

Pressemelding

7. februar 2014

RESULTAT FOR FJERDE KVARTAL 2013

Resultat for fjerde kvartal, foreløpig årsresultat for 2013 og kapitalmarkedsoppdatering

Statoils driftsresultat for fjerde kvartal 2013 var 43,9 milliarder kroner. For året 2013 var driftsresultatet 155,5 milliarder kroner. Under en kapitalmarkedsoppdatering i dag legger selskapet fram en plan for å redusere investeringskostnadene med mer enn 5 milliarder dollar for 2014-2016 sammenlignet med tidligere planer. Dette vil muliggjøre en positiv organisk fri kontantstrøm etter utbytte fra 2016. Statoil forventer å levere en gjennomsnittlig rebasert organisk produksjonsvekst i størrelsesorden 3 % i perioden 2013-16.

Justert driftsresultat for fjerde kvartal 2013 var 42,3 milliarder kroner, sammenlignet med 48,3 milliarder kroner i fjerde kvartal 2012. Det internasjonale resultatet i kvartalet var påvirket av en høyere gassandel, lavere realiserte priser og høyere avskrivningskostnader i den landbaserte amerikanske virksomheten.

Justert driftsresultat for året som helhet var 163,1 milliarder kroner i 2013, sammenlignet med 193,2 milliarder kroner i 2012. Resultatet er påvirket av nedsalg og redeterminering. Resultatet i fjerde kvartal 2013 var 14,8 milliarder kroner, som er en økning på 14 % sammenlignet med 13,0 milliarder kroner i samme periode i 2012.

Statoil leverte en egenproduksjon på 1,940 millioner foe per dag i 2013, sammenlignet med 2,004 millioner foe per dag i 2012. Nedgangen skyldes hovedsakelig nedsalg og redeterminering. Statoil økte sin årlige egenproduksjon utenfor Norge til rekordhøye 723 tusen foe per dag i 2013, som et resultat av oppstart og opptrapping av produksjonen på nye felt.

- Driften vår var god, og vi leverte forbedret sikkerhet, produksjon som forventet, og sterk prosjektgjennomføring. Våre leterresultater var sterke og vi økte ressursbasen vår betydelig, sier Statoils konsernsjef Helge Lund.

Statoil leverte de beste leterresultatene i olje- og gassindustrien i 2013, målt i konvensjonelle volumer, og gjorde verdens største oljefunn i fjor gjennom Bay du Nord-funnet utenfor kysten av Canada. Selskapet økte ressursbasen med 1,25 milliarder fat oljeequivalenter fra leting i 2013. I 2013 fullførte Statoil 59 letebrønner, hvorav 26 var funn.

Gjennom effektiv ressursforvaltning og modning av nye prosjekter oppnådde Statoil en reserveerstatningsrate (RRR) på 128 % i 2013. Organisk RRR var 147 %, det høyeste selskapet har oppnådd siden 1999. Statoil opprettholdt en sterk prosjektgjennomføring gjennom 2013, og leverte prosjekter i tråd med kostnadsestimatene og foran tidsplanen, med sterke sikkerhetsresultater.

Statoil kunngjorde nedsalg i 2013 som ga selskapet salgsinntekter på over 4 milliarder dollar, blant annet på britisk og norsk sokkel til OMV, og avtalen om redusert eierandel i Shah Deniz-prosjektet i Aserbajdsjan og South Caucasus-rørledningen.

Frekvensen for alvorlige hendelser (SIF) var 0,7 i fjerde kvartal 2013, sammenlignet med 1,0 i fjerde kvartal 2012. For året som helhet ble SIF forbedret fra 1,0 i 2012 til 0,8 i 2013.

Kapitalmarkedsoppdatering

Under kapitalmarkedsoppdateringen i London 7. februar presenterer Statoil sine oppdaterte forventninger for 2014-16.

- Bransjen står overfor krevende utfordringer og vi er godt rustet for å møte disse. Vi har en konkurransedyktig ressursbase, en sterk finansiell posisjon, og en svært dyktig organisasjon som er anerkjent for sin teknologiske kompetanse og driftserfaring, sier Lund.

- Strategien vår for verdiskapning og vekst ligger fast, men vi gjør noen viktige endringer. Strengere prioritering mellom prosjekter og et omfattende effektiviseringsprogram vil forbedre vår kontantstrøm og lønnsomhet. Vår sterke balanse muliggjør prioritering av utbytte til aksjonærene og tilbakekjøp av aksjer, sier Lund.

Statoil skal investere omkring 20 milliarder dollar i gjennomsnitt per år i 2014-16. Dette er en reduksjon på 8 % fra tidligere anslag, hovedsakelig som følge av streng prioritering og økt kapitaleffektivitet.

I perioden 2014-16 forventer Statoil å holde avkastningen på gjennomsnittlig sysselsatt kapital (ROACE) på om lag samme nivå som i 2013, basert på en oljepris på 100 dollar fatet (2013-pris). Produksjonsveksten anslås til omkring 2 prosent i 2013-14, og omkring 3 prosent organisk CAGR fra 2013-16 fra en rebasert egenproduksjon på 1,850 millioner foe per dag i 2013.

Statoil forventer å bore rundt 50 brønner i 2014 og omkring 20 brønner med høyt potensial (high impact) fra 2014-16. Leteutgiftene i 2014 blir på omkring 3,5 milliarder dollar.

Øker utbyttet

Statoils styre foreslår en økning i utbyttet for 2013 til 7,00 kroner fra 6,75 kroner i 2012. Styret i Statoil vil også forslå kvartalsvise utbyttebetalinger overfor generalforsamlingen. Avhengig av godkjenning fra generalforsamlingen, betyr dette at Statoil i 2014 vil foreta to kvartalsvise utbetalinger av utbytte i tillegg til det årlige utbyttet for 2013.

