte enkelteieendeler, 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 *Andre kostnader* i perioden der kontraktsfestet kapasitet er tilgjengelig for selskapet.

#### Finansielle eiendeler

Finansielle eiendeler i form av lån og fordringer bokføres til amortisert kost med anvendelse av effektiv rente-metoden. Finansielle eiendeler i handelsporteføljen klassifisert som kortsiktige finansielle investeringer er bokført til virkelig verdi med tap og gevinster inkludert i Resultatregnskapet.

Kundefordringer regnskapsføres til opprinnelig fakturert beløp med fradrag for avsetning for tap, som regnskapsføres når det foreligger objektive indikasjoner på at selskapet ikke vil motta oppgjør i samsvar med opprinnelige betingelser.

Finansielle eiendeler klassifiseres som kortsiktige dersom gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen eller de er holdt for omsetning.

#### Varelager

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og netto realisasjonsverdi. Kostpris beregnes etter først-inn først-ut prinsippet og inkluderer direkte anskaffelseskostnader, frakt og tilvirkningskostnader.

#### Finansielle instrumenter og råvarederivater

Følgende regnskapsprinsipper benyttes for de viktigste finansielle instrumentene og råvarederivatene:

- Valutabytteavtaler balanseføres til markedsverdi, og endring i markedsverdi resultatføres.
- Rentebytteavtaler verdsettes etter laveste verdis prinsipp.
- Råvarederivater som handles over børs balanseføres til markedsverdi, og endring i markedsverdi resultatføres. Øvrige råvarederivater verdsettes etter laveste verdis prinsipp.

#### Betalingsmidler

Betalingsmidler omfatter kontanter, innskudd i banker og tilsvarende institusjoner, og kortsiktige særlig likvide investeringer som kan konverteres til fastsatte kontantbeløp, er eksponert for uvesentlig risiko for endringer i virkelig verdi, og som har løpetid på tre måneder eller kortere på anskaffelsestidspunktet.

#### Nedskrivning av varige driftsmidler

Eiendeler eller grupper av eiendeler 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.

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. Når nedskrivningsvurderinger gjennomføres basert på bruksverdi, risikojusteres de fremtidige forventede kontantstrømmer i forhold til det aktuelle driftsmiddel og neddiskonteres ved bruk av reell diskonteringsrente etter skatt, basert på selskapets gjennomsnittlige kapitalkostnad (WACC) etter skatt.

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 betingelsene for nedskrivning ikke lenger er til stede.

#### Finansielle forpliktelser

Rentebærende obligasjonslån, banklån og annen gjeld som klassifiseres som finansielle forpliktelser, regnskapsføres til opptrekkkurs ved førstegangsinnregning og måles deretter i henhold til 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 under henholdsvis Renteinntekter og andre finansielle poster og Renter og andre finansieringskostnader i *Netto Finansposter*. Finansielle forpliktelser

klassifiseres som kortsiktige dersom gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen, eller hvis de er finansielle instrumenter holdt for omsetning.

#### **Skyldig utbytte**

Årets utbytte er vist som *Skyldig utbytte* under Kortsiktig gjeld. Skyldig utbytte krever godkjenning fra Generalforsamlingen før utbetaling.

#### **Pensjonsforpliktelser**

Statoil ASA har pensjonsplaner for de ansatte som gir den ansatte rett til et nærmere definert beløp fra pensjonstidspunktet. Beløp ansatte vil motta er avhengig av mange faktorer, herunder opptjeningstid, pensjonsår og fremtidig lønnsøkning.

Selskapets forholdsmessige andel av flerforetaks ytelsesplaner innregnes som forpliktelse i balansen i den grad tilstrekkelig informasjon er tilgjengelig og forpliktelsen kan estimeres pålitelig.

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 tilnærmet løpetid for selskapets forpliktelser. Diskonteringsrenten er basert på norske obligasjoner med fortrinnsrett for hoveddelen av pensjonsforpliktelsene. Kostnadene ved pensjonsplanene utgiftsføres over perioden der ansatte utfører tjenester og opparbeider rett til å motta ytelser. Beregningene blir utført av en ekstern aktuar.

Renteelementet for ytelsesplaner beregnes ved å multiplisere fastsatt diskonteringsrente med nåverdien av den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen i begynnelsen av perioden, og hensynta alle vesentlige endringer i pensjonsforpliktelsen i løpet av året. 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.

Kostnader ved tidligere perioders pensjonsopptjening innregnes umiddelbart fra det tidspunktet ytelsen er innvunnet eller basert på lineær fordeling over opptjeningsperioden. Ved eventuelt oppgjør (som fjerner alle forpliktelser for ytelser som er påløpt) eller avkorting (reduksjon av fremtidige forpliktelser som følge av en vesentlig reduksjon i ordningens medlemskap eller reduksjon i fremtidige ytelser) blir forpliktelsen og de tilhørende pensjonsmidlene målt på nytt basert på oppdaterte aktuariemessige 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. Estimatavvik knyttet til sluttvederlagsavsetning innregnes i resultatregnskapet i perioden de oppstår. Da selskapets funksjonelle valuta er amerikanske dollar, vil den vesentligste del av pensjonsforpliktelsene være betalbar i utenlandsk valuta (dvs. norske kroner). Estimatavviket knyttet til pensjonsforpliktelser inkluderer følgelig effekten av valutaomregning.

#### **Avsetninger**

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.

#### **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.

#### **Bruk av estimater**

Utarbeidelse av regnskap forutsetter at selskapet benytter estimater og forutsetninger som påvirker Resultatregnskapet og verdsettelsen av eiendeler, gjeld og noteopplyste latente forpliktelser på balansedatoen. Faktiske resultater kan avvike fra estimatene.

Statoils virksomhet og det høye antallet land hvor virksomheten drives, innebærer at selskapet er utsatt for endringer i økonomiske, regulatoriske og politiske forhold. Statoil tror ikke at det i den nærmeste framtid er spesielt sårbart eller risikoutsatt som følge av konsentrasjon av aktivitetene.

### 3 Endring av regnskapsprinsipp

Som beskrevet i note 2 *Vesentlige regnskapsprinsipper* har Statoil endret regnskapsprinsipp for klassifisering av kortsiktige finansielle investeringer med mindre enn tre måneder til forfall fra *Finansielle investeringer* til *Betalingsmidler* i balansen. Videre har Statoil endret regnskapsprinsipp for presentasjon av endring i kortsiktige finansielle investeringer fra *Kontantstrøm for operasjonelle aktiviteter* til *Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter* i kontantstrømoppstillingen. Endring i fordringer og gjeld på/til datterselskaper er reklassifisert fra *Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter* til *Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter*. Prinsippendringene er implementert retrospektivt i dette regnskapet og følgende tabeller viser virkningen av endringen for tidligere år.

#### BALANSE

(i millioner kroner)	Omarbeidet 31. desember 2011	Tidligere rapportert 31. desember 2011
Finansielle investeringer	0	14 620
Betalingsmidler	42 728	28 108
Sum	42 728	42 728

#### KONTANTSTRØMOPPSTILLING

(i millioner kroner)	Omarbeidet For regnskapsåret 2011	Tidligere rapportert For regnskapsåret 2011
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	37 360	34 888
Kontantstrøm fra (benyttet til) investeringsaktiviteter	18 749	-8 040
Kontantstrøm fra (benyttet til) finansieringsaktiviteter	-35 891	-16 088
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler	20 218	10 760
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler	1 291	-783
Betalingsmidler ved årets begynnelse	21 219	18 131
Betalingsmidler ved årets utgang	42 728	28 108

### 4 Finansiell risikostyring og derivater

#### Finansiell risiko

Statoil ASAs aktiviteter eksponerer konsernet for finansiell risiko som:

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

#### 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 derivatkontrakter 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 inkluderer 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, NASDAQ OMX Oslo (tidligere 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 ASAs kontantstrømmer fra olje- og gass salg, driftsutgifter og investeringer er for en stor del i amerikanske dollar, mens skatt og utbytte er i norske kroner. Statoil ASAs valutastyring er hovedsaklig knyttet til å sikre skatt- og utbyttebetalinger i norske kroner. 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 2012 beregnet ved å forutsette en 9 prosent endring i valutakursen mellom NOK og USD. Ved utgangen av 2011 ble en endring på 12 prosent forutsatt som sannsynlig endring. En økning av valutakursen med 9 prosent betyr at den underliggende transaksjonsvalutaen har styrket seg.

(i millioner kroner)	Gevinst scenario	Tap scenario
<b>31. desember 2012</b>		
Norske kroner (9% sensitivitet)	13 531	-13 531
<b>31. desember 2011</b>		
Norske kroner (12% sensitivitet)	10 935	-10 935

### Renterisiko

Statoil ASA har eiendeler og gjeld med flytende rentebetingelser som eksponerer selskapet for kontantstrømriskoen forårsaket av rentebevegelser i markedet. Statoil ASA styrer hovedsaklig renterisiko ved å endre en del av kontantstrømmene fra langsiktige obligasjonslån utstedt med fast rente til kontantstrømmer med flytende rentebetalinger. Obligasjonslån er vanligvis utstedt i JPN, EUR, GBP and USD. Disse obligasjonslånene blir endret til flytende USD rente ved å benytte rente- og valutaswaper. Statoils rentepolicy inkluderer et mandat til å beholde en andel av den langsiktig gjelden med fastrente. For mer detaljert informasjon om Statoil ASAs langsiktige gjeldsportefølje, se note 19 *Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler*.

For sensitiviteten knyttet til renterisiko er det forutsatt en endring på 0,7 prosentpoeng i beregningen for 2012. For 2011 ble det forutsatt en endring på 1,5 som sannsynlig endring. En rentenedgang vil resultere i en gevinst mens renteøkning resulterer i et tap. 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 2012 og 2011. 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 er presentert i følgende tabell.

(i millioner kroner)	Gevinst scenario	Tap scenario
<b>31. desember 2012</b>		
Renterisiko (0,7 prosentpoeng sensitivitet)	199	-199
<b>31. desember 2011</b>		
Renterisiko (1,5 prosentpoeng sensitivitet)	579	-579



### 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 Statoil ASA til enhver 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. For å sikre nødvendig finansiell fleksibilitet, som inkluderer å gjøre opp Statoil ASAs finansielle forpliktelser, har Statoil opprettholdt retningslinjer for likviditetsstyring, som etter Statoils mening er konservative. Statoil utarbeider tre års prognoser for likviditetsutvikling minst månedlig.

Statoil ASAs kontantstrøm fra drift er vesentlig påvirket av volatiliteten i olje- og gasspriser. Gjennom 2012 har selskapets likviditet forblitt sterk.

De største utbetalinger er den årlige dividende utbetalingen og årlige skattebetalinger. Hvis den månedlige prognosen for likviditetsutvikling viser at likvide eiendeler én måned etter skatt- og utbyttebetaling er under definerte minimumsnivå, skal opptak av langsiktig finansiering vurderes.

For mer informasjon om Statoil ASA sine langsiktige finansielle forpliktelser, se note 19 *Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler*.

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 2015 til 2031.

### Kreditrisiko

Kreditrisiko er risikoen for at Statoil ASAs kunder eller motparter i finansielle instrumenter vil påføre selskapet finansielt tap ved ikke å oppfylle sine forpliktelser. Kreditrisiko 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
- En 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 for all salg, handel og finansielle motparter. 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 ASAs 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 kredittporteføljens til Statoil ASA 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	
	2012	2011
«Investment grade», med rating A eller høyere	787	606
Annen «Investment grade»	160	115
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	0	16
Sum	947	737

Per 31. desember 2012 og 2011 er sikkerhetsstillelse mottatt i kontanter for utligning av visse deler av Statoil ASAs kreditteksponering.

### Måling av virkelig verdi for finansielle derivater

Statoil ASA måler finansielle derivater 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 NASDAQ OMX Oslo (tidligere 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 innenfor *salgsinntekt* eller innenfor *netto finansposter*. Statoil ASAs 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 ASAs finansielle derivater unntatt for rentederivater og valuta rentederivater der tabellen kun inneholder virkelig verdi justeringen mens påløpte renter er presentert innenfor *Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin* og valuta revalueringen er presentert innenfor *Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler*.

(in millioner kroner)	Virkelig verdi eiendeler	Virkelig verdi forpliktelser	Netto virkelig verdi
<b>31. desember 2012</b>			
Valutainstrumenter	655	-18	637
Renteinstrumenter	0	-554	-554
Råolje og raffinerte produkter	153	-150	3
Naturgass og elektrisitet	185	-286	-101
Sum	993	-1 008	-15
<b>31. desember 2011</b>			
Valutainstrumenter	323	-1 112	-789
Renteinstrumenter	0	-1 369	-1 369
Råolje og raffinerte produkter	200	-236	-36
Naturgass og elektrisitet	293	-339	-46
Sum	816	-3 056	-2 240

I tillegg til disse balanseførte virkelige verdiene fra finansielle derivater har Statoil ASA inngått rente- og valutabytteavtaler hvor de virkelige verdiene ved utgangen av 2012 og 2011 var høyere enn kost, virkelig verdi justeringene er derfor ikke balanseført. Per 31. desember 2012 var de virkelige verdi justeringene som ikke er balanseført 13,6 milliarder kroner. Ved utgangen av 2011 var de virkelige verdi justeringene som ikke var bokført 12,3 milliarder kroner.

Ved fastsettelse av virkelig verdi av finansielle derivater bruker Statoil ASA priser notert i et aktivt marked så langt det lar seg gjøre. Når slike priser ikke er tilgjengelige bruker selskapet input som er observerbare enten direkte eller indirekte som basis for verdsettelsesmetoder som diskontert kontantstrømanalyser eller prismodeller.

Den etterfølgende tabell oppsummerer de finansielle derivatene innregnet i Balansen til virkelig verdi fordelt på Statoil ASAs grunnlag for måling av virkelig verdi. For rentederivater og valuta rentederivater inneholder tabellen kun virkelig verdi justeringen.

(i millioner kroner)	Kortsiktige finansielle derivater - eiendeler	Langsiktige finansielle derivater - forpliktelser	Kortsiktige finansielle derivater- forpliktelser	Netto virkelig verdi
<b>31. desember 2012</b>				
Nivå 1	0	0	0	0
Nivå 2	993	-460	-548	-15
Nivå 3	0	0	0	0
Sum virkelig verdi	993	-460	-548	-15
<b>31. desember 2011</b>				
Nivå 1	0	0	0	0
Nivå 2	816	-1 031	-2 025	-2 240
Nivå 3	0	0	0	0
Sum virkelig verdi	816	-1 031	-2 025	-2 240

Nivå 1, 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 børsnoterte egenkapitalinstrumenter og statsobligasjoner.

Nivå 2, virkelig verdi basert på andre data enn de noterte prisene som inngår i nivå 1, 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 selskapets verdsettelsesmodeller for å fastsette virkelig verdi på sine finansielle derivater.

Nivå 3, 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 priskilder for de finansielle instrumentene som verdsettes.

## 5 Salgsinntekter

(i millioner kroner)	For regnskapsåret	
	2012	2011
Eksterne salgsinntekter	400 569	383 194
Inntekter fra konsernselskaper	79 832	79 412
Salgsinntekter	480 401	462 606

## 6 Lønnskostnader

(i millioner kroner, unntatt gjennomsnittlig antall årsverk)	For regnskapsåret	
	2012	2011
Lønnskostnader	18 464	16 574
Pensjonskostnader	-442	3 416
Arbeidsgiveravgift	2 871	2 598
Andre lønnskostnader	2 327	2 061
Sum	23 220	24 649
Gjennomsnittlig antall årsverk	19 645	18 337

Den negative pensjonskostnaden er i hovedsak forårsaket av innregning av gevinst som følge av Statoils avvikling av gavepensjonsordningen som en del av tidligpensjonsordningen, for ytterlig informasjon se note 20 *Pensjoner*.

### Ytelser til styret i 2012

Medlemmer av styret 2012 (i tusen kroner)	Ytelser til styret	Revisjonsutvalget	Kompensasjons- utvalget	HSEE utvalget	Ytelser totalt
Svein Rennemo	655		48		703
Marit Arnstad*	203			8	211
Grace Reksten Skaugen	359		78		437
Roy Franklin	432	120		95	647
Jakob Stausholm	334	185			519
Bjørn Tore Godal	334		56	40	430
Lady Barbara Singer Judge	432	120			552
Lill-Heidi Bakkerud	334			32	366
Morten Svaan	334	120			454
Einar Arne Iversen	334				334
Børge Brende**	100				100
Maria Johanna Oudemans**	100				100
Totalt	3 951	545	182	175	4 853

\* Medlem til og med 19. juni 2012

\*\* Medlem fra 15. september 2012

Ytelser til ledende ansatte i 2012 (i tusen kroner)

Medlemmer av konsernledelsen	Fast godtgjørelse		Bonus	Natural- ytelser	Skattbar refusjon	Skattbar lønn	Natural- ytelser	Refusjoner	Ikke skattbar lønn	Samlet godtgjørelse	Estimerte pensjons- kostnader 3)	Nåverdi av pensjons- forpliktelse
	Fastlønn 1)	LTI 2)										
Lund Helge (Konsernsjef)	7 224	2 050	3 307	681	16	13 278	537	26	563	13 841	4 950	37 515
Reitan Torgrim (Konserndirektør, Økonomi og finans)	2 721	640	1 102	113	13	4 589	0	31	31	4 620	666	10 965
Sjøblom Tove Stuhr (Konserndirektør, Konsernstaber og -tjenester)	2 472	582	723	317	6	4 100	269	54	323	4 423	646	14 020
Mellbye Peter (Konserndirektør, Utvikling og produksjon internasjonalt til 1.9.2012)	2 575	583	958	243	7	4 366	0	15	15	4 381	1 057	41 485
Bacher Lars Christian (Konserndirektør, Utvikling og produksjon internasjonalt fra 1.9.2012)	935	65	0	81	3	1 084	203	15	218	1 302	552	10 424
Dodson Timothy (Konserndirektør, Leting)	3 151	706	1 215	135	22	5 229	382	85	467	5 696	1 081	16 982
Øvrum Margareth (Konserndirektør, Teknologi, prosjekter og boring)	3 570	810	1 205	199	12	5 796	195	39	234	6 030	1 127	34 192
Michelsen Øystein (Konserndirektør, Utvikling og produksjon Norge)	3 372	812	1 009	379	7	5 579	277	58	335	5 914	875	26 309
Sætre Eldar (Konserndirektør, Markedsføring, prosessering og fornybar energi)	3 417	810	1 005	395	23	5 650	0	46	46	5 696	1 046	32 532
Maloney William (Konserndirektør, Utvikling og produksjon Nord-Amerika) 5)	3 851	2 353	2 353	710	9	9 276	139	0	139	9 415	602	0
Knight John (Konserndirektør, Global strategi og forretningsutvikling) 5)	4 983	3 269	3 269	754	0	12 275	0	0	0	12 275	997	0
<b>Totalt</b>	<b>38 271</b>	<b>12 680</b>	<b>16 146</b>	<b>4 007</b>	<b>118</b>	<b>71 222</b>	<b>2 002</b>	<b>369</b>	<b>2 371</b>	<b>73 593</b>	<b>13 599</b>	<b>224 424</b>

1a) Konsernsjefens grunnlønnøkning per 1. Januar 2012 var 3,25 %.

1b) I fastlønn inngår foruten grunnlønn også feriepenger og andre administrativt fastsatte godtgjørelser.

2) I langtidssensitivordning (LTI ordning) ligger en forpliktelse til å investere nettobeløpet i Statoil aksjer. Deltakerne er videre forpliktet til å beholde aksjene i en periode på tre år. LTI-elementet oppgis i tildelingsåret.

Medlemmer av konsernledelsen ansatt i utenlandske datterselskap har en LTI ordning som avviker fra modellen som benyttes i morselskapet. Et nettobeløp tilsvarende årlig bonus benyttes for kjøp av Statoil aksjer.

3) Pensjonskostnad er estimert basert på aktuarmessige forutsetninger og pensjonsgivende inntekt per 31. desember 2012, som er innregnet i Resultatregnskapet i 2012. Arbeidsgiveravgift er ikke inkludert.

Medlemmer av konsernledelsen ansatt i utenlandske datterselskap har en innskuddsbasert pensjonsordning.

4) Opplysninger for Mellbye og Bacher gjelder for deres respektive perioder i konsernledelsen.

5) Medlemmer av konsernledelsen ansatt i utenlandske datterselskap, ikke bosatt i Norge.

## Erklæring om lederlønn og andre ansettelsesbetingelser for Statoils konsernledelse

I henhold til Allmennaksjeloven § 6-16 a, vil styret legge frem følgende erklæring vedrørende belønning av Statoils konsernledelse på den ordinære generalforsamlingen i 2013:

### 1. Belønningspolitikk og belønningskonsept for regnskapsåret 2012

#### 1.1 Belønningspolitikk og prinsipper

Selskapets etablerte belønningsprinsipper og konsepter vil i all hovedsak bli videreført i regnskapsåret 2013.

Statoils belønningspolitikk er tett forankret i selskapets personalpolitikk og verdigrunnlag. Utformingen av selskapets belønningskonsept er basert på definerte hovedprinsipper.

Belønningskonseptet er en integrert del av vårt verdibaserte rammeverk for prestasjonsstyring og skal:

- Reflektere vår globale konkurransedyktige markedsstrategi og lokale markedsforhold
- 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 likt
- Differensiere basert på ansvar og prestasjoner
- Belønne både kort- og langsiktige bidrag og resultater.

Belønningssystemene 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 eller endring av belønningspolitikk og konsepter, og beslutninger om lønn og annen godtgjørelse til konsernledelsen følger bestemmelsene i Allmennaksjeloven §§ 5-6 og 6-16 a) samt styreinstruks sist endret 5. september 2012 med ikrafttredelse 1. desember 2012. Styrets instruks er tilgjengelig på Statoil.com.

Styret har utpekt et eget kompensasjonsutvalg. Kompensasjonsutvalget er et saksforberedende organ for styret. Kompensasjonsutvalgets hovedoppgave er å bistå styret i dets arbeid med lønns- og arbeidsvilkår for Statoils konsernsjef, og hovedprinsipper og strategi for belønning og lederutvikling av selskapets øverste ledere. Styret fastsetter konsernsjefens lønn og øvrige ansettelsesvilkår. Kompensasjonsutvalgets rolle og ansvar er beskrevet i utvalgets instruks som er tilgjengelig på Statoil.com.

#### 1.3 Belønningskonsept for konsernledelsen

Statoils belønningskonsept for konsernledelsen består av følgende hovedelementer:

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

Evalueringen av endringer i selskapets generelle pensjonsordning som ble igangsatt i 2012 vil fortsette i 2013. Dette omfatter også pensjonsopptjening for pensjonsgrunnlag utover 12 ganger grunnbeløpet i folketrygden (G).

Det er gjort avvik fra de generelle prinsippene som skisseres nedenfor for to av medlemmene i konsernledelsen. Disse avvikene ble implementert 1. januar 2011 og er også beskrevet i erklæringer om lederlønn og andre ansettelsesbetingelser for Statoils konsernledelse i foregående år. Avvikene er dokumentert i avsnitt 2.1 under.

#### **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, se "Variabel lønn" nedenfor. Grunnlønnen blir normalt vurdert en gang i året.

#### **Langtidsinsentiv (LTI)**

Statoil vil videreføre den etablerte langtidsinsentivordningen for et begrenset antall toppledere og personell i faglige nøkkelstillinger. Medlemmer av konsernledelsen deltar i ordningen.

Langtidsinsentivordningen er et fastlønnselement som blir beregnet i prosent av deltakernes grunnlønn, og er på 20 - 30 prosent avhengig av deltakerens stilling. Selskapet kjøper aksjer tilsvarende netto årssum på vegne av deltakeren. Aksjene er bundet i tre år, og frigjøres så for deltakerens disponering.

Langtidsinsentivordningen og det årlige variable lønssystemet utgjør et belønningskonsept som fokuserer både på kortsiktige og langsiktige mål og resultater. Ved å sikre at Statoils ledelse eier aksjer i selskapet, bidrar langtidsinsentivet til å styrke interessefellesskapet mellom selskapets øverste ledere og våre aksjeeiere.

#### **Variabel lønn**

Maksimumspotensialet for variabel lønn i morselskapet er 50 prosent av fastlønn. Selskapets system for variabel lønn vil bli videreført i 2013.

Konsernsjefen er berettiget til en prestasjonsbasert årsbonus på 25 prosent av fastlønn hvis avtalte mål er oppnådd. Dersom avtalte mål overstiges, kan konsernsjefen tildeles mellom 25 og 50 prosent av fastlønnen. Tilsvarende har konserndirektører en årlig variabel lønnsordning som innebærer et mål på 20 prosent forutsatt oppnåelse av avtale mål. Det maksimale potensialet for variabel lønn for denne gruppen er 40 prosent av fastlønn.

#### **Belønningspolitikkenes effekt på risiko**

Belønningskonseptet er en integrert del av Statoils 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 baseres på prestasjonsevalueringen gjort i prestasjonsstyringssystemet. Deltakelse i langtidsinsentivordningen og størrelsen på det årlige LTI-elementet gjenspeiler stillingens nivå og resultatpåvirkning, og er ikke direkte knyttet til innehaverens prestasjoner.

Målene som utgjør grunnlaget for prestasjonsvurderingen, er etablert mellom leder og ansatt som del av selskapets prestasjonsstyringssystem. Prestasjonsmålene settes i to dimensjoner; leveranse og atferd, som vektet likt. Leveranssmål settes for hvert av de fem perspektivene: personal og organisasjon, HMS, drift, finans og marked. For hvert perspektiv settes både langsiktige strategiske mål og mer kortsiktige mål og prestasjonsindikatorer (key performance indicators; KPI), som defineres sammen med relevante tiltak. Atferdsmålene tar utgangspunkt i Statoils verdigrunnlag og ledelsesprinsipper og omhandler den type adferd som forventes og kreves i arbeidet med å oppnå leveransmålene.

Prestasjonsvurderingen er en helhetlig evaluering av prestasjoner mot både leveranssmål og atferds mål. 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 indikatorenes strategiske bidrag, bærekraft i løsningene samt endrede forutsetninger av vesentlig betydning.

Denne balanserte målstyringsprosessen med et bredt sett av mål innen både leveranse- og adferdsdimensjonen, samt en helhetlig prestasjonsevaluering, anses i betydelig grad å redusere risikoen for at belønningspolitikken stimulerer overdreven risikotaking eller at den på annen måte har uheldige konsekvenser.

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**

Statoil ASAs nåværende pensjonsordning er en ytelsesbasert ordning med pensjonsnivå på 66 prosent av pensjongivende inntekt forutsatt 30 års opptjeningsstid. Det tas ved beregningen hensyn til antatt pensjon fra Folketrygden. Pensjonsalderen er 67 år for landansatte og 65 år for sokkelansatte.

Pensjonsordningene for medlemmer av konsernledelsen, inkludert konsernsjef, er supplerende individuelle 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. Opptjeningsstiden er 15 år og pensjonsalder er 62 år.

To av konserndirektørene har pensjonsvilkår i henhold til en tidligere standardordning som ble innført i oktober 2006. Disse er på gitte vilkår berettiget til en pensjon på 66 prosent av pensjongivende inntekt ved en pensjonsalder på 62 år. Ved beregning av medlemstid i Statoils pensjonsordning har de rett til et halvt år ekstra medlemstid for hvert år den enkelte har tjenestegjort som konserndirektør.

I tillegg har tre av Statoils konserndirektører separate avtaler om pensjonsalder ved 65 år og et førtidspensjonsnivå på 66 prosent av pensjongivende inntekt.

De individuelle pensjonsvilkårene for konserndirektører som er beskrevet ovenfor er et resultat av forpliktelser i henhold til tidligere inngåtte avtaler.

Selskapets standard pensjonsordninger for konserndirektører som representerer avvik fra Statoil ASAs alminnelige pensjonsordning, er avvirket og vil ikke gjelde for nye utnevnelser til konsernledelsen.

Pensjonsvilkårene til den sist utnevnte konserndirektøren innebærer en videreføring av hans tidligere betingelser. Disse betingelsene er i henhold til selskapets generelle pensjonsvilkår. Pensjonsopptjening for pensjongivende inntekt utover 12G er innregnet som en usikret pensjonsforpliktelse.

I tillegg til pensjonsvilkårene som er beskrevet ovenfor, vil konserndirektørene ansatt i morselskapet ha ytelser i henhold til Statoils alminnelige pensjonsordning, herunder pensjon fra 67 år som en ytelsesordning, i samsvar med regelverket for pensjonsordningen. Medlemmene av konsernledelsen er omfattet av de generelle forsikringsordningene som gjelder i Statoil.

Konserndirektører som er ansatt utenfor morselskapet har innskuddsbaserte ordninger med henholdsvis 16 og 20 prosent bidrag i henhold til rammeverket som er etablert i det lokale selskapet de er ansatt. Pensjonsinnskuddet innbetales til en egen juridisk enhet.

Arbeidet med å vurdere endringer i den alminnelige pensjonsordningen i morselskapet fortsetter i 2013. Denne evalueringen inkluderer en vurdering av om man skal erstatte den nåværende ytelsesordningen med en innskuddsordning. I tillegg vurderes pensjonsordningen for lønninger som overstiger 12 ganger Folketrygdens grunnbeløp (G). Det er planlagt at dette prosjektet skal avsluttes når Banklovkomisjonens anbefalinger om revidert rammeverk for tjenestepensjoner er vedtatt av Stortinget. Prosjektet vil også omfatte tilpasning av konsernledelsens pensjonsordning til bestemmelsene i statens retningslinjer for lederlønn.

### **Sluttvederlagsordninger**

Dersom konsernsjefen sies opp av selskapet, har han rett til et sluttvederlag 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 sluttvederlag tilsvarende seks månedslønner, gjeldende fra utløpet av oppsigelsestiden på seks måneder, dersom de anmodes av selskapet om å fratruke sine stillinger. Tilsvarende sluttvederlag 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 sluttvederlagsperioden medfører en forholdsmessig reduksjon. Dette gjelder inntekter fra alle arbeidsforhold eller fra næringsvirksomhet som vedkommende er aktiv eier av.

Retten til sluttvederlag 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 sluttvederlag.