Statoil kunngjør også at selskapet tar sikte på å benytte tilbakekjøp av aksjer mer aktivt fremover, basert på inntekter fra transaksjoner, kontantstrøm og en sterk balanse.

Avkastning og vekst

Sikker og effektiv drift, streng prioritering og forutsigbar og konkurransedyktig utvikling av en sterk ressursbase vil muliggjøre lønnsom vekst gjennom 2020 og videre.

Statoil fortsetter å optimalisere prosjekter for å øke avkastningen, og har økt gjennomsnittlig IRR for ikke-sanksjonerte prosjekter før 2020 med åtte prosentpoeng til 24 %, sammenliknet med dagens portefølje av sanksjonerte prosjekter.

Siden 2010 har Statoil solgt eiendeler til en samlet verdi av 18 milliarder dollar, og realisert regnskapsmessige gevinster på omlag 10 milliarder dollar.

Reduserer kostnadene

Statoil har en konkurransedyktig produksjonshetskostnad, i første kvartil sammenliknet med konkurrentene. Selskapet har opprettholdt stabile underliggende driftskostnader på norsk sokkel i tolv kvartaler på rad.

Gjennom et omfattende forbedringsprogram forventer Statoil å realisere årlige kostnadsreduksjoner på 1,3 milliarder dollar per år fra 2016.

Kvartalet i korte trekk

Statoils driftsresultat var 43,9 milliarder kroner, sammenliknet med 45,8 milliarder kroner i fjerde kvartal 2012.

Justert driftsresultat var 42,3 milliarder kroner, sammenliknet med 48,3 milliarder kroner i fjerde kvartal 2012.

Justert driftsresultat etter skatt var 11,0 milliarder kroner, sammenliknet med 15,1 milliarder kroner i fjerde kvartal 2012.

Resultatet var 14,8 milliarder kroner, sammenliknet med 13,0 milliarder kroner i fjerde kvartal 2012.

	Fjerde kvartal			Året		
	2013	2012	endring	2013	2012	endring
Driftsresultat (mrd kr)	43,9	45,8	-4 %	155,5	206,6	-25 %
Justert driftsresultat (mrd kr)	42,3	48,3	-12 %	163,1	193,2	-16 %
Justert driftsresultat etter skatt (mrd kr)	11,0	15,1	-27 %	46,4	55,1	-16 %
Periodens resultat (mrd kr)	14,8	13,0	14 %	39,2	69,5	-44 %
Ordinært resultat per aksje (kr pr aksje)	4,66	4,08	14 %	12,53	21,66	-42 %
ROACE justert (siste 12 mnd)	11,8 %	15,2 %	-22 %	11,8 %	15,2 %	-22 %
Gj.sntl. pris på væsker (kr per fat)	608	584	4 %	588	602	-2 %
Gj.sntl. fakturert gasspris (kr/sm ³)	2,09	2,12	-1 %	2,01	2,19	-8 %
Egenproduksjon av væsker og gass (1 000 foe/dag)	1 945	2 032	-4 %	1 940	2 004	-3 %
Alvorlig hendelsesfrekvens	0,7	1,0		0,8	1,0	

GJENNOMGANG AV DRIFTEN

Egenproduksjonen gikk ned med 4 % i fjerde kvartal 2013. Vekst som følge av oppstart og opptrapping av produksjonen på flere felt ble mer enn motvirket av lavere gassleveranse fra norsk sokkel, salg, redeterminering, og forventet naturlig nedgang. Reservene økte i 2013 som følge av fortsatt satsing på økt utvinning (IOR), og godkjenning av nye feltutbygginger.

Operasjonelle data	Fjerde kvartal			Året		
	2013	2012	endring	2013	2012	endring
Priser						
Gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat)	100,4	102,7	-2 %	100,0	103,5	-3 %
Gjennomsnittlig valutakurs (NOK/USD)	6,05	5,68	6 %	5,88	5,82	1 %
Valutakurs (NOK/USD) ved periodeslutt	6,08	5,57	9 %	6,08	5,57	9 %
Gjennomsnittlig pris på væsker (NOK per fat)	608	584	4 %	588	602	-2 %
Gjennomsnittlig forventet gasspris (NOK/sm3)	2,09	2,12	-1 %	2,01	2,19	-8 %
Referanseraffineringsmargin (USD per fat)	2,5	5,0	-50 %	4,1	5,5	-25 %
Produksjon (1 000 foe/dag)						
Bokført produksjon av væsker	940	956	-2 %	964	966	0 %
Bokført gassproduksjon	826	885	-7 %	792	839	-6 %
Sum bokført produksjon	1 766	1 841	-4 %	1 756	1 805	-3 %
Sum bokført produksjon, eksklusive amerikansk produksjonsavgift	1 723	1 813	-5 %	1 719	1 778	-3 %
Egenproduksjon av væsker	1 087	1 122	-3 %	1 115	1 137	-2 %
Egenproduksjon av gass	858	910	-6 %	825	867	-5 %
Sum egenproduksjon av væsker og gass	1 945	2 032	-4 %	1 940	2 004	-3 %
Produksjonshetskostnad (NOK per foe siste 12 mnd)						
Produksjonshetskostnad bokførte volumer				50	48	5 %
Produksjonshetskostnad egenproduserte volumer				44	42	5 %

Informasjonen nedenfor er knyttet til utviklingen i henholdsvis fjerde kvartal 2013, sammenlignet med fjerde kvartal 2012, og utviklingen i 2013, sammenlignet med 2012.