### **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 fem prosent av årlig brutto grunnlønn. Dersom aksjene beholdes i to hele kalenderår og deltakeren opprettholder sitt ansettelsesforhold til selskapet, tilstås bonusaksjer tilsvarende deres aksjesparing. Aksjene som benyttes i programmet kjøpes av Statoil i markedet i henhold til fullmakt fra generalforsamlingen.

Medlemmer av konsernledelsen har i tillegg naturalytelser som fri bil og fri elektronisk kommunikasjon.

## **2. Gjennomføring av belønningspolitikken og prinsippene i 2012**

### **2.1 Avvik fra Lederlønnserklæringen 2012**

To medlemmer av konsernledelsen har ordninger for variabel lønn som avviker fra det som er beskrevet over. Disse er ansatt i henholdsvis Statoil Gulf Services LLC i Houston og Statoil Global Employment Company Ltd. i London. Disse ordningene innbefatter et rammeverk for variabel lønn på 75-100 prosent av grunnlønn for hver av ordningene (variabel årslønn og langtidsinsentiv). Langtidsinsentivet er prestasjonsbasert. Kontraktene inneholder også avtale om sluttvederlag tilsvarende 12 måneders grunnlønn.

Styrets generelle vurdering er at det utvidede rammeverket som ble innført med virkning fra 1. januar 2011 for disse ledernes variable lønnsordninger er i tråd med markedet, men ikke markedsledende for stillinger på dette nivået i de respektive markedene.

### **2.2 Utvikling i faktisk belønning**

Gjennom den siste femårsperioden har rammeverket for konsernledelsens årlige lønnsregulering vært lavere enn for ansatte omfattet av det kollektive avtaleverket i selskapet. I denne perioden har lønnsreguleringen for konserndirektørene ansatt i morselskapet blitt fastsatt innenfor en gjennomsnittlig ramme på 3,2 prosent. I den samme perioden har konsernsjefens årlige lønnsregulering i gjennomsnitt vært 2,35 prosent, mens gjennomsnittlig variabel lønn har vært 27,5 prosent av fastlønn. Som følge av selskapets gode resultater i 2012 var konsernsjefens variable lønn (37,5 prosent av fastlønn) høyere enn gjennomsnittet for perioden. Gjennomsnittet påvirkes av at det maksimale potensialet for konsernsjefens variable lønn i årene 2008 og 2009 ble halvert som følge av finanskrisen.

### **2.3 Endringer i konsernledelsen i 2012**

Konserndirektør for Utvikling og produksjon internasjonalt, Peter Mellbye, gikk med virkning fra 31. august 2012 av med pensjon på vilkår og betingelser i henhold til sin pensjonsavtale av 15. november 1994. Peter Mellbye ble etterfulgt av konserndirektør Lars Christian Bacher.

En endring i selskapets organisasjonsstruktur besluttet i 2012 medfører at stillingen som konserndirektør for konsernstaber og -tjenester opphører med virkning fra 1. januar 2013.



### 3. Avsluttende kommentarer

Statoils belønningssystemer og løsninger er forankret i selskapets overordnede verdier, personalpolitikk og prestasjonsorienterte rammeverk. I tillegg til dette er belønningssystemene og den praksis som føres transparent og 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 2012 og 2011 programmene, inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 460 og 400 millioner kroner. Beregnet kostnad for 2013 programmet (avtaler inngått i 2012) utgjør 500 millioner kroner. Gjenstående beløp per 31. desember 2012 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 997 millioner kroner.

## 8 Godtgjørelse til revisor

(i millioner kroner, ekskl. mva)	For regnskapsåret	
	2012	2011
Revisjonshonorar	14,4	17,8
Revisjonsrelaterte tjenester	1,4	3,3
Andre tjenester	0,5	0,0
Sum	16,3	21,1

Det er ikke påløpt honorar for skattetjenester. Den 15. mai 2012 vedtok generalforsamlingen KPMG AS som Statoils revisor, som dermed erstattet Ernst & Young AS fra samme dato.

## 9 Forsknings- og utviklingsutgifter

Utgifter til forskning og utvikling utgjorde henholdsvis 153 og 111 millioner kroner i 2012 og 2011.

## 10 Finansposter

(i millioner kroner)	For regnskapsåret	
	2012	2011 (omarbeidet)
Agioeffekter finansielle derivater	2 068	1 601
Andre agioeffekter	4 025	1 274
Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta	6 093	2 875
Mottatt utbytte	21	26
Renteinntekter fra selskap i samme konsern	2 659	3 149
Renteinntekter og andre finansposter	1 196	1 204
Renteinntekter og andre finansielle poster	3 876	4 379
Rentekostnader til selskap i samme konsern	-1 019	-1 888
Rentekostnader langsiktige finansielle forpliktelser	-2 568	-2 092
Rentekostnader kortsiktige finansielle forpliktelser og andre finansieringskostnader	497	-879
Renter og andre finansieringskostnader	-3 090	-4 859
Netto finansposter	6 879	2 395

Som beskrevet i note 3 Endring av regnskapsprinsipp, med effekt fra 2012 endret Statoil prinsipp for klassifisering av pengemarkedsfond og finansielle investeringer med forfallstid på 3 måneder eller mindre fra kjøpsdato fra Finansielle investeringer til Betalingsmidler. Som en konsekvens av endringen er relaterte agioeffekter flyttet mellom linjene *Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta* og *Renteinntekter og andre finansielle poster*. Endringen har ingen effekt på *Netto finansposter*.

## 11 Skatter

Årets skattekostnad fremkommer som følger:

(i millioner kroner)	For regnskapsåret	
	2012	2011
Betalbar skatt	-264	-774
Endring utsatt skatt	-4 244	798
Årets skattekostnad	-4 508	24

## Avstemming av årets skattekostnad

(i millioner kroner)	For regnskapsåret	
	2012	2011
Resultat før skattekostnad	74 482	68 329
Beregnet skatt etter nominell skattesats 28%	-20 855	-19 132
Skatteeffekt knyttet til:		
Permanente differanser knyttet til USD som funksjonell valuta	-1 670	1 095
Andre permanente differanser	17 648	18 156
Inntektsskatt tidligere år	-267	37
Annet	636	-132
Sum skattekostnad	-4 508	24
Effektiv skattesats	6,05 %	-0,04 %

## Spesifikasjon av utsatt skatt

(i millioner kroner)	31. desember	
	2012	2011
<b>Utsatte skattefordeler knyttet til</b>		
Varelager	77	6
Fremførbart skattemessig underskudd	0	347
Pensjoner	3 449	5 415
Langvarige avsetninger	1 628	1 383
Derivater og langsiktige lån	118	446
Annet	205	233
Sum utsatt skattefordel	5 477	7 830
<b>Utsatt skattegjeld knyttet til</b>		
Varige driftsmidler	160	293
Derivater og langsiktige lån	3 745	814
Annet	568	147
Sum utsatt skattegjeld	4 473	1 254
Netto utsatt skatte fordel/(gjeld)	1 004	6 576

Per 31. desember 2012 har Statoil ASA 1,0 milliarder kroner i netto utsatte skattefordeler. Det er sannsynlig at tilstrekkelig skattepliktig overskudd vil bli generert, slik at de utsatte skattefordelene kan benyttes.

Utsatt skatt i balansen fremkommer som følger:

(i millioner kroner)	2012	2011
Utsatt skatte fordel/(gjeld) per 1. januar	6 577	3 978
Endring årets resultat	-4 245	797
Kjøp og salg av virksomhet og annet	-1 328	1 801
Utsatt skatte fordel/(gjeld) per 31. desember	1 004	6 576

## 12 Varige driftsmidler

(i millioner kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler	Bygninger og tomter	Skip	Annet	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2011	2 898	1 454	3 970	1 246	9 568
Tilgang og overføringer	594	564	0	-104	1 054
Avgang til anskaffelseskost	-497	-1	0	-40	-538
Omregningsdifferanser	-218	-118	-282	-89	-707
Anskaffelseskost 31. desember 2012	2 777	1 899	3 688	1 013	9 377
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2011	-1 820	-358	-1 096	-890	-4 164
Årets avskrivninger	-533	-83	-195	-6	-817
Av- og nedskrivninger på årets avgang	496	0	0	40	536
Omregningsdifferanser	138	28	86	61	313
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2012	-1 719	-413	-1 205	-795	-4 132
Bokført verdi 31. desember 2012	1 058	1 486	2 483	218	5 245
Estimert levetid (år)	3 - 10	20 - 33	20 - 25		

## 13 Investeringer i datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap

(i millioner kroner)	2012	2011
Investeringer 1. januar	294 488	267 687
Resultatandel fra datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap	63 592	66 408
Endring innbetalt egenkapital	66 733	6 448
Pensjonsrelatert justering	271	-309
Utbetalinger fra selskapene	-78 237	-50 683
Omregningsdifferanse	-18 357	4 937
Investeringer 31. desember	328 490	294 488

Den utgående balansen i investeringer er 328.490 millioner kroner der 328.229 millioner kroner består av investeringer i datterselskap og 261 millioner kroner består av investeringer i andre egenkapitalkonsoliderte selskap. I 2011 var investeringer i datterselskap 294.104 millioner kroner og investering i andre egenkapitalkonsoliderte selskap 384 millioner kroner.

Amortisering av goodwill beløper seg til 975 millioner kroner i 2012 og 458 millioner kroner i 2011.

Utbetalinger fra selskapene i 2012 besto hovedsakelig av mottatt konsernbidrag fra Statoil Petroleum AS på 31 milliarder kroner. I 2011 besto mottatt konsernbidrag fra Statoil Petroleum på 49 milliarder kroner.

### Aksjer og andel i enkelte datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap i prosent

Navn	%	Land	Navn	%	Land
Statholding AS	100	Norge	Statoil Nigeria Outer Shelf AS	100	Norge
Astatoil Angola Block 15 AS	100	Norge	Statoil Norsk LNG AS	100	Norge
Statoil Angola Block 15/06 Award AS	100	Norge	Statoil North Africa Gas AS	100	Norge
Statoil Angola Block 17 AS	100	Norge	Statoil North Africa Oil AS	100	Norge
Statoil Angola Block 31 AS	100	Norge	Statoil North America Inc.	100	USA
Statoil Angola Block 38 AS	100	Norge	Statoil Orient AG	100	Sveits
Statoil Angola Block 39 AS	100	Norge	Statoil OTS AB	100	Sverige
Statoil Angola Block 40 AS	100	Norge	Statoil Petroleum AS	100	Norge
Statoil Apsheron AS	100	Norge	Statoil Shah Deniz 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 Tanzania AS	100	Norge
Statoil Danmark AS	100	Danmark	Statoil Technology Invest AS	100	Norge
Statoil Deutschland GmbH	100	Tyskland	Statoil UK Ltd	100	Storbritannia
Statoil do Brasil Ltda	100	Brasil	Statoil Venezuela AS	100	Norge
Statoil Exploration Ireland Ltd.	100	Irland	Statoil Venture AS	100	Norge
Statoil Forsikring AS	100	Norge	Statoil Methanol ANS	82	Norge
Statoil Hassi Mouina AS	100	Norge	Mongstad Refining DA	79	Norge
Statoil Indonesia Karama AS	100	Norge	Mongstad Terminal DA	65	Norge
Statoil New Energy AS	100	Norge	Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA	51	Norge
Statoil Nigeria AS	100	Norge	Naturkraft AS	50	Norge
Statoil Nigeria Deep Water AS	100	Norge	Vestprosess DA	34	Norge

#### Salg av aksjer i Statoil Fuel & Retail ASA

Den 19. juni 2012 solgte Statoil sin 54% eierandel i Statoil Fuel & Retail ASA (SFR) til Alimentation Couche-Tard for et kontantvederlag på 8,3 milliarder kroner. Statoil har inntektsført en gevinst på 4,0 milliarder kroner fra transaksjonen, presentert som *Andre inntekter* i resultatoppstillingen. Gevinsten var unntatt skatteplikt.

## 14 Finansielle eiendeler

### Langsiktige fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper

(i millioner kroner)	31. desember	
	2012	2011
Rentebærende fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap	65 494	66 440
Ikke rentebærende fordringer datterselskap	3 614	3 705
Finansielle fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap	69 108	70 145

Rentebærende fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap per 31. desember 2012 forfaller til betaling mer enn 5 år etter regnskapsårets slutt, med unntak av 16,2 milliarder kroner som forfaller innen de neste fem årene. Ikke rentebærende fordringer datterselskap er knyttet til pensjon med henholdsvis 2,7 og 3,5 milliarder kroner per 31. desember 2012 og 2011, se note 20 *Pensjoner*.

### Kortsiktige fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper

*Kortsiktige fordringer datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskaper* inkluderer konsernbidrag fra Statoil Petroleum AS med 31 milliarder kroner.

### Kortsiktige finansielle investeringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2012	2011
Tidsinnskudd	390	0
Sertifikater	9 153	0
Finansielle investeringer	9 543	0

*Kortsiktige finansielle investeringer* per 31. desember 2012 og 2011 anses å inngå i selskapets handelsportefølje, og balanseføres til markedsverdi. Endring i markedsverdi resultatføres. Kostpris for kortsiktige finansielle investeringer er 9,4 milliarder kroner per 31. desember 2012.

### Kortsiktig gjeld til datterselskap

*Kortsiktig gjeld til datterselskap* inkluderer gjeld til Statoil Petroleum AS med 26 milliarder kroner og gjeld knyttet til konsernets internbank med 79 milliarder kroner.

## 15 Varelager

(i millioner kroner)	31. desember	
	2012	2011
Råolje	8 678	7 422
Petroleumsprodukter	4 503	4 364
Andre	1 536	1 382
Sum	14 717	13 168

## 16 Kundefordringer og andre fordringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2012	2011
Kundefordringer	38 424	47 693
Andre fordringer	4 375	5 333
Kundefordringer og andre fordringer	42 799	53 026

## 17 Betalingsmidler

(i millioner kroner)	31. desember	
	2012	2011
Bankinnskudd	1 186	3 188
Tidsinnskudd	21 391	24 120
Pengemarkedsfond	2 768	6 508
Sertifikater	31 238	8 113
Bundne midler, inklusiv margininnskudd	854	799
Betalingsmidler	57 437	42 728

Bundne midler 31. desember 2012 inkluderer margininnskudd på 0,9 milliarder kroner, relatert til pålagt sikkerhet knyttet til handelsaktiviteter på børser der selskapet deltar. Tilsvarende var margininnskudd 31. desember 2011 på 0,8 milliarder kroner. Betingelser og vilkår relatert til margininnskudd er fastsatt av den enkelte børs.

## 18 Egenkapital og aksjonærer

### Endring i egenkapital

(i millioner kroner)	31. desember	
	2012	2011
Egenkapital 1. januar	244 189	194 925
Årets resultat	69 974	68 353
Estimatavvik på pensjonsordninger for ansatte	4 341	-5 164
Omregningsdifferanser	-16 326	6 809
Årets ordinære utbytte	-21 494	-20 705
Verdi av aksjespareprogrammet	61	60
Kjøp egne aksjer	-143	-89
Egenkapital 31. desember	280 602	244 189

Akkumulert omregningsdifferanse reduserer egenkapitalen pr. 31. desember 2012 med 10,1 milliarder kroner. Pr. 31. desember 2011 medførte akkumulerte omregningsdifferanser en økning i egenkapitalen på 6,2 milliarder kroner.