Fjerde kvartal 2013

Samlet egenproduksjon av væsker og gass gikk ned med 4 % til 1,945 millioner foe per dag i fjerde kvartal. Nedgangen skyldtes hovedsakelig lavere gassleveranse fra norsk sokkel, salg og redetermineringer, og forventet naturlig nedgang på modne felt. Nedgangen ble delvis motvirket av oppstart og opptrapping av produksjonen på flere felt, og lavere vedlikeholdseffekter og driftsmessige utfordringer.

Samlet bokført produksjon av væsker og gass, eksklusive amerikansk produksjonsavgift, gikk ned med 5 % til 1,723 millioner foe per dag, påvirket av ovennevnte nedgang i egenproduksjonen og lavere gjennomsnittlig PSA-effekt på 179 tusen foe per dag, sammenlignet med 191 tusen foe per dag i fjerde kvartal 2012. Reduksjonen skyldtes hovedsakelig produksjonsvekst på felt med lavere PSA-effekt og produksjonsnedgang på felt med høyere PSA-effekt.

Leteutgiftene (inkludert balanseførte leteutgifter) økte med 0,8 milliarder kroner til 5,7 milliarder kroner, hovedsakelig på grunn av høyere boreaktivitet, spesielt på norsk sokkel, og økte riggmobiliseringskostnader i den internasjonale virksomheten. Økte feltutviklingskostnader, hovedsakelig knyttet til Johan Castberg og Johan Sverdrup, bidro til økningen, og ble delvis motvirket av lavere seismikkutgifter.

Letekostnader (i milliarder kroner)	Fjerde kvartal			Året		
	2013	2012	endring	2013	2012	endring
Periodens leteutgifter (aktivitet)	5,7	4,9	16 %	21,8	20,9	4 %
Kostnadsført av tidligere balanseførte leteutgifter	1,2	0,3	>100 %	1,9	2,7	-30 %
Balanseført andel av periodens leteaktivitet	-2,4	-0,6	>100 %	-6,9	-5,9	16 %
Nedskrivninger / reverserte nedskrivninger	0,4	0,0	>100 %	1,2	0,4	>100 %
Letekostnader iflg IFRS	4,9	4,7	5 %	18,0	18,1	-1 %

2013

Samlet egenproduksjon av væsker og gass gikk ned med 3 % til 1,940 millioner foe per dag i 2013, hovedsakelig som følge av salg og redeterminering, reduserte gassleveranser fra norsk sokkel, og forventet naturlig nedgang på modne felt. Nedgangen ble delvis motvirket av oppstart og opptrapping av produksjonen på flere felt.

Samlet bokført produksjon av væsker og gass, eksklusive amerikansk produksjonsavgift, var 1,719 millioner foe per dag, en nedgang på 3 % sammenlignet med 2012, påvirket av ovennevnte nedgang i egenproduksjonen. PSA-effekten var 182 tusen foe per dag, sammenlignet med 199 tusen foe per dag i 2012. Reduksjonen skyldtes hovedsakelig produksjonsvekst på felt med lavere PSA-effekter og produksjonsnedgang på felt med høyere PSA-effekter.

Produksjonskostnaden per foe bokført produksjon var 50 kroner for de siste 12 månedene fram til 31. desember 2013, sammenlignet med 48 kroner for tilsvarende periode i 2012. Basert på egenproduserte volumer, var produksjonskostnaden per foe for de to periodene henholdsvis 44 og 42 kroner. Økningen på 5 % skyldtes hovedsakelig lavere egenproduksjon og noe høyere produksjonskostnad.

Leteutgifter (inkludert balanseførte leteutgifter) økte med 4 % til 21,8 milliarder kroner i 2013. Økt boreaktivitet og feltutviklingskostnader ble bare delvis motvirket av lavere seismikkutgifter.

Sikre reserver var 5 600 millioner foe ved utgangen av 2013, en økning sammenlignet med 5 422 millioner foe ved utgangen av 2012. Som følge av revisjoner, utvidelser, funn og oppkjøp ble det i 2013 lagt til 933 millioner foe, mens salg av reserver på 131 millioner foe og bokført produksjon på 625 millioner foe reduserte sikre reserver.

Reserveerstatningsraten (RRR), som måler sikre reserver som legges til reservebasen (medregnet virkningen av kjøp og salg) i forhold til mengden produsert olje og gass, var 1,3 i 2013, sammenlignet med 1,0 i 2012. Den organiske reserveerstatningsraten var 1,5, sammenlignet med 1,1 i 2012, og den gjennomsnittlige erstatningsraten gjennom tre år (inkludert virkningen av kjøp og salg), var 1,1 ved utgangen av 2013, sammenlignet med 1,0 i 2012. Reserveøkningen i 2013 var hovedsakelig et resultat av positive revisjoner på flere av våre produserende felt, grunnet gode produksjonsresultater og økt utvinning, godkjenning av nye feltutviklingsprosjekter i Norge, Aserbajdsjan og Angola og fortsatt boring på de landbaserte feltene Bakken, Eagle Ford og Marcellus i USA. Shah Deniz fase II var bokført med 25,5 % eierandel, og det varslede nedsalget av 10 % eierandel vil påvirke RRR for 2014.

GJENNOMGANG AV RESULTATENE

Resultatene for fjerde kvartal var påvirket av lavere produksjon og lavere gjennomsnittlige gasspriser. Dette ble delvis motvirket av høyere væskepriser. Vi leverte et solid justert driftsresultat gjennom hele selskapet. Imidlertid ble oppstrømsvirksomheten i Nord-Amerika påvirket av netto lavere priser grunnet produksjonsmiksen og høyere avskrivning. Kvartalet var også preget av en stabil produksjonsenhetskostnad.