## 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	8 675 317	2,50	21 688 292,50
Sum utestående aksjer	3 179 971 786	2,50	7 949 929 465,00

Det eksisterer kun en aksjeklasse og alle aksjene har lik stemmerett.

I 2012 ble 3,278,561 egne aksjer kjøpt for 0,5 milliarder kroner. I 2011 ble 2,931,346 egne aksjer kjøpt for 0,4 milliarder kroner. Per 31. desember 2012 hadde Statoil 8,675,317 egne aksjer og per 31. desember 2011 7,931,347 egne aksjer, som alle vedrører Statoils aksjespareprogram.

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 20 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 2012 (i %)

1	Den Norske Stat (Olje- og Energidepartementet)	67,00
2	Folketrygdfondet	3,33
3	Bank of New York Mellon*	2,14
4	Clearstream Banking S.A.*	2,04
5	Bank of New York ADR Departement *	1,01
6	State Street Bank*	0,98
7	The Northern Trust	0,85
8	Bank of New York Mellon*	0,76
9	State Street Bank*	0,72
10	State Street Bank*	0,58
11	State Street Bank*	0,57
12	JPMorgan Chase Bank*	0,45
13	JPMorgan Chase Bank*	0,44
14	Six Sis AG	0,38
15	BNYBE - IVY Asset Strategy Fund	0,31
16	Euroclear Bank	0,29
17	KLP Aksje Norge Indeks VPF	0,27
18	The Northern Trust	0,26
19	UBS AG Zurich	0,26
20	Legal and General Assurance	0,25

\* Klientkontoer eller lignende



Medlemmer av styret, konsernledelsen og bedriftsforsamlingen eide følgende antall aksjer per 31. desember 2012:

Styremedlemmer		Konsernledelsen	
Svein Rennemo	10 000	Helge Lund	51 079
Grace Reksten Skaugen	400	Torgrim Reitan	16 128
Bjørn Tore Godal	0	Margareth Øvrum	26 576
Lady Barbara Judge	5 291	Eldar Sætre	21 405
Jakob Stausholm	16 600	Øystein Michelsen	19 019
Roy Franklin	0	Lars Christian Bacher	13 715
Maria Johanna Oudeman	0	Tim Dodson	15 553
Børge Brende	0	William Maloney	18 132
Lill-Heidi Bakkerud	330	John Knight	40 264
Morten Svaan	2 835	Tove Stuhr Sjøblom*	7 917
Einar Arne Iversen	3 952		
		<b>Bedriftsforsamlingens medlemmer samlet</b>	<b>12 849</b>

\* Tove Stuhr Sjøblom var medlem av konsernledelsen til og med 31. desember 2012.

## 19 Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler

(i millioner kroner)	31. desember	
	2012	2011
Obligasjonslån	98 085	94 498
Usikrede lån	2 884	5 117
Finansielle leieavtaler	2 834	3 246
Sum finansielle forpliktelser	103 803	102 861
Fratrukket kortsiktig andel	5 415	3 336
Obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	98 388	99 525
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	4,66	4,55

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.

Den 21. november 2012 utstedte Statoil ASA obligasjoner pålydende USD 0,6 milliarder med forfall i januar 2018 og USD 1,1 milliarder med forfall i januar 2023. Statoil ASA gjenåpnet et eksisterende obligasjoner med forfall i November 2041, og utstedte obligasjoner pålydende USD 0,3 milliarder med samme forfall. Obligasjonene ble utstedt under Form F-3 dokumentet som Statoil ASA har registrert hos Securities and Exchange Commission (SEC) i USA ("Shelf Registration").

I all vesentlighet inneholder obligasjonslån og usikrede banklån bestemmelser som begrenser pantsettelse av eiendeler for å sikre fremtidige låneopptak, med mindre eksisterende obligasjonsinnehavere og långivere samtidig gis en tilsvarende status.

Selskapet har utestående totalt 30 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 96,0 milliarder kroner til vekslingskurs per 31. desember 2012.

Statoil ASA har inngått avtale med 20 kjernebanker for en bindende langsiktig løpende kreditt på 3,0 milliarder amerikanske dollar. Ingen del av kreditten var benyttet per 31. desember 2012.

## Tilbakebetalingsprofil for langsiktige finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	
2014	8 629
2015	11 054
2016	6 054
2017	7 170
Deretter	65 481
Sum	98 388

Mer informasjon om finansielle leiekontrakter er gitt i note 24 *Leieavtaler*.

## 20 Pensjoner

Statoil ASA (heretter kalt Statoil) er pliktig til å ha tjenstepensjonsordning etter Lov om obligatorisk tjenstepensjon, og Statoils pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov.

Statoils pensjonsordninger administreres av Statoil Pensjon. Statoil Pensjon er en selveiende stiftelse som omfatter ansatte i Statoil. Formålet til Statoil Pensjon er å yte alders- og uførepensjoner til medlemmer og etterlattepensjon til ektefelle, registrert partner, samboer og barn. Statoil Pensjons midler holdes adskilt fra foretakets midler. Statoil Pensjon står under tilsyn av Finanstilsynet og har konsesjon til å drive virksomhet som pensjonskasse.

Statoil ASA har ytelsesbaserte pensjonsordninger, som dekker alle sine ansatte.

Den norske folketrygden gir pensjonsutbetalinger til alle pensjonerte norske statsborgere. Slike utbetalinger beregnes ut fra referanser til et grunnbeløp (G) som årlig godkjennes av det norske Stortinget. Statoils pensjonsytelser er generelt basert på minimum 30 års tjenestetid med opptil 66 prosent av sluttlønn nivå, inkludert en antatt offentlig støtte som skal gis fra den norske folketrygden.

Som en følge av norske, nasjonale avtaler, er Statoil medlem av både den forrige Avtale Festede Førtidspensjonsavtalen (AFP) og den nye AFP-ordningen gjeldende fra 1. januar 2011. Statoil vil betale premie for begge AFP-ordningene frem til 31. desember 2015. Etter denne datoen vil premier bare være til den nye AFP-ordningen. Premien i den nye ordningen vil beregnes på basis av de ansattes inntekter mellom 1 og 7,1 G. Premien må betales for alle ansatte frem til fylte 62 år. Pensjonsutbetaling fra administrator av den nye AFP-ordningen er livsvarig.

I løpet av 2012 er en gevinst på 3,9 milliarder kroner blitt innregnet i resultatregnskapet som følge av Statoils beslutning om å avvike selskapets gavepensjon som en del av tidligpensjonsordningen for ansatte født etter 1953. Ansatte i selskapet er fortsatt omfattet av den avtalefestede førtidspensjonen som er tilgjengelig under den nasjonale norske AFP-ordningen. Statoil har vurdert at forpliktelsen til denne flerforetaks ytelsesordning kan estimeres med tilstrekkelig pålitelighet for regnskapsføring. Følgelig har selskapet innregnet sin forholdsmessige estimerte andel av AFP-ordningen som en ytelsesplan som er inkludert i pensjonsforpliktelser for ytelsesplaner. Den kombinerte tidligpensjonsforpliktelsen ble regnskapsført som en ytelsesbasert pensjonsordning, av den grunn ble ikke avviklingen av gavepensjon ansett som en terminering av AFP-forpliktelsens andel av den ytelsesbaserte tidligpensjonsordningen.

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 gjeldende avtaler, historiske observasjoner, forventninger til fremtidige pensjonsforutsetninger og forholdet mellom disse forutsetninger. Diskonteringsrenten per 31. desember 2012 for ytelsesbaserte ordninger er basert på en 7-årig OMF-rente (obligasjon med fortrinnsrett) ekstrapolert til en 21,9-års rente som tilsvarer varigheten av forfallstid for opptjente rettigheter. Tidligere diskonteringsrente var basert på statsobligasjoner. En oppdatert vurdering av det norske markedet for OMF har imidlertid ført Statoil til å konkludere med at det er hensiktsmessig å fastsette diskonteringsrenten for pensjonsforpliktelser basert på OMF markedsrenter.

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

Statoil har mer enn én ytelsesplan. Noteinformasjon er gitt samlet for alle planer, da planene ikke har vesentlige risikoforskjeller.

## Netto pensjonskostnader

(i millioner kroner)	For regnskapsåret	
	2012	2011
Nåverdi av årets opptjening	3 702	3 419
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2 095	2 538
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-2 370	-2 681
Tap (gevinst) ved avkortning og oppgjør	-3 861	0
Amortisering av aktuarmessig gevinst eller tap relatert til sluttvederlag	-36	57
Netto pensjonskostnader på ytelsesplaner	-470	3 333
Flerforetaksplaner	29	83
Sum netto pensjonskostnader	-441	3 416

Pensjonskostnader inkluderer tilhørende arbeidsgiveravgift og deler av kostnadene er viderebelastet partnere på Statoil-opererte lisenser.

For informasjon om pensjonsytelser til nøkkelpersoner i ledelsen, se note 6 *Lønnskostnader*.

(i millioner kroner)	2012	2011
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	67 311	59 285
Nåverdi av årets opptjening	3 702	3 419
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	2 095	2 538
Estimatavvik	-3 574	2 488
Utbetalte ytelser fra ordningen	-1 783	-1 608
Tap (gevinst) ved avkorting og oppgjør	-4 110	
Endring i fordring på datterselskap vedrørende sluttvederlag	881	1 189
<b>Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember</b>	<b>64 522</b>	<b>67 311</b>
Virkelig verdi av pensjonsmidler 1. januar	48 740	47 610
Forventet avkastning på pensjonsmidler	2 370	2 681
Estimatavvik	1 699	-4 252
Innbetalt av selskapet (inkludert arbeidsgiveravgift)	4 047	3 132
Utbetalte ytelser fra ordningene	-674	-431
<b>Virkelig verdi av pensjonsmidler 31. desember</b>	<b>56 182</b>	<b>48 740</b>
<b>Over-/ (underfinansiering) 31. desember</b>	<b>-8 340</b>	<b>-18 572</b>
Spesifikasjon:		
Eiendeler innregnet som langsiktige pensjonsmidler	9 425	3 865
Eiendeler innregnet som langsiktig fordring fra datterselskap*	2 663	3 545
Forpliktelser innregnet som langsiktige pensjonsmidler	-20 428	-25 982
<b>Den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen kan fordeles som følger:</b>	<b>64 522</b>	<b>67 311</b>
Sikrede pensjonsplaner	46 757	44 874
Usikrede pensjonsplaner	17 765	22 437
Erfaringsestimataavvik		
Erfaringsestimataavvik på pensjonsforpliktelsen	3 970	2 827
Differanse mellom forventet og faktisk avkastning på pensjonsmidlene	-1.699	4 252
<b>Faktisk avkastning på pensjonsmidlene</b>	<b>4 069</b>	<b>-1 571</b>

\*Eiendel innregnet som langsiktig fordring fra datterselskap vedrører fordring knyttet til sluttvederlag.

Tabell over for Brutto pensjonsforpliktelse og Pensjonsmidler inneholder ikke valutaeffekter.

#### Estimatavvik innregnet i egenkapitalen

(i millioner kroner)	2012	2011
Årets netto estimataavvik	-5 273	6 740
Årets estimataavvik for valutaeffekt på netto pensjonsforpliktelse og omregningsdifferanse	-276	34
Estimatavvik ført i resultatet	36	-57
<b>Innregnet i egenkapitalen i løpet av året</b>	<b>5 513</b>	<b>-6 717</b>
<b>Akkumulert estimataavvik innregnet som andre endringer i egenkapitalen etter skatt</b>	<b>11 125</b>	<b>15 194</b>

Netto estimatavvikgevinst for 2012 er i hovedsak knyttet til en oppdatert vurdering av diskonteringsrenten som skal brukes for pensjonsforpliktelse i Norge.

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 amerikanske dollar. Omregningsdifferanse relaterer seg til omregning fra funksjonell valuta amerikanske dollar til norske kroner som presentasjonsvaluta.

	Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for resultatelementer i %		Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanselementer i %	
	2012	2011	2012	2011
Diskonteringsrente	3,25	4,25	3,75	3,25
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	4,75	5,75	4,50	4,75
Forventet lønnsvekst	3,00	4,00	3,25	3,00
Forventet vekst i løpende pensjoner	2,00	2,75	1,75	2,00
Forventet regulering av folketrygdens Grunnbeløp	2,75	3,75	3,00	2,75
Gjennomsnittlig gjenværende opptjeningstid i antall år			15	15

Forventet sannsynlighet for frivillig avgang per 31. desember 2012 var på henholdsvis 2,5 prosent, 2,0 prosent, 1,0 prosent, 0,5 prosent og 0,1 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 per 31. desember 2011 var på henholdsvis 2,2 prosent, 2,0 prosent, 1,0 prosent, 0,6 prosent og 0,1 prosent i kategoriene ansatte under 30 år, 30 til 39 år, 40 til 49 år, 50 til 59 år og 60 til 67 år.

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

#### Sensitivitetsanalyse

Tabellen nedenfor viser estimater for effektene av endringer i vesentlige forutsetninger som inngår i beregning av ytelsesplanene. Estimaten er basert på relevante forhold per 31. desember 2012. Faktiske tall kan avvike vesentlig fra disse estimatene.

(i milliarder kroner)	Diskonteringsrente		Forventet lønnsvekst		Forventet regulering av folketrygdens grunnbeløp		Forventet vekst i løpende pensjoner	
	0,50 %	-0,50 %	0,50 %	-0,50 %	0,50 %	-0,50 %	0,50 %	-0,50 %
<b>Endring i:</b>								
Pensjonsforpliktelse								
31. desember 2012	-5,6	6,5	4,0	-3,6	-1,3	1,3	3,3	-3,0
Nåverdi av årets opptjening for 2013	-0,4	0,5	0,4	-0,4	-0,1	0,1	0,2	-0,2

Sensitiviteten i det finansielle resultat til hver vesentlige forutsetning er estimert basert på antagelsen om at alle andre faktorer ville forbli uendret. Den estimerte økonomiske effekt vil avvike fra faktiske tall da det finansielle resultat også vil gjenspeile sammenhengen mellom disse forutsetningene.

#### Pensjonsmidler

Pensjonsmidlene knyttet til de ytelsesbaserte planene ble målt til virkelig verdi per 31. desember 2012 og 2011. Den langsiktige forventede avkastning på pensjonsmidlene tar utgangspunkt i en langsiktig risikofri rente justert for forventet langsiktig risikopremie for de respektive investeringsklasser. En risikofri rente (10-års norsk statsobligasjon har blitt ekstrapolert ved bruk av en rentekurve fra en annen valuta med lange observerbare renter) brukes som utgangspunkt for beregning av avkastning på pensjonsmidlene. Forventet avkastning på pengemarkedsplasseringer beregnes ved å trekke fra den forventede avkastning på obligasjoner. Basert på historiske data forventes aksjer og eiendom å gi en langsiktig avkastning utover avkastning i pengemarkedet.

Eiendommer eiet av Statoil Pensjon utgjør 2,1 milliarder kroner per 31. desember 2012 og 1,9 milliarder per 31. desember 2011 og disse blir leid ut til selskap i konsernet.

Statoil Pensjon investerer både i finansielle eiendeler og i eiendom. Forventet avkastning på eiendomsinvesteringer forventes å være mellom avkastningen på egenkapitalinstrumenter og avkastningen på obligasjoner. Tabellen nedenfor viser vektning av porteføljen og avkastningsforventing for finansporteføljen godkjent av styret i Statoil Pensjon for 2013. Porteføljevektningen i løpet av ett år vil avhenge av risikokapasitet.

(i %)	Pensjonsmidler på ulike investeringsklasser		Forventet porteføljevekt 1)		Avkastningsforventning
	2012	2011			
Egenkapitalinstrumenter	38,8	29,0	40,0	(+/-5)	x + 4
Obligasjoner	41,5	43,7	45,0	(+/-5)	x
Sertifikater	15,0	23,0	15,0	(+/-15)	x - 0,2
Eiendom	3,9	4,0			
Andre eiendeler	0,8	0,3			
Sum	100,0	100,0	100,0		

\* Intervallet i parentesene angir rammene for Statoil Kapitalforvaltning ASAs (forvalters) taktiske avvik i prosentpoeng. X i tabellen over representerer den langsiktige avkastningen på obligasjoner.

Forventet innbetaling vedrørende 2013 er estimert til 2,0 milliarder kroner.

## 21 Avsetninger

(i millioner kroner)	Avsetninger
Langsiktig andel 31. desember 2011	1 235
Langsiktige rentebærende avsetninger rapportert som obligasjoner, banklån og finansielle leieavtaler	24
Kortsiktig andel 31. desember 2011 rapportert som leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	1 857
Avsetninger 31. desember 2011	3 116
Nye eller økte avsetninger	2 483
Reversert ubrukt andel	-761
Beløp belastet mot avsetninger	-2 117
Omregningsdifferanser	-105
Avsetninger 31. desember 2012	2 616
Kortsiktig andel 31. desember 2012 rapportert som leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	1 292
Langsiktig andel 31. desember 2012	1 324

## 22 Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld

(i millioner kroner)	31. desember	
	2012	2011
Leverandørgjeld	13 422	20 004
Andre forpliktelses og påløpte kostnader	8 557	8 913
Leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskaper og andre nærstående parter	9 015	10 634
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	30 994	39 551

## 23 Obligasjoner, banklån, sertifikatlån og innkalt margin

(i millioner kroner)	31. desember	
	2012	2011
Innkalt margin	12 397	10 843
Kortsiktig andel av obligasjoner og bank lån	5 202	3 107
Kortsiktig andel av finansiell leasing	212	229
Obligasjoner, bank lån, sertifikatlån og innkalt margin	17 811	14 179
Vektet gjennomsnittlig rentesats (%)	1,01	1,22

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

Per 31. desember 2012 og 2011 hadde selskapet ingen kortsiktige trekk på tilgjengelige kreditt-fasiliteter.

## 24 Leieavtaler

Statoil ASA leier diverse eiendeler, i hovedsak skip og kontorbygg.

I 2012 utgjorde netto leiekostnad 2,2 milliarder kroner (1,9 milliarder kroner i 2011) hvorav minsteleie utgjorde 2,3 milliarder kroner (1,9 milliarder kroner i 2011). Det er ikke påløpt vesentlige beløp knyttet til betingede leiekostnader eller fremleie i noen av årene.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2012. Beløp knyttet til finansielle leieavtaler omfatter fremtidige betalinger for minsteleie for balanseførte eiendeler ved utgangen av 2012.

(i millioner kroner)	Operasjonelle leieavtaler	Operasjonelle fremleieavtaler	Finansielle leieavtaler		
			Minsteleie	Diskonterings-element	Nåverdi av minsteleie
2013	2 052	-141	293	-13	280
2014	1 594	-141	293	-25	268
2015	1 562	-141	293	-36	257
2016	1 480	-141	293	-48	245
2017	1 325	-141	293	-58	235
Deretter	9 528	-1 134	2 340	-791	1 549
Sum fremtidig minsteleie	17 541	-1 839	3 805	-971	2 834

I 2010 inngikk Statoil ASA en langsiktig kontrakt med Teekay relatert til offshore lasting og transport i Nordsjøen. Kontrakten dekker gjenværende levetid for gjeldende produserende felt og inkluderer ved årsslutt 2012 fem bøyelastere. Kontraktens nominelle verdi var cirka 5 milliarder kroner ved utgangen av 2012 og den anses som en operasjonell leieavtale.

Operasjonelle leieavtaler i tabellen over inkluderer fremtidig minimumsleie på 4,7 milliarder kroner knyttet til leie av to bygninger i Bergen, som eies av Statoil Pensjon, hvorav én er under bygging. Disse operasjonelle leieforpliktelsene, til en nærstående part, løper til 2034. 3,8 milliarder kroner av beløpet forfaller etter 2017.

Statoil ASA har 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.

Varige driftsmidler inkluderer følgende beløp for leieavtaler som er balanseført per 31. desember 2012 og 2011:

(i millioner kroner)	31. desember	
	2012	2011
Skip	3 688	3 970
Akkumulerte avskrivninger	-1 205	-1 096
Sum balanseført verdi	2 483	2 874

## 25 Andre forpliktelser

### Andre langsiktige forpliktelser

Statoil ASA har inngått forskjellige langsiktige avtaler om rørledningstransport i tillegg til andre former for transportkapasitet, samt terminal-, prosesserings-, lagrings-, entry/exit ("inngang og avgang") kapasitet. 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. 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 tabellen nedenfor hvis den kontraktuelle avtalte prisingen er av en art som kan eller vil avvike fra oppnåelige markedspriser for råvaren på leveransetidspunktet.

Selskapets 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 Statoil ASAs netto forpliktelse (brutto forpliktelse fratrukket beløp tilsvarende Statoils eierandel).

### Nominelle minimumsforpliktelser per 31. desember 2012:

(in millioner kroner)	
2013	10 177
2014	9 684
2015	10 154
2016	10 392
2017	10 436
Deretter	65 215
Sum	116 058

### Garantier

Selskapet har avgitt morselskapsgaranti til dekning av forpliktelser i datterselskaper med aktivitet i Algerie, Angola, Aserbajdsjan, Brasil, Canada, Columbia, Cuba, Færøyene, India, Iran, Irland, Libya, Mosambik, Nederland, Nigeria, Norge, Sverige, Storbritannia, Tyskland, USA og Venezuela. Selskapet har også avgitt kontragarantier i forbindelse med bankgarantier til datterselskaper i Angola, Belgia, Brasil, Canada, Colombia, Grønland, Indonesia, Mosambik, Nederland, Norge, Storbritannia, Sveits og USA.

### 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 datterselskap og andre egenkapitalkonsoliderte selskap*.

I løpet av 2012 er hoveddelen av den økonomiske eksponeringen knyttet til gassalgavtaler som inneholder prisrevisjonsklausuler, hvor motpart tidligere har krevd voldgift, blitt oppgjort på kommersielle vilkår uten vesentlig effekt på regnskapet.



Statoil ASA er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettssaker, og det finnes for tiden flere andre 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.

Samlet kjøp av olje og våtgass fra staten beløp seg til 96,6 milliarder kroner og 95,5 milliarder kroner i henholdsvis 2012 og 2011. Kjøp av naturgass fra staten vedrørende Tjeldbergodden metanolfabrikk beløp seg til 0,4 milliarder kroner i 2012 og 0,4 milliarder kroner i 2011. En vesentlig del av beløpet inkludert i linjen i Leverandørgjeld egenkapitalkonsoliderte selskap og andre nærstående parter i note 22 *Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld*, er skyldig beløp til staten for disse kjøpene.

I forbindelse med den ordinære virksomheten som omfatter rørledningstransport, lagring av gass og prosessering av petroleumsprodukter har Statoil ASA transaksjoner med enkelte selskaper der man også har eierinteresser. Slike transaksjoner gjennomføres basert på armlengde prinsippet og inkluderes i de relevante linjene i Resultatregnskapet.

Stavanger, 11. mars 2013

I STYRET FOR STATOIL ASA



SVEIN RENNEMO  
LEDER



GRACE REKSTEN SKAUGEN  
NESTLEDER



LILL-HEIDI BAKKERUD



BJØRN TORE GODAL



ROY FRANKLIN



LADY BARBARA JUDGE



EINAR ARNE IVERSEN



MARIA JOHANNA OUDEMAN



MORTEN SVAAN



JAKOB STAUSHOLM



BØRGE BRENDE



HELGE LUND  
KONSERNISJEF

# Revisjonsberetning

Til generalforsamlingen i Statoil ASA

## REVISORS BERETNING

### Uttalelse om årsregnskapet

Vi har revidert årsregnskapet for Statoil ASA, som består av selskapsregnskap og konsernregnskap. Selskapsregnskapet består av balanse per 31. desember 2012, resultatregnskap og kontantstrømoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne datoen, og en beskrivelse av vesentlige anvendte regnskapsprinsipper og andre noteopplysninger. Konsernregnskapet består av balanse per 31. desember 2012, resultatregnskap og oppstilling over innregnede inntekter og kostnader, oppstilling over endringer i egenkapitalen og kontantstrømoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne datoen, og en beskrivelse av vesentlige anvendte regnskapsprinsipper og andre noteopplysninger.

#### *Styrets og administrerende direktørs ansvar for årsregnskapet*

Styret og administrerende direktør er ansvarlig for å utarbeide årsregnskapet og for at det gir et rettviseende bilde i samsvar med regnskapslovens regler og god regnskapsskikk i Norge for selskapsregnskapet og i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU for konsernregnskapet, og for slik intern kontroll som styret og administrerende direktør finner nødvendig for å muliggjøre utarbeidelsen av et årsregnskap som ikke inneholder vesentlig feilinformasjon, verken som følge av misligheter eller feil.

#### *Revisors oppgaver og plikter*

Vår oppgave er å gi uttrykk for en mening om dette årsregnskapet på bakgrunn av vår revisjon. Vi har gjennomført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder International Standards on Auditing. Revisjonsstandardene krever at vi etterlever etiske krav og planlegger og gjennomfører revisjonen for å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon.

En revisjon innebærer utførelse av handlinger for å innhente revisjonsbevis for beløpene og opplysningene i årsregnskapet. De valgte handlingene avhenger av revisors skjønn, herunder vurderingen av risikoene for at årsregnskapet inneholder vesentlig feilinformasjon, enten det skyldes misligheter eller feil. Ved en slik risikovurdering tar revisor hensyn til den interne kontrollen som er relevant for selskapets utarbeidelse av et årsregnskap som gir et rettviseende bilde. Formålet er å utføre revisjonshandlinger som er hensiktsmessige etter omstendighetene, men ikke for å gi uttrykk for en mening om effektiviteten av selskapets interne kontroll. En revisjon omfatter også en vurdering av om de anvendte regnskapsprinsippene er hensiktsmessige og om regnskapsestimaterne utarbeidet av ledelsen er rimelige, samt en vurdering av den samlede presentasjonen av årsregnskapet.

Etter vår oppfatning er innhentet revisjonsbevis tilstrekkelig og hensiktsmessig som grunnlag for vår konklusjon.

#### *Konklusjon om selskapsregnskapet*

Etter vår mening er morselskapets årsregnskap avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettviseende bilde av den finansielle stillingen til Statoil ASA per 31. desember 2012 og av selskapets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoen i samsvar med regnskapslovens regler og god regnskapsskikk i Norge.

#### *Konklusjon om konsernregnskapet*

Etter vår mening er konsernregnskapet for Statoil ASA avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettviseende bilde av konsernets finansielle stilling per 31. desember 2012 og av konsernets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoen i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU.

### Uttalelse om øvrige forhold

#### *Konklusjon om årsberetningen og redegjørelsen om foretaksstyring*

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, mener vi at opplysningene i årsberetningen og redegjørelsen om foretaksstyring om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til disponering av resultatet er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

*Konklusjon om registrering og dokumentasjon*

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, og kontrollhandlinger vi har funnet nødvendig i henhold til internasjonal standard for attestasjonsoppdrag (ISAE) 3000 «Attestasjonsoppdrag som ikke er revisjon eller forenklet revisorkontroll av historisk finansiell informasjon», mener vi at ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av selskapets regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringskikk i Norge.

Stavanger, 11. mars 2013  
KPMG AS



Arne Frogner  
Statsautorisert revisor



Egbert Eeftink

# HMS-regnskap

HMS-regnskapet representerer et hovedelement i vår HMS-styring. Dette omfatter registrering, overvåking, vurdering og rapportering av relevante data.

HMS-indikatorer er etablert for å gi informasjon om historiske trender. Hensikten er å dokumentere kvantitativ utvikling over tid og bruke informasjonen i beslutningsprosessen for systematisk læring og forbedring.

Våre HMS-data samles inn av forretningsområdene og rapporteres til konsernledelsen og styret hvert kvartal. Dette omfatter rapportering på konsernnivå om våre kritiske prestasjonsindikatorer (KPIer), dvs personskadefrekvensen, frekvensen for alvorlige hendelser og utilsiktede utslipp (antall og volum). I tillegg utarbeider forretningsområdene mer spesifikke HMS-statistikker og -analyser som brukes i deres egen resultatstyring.

Rapporteringsgrensene for vårt HMS-regnskap er beskrevet i artikkelen "About the report" i "Annual report 2012" tilgjengelig på Statoil.com.

## Helse og arbeidsmiljø

Statoil går aktivt inn for å sikre et godt arbeidsmiljø for sine medarbeidere.

### Risikobasert helseovervåking

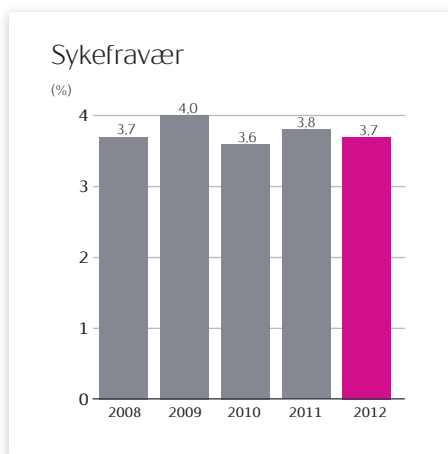
En forbedring av prosessen for risikobasert helseovervåking i Statoil har vært en hjørnestein i arbeidet med å forbedre risikostyringen for utsatte grupper i 2012. Dette omfattet etableringen av en risikobasert matrise for oppfølging av grupper, for å identifisere enkeltpersoner som er utsatt for risiko, som inneholder konkrete inkluderingskriterier. Det å sikre en velfungerende praksis for risikobasert helseovervåking er en forutsetning både for å finne risikodempende tiltak på gruppenivå og for å redusere konkret eksponering ved våre anlegg.

### Arbeidsrelatert sykdom

Systematisk overvåking er også en viktig mekanisme for å kartlegge tilfeller av arbeidsrelatert sykdom. Arbeidsrelatert sykdom (WRI) er en nøkkelindikator som brukes i Statoil for å opplyse om aspekter ved helse og arbeidsmiljø innenfor resultatstyring på HMS. Vi analyserer og følger opp tilfeller av arbeidsrelatert sykdom for våre ansatte. Arbeidsrelatert sykdom er en sykdom som er eller kan være forårsaket av arbeidet eller forholdene på arbeidsplassen.