Resultatregnskap (i milliarder kroner)	Fjerde kvartal			Året		
	2013	2012	endring	2013	2012	endring
Sum driftsinntekter	158,4	160,1	-1 %	637,4	722,0	-12 %
Varekostnad	-70,3	-77,2	-9 %	-307,5	-364,5	-16 %
Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader	-20,7	-16,6	24 %	-84,1	-72,3	16 %
Avskrivninger, amortiseringer og netto nedskrivninger	-18,7	-15,8	18 %	-72,4	-60,5	20 %
Letekostnader	-4,9	-4,7	5 %	-18,0	-18,1	-1 %
Driftsresultat	43,9	45,8	-4 %	155,5	206,6	-25 %
Netto finansposter	-4,1	0,1	>(100 %)	-17,0	0,1	>(100 %)
Resultat før skatt	39,8	45,9	-13 %	138,4	206,7	-33 %
Skattekostnad	-25,0	-32,9	-24 %	-99,2	-137,2	-28 %
Periodens resultat	14,8	13,0	14 %	39,2	69,5	-44 %

Informasjonen nedenfor er knyttet til utviklingen i henholdsvis fjerde kvartal 2013 sammenlignet med fjerde kvartal 2012, og utviklingen i 2013 sammenlignet med 2012.

Fjerde kvartal 2013

Driftsresultatet var 43,9 milliarder kroner i fjerde kvartal, en nedgang på 4 % sammenlignet med fjerde kvartal 2012. Nedgang i gjennomsnittlige, fakturerte gasspriser (målt i norske kroner), lavere salgsvolumer for både væsker og gass, lavere virkelig verdi på derivater og nedskrivninger påvirket driftsresultatet negativt i fjerde kvartal. Nedgangen ble delvis motvirket av gevinst ved salg av eiendeler og høyere gjennomsnittlige væskepriser (målt i norske kroner).

Justert driftsresultat er et «non-GAAP» begrep som supplerer måletall fra Statoils IFRS-regnskap, og som ledelsen mener gir en bedre indikasjon på Statoils underliggende prestasjoner i perioden, og gjør det enklere å vurdere driftsmessige utviklingstendenser mellom periodene. Se kapitlet "Use and reconciliation of non-GAAP financial measures" i selskapets fullstendige kvartalsrapport for flere detaljer om justert driftsresultat og avstemt driftsresultat.

Justert driftsresultat (i milliarder kroner)	Fjerde kvartal			Året		
	2013	2012	endring	2013	2012	endring
Sum driftsinntekter - justert	156,2	162,3	-4 %	632,5	712,2	-11 %
Varekostnader - justert	-71,1	-76,7	-7 %	-308,1	-364,6	-15 %
Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader - justert	-20,7	-17,3	20 %	-78,5	-76,8	2 %
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger - justert	-17,5	-15,3	14 %	-65,6	-59,3	11 %
Letekostnader - justert	-4,6	-4,7	-2 %	-17,1	-18,3	-6 %
Justert driftsresultat	42,3	48,3	-12 %	163,1	193,2	-16 %

I fjerde kvartal 2013 var driftsresultatet negativt påvirket av lavere virkelig verdi på derivater (5,1 milliarder kroner), endringer i netto nedskrivninger (1,5 milliarder kroner) og andre justeringer (0,6 milliarder kroner), mens gevinst ved salg av eiendeler (10,5 milliarder kroner), endringer i over-/underløftposisjoner (0,6 milliarder kroner) og lagervirkninger (0,2 milliarder kroner) påvirket driftsresultatet positivt. Justert for disse elementene, inkludert virkningene av eliminerings (2,4 milliarder kroner), var justert driftsresultat 42,3 milliarder kroner i fjerde kvartal 2013.

I fjerde kvartal 2012 var driftsresultatet negativt påvirket av lavere virkelig verdi på derivater (0,8 milliarder kroner), lagervirkninger (0,6 milliarder kroner) og endringer i netto nedskrivninger (0,3 milliarder kroner), mens netto over-/underløftposisjoner (0,5 milliarder kroner) og andre avsetninger/justeringer (0,1 milliarder kroner) påvirket driftsresultatet positivt. Justert for disse elementene, inkludert virkningene av eliminerings (1,5 milliarder kroner), var justert driftsresultat på 48,3 milliarder kroner i fjerde kvartal 2012.

Nedgangen i **justert driftsresultat** på 12 % skyldtes hovedsakelig lavere inntekter som følge av lavere gasspriser og lavere salgsvolumer for væsker og gass. Høyere driftskostnader og avskrivninger bidro til nedgangen. Høyere væskepriser (målt i norske kroner) og en liten nedgang i letekostnader, motvirket delvis nedgangen i resultatet.

Justerte samlede driftsinntekter gikk ned med 4 %. Høyere væskepriser (målt i norske kroner) ble motvirket av lavere salgsvolumer for væsker og gass, og lavere gjennomsnittlige gasspriser på grunn av høyere andel av gass produsert i USA.

Justerte varekostnader, som i hovedsak består av væskevolumer Statoil kjøper fra SDØE og tredjepart, gikk ned med 7 %, hovedsakelig på grunn av en nedgang i væskevolumer kjøpt fra SDØE, og lavere gjennomsnittlige gasspriser (målt i norske kroner). Høyere kjøpsvolumer av gass fra tredjepart og høyere væskepriser (målt i norske kroner), motvirket delvis nedgangen.

Justerte driftskostnader og salgs- og administrasjonskostnader gikk opp med 3,4 milliarder kroner, hovedsakelig som følge av en kostnadsallokering tilknyttet SDØE, høyere transportkostnader i USA, og en engangseffekt på kostnadsreduksjon knyttet til kommersielle gassavtaler på norsk sokkel i fjerde kvartal 2012. Høyere kostnader ved oppstart og opptrapping av produksjon på flere felt og produksjonsavgifter utenfor USA, bidro til økningen. I tillegg ble innkjøpskostnader re-klassifisert til driftskostnader i første kvartal 2013. Den underliggende kostnadsutviklingen er stabil.

Justerte avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger økte med 14 % til 17,5 milliarder kroner, hovedsakelig som følge av høyere avskrivning ved opptrapping av produksjon på flere felt internasjonalt. Høyere investeringer på store, produserende felt og produksjonsstart på nye felt med høyere avskrivningskostnad per enhet, bidro til økningen. Lavere avskrivning på eiendeler med nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, lavere produksjon, avhendelser og redeterminering motvirket delvis økningen i avskrivninger.

Justerte letekostnader gikk ned fra 4,7 milliarder kroner til 4,6 milliarder kroner. Høyere boreaktivitet og feltutviklingskostnader på norsk sokkel, i tillegg til at en høyere andel av leteutgiftene som var balanseført i tidligere perioder og kostnadsført i denne perioden, ble mer enn motvirket av at en høyere andel av løpende leteutgifter ble balanseført i dette kvartalet på grunn av vellykkede boreresultater.

Netto finansposter utgjorde et tap på 4,1 milliarder kroner i fjerde kvartal 2013, sammenlignet med en gevinst på 0,1 milliarder kroner i fjerde kvartal 2012. Endringen skyldtes hovedsakelig lavere valutaeffekter fra posisjoner i norske kroner knyttet til valuta- og likviditetsstyring, i tillegg til tap på finansielle instrumenter knyttet til langsiktig gjeld, sammenlignet med en gevinst i fjor.

Valutakurser ved periodeslutt	31. desember 2013	30. september 2013	31. desember 2012	28. september 2012
USDNOK	6,08	6,01	5,57	5,70
EURNOK	8,38	8,11	7,34	7,37

Justert for postene i tabellen nedenfor, viste netto justerte finansposter før skatt et tap på 0,8 milliarder kroner i fjerde kvartal 2013.

Netto finansposter i fjerde kvartal 2013 (i milliarder kroner)	Rente- inntekter og andre finansposter	Netto valuta- tap/gevinst	Tap/gevinst finansielle instrumenter	Rente- kostnader og andre finanskostnader	Netto finansposter før skatt	Estimert skatteeffekt	Netto finansposter etter skatt
Finansposter iflg IFRS	0,7	-1,4	-1,7	-1,7	-4,1	2,3	-1,8
Effekt av valutaomregning (inklusive derivater)	-0,2	1,4			1,2		
Rentederivater			1,7		1,7		
Nedskrivning av finansiell investering (netto)	0,3				0,3		
Sum justeringer	0,1	1,4	1,7	0,0	3,2	-1,6	1,6
Finansposter eksklusiv valutatap/-gevinst og rentederivater	0,9	0,0	0,0	-1,7	-0,8	0,7	-0,1

Skattekostnaden i resultatregnskapet i fjerde kvartal 2013 var på 25,0 milliarder kroner, tilsvarende en **effektiv skattesats** på 62,9 %, sammenlignet med 71,6 % i fjerde kvartal 2012. Nedgangen i skattesats skyldtes hovedsakelig en skattefri gevinst i fjerde kvartal 2013, og en engangseffekt på utsatt skattekostnad i fjerde kvartal 2012 knyttet til en endring i den norske skatteloven. Dette ble delvis motvirket av høyere kostnader og nedskrivninger i fjerde kvartal 2013 med en skattesats som er lavere enn den gjennomsnittlige skattesatsen, og inntektsføring av utsatt skattefordel som ikke er inntektsført tidligere.

Ledelsen gir et alternativt måletall for skatt som ekskluderer poster som ikke er direkte knyttet til den underliggende driften. **Justert driftsresultat etter skatt**, som ikke omfatter netto finansposter og skatt på netto finansposter, er et alternativt måletall som indikerer Statoils skatteeksponering på den underliggende driften i perioden, og ledelsen mener at dette gir et bedre grunnlag for sammenligning mellom periodene. Se kapitlet "Use and reconciliation of non-GAAP financial measures - reconciliation of adjusted earnings after tax to net income" i selskapets fullstendige kvartalsrapport.

Justert driftsresultat etter skatt og den effektive skattesatsen på justert driftsresultat, er vist i tabellen nedenfor.

Justert driftsresultat etter skatt per segment (i milliarder kroner)	Fjerde kvartal					
	2013			2012		
	Justert driftsresultat	Skatt på justert driftsresultat	Justert driftsresultat etter skatt	Justert driftsresultat	Skatt på justert driftsresultat	Justert driftsresultat etter skatt
Utvikling og produksjon Norge	35,4	-26,6	8,8	37,5	-28,3	9,2
Utvikling og produksjon Internasjonalt	3,6	-3,1	0,5	5,7	-1,7	4,0
Markedsføring, prosessering og fornybar energi	3,7	-2,0	1,7	5,1	-3,5	1,6
Annet	-0,3	0,4	0,1	-0,1	0,3	0,2
Konsern	42,3	-31,3	11,0	48,3	-33,2	15,1
Effektiv skattesats på justert driftsresultat	73,9 %			68,8 %		

Justert driftsresultat etter skatt var på 11,0 milliarder kroner, tilsvarende en effektiv skattesats på justert driftsresultat på 73,9 %, sammenlignet med en effektiv skattesats på justert driftsresultat på 68,8 % i fjerde kvartal 2012. Økningen i skattesats skyldtes hovedsakelig inntektsføring av utsatt skattefordel i fjerde kvartal 2012 som ikke er inntektsført tidligere, høyere kostnader uten skattereduksjon knyttet til vår virksomhet i USA, og relativt høyere justert driftsresultat fra norsk sokkel i fjerde kvartal 2013. Inntekter fra norsk sokkel er gjenstand for en marginal skattesats på 78 %. Dette ble delvis motvirket av en engangseffekt på utsatt skattekostnad i fjerde kvartal 2012 knyttet til en endring i den norske skatteloven som påvirker segmentet Utvikling og produksjon internasjonalt.