En analyse av data som Statoil har samlet inn for arbeidsrelatert sykdom viser at to av de mest vanlige typene er redusert hørsel som følge av støyeksposering og muskel- og skjelettplager. Denne analysen er benyttet til å angi satsingsområder for 2012.

Når det gjelder muskel- og skjelettplager er risikovurderingsverktøyet ErgoRisk benyttet for å vurdere potensielt skadelige manuelle operasjoner på utvalgte steder i 2012, og det er også gjort oppfølging av ergonomi på arbeidsplassen på utvalgte kontorsteder.



### Sykefravær

**Definisjon:** Antall timer med sykefravær i prosent av planlagte arbeidstimer (ansatte i Statoil ASA) (1).

**Utvikling:** Sykefraværet gikk ned fra 3,8 % i 2011 til 3,7 % i 2012 (1).

(1) I rapporten for fjerde kvartal oppga Statoil et sykefravær på 3,6 %. På grunn av forsinket registrering av sykefravær i 2012 er dette tallet endret til 3,7 %.

### Støy

I 2012 ble det lagt større vekt på reduksjon av støy knyttet til konstruksjon og produksjon i selskapet. Dette vil fortsatt være et viktig satsingsområde i 2013, hvor vi også vil samarbeide med kontraktører for å redusere støybelastningen. Konkrete tiltak i 2012 for å redusere risikoen for støy-induserte hørselsskader har blant annet vært en videreføring av prosjekter som skal kartlegge, vurdere og håndtere støy ved Statoils offshore-installasjoner på norsk kontinentalsokkel.

Vi har fortsatt gjort erfaringer, verktøy og utviklet kunnskap tilgjengelig for olje- og gassindustrien via det tredelte støyprosjektet som er igangsatt av Petroleumstilsynet og Sikkerhetsforum, og ledes av interesseorganisasjonen Norsk olje og gass. Blant annet ble en støykalkulator som ble utviklet av Statoil gjort tilgjengelig for olje- og gassindustrien i 2012. Statoil har også fortsatt finansieringen av to forskningsprosjekter på støy, om hørselsvern og støyeksposering.

### Kjemisk eksponering

Blant aktivitetene i 2012 knyttet til håndtering av helserisiko ved kjemisk eksponering, etablerte vi et register for enkeltpersoner som er eksponert for kjemikalier som kan forårsake kreft, mutasjoner og skader på reproduksjon (CRM). Dette ble gjort i samarbeid med Arbeidstilsynet. Det ble også gjennomført en kampanje rettet mot kontraktører i 2012 for å øke kunnskapen om en prosess for styring av risiko knyttet til kjemikalier.

### Psykososialt arbeidsmiljø

Det psykososiale arbeidsmiljøet var fortsatt et viktig satsingsområde i 2012. Arbeidsbelastning og psykososiale risikofaktorer er fulgt opp på tvers av selskapet, og vi hadde bred iverksetting av en risikoindikator for psykososialt miljø (PRI). PRI gir informasjon som gjør at Statoil kan finne og iverksette tiltak som skal forebygge psykososiale problemer.

Det ble også gjennomført flere programmer og arbeidsmøter med mål om å lære ledergrupper opp i hvordan de kan håndtere arbeidsbelastning for sine medarbeidere. I 2012 videreførte Statoil sin deltakelse i et prosjekt finansiert av Europakommisjonen, som skal utvikle et rammeverk for psykososial risikostyring på arbeidsplassen (PRIMA-EF). Vi fortsatte også utveksling av våre interne erfaringer med Verdens helseorganisasjon (WHO) i forbindelse med WHOs initiativ om å utvikle et globalt rammeverk for god helse på arbeidsplassen.

## Beredskap og sikkerhet

**Sikkerhetsledelsenes fokusområder blir informert ved å analysere våre egne hendelser og de som skjer i hele olje- og gassindustrien. Vårt risikobilde utvikler seg nasjonalt og internasjonalt i tråd med vår økende globale tilstedeværelse og fotavtrykk.**

### Sikkerhetsstyring

Vårt fokus på å analysere våre egne hendelser sammen med de som skjer i hele olje- og gassindustrien gir en dynamisk tilnærming til sikkerhetsstyring.

I 2012 fokuserte vi hovedsakelig på følgende områder innen sikkerhetsstyring:

- Risikostyring for å hindre storulykker (for mer informasjon, se artikkelen HSE and climate i kapitlet Policy and principles)
- Bakenforliggende årsaker til hendelser
  - Brønnkontrollhendelser
  - Olje- og gasslekkasjer
  - Svakheter i tekniske sikkerhetsbarrierer
  - Tiltak for preventivt vedlikehold
- Fallende gjenstander
- Styring av sikkerhetsrisiko

Videre utvikling og innføring av programmet om HMS-kultur og -læring, som er rettet mot oppfølgingstiltak etter Gullfaks C-hendelsen i 2010, var også et prioritert område i 2012, som beskrevet i artikkelen HSE and climate under Policy and principles.

Vi analyserer data for å vurdere effektiviteten av tiltakene vi iverksetter, og vi arbeider for å øke våre kunnskaper om hvordan hendelser kan utvikle seg ved å kartlegge de bakenforliggende årsakene. En evaluering av disse årsakene kan brukes som grunnlag for flere forbedringstiltak.

### Sikkerhetsindikatorer

Statoil bruker en frekvens for alvorlige hendelser (SIF) som en kritisk prestasjonsindikator (KPI) for overvåking av HMS-resultater. Denne KPI kombinerer både reelle konsekvenser av hendelser og potensialet for at hendelser kan utvikle seg til alvorlige hendelser eller storulykker.

I 2012 arbeidet Statoil videre internt og med myndigheter og industrielle organisasjoner, som for eksempel the International Association of Oil and Gas Producers, for å identifisere eventuelle ledende indikatorer for våre sikkerhetsresultater som gir et tidlig varsel om økt risiko. I forbindelse med dette arbeidet begynte Statoil å overvåke følgende i 2012: brønnkontrollhendelser, olje- og gasslekkasjer, svakheter i tekniske sikkerhetsbarrierer og aktiviteter innen preventivt vedlikehold.

### Brønnkontrollhendelser

Statoil har kjørt et program med tiltak de siste årene som har som mål å øke risikostyringen innen brønnkontrollhendelser. Disse tiltakene omfatter brønnkonstruksjon.

Våre resultater for 2012 indikerer en betydelig reduksjon i antall brønnkontrollhendelser siden 2010, til tross for et tilsvarende høyt produksjons- og leteboringsnivå. Antall brønnkontrollhendelser ble redusert fra 8 i 2010 til 0 i 2011, og deretter steg tallet til 1 i 2012.

### Olje- og gasslekkasjer

En rekke tiltak er blitt innført for å styrke våre resultater innen olje- og gasslekkasjer. Dette omfatter tiltak som gjelder vår evne til å opprettholde primær begrensning av utslipp og gi opplæring i rutiner for arbeid på trykksatte systemer.

Våre resultater i 2012 viser en nedgang i antall registrerte alvorlige olje- og gasslekkasjer fra 15 i 2011 til 8 i 2012.

### Tekniske sikkerhetsbarrierer og preventivt vedlikehold

Vi erkjenner at integriteten til tekniske sikkerhetsbarrierer er viktig for å styre risiko med tanke på storulykker. Vi har innført et program for styring av teknisk integritet (technical integrity management programme, TIMP) på de fleste anlegg der Statoil er operatør. Dette systemet gir en oppdatert, omfattende, systematisk og lett tilgjengelig oversikt over anleggsintegriteten for operatører, ingeniører og ledergrupper.

Det gjennomføres uavhengige kontroller av den tekniske tilstanden om lag hvert femte år på hvert anlegg. De brukes til å kontrollere at de jevnlig TIMP-vurderingene gjenspeiler driftsstatus og at anleggsintegriteten opprettholdes på tilstrekkelig høyt nivå. I Norge gir Petroleumstilsynet ut en årsrapport om tilstanden til de tekniske sikkerhetsbarrierene for alle operatører på norsk sokkel, inkludert Statoil. Rapporten som ble utgitt i 2012 bekreftet at barriereresultatene på norsk sokkel var på et akseptabelt nivå, og blir stadig bedre.

### Fallende gjenstander

En analyse av våre SIF-data for 2012 viser at fallende gjenstander utgjør om lag halvparten av de rapporterte hendelsene. Siden slike hendelser har potensial til å forårsake alvorlig personskade eller dødsfall, erkjenner Statoil at det må fortsatt fokuseres på slike hendelser i årene framover. Ved begynnelsen av 2012 opplevde deler av selskapet en bekymringsfull økning i antall hendelser som involverte fallende gjenstander. Det ble iverksatt nye tiltak på forskjellige nivåer i organisasjonen.

### Sikkerhet

Statoils risikobilde utvikler seg både i Norge og internasjonalt med vår stadig større globale tilstedeværelse og vårt fotavtrykk. I kjølvannet av terrorangrepet 22. juli 2011 ble Statoils evne og kapasitet til å reagere på alvorlige sikkerhetsangrep evaluert av en gruppe interne sikkerhets- og beredskapsspesialister. Gjennomgangen konkluderte med at organisasjonen hadde en robust og kvalifisert beredkapsorganisasjon, men den fant også forbedringsområder. Oppfølgingsaktiviteter er blitt gjennomført i løpet av 2012, med fokus på justeringer av styringssystemer, analyse av politisk og sikkerhetsrelatert etterretning, styrking av fysiske sikkerhetstiltak, og begrensning av potensielle svakheter med hensyn til personell- og informasjonssikring.

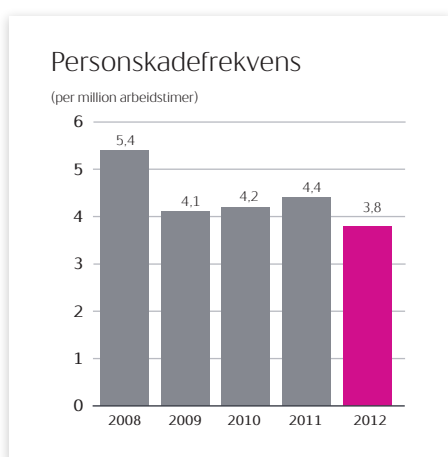
Den 16. januar 2013 ble Statoil, sammen med våre samarbeidspartnere BP og Sonatrach, rammet av et terrorangrep på gassproduksjonsanlegget In Amenas i Algerie. Fem avholdte og kjære Statoil-kolleger mistet livet i angrepet. Tolv av våre ansatte klarte å komme seg i sikkerhet. En analyse og oppfølging av denne hendelsen vil være en viktig sikkerhetsprioritering i 2013.

### Konsernets kritiske prestasjonsindikatorer (KPI)

2012 stod våre operasjoner for 138,7 millioner arbeidstimer (inkludert leverandører). Disse arbeidstimerne danner grunnlaget for frekvensindikatorerne i vårt HMS-regnskap.

### Dødsfall

I løpet av 2012 var det ikke registrert noen dødsfall blant våre ansatte og leverandører. Se kapitlet Frekvensen for alvorlige hendelser nedenfor.



### Personskadefrekvens

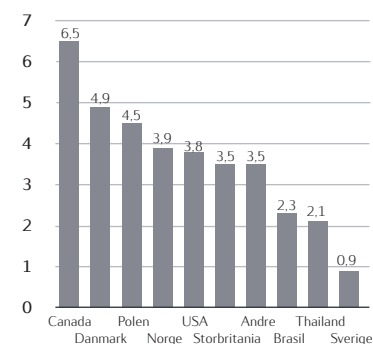
**Definisjon:** Antall dødsfall, fraværsskader, tilfeller av alternativt arbeid og andre skader som krever behandling fra kvalifisert helsepersonell pr. million arbeidstimer.

**Utvikling:** Personskadefrekvensen pr. million arbeidstimer gikk ned fra 4,4 i 2011 til 3,8 i 2012.

En nærmere analyse viser at personskadefrekvensen for våre leverandører var 4,3 i 2012 sammenlignet med 5,1 i 2011, og blant Statoil-ansatte var frekvensen 2,7 i 2012 sammenlignet med 3,3 i 2011.

## Personskedefrekvens per land i 2012

(per million arbeidstimer)



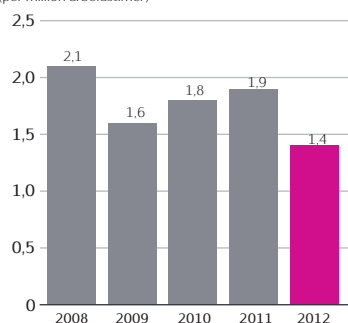
### Personskedefrekvens pr. land

**Definisjon:** Antall dødsfall, fraværsskader, tilfeller av alternativt arbeid og andre skader som krever behandling fra kvalifisert helsepersonell pr. million arbeidstimer pr. land. Land med mindre enn 1 million arbeidstimer i 2012 er inkludert i kategorien "Andre".

**Utvikling:** Personskadefrekvensen per land varierte i hele vår portefølje. Våre operasjoner i Canada hadde den høyeste personskadefrekvensen, der det største bidraget kom fra vår borevirksomhet der om vinteren.

## Fraværskadefrekvens

(per million arbeidstimer)



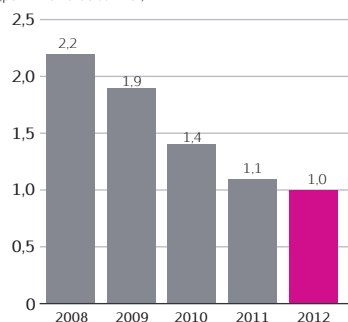
### Fraværskadefrekvens

**Definisjon:** Antall dødsfall og fraværsskader pr. million arbeidstimer.

**Utvikling:** Fraværsskadefrekvensen (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) gikk ned fra 1,9 i 2011 til 1,4 i 2012. Frekvensen for Statoil-ansatte gikk ned fra 1,9 i 2011 til 1,4 i 2012, mens for våre leverandører gikk resultatet ned fra 1,9 i 2011 til 1,4 i 2012.

## Alvorlig hendelsesfrekvens

(per million arbeidstimer)



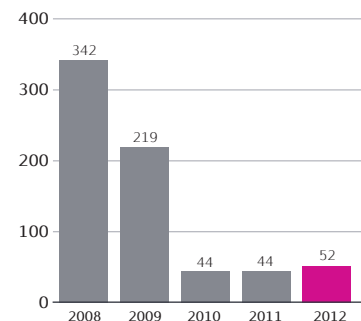
### Frekvensen for alvorlige hendelser (SIF)

**Definisjon:** Antall alvorlige hendelser (inkludert tilløp) pr. million arbeidstimer. En uønsket hendelse er en hendelse eller et hendelsesforløp som har forårsaket, eller kunne ha forårsaket, personskafe, sykdom og/eller skade på/tap av materiell, miljø eller tredjepart. Matriser for kategorisering er etablert, der alle uønskede hendelser kategoriseres etter alvorlighetsgrad. Dette danner grunnlaget for oppfølging i form av varsling, gransking, rapportering, analyse, erfaringsoverføring og forbedring.

**Utvikling:** Frekvensen for alvorlige hendelser (Statoil-ansatte og leverandører inkludert) gikk ned fra 1,1 i 2011 til 1,0 i 2012. Det var ingen dødsfall i 2012. En analyse av våre SIF-data for 2012 viser at fallende gjenstander står for om lag halvparten av hendelsene som er rapportert (se kapitlet Fallende gjenstander ovenfor).

## Oljeutslipp

(kubikkmeter)



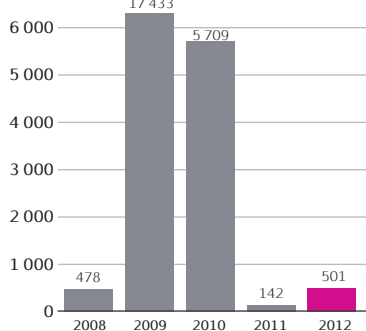
### Oljeutslipp

**Definisjon:** Utsiktede oljeutslipp til ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet (i m<sup>3</sup>). Alle utsiktede utslipp til ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet inngår i figuren.

**Utvikling:** Antall utsiktede utslipp var 306 i 2012 mot 376 i 2011. Volumet økte fra 44 kubikkmeter i 2011 til 52 kubikkmeter i 2012. Hovedårsaken til den registrerte nedgangen i antall oljeutslipp i 2012 var at data fra Statoil Fuel and Retail (SFR) ikke var inkludert fra 1. juli 2012, på grunn av salget av dette selskapet (30. juni 2012). SFR-data stod for et høyt antall utslipp med små volum. Hovedårsaken til totalvolumet for 2012 var to hendelser i vår Bakken-virksomhet, med et samlet registrert volum på 21 kubikkmeter.

## Andre utslipp

(kubikkmeter)



### Andre utslipp

**Definisjon:** Andre utsiktede utslipp til ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet (i m<sup>3</sup>). Alle utsiktede utslipp av kjemikalier, produsert vann, ballastvann og forurenset vann som når ytre miljø fra Statoil-operert virksomhet inngår i figuren. Vi gjør oppmerksom på at tidligere presenterte tall for 2011 er blitt oppdatert på grunn av en systemfeil som førte til at utslipp av monoetylglycol (MEG) ikke var med i 2011-regnskapet. Tall på konsernnivå fra og med 2009 er verifisert av eksterne revisorer.

**Utvikling:** Antall andre utsiktede utslipp var 180 i 2012 mot 149 i 2011. Volumet i 2012 var 501 m<sup>3</sup> mot 142 m<sup>3</sup> i 2011. Flere utslipp av skummiddel påvirket resultatene for 2012. Vi har iverksatt en kampanje for å undersøke slike utslipp i 2013.



## Miljø og klima

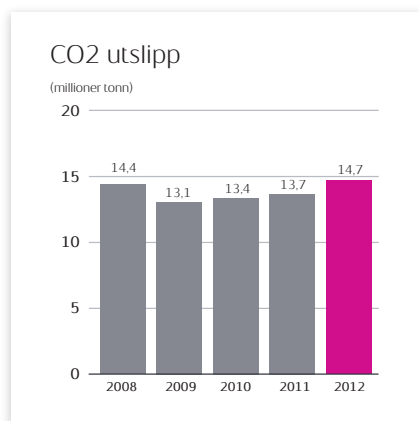
Vi har fem hovedperspektiver for styring av våre miljøresultater - konsultativ risiko- og konsekvensstyring, å forebygge forurensing, bærekraftig ressursbruk, beskyttelse av det naturlige miljøet og å begrense klimaendringer.

De Statoil-opererte aktivitetene som har hatt størst betydning for våre miljøresultater som helhet i 2012 var produksjons- og prosessanleggene i Danmark og Norge, våre produksjonsinstallasjoner offshore på den norske sokkelen og i Brasil, vår oljesandvirksomhet på land i Canada og vår skifervirksomhet i USA.

2012 er det første året det foreligger produksjonsrapportering for hele året både for skifervirksomheten på land i Bakken i USA og for oljesandvirksomheten i Leismer i Canada. Innvirkningen dette har på selskapets miljøresultater diskuteres i analysen som omhandler de aktuelle miljøindikatorerne nedenfor.

### Selskapets sentrale miljøindikatorer

Våre viktigste miljø- og klimaregulatorer og aktiviteter i 2012 er skissert nedenfor, der miljødata for vår planlagte virksomhet er sammenstilt og analysert. Se *Om rapporten / About the report* for ytterligere opplysninger om begrensningene for rapporteringen.



### CO2-utslipp

**Definisjon:** Totalt utslipp av karbondioksid (CO<sub>2</sub>) i millioner tonn fra Statoil-operert virksomhet. CO<sub>2</sub>-utslipp omfatter CO<sub>2</sub> fra energi- og varmeproduksjon, faking (inkluderer brønntesting/brønnprensning), restutslipp fra CO<sub>2</sub>-fangst og renseanlegg, samt prosessutslipp.

**Utviklinger:** CO<sub>2</sub>-utslipp økte fra 13,7 millioner tonn i 2011 til 14,7 millioner tonn i 2012.

Kraftproduksjon står for ca. 90 % av konsernets totale CO<sub>2</sub>-utslipp.

Omtrent 600 000 tonn av økningen forklares gjennom en nettoøkning i produksjonsvolum i 2012.

Det største enkeltbidragene til utslippene utgjør Statoils nye skifervirksomhet i Bakken i USA, som står for ca. 400 000 tonn.

De 156 000 tonnene CO<sub>2</sub> fra vår virksomhet på norsk sokkel utgjør den største nettooppgangen i CO<sub>2</sub>-utslipp i forbindelse med økt produksjon. Denne nettoøkningen var et resultat av summen av produksjonsøkninger og -reduksjoner for alle innretningene på sokkelen. Innretningene som bidro mest til disse økningene var Snøhvit og Gullfaks, som sammen sto for en økning på 240 000 tonn i CO<sub>2</sub>-utslipp. På den annen side kunne omtrent halvparten av våre andre innretninger på norsk sokkel skilte med en nedgang i CO<sub>2</sub>-utslipp, og de hadde en tilsvarende nedgang i produksjon sammenliknet med 2011. Sleipner sto for den største nedgangen (ca. 60 000 tonn).

Våre produksjons- og prosesseringsutslipp økte. Den største bidragsyteren til denne oppgangen var Mongstad-anlegget, der recalibrering av målingene for avgassutslippene økte CO<sub>2</sub>-utslipp med 184 000 tonn.

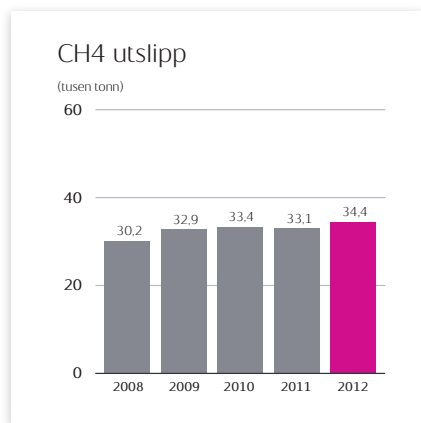
I 2012 gikk utslippene fra vår internasjonale virksomhet opp som følge av økt produksjon, hovedsakelig ved Leismer i Canada. Her førte en oppgang i dampproduksjon til en økning i CO<sub>2</sub>-utslipp på ca. 88 000 tonn.

### Sentrale aktiviteter i 2012:

I 2012 arbeidet vi med følgende nøkkelinier for å minske CO<sub>2</sub>-utslipp på tvers av hele selskapet - aktiviteter som det arbeides videre med:

- **Indikator for reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp:** Opprettelse av en ny indikator for å måle nedgangen i CO<sub>2</sub>-utslipp på konsernnivå. Indikatoren måler hvor mange tonn CO<sub>2</sub>-utslippene har falt som følge av målrettede prosjekter som gjennomføres for Statoil-opererte aktiva. Hensikten er at denne indikatoren i fremtiden skal brukes for å måle hvor langt vi har kommet i arbeidet for å nå våre segment-baserte målsettinger for karbonintensitet for 2020 (se over).
- **Prosjekter for energieffektivisering:** I 2012 fortsatte vi å fokusere vårt arbeid på forbedret energieffektivitet i vår virksomhet. Dette inkluderer implementering av energieffektiviseringsplaner for alle våre innretninger på norsk sokkel, og skal sørge for at vi oppnår våre mål i forbindelse med Konkraft 2020. Dette kommer til å innebære at det gjennomføres energieffektiviseringsprosjekter på norsk sokkel tilsvarende 800 000 tonn CO<sub>2</sub>. Innen slutten av 2012 var Statoil 520 000 tonn nærmere det definerte målet for CO<sub>2</sub>-reduksjon. Fremover forventer vi at våre energieffektiviseringsplaner for vår virksomhet på havbunnen på Åsgard og Gullfaks vil bli viktige bidrag på vei mot målsettingen, som er Konkraft 2020.
- **FoU-samarbeid med Heavy Oil Technology Centre i Canada og vår tungolje-gruppe i Norge:** FoU-arbeidet har fokus på å utvikle de tekniske løsningene vi trenger for å oppnå vårt mål om å redusere CO<sub>2</sub>-intensiteten med henholdsvis 25 % innen 2020 og 40 % innen 2025 for vår oljesandvirksomhet, som beskrevet i studien *Canadian oil sands*.
- **Energieffektive transportløsninger innenfor skipsfart:** Blant de konkrete skrittene tatt i 2012 var inngåelse av avtalen om kutt i CO<sub>2</sub>-utslipp med Mærsk, og kontraktsundertegnelse for nybygging av energieffektive skip til bruk i selskapets virksomhet på norsk sokkel i fremtiden (se *HSE and climate - HMS og klima*).
- **Initiativ for reduksjon av faking, se Metanutslipp og Utslipp fra faking, nedenfor.**

I 2011 bestemte og offentliggjorde Statoil segmentvise målsettinger for karbonintensitet, **2020 carbon intensity targets**. For ytterligere opplysninger om målsettingene for våre forretningsområder, se artikkelen *Our approach/HSE and climate - Vår tilnærming/HMS og klima* samt *Climate landing page* på Statoil.com.



#### Metanutslipp (CH4)

**Definisjon:** Totalt utslipp av metan (CH4) fra Statoil-operert virksomhet i tusen tonn. CH4-utslipp omfatter CH4 fra energi- og varmeproduksjon på Statoils egne anlegg, faking (inkludert brønntesting/brønnopprensning), kaldventilering, diffuse utslipp, samt lagring og lasting av råolje. Tall på konsernnivå fra og med 2009 er verifisert av eksterne revisorer.

**Resultater 2012:** Det var en økning i metanutslipp i 2012, fra 33 100 tonn i 2011 til 34 400 tonn i 2012. Det største enkeltstående bidraget til denne økningen utgjorde den nye skifervirksomheten på land i Bakken (ca. 2600 tonn i forbindelse med faking).

#### Sentrale aktiviteter i 2012:

I 2012 fortsatte vi vårt samarbeid i *Global Methane Initiative (GMI)* og arbeidet med å utvikle vår metanstrategi. Denne skal innbefatte tydelige målsettinger for selskapet mht. metanutslipp.

For ytterligere opplysninger om våre initiativ for reduksjon av faking, se "Utslipp fra faking", nedenfor.

#### Utslipp fra faking

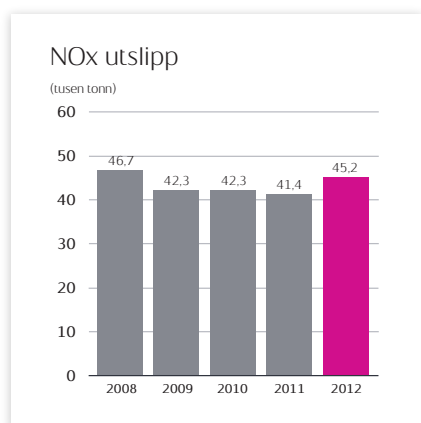
Hovedkildene til Statoil-operert virksomhets utslipp ut i atmosfæren er kraftproduksjon, faking og ventilering. Konsernets CO<sub>2</sub>-utslipp fra faking økte fra 1,2 millioner tonn i 2011 til 1,4 millioner tonn i 2012. Den nye skifervirksomheten i Bakken, USA, utgjorde det største enkeltstående bidraget til denne økningen.

Når det gjelder vår virksomhet i Bakken, har vi rettet vår oppmerksomhet spesielt mot reduksjon av faking. Konkret har dette i 2012 ført til at vi har utarbeidet et veikart for reduksjon av faking for Bakken. Dette vil føre til forbedringer, både med hensyn til energieffektivisering og reduksjon av faking (se studien *Shale gas and tight oil*).

#### Sentrale aktiviteter i 2012:

- **Intensitetsmål for faking:** I 2012 ble det etablert en målsetting om at maksimal intensitet for faking skal være 2 tonn gass faklet per 1000 tonn produserte hydrokarboner (oljefat-ekvivalenter). Målsettingen for faking er basert på prinsippet om operasjonell kontroll. I fremtiden skal resultatene rapporteres årlig og sammenholdes med målsettingen. Per dags dato innfrir vi våre målsettinger når det gjelder faking, men etter hvert som konsernet vokser internasjonalt regner vi med at det vil bli utfordrende å opprettholde et lavt nivå på faking.
- **Veikartet for reduksjon av faking - Bakken:** Tiltak som er iverksatt ved våre anlegg i Bakken (se studien *Shale gas and tight oil*).

Prosjektet *World Bank Global Gas Flaring Reduction (GGFR) initiative*: Vi fortsetter som finansieringspartner.



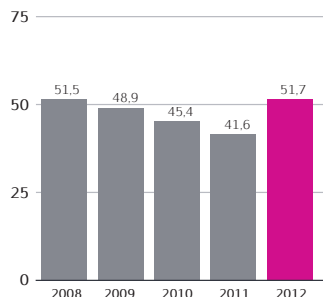
#### NOx-utslipp

**Definisjon:** Total utslipp av nitrogenoksider (NOx) fra Statoil-operert virksomhet i tusen tonn. Nitrogenoksidutslipp inkluderer nitrogenoksider fra energi- og varmeproduksjon ved våre egne anlegg, produkttransport, faking (inkludert brønntesting/brønnopprensning) og renseanlegg.

**Resultater 2012:** NOx-utslipp hadde en vesentlig økning fra 41 400 tonn i 2011 til 45 200 tonn i 2012. Denne økningen er i all hovedsak en følge av at det benyttes diesel på våre nye skiferanlegg i Bakken.

### nmVOC utslipp

(tusen tonn)



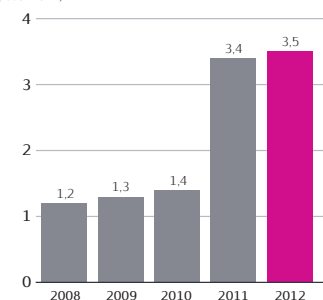
### Flyktige organiske forbindelser uten metan (nmVOCer)

**Definisjon:** Total mengde flyktige organiske forbindelser uten metan (nmVOCer) i tusen tonn sluppet ut i atmosfæren fra Statoil-operert virksomhet. Dette inkluderer utslipp av nmVOCer fra energi- og varmeproduksjon, transport av produkter, faking (inkludert brønntesting/brønnoopprensning), kaldventilering, diffuse utslippskilder, lagring og lastning av råolje og råoljeprodukter, kombinert med restutslipp fra gjenvinningsanlegget for nmVOC. Tall på konsernnivå fra og med 2011 er verifisert av eksterne revisorer.