Året 2013

Driftsresultatet var på 155,5 milliarder kroner, en nedgang på 25 % sammenlignet med 2012. Nedgangen forklares hovedsakelig med lavere produksjon og lavere væske- og gasspriser. Nedskrivninger, avsetninger knyttet til en tapskontrakt og en redetermineringsprosess (ref. *note 8 i «Condensed interim financial statements»* i selskapets fullstendige kvartalsrapport), bidro til nedgangen. Gevinster ved salg av eiendeler hovedsakelig knyttet til norsk sokkel, motvirket delvis nedgangen.

I 2013 ble driftsresultatet negativt påvirket av nedskrivninger (7,6 milliarder kroner), lavere virkelig verdi på derivater (6,1 milliarder kroner), avsetninger knyttet til en redetermineringsprosess (4,3 milliarder kroner) og en tapskontrakt (4,9 milliarder kroner), endringer i over-/underløftsposisjoner (0,6 milliarder kroner) og andre justeringer (1,5 milliarder kroner), mens gevinst ved salg av eiendeler (16,9 milliarder kroner) og lagervirkninger (0,1 milliarder kroner) virket positivt på driftsresultatet. Justert for disse elementene, inkludert virkningene av eliminerings (0,4 milliarder kroner), var justert driftsresultat på 163,1 milliarder kroner i 2013.

I 2012 ble driftsresultatet negativt påvirket av lavere virkelig verdi på derivater (3,6 milliarder kroner) og nedskrivninger (1,0 milliarder kroner), mens gevinst ved salg av eiendeler (14,3 milliarder kroner), andre justeringer knyttet til den delen av tidligpensjonsordningen som nå er avsluttet (4,3 milliarder kroner), lagervirkninger (0,1 milliarder kroner) og netto over-/underløftsposisjoner (0,8 milliarder kroner) virket positivt på driftsresultatet. Justert for disse elementene, inkludert virkningene av eliminerings (1,6 milliarder kroner), var justert driftsresultat på 193,2 milliarder kroner i 2012.

Nedgangen i **justert driftsresultat** på 16 % skyldtes hovedsakelig lavere priser og reduserte salgsvolumer for væsker og gass. Lavere raffineringsmarginer og høyere avskrivningskostnader bidro også til nedgangen.

Justerte samlede driftsinntekter gikk ned med 11 %, hovedsakelig på grunn av reduserte salgsvolumer for væsker og gass. Lavere priser (målt i norske kroner) for både væsker og gass, og bortfall i inntekter som følge av at segmentet Fuel and Retail ble solgt i andre kvartal 2012, bidro til nedgangen. Høyere salgsvolumer av gass kjøpt fra tredjepart motvirket delvis nedgangen i inntekter.

Justerte varekostnader, som i hovedsak består av væskevolumer som Statoil kjøper fra SDØE og tredjepart, gikk ned med 15 %. Nedgangen skyldtes hovedsakelig lavere volumer kjøpt fra SDØE samt lavere priser på både væsker og gass. Bortfallet i varekostnader som følge av at segmentet Fuel and Retail ble solgt i andre kvartal 2012, bidro til nedgangen. Høyere volumer av gass kjøpt fra tredjepart motvirket delvis nedgangen.

Justerte salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader økte med 2 %, hovedsakelig på grunn av høyere driftskostnader ved oppstart og opptrapping av produksjon på flere felt, høyere produksjonsavgifter og innkjøpskostnader re-klassifisert til driftskostnader i første kvartal 2013. Økningen ble delvis motvirket av bortfallet av kostnader som følge av at segmentet Fuel and Retail ble solgt i andre kvartal 2012.

Justerte avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger økte med 11 %, hovedsakelig som følge av produksjonsoppstart på nye felt hvor avskrivningene er høyere, økte avskrivninger fra opptrapping av produksjonen på flere felt og høyere investeringer på produserende felt. Økningen ble delvis motvirket av nedgangen i avskrivninger som følge av lavere produksjonsvolumer og høyere reserveanslag.

Justerte letekostnader gikk ned med 6 %, hovedsakelig på grunn av at en høyere andel av løpende leteutgifter ble balanseført i 2013 som følge av drivverdige brønner, og at en lavere andel av leteutgiftene som var balanseført i tidligere perioder ble kostnadsført i denne perioden. Økt boreaktivitet og feltutviklingskostnader motvirket delvis nedgangen.

Netto finansposter utgjorde et tap på 17,0 milliarder kroner i 2013, sammenlignet med en gevinst på 0,1 milliarder kroner i 2012. Endringen skyldtes hovedsakelig negative valutaeffekter fra posisjoner i norske kroner knyttet til valuta- og likviditetsstyring, i tillegg til tap på finansielle instrumenter knyttet til langsiktig gjeld, sammenlignet med en gevinst i fjor.

Justert for postene i tabellen nedenfor, viste **netto justerte finansposter** før skatt et tap på 1,5 milliarder kroner i 2013.