**Resultater 2012:** nmVOC-utslipp økte vesentlig, fra 41 600 tonn i 2011 til 51 700 tonn i 2012. Bakken står for brorparten av denne økningen (8 500 tonn). De gjenstående utslippøkningene kommer fra våre produksjons- og prosesseringsanlegg.

### SOx utslipp

(tusen tonn)



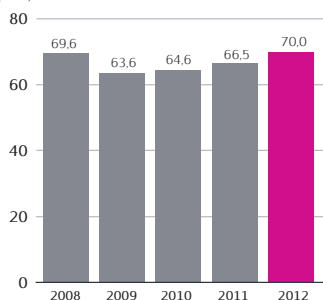
### SOx-utslipp

**Definisjon:** Total mengde svoveloksider (SOx) i tusen tonn sluppet ut i atmosfæren fra Statoil-operert virksomhet. Dette inkluderer utslipp av SOx fra energi- og varmeproduksjon og faking (inkludert brønntesting/brønnoopprensning). Tall på konsernnivå fra og med 2011 er bekreftet av eksterne revisorer.

**Resultater 2012:** Utslipp av svoveloksider viste en liten økning fra 3 400 tonn i 2011 til 3 500 tonn i 2012. Dette er en følge av den nye skifervirksomheten på land i USA (Bakken) og økte produksjonsnivåer på Peregrino-feltet i Brasil. Hovedårsaken for den trinnvise økningen i SOx-utslipp siden 2010 er anskaffelsen av Peregrino, hvor diesel brukes som energikilde. Statoil oppnådde en nedgang i SOx-utslipp på flere av våre andre installasjoner. Den mest betydelige nedgangen ble oppnådd ved vårt produksjons- og prosesseringsanlegg i Danmark (Kalundborg).

### Energiforbruk

(TWh)



### Energiforbruk

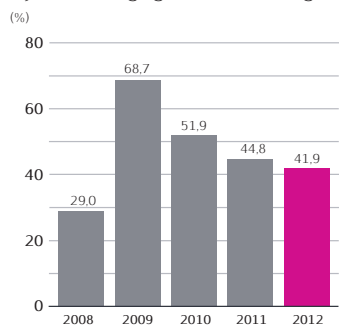
**Definisjon:** Totalt energiforbruk i TWh for Statoil-operert virksomhet. Energiforbruk omfatter energi fra kraft- og varmeproduksjon basert på forbrenning, ubrukt energi fra faking (inkludert brønntesting/brønnoopprensning og ventilering), energi som er solgt/levert til tredjeparter og bruttoenergi (elektrisk kraft og varme) importert fra leverandører.

**Resultater 2012:** Totalt energiforbruk økte fra 66,5 TWh i 2011 til 70 TWh i 2012. Energiforbruk økte innenfor alle forretningsområder. Den største økningen skyldes kjøp av Bakken og økninger i forbindelse med produksjon på norsk sokkel.

### Sentrale aktiviteter i 2012:

I 2012 arbeidet vi med energieffektiviseringsprosjekter i vår virksomhet, og hadde fokus på energieffektiv transport og skipsfart, i likhet med det som er beskrevet under CO<sub>2</sub>-utslipp.

### Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall

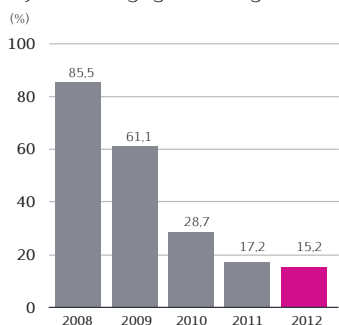


### Gjenvinning av ikke-farlig avfall

**Definisjon:** Gjenvinningsgraden for ikke-farlig avfall omfatter ikke-farlig avfall fra Statoil-operert virksomhet og angir mengden ikke-farlig avfall som gjenvinnes som en andel av total mengde ikke-farlig avfall. Mengden ikke-farlig avfall som gjenvinnes er den totale mengden ikke-farlig avfall fra anleggets virksomhet som er blitt levert til gjenbruk, resirkulering eller forbrenning med energiutnyttelse.

**Resultater 2012:** Gjenvinningsgraden for ikke-farlig avfall sank fra 44,8 % i 2011 til 41,9 % i 2012. Avfall generert ved Bakken-innretningen er ikke inkludert i 2012-statistikken for gjenvinning av avfall.

### Gjenvinningsgrad farlig avfall



### Gjenvinning av farlig avfall

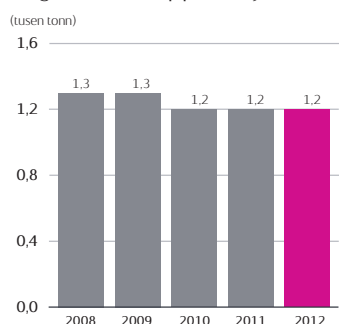
**Definisjon:** Gjenvinningsgraden for farlig avfall omfatter farlig avfall fra Statoil-operert virksomhet og angir mengden farlig avfall som gjenvinnes som en del av den totale mengden farlig avfall. Farlig avfall til gjenvinning er total mengde farlig avfall fra anleggets virksomhet som resirkuleres, går til gjenbruk eller forbrennes med energiutnyttelse (total mengde farlig avfall eksklusiv farlig avfall sendt til godkjent deponi). Tall på konsernivå fra og med 2009 er verifisert av eksterne revisorer.

**Resultater 2012:** Gjenvinningsgraden for farlig avfall gikk ned fra 17,2 % i 2011 til 15,2 % i 2012. Den samlede nedgangen i gjenvinningsgraden i løpet av de siste fem årene er et resultat av at Statoil har valgt å omdefinere sine utslipp av vann til sjø fra landbaserte renseanlegg for farlig avfall. Tidligere ble slike utslipp definert som gjenvunnet. De blir nå klassifisert som avfall. Avfall generert ved Bakken-innretningen er ikke inkludert i 2012-statistikken for gjenvinning av avfall.

### Avfall på oljefelt

Bakken-virksomheten vår førte til 250 000 tonn såkalt ikke-farlig avfall på oljefelt i 2012 [1]. Dette representerte om lag 48 % av det samlede volumet av farlig og ikke-farlig avfall fra selskapets virksomhet i 2012, og bidro dermed til en betydelig økning i det samlede avfallsvolumet.

### Regulære utslipp av olje til vann



### Oljeutslipp til vann

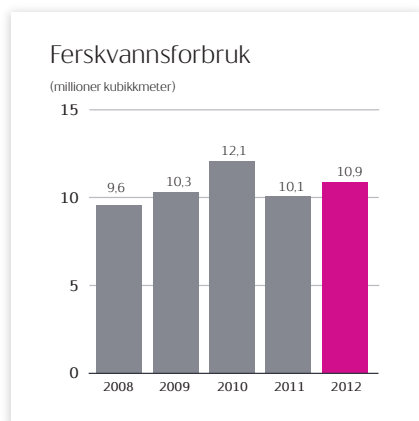
**Definisjon:** Regulære utslipp av olje til vann i tusen tonn er total mengde olje via regulerte eller kontrollerte utslipp til vannmiljø (både ferskvannsresipienter og sjø) fra Statoil-operert virksomhet. [2]

**Resultater 2012:** Mengden regulære utslipp av olje til vann er har vært stabil, og var på samme nivå i 2012 som i 2011 (1 200 tonn).

Hovedkilden til oljeutslipp til vann er restoljen i produsert vann sluppet ut til sjøs fra våre innretninger offshore på norsk sokkel. Dette utgjør ca. 99 % av utslippenes totale omfang.

### Sentrale aktiviteter i 2012:

Vårt FoU-program videreføres. Programmet fokuserer på å redusere mengden restolje i våre utslipp av produsert vann (se artikkelen *HSE and climate*).



#### Forbruk av ferskvann

**Definisjon:** Totalt forbruk av ferskvann i millioner m<sup>3</sup>. Dette inkluderer vann fra offentlige anlegg, brønner (inkludert reservoarer), innsjøer, bekker, elver og kjøpt ferskvann fra Statoil-operert virksomhet. Ferskvann produsert fra saltvann på anlegg/innretninger inngår ikke. [2]

**Resultater 2012:** Totalt forbruk av ferskvann økte fra 10,1 millioner m<sup>3</sup> i 2011 til 10,9 millioner m<sup>3</sup> i 2012.

Vår produksjons- og prosesseringsvirksomhet i Danmark og Norge står for størsteparten av vårt totale forbruk av ferskvann, ca. 70 % av det totale ferskvannsförbruket på konsernbasis i 2012. Målsettingen for ferskvannsförbruk for disse virksomhetene har vært på samme nivå de siste fem årene. Man har etablert en målsetting om å ikke overskride dagens forbruk. Dette målet har vært basert på det faktum at ferskvannressursene er rikelige på de stedene der disse anleggene befinner seg.

Vår virksomhet onshore i USA og Canada står for mesteparten av vårt samlede forbruk av ferskvann. Anskaffelsen av vår skifervirksomhet i Bakken økte konsernets forbruk av ferskvann i 2012 med ca. 1,6 millioner m<sup>3</sup>. Aktivitetene forbundet med fracking har størst forbruk av ferskvann.

Det totale forbruket av ferskvann ved vår oljesandvirksomhet var på ca. 0,49 million m<sup>3</sup> i 2012. Omtrent 74 % av dette ferskvannet (0,36 millioner m<sup>3</sup>) ble benyttet i produksjon av bitumen ved vårt Leismer-anlegg. Ferskvannet som gjenstår ble benyttet i borevirksomheten og på camp. Forbruk av ferskvann ved Leismer-anlegget ble redusert med ca. 11 % sammenliknet med 2011. Ytterligere opplysninger om vår oljesandvirksomhet vil forefinnes i *2012 Oil Sands Report*\*.

#### Sentrale aktiviteter i 2012:

- Oljesandvirksomhet: Vi videreutviklet vårt FoU-program som har som mål å nå vårt langsiktige mål om en reduksjon på 45 % i vannintensitet i løpet av 10 år (fra 2010). Vannintensiteten defineres som fat ferskvann produsert per fat produsert bitumen. Dette programmet inkluderer installering av utstyr som gjenvinner mer prosessvann, og slik reduserer behovet for ferskvann. Resultatforbedringer oppnådd i 2012 som bidro til en nedgang i vannintensitet inkluderte økt effektivisering i resirkulering av produsert vann (en økning fra 80 % i 2011 til 87 % i 2012). For ytterligere opplysninger, se artikkelen *HSE and climate* og *2012 Oil Sands Report*.
- Skifervirksomhet: Vi har startet en evaluering av teknologier som benyttes i vannrensing og gjenbruk av vann, og som kan begrense vannmengden som brukes i hydraulisk oppsprekking. Forskning på å bytte ut ferskt vann med produsert vann samt utvikling av gelsystemer har vært en del av dette arbeidet (se artikkelen *HSE and climate*).
- Ved hjelp av Global Water Tool overvåket vi risikoen forbundet med vannforbruk for de områdene der vi har virksomheter.

#### Å beskytte miljøet - biologisk mangfold og økosystemtjenester

Det er vårt mål å verdsette og beskytte biologisk mangfold, samt beskytte økosystemer og naturgoder, gjennom ansvarlig og bærekraftig bruk av land- og naturressurser.

I 2012 utførte vi en 3D-seismisk undersøkelse innenfor vår offshore konsesjon som grenser til Quirimbas nasjonalpark i Mozambik. Ingen andre Statoil-opererte aktiviteter ble utført i 2012 innenfor eller ved grensen til beskyttede områder eller steder som er oppført i klassifiseringssystemet til International Conservation Union (IUCN).

Som en del av vår innsats for miljøet tar vi aktivt i bruk miljøovervåking. De viktigste aktivitetene innenfor overvåking som ble utført for vår offshore virksomhet på norsk sokkel og Brasil i løpet av 2012 inkluderte bl.a.:

- Utprøving av et integrert miljøovervåkingskonsept utviklet i samarbeid med Kongsberg Maritime, Kongsberg Oil and Gas Technologies, IBM og Det Norske Veritas
- Sensorbasert overvåking av korallstrukturer i kaldt vann ved vårt felt Hyme i forbindelse med boring av produksjonsbrønner.
- Videreføring av overvåking av kalkholdige levemiljøer ved Peregrino-feltet utenfor Brasils kyst.
- Installering av infrastrukturen for et permanent havobservatorium som skal settes opp i 2013. Dette skal overvåke havets naturlige prosesser utenfor kysten i Vesterålen.

I løpet av 2012 fortsatte vi vår studie av kolonien med hekkende krykkjer som er blitt etablert ved Snøhvit LNG-anlegg på Melkøya (krykkjer er på den norske rødlista). Vi har gitt Norsk Institutt for Naturforskning oppdraget med å utføre studien.

Statoil mottok to priser i 2012 for sin støtte til foregangsforskning på skogskaribu, som står på listen over truede arter i Canada og er beskyttet både i henhold til den canadiske loven om truede arter, og provinsens Albertas Wildlife Act (se artikkelen *Canadian Oil Sands*).

Vi har også videreført våre aktiviteter i forbindelse med gjenoppretting av områder benyttet i vår canadiske oljesandvirksomhet. Som en del av dette er det blitt utplantet 267 000 ungplanter. Statoil har også videreført sin deltakelse i Land Stewardship Working Group, som er et prosjekt i regi av Oil Sands Leadership Initiative (OSLI) (se *2012 Oil Sands Report*). [3]

[1] Avfall fra Bakken-virksomheten vår (om lag 250 000 tonn) er ikke medregnet i anslaget over avfallsgjenvinning. Dette skyldes både usikkerhet ved gjenvinningsgraden for denne avfallsstrømmen, og uenighet mellom den juridiske klassifiseringen av disse avfallstypene som ikke-farlig avfall fra oljefelt, og Statoils interne klassifisering av henholdsvis farlig og ikke-farlig avfall. Vår målsetting er å løse disse sakene tidsnok for vår 2013-rapportering.

[2] Tall på konsernnivå fra og med 2011 er verifisert av eksterne revisorer.

[3] Ventes å bli lansert på Statoil.com 8. april 2013.

# Innstilling fra bedriftsforsamlingen

## Vedtak:

I møte 21. mars 2013 har bedriftsforsamlingen behandlet årsregnskapet for 2012 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, 21. mars 2013



Olaug Svarva  
Bedriftsforsamlingens leder

## Bedriftsforsamlingen

Olaug Svarva, Idar Kreutzer, Karin Aslaksen, Greger Mannsverk, Steinar Olsen, Ingvald Strømmen, Rune Bjerke, Tore Ulstein, Live Haukvik Aker, Tor Oscar Bolstad, Barbro Hætta, Siri Kalvig, Oddbjørn Viken, Eldfrid Irene Hognestad, Stig Læg Reid, Per Martin Labråthen, Anne K. S. Horneland og Jan-Eirik Feste.

STATOIL ASA  
POSTBOKS 8500  
4035 STAVANGER  
NORGE  
TELEFON 51 99 00 00

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