Netto finansposter i 2013 (i milliarder kroner)	Rente- inntekter og andre finansposter	Netto valuta- tap/gevinst	Tap/gevinst finansielle instrumenter	Rente- kostnader og andre finanskostnader	Netto finansposter før skatt	Estimert skatteeffekt	Netto finansposter etter skatt
Finansposter iflg IFRS	3,6	-8,6	-7,4	-4,6	-17,0	9,2	-7,9
Effekt av valutaomregning (inkludert derivater)	-0,7	8,6			7,9		
Rentederivater			7,4		7,4		
Nedskrivning av finansiell investering (netto)	0,3				0,3		
Sum justeringer	-0,5	8,6	7,4	0,0	15,6	-7,2	8,4
Finansposter eksklusiv valutatap/-gevinst og rentederivater	3,1	0,0	0,0	-4,6	-1,5	2,0	0,5

Skattekostnaden i resultatregnskapet var 99,2 milliarder kroner i 2013, tilsvarende en **effektiv skattesats** på 71,7 %, sammenlignet med 66,4 % i 2012. Økningen skyldtes hovedsakelig høyere nedskrivninger, avsetninger knyttet til en tapskontrakt og større tap på finansposter som alle har en skattesats som er lavere enn den gjennomsnittlige skattesatsen. Dette ble delvis motvirket av høyere kapitalgevinster med en skattesats som er lavere enn den gjennomsnittlige skattesatsen, og relativt lavere inntekter fra norsk sokkel i 2013. Inntekter fra norsk sokkel er gjenstand for en skattesats som er høyere enn den gjennomsnittlige skattesatsen.

Justert driftsresultat etter skatt, og den effektive skattesatsen på justert driftsresultat, er vist i tabellen nedenfor.

Justert driftsresultat etter skatt per segment (i milliarder kroner)	Året					
	2013			2012		
	Justert driftsresultat	Skatt på justert driftsresultat	Justert driftsresultat etter skatt	Justert driftsresultat	Skatt på justert driftsresultat	Justert driftsresultat etter skatt
Utvikling og produksjon Norge	132,5	-97,6	34,8	154,8	-116,2	38,6
Utvikling og produksjon Internasjonalt	20,7	-12,5	8,1	20,4	-9,0	11,4
Markedsføring, prosessering og fornybar energi	11,1	-6,9	4,2	17,7	-12,5	5,2
Fuel & Retail	0,0	0,0	0,0	0,6	-0,2	0,5
Annet	-1,1	0,3	-0,7	-0,3	-0,2	-0,5
Konsern	163,1	-116,7	46,4	193,2	-138,1	55,1
Effektiv skattesats på justert driftsresultat			71,6 %			71,5 %

Justert driftsresultat etter skatt var 46,4 milliarder kroner, tilsvarende en effektiv skattesats på justert driftsresultat på 71,6 %, sammenlignet med en effektiv skattesats på justert driftsresultat på 71,5 % i 2012.

Avkastningen på gjennomsnittlig sysselsatt kapital etter skatt (ROACE) var 11,3 % for de siste 12 måneder fram til 31. desember 2013. For tilsvarende periode i 2012 var avkastningen 18,7 %. Basert på justert driftsresultat etter skatt og gjennomsnittlig sysselsatt kapital, var justert ROACE på henholdsvis 11,8 % og 15,2 % for de to periodene.

Organiske investeringer (eksklusiv oppkjøp og finansielle leieavtaler) utgjorde 114 milliarder kroner for året 2013, noe som er i tråd med våre prognoser for 2013.

Statoils styre vil foreslå for generalforsamlingen at det utbetales et **utbytte** på 7,00 kroner per aksje for 2013. For 2012 betalte Statoil et ordinært utbytte på 6,75 kroner per aksje.

FRAMTIDSUTSIKTER

Organiske investeringer for 2014 (eksklusiv oppkjøp og finansielle leieavtaler), anslås til omlag 20 milliarder USD.

Statoil vil fortsette utviklingen av den store porteføljen av leteandeler og forventer å ferdigstille omkring 50 brønner i 2014. Samlet aktivitetsnivå for **letevirksomheten** vil ligge på rundt 3,5 milliarder USD, eksklusiv signaturbonuser.

Statoil fortsetter å fokusere på verdiskapning, og **ROACE** ventes å ligge stabilt på samme nivå som i 2013, basert på en oljepris på 100 USD fatet (2013-pris).

Vår ambisjon for **produksjonshetskostnaden** plasserer oss fortsatt i øvre kvartil blant sammenlignbare selskap.

Det ventes at den organiske veksten vil komme fra nye prosjekter i perioden fra 2013 til 2016, og gi en vekstrate (CAGR) på rundt 3 % fra et 2013-nivå som er rebasert for avhendelser og redetermineringer.

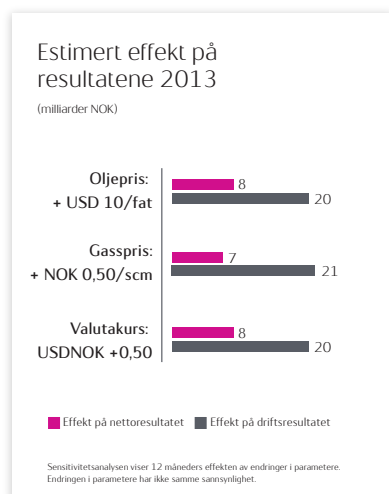
Egenproduksjonen i 2014 forventes å gi en vekstrate (CAGR) på rundt 2 % fra et 2013-nivå som er rebasert for avhendelser og redetermineringer.

Planlagte vedlikehold forventes å ha en negativ påvirkning på egenproduksjonen på rundt 10 tusen foe per dag i fjerde kvartal 2014, hovedsakelig utenfor norsk sokkel. Til sammen er det ventet at vedlikeholdet vil ha en negativ innvirkning på egenproduksjonen på rundt 55 tusen foe per dag for året 2014 som helhet, hvorav det meste er væsker.

Utsatt gassproduksjon som følge av verdioptimalisering, kundenes gassuttak, tidspunkt for når ny kapasitet settes i drift samt driftsregularitet, utgjør de viktigste risikoelementene knyttet til produksjonsprognosen.

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 den gjelder begivenheter og avhenger av forhold som ligger fram i tid. Se kapitlet "Forward-Looking Statements" i selskapets fullstendige kvartalsrapport.

FINANSIELL RISIKO



Finansielle risikofaktorer

Driftsresultatene påvirkes av en rekke faktorer. Størst betydning har de faktorene som påvirker prisen vi oppnår for volumene vi selger. Spesielt omfatter dette prisen på væsker og gass, valutakurser, produksjonsvolumer av væsker og gass. Disse avhenger igjen av egne volumer i henhold til produksjonsdelingsavtaler og tilgjengelige petroleumsreserver, samt vår egen og våre partners ekspertise og samarbeid i forbindelse med utvinning av olje og gass fra disse reservene, i tillegg til endringer i vår portefølje av eiendeler som følge av overtakelser og salg av andeler.

Illustrasjonen viser hvordan visse endringer i råoljeprisene (en erstatning for væskeprisene), kontraktspriser på gass og valutakursen mellom amerikanske dollar og norske kroner, dersom de opprettholdes gjennom et helt år, kan påvirke vårt driftsresultat. Endringer i varepriser, valutakurser og rentesatser kan føre til inntekter eller utgifter i perioden, i tillegg til endringer i den virkelige verdien av balanseførte derivater.

Illustrasjonen er ikke ment å gi en fullstendig oversikt over risikoforhold som har, eller kan ha, en vesentlig påvirkning på kontantstrømmen og driftsresultatet. En mer detaljert og fullstendig presentasjon av risikoforhold som Statoil er eksponert for finnes i Statoils Annual Report on Form 20-F 2012.

Finansiell risikostyring

Gjennom bruk av derivater og generelle markedsaktiviteter har Statoil etablerte retningslinjer for styring av risiko i forhold til handelspartnere og finansielle motparter. Statoils finansielle motpartsrisiko anses å ha en akseptabel risikoprofil.

Markedene for kort- og langsiktig finansiering anses for tiden å fungere godt for låntagere med Statoils egenskaper og kredittverdighet. Når det gjelder likviditetsstyringen, vil fokuset være på å finne den rette balansen mellom risiko og avkastning. Mesteparten av selskapets midler er på det nåværende tidspunkt plassert kortsiktig i finansielle instrumenter med en kredittvurdering på minimum A-rating.

I samsvar med våre interne retningslinjer for kredittvurdering vurderer vi våre motparters kredittrisiko jevnlig, med særlig fokus på motparter som anses å ha høy risiko. Vi vurderer vår generelle kredittrisiko til å være tilfredsstillende.

HELSE, MILJØ OG SIKKERHET (HMS)

Fjerde kvartal 2013

Den samlede personskade frekvensen var 3,5 i fjerde kvartal 2013, det samme som i fjerde kvartal 2012. Frekvensen for alvorlige hendelser var 0,7 i fjerde kvartal 2013, sammenlignet med 1,0 i fjerde kvartal 2012. Det var ingen dødsulykker i fjerde kvartal 2013.

Volumet av utilsiktede oljeutslipp var på 4 kubikkmeter i fjerde kvartal 2013, sammenlignet med 7 kubikkmeter i fjerde kvartal 2012. Antall utilsiktede oljeutslipp var 46 i fjerde kvartal 2013, det samme som i fjerde kvartal 2012.

Året 2013

Den samlede personskade frekvensen var 3,8 i 2013, det samme som i 2012. Frekvensen for alvorlige hendelser var 0,8 i 2013, sammenlignet med 1,0 i 2012.

Førti uskyldige personer ble drept, inkludert fem Statoil-ansatte, i det brutale terrorangrepet mot In Amenas-anlegget 16. januar. Etter angrepet besluttet styret 26. februar 2013 å gjennomføre en granskning av angrepet. Hovedformålet med granskningen var å avklare hendelsesforløpet, og legge til rette for læring og ytterligere forbedringer innen risikovurdering, sikring og beredskap. Statoil har et etablert system for styring av sikringsrisiko, men selskapets generelle kompetanse og kultur må styrkes for å håndtere den sikringsrisiko som er forbundet med virksomhet i urolige og sammensatte miljøer. Selskapet vil nå sørge for at anbefalingene blir integrert og en prioritert del av det forbedringsprogrammet som er startet innen sikring. Styret har godkjent forbedringsprogrammet, og vil jevnlig følge opp gjennomføringen av programmet og vurdere behovet for flere tiltak. Granskningsrapporten er tilgjengelig på Statoil.com.

Volumet av utilsiktede oljeutslipp gikk opp til 69 kubikkmeter i 2013 fra 52 kubikkmeter i 2012. Antall utilsiktede oljeutslipp gikk ned til 219 i 2013 fra 306 i 2012. Statoil Fuel & Retail er inkludert i tallgrunnlaget til og med andre kvartal 2012, men ble solgt på slutten av andre kvartal 2012. Når Statoil Fuel & Retail holdes utenfor tallgrunnlaget, var antall utilsiktede oljeutslipp stabilt sammenlignet med 2012.

HMS - indikatorer	Fjerde kvartal		Året	
	2013	2012	2013	2012
Personskade frekvens	3,5	3,5	3,8	3,8
Alvorlig hendelsesfrekvens	0,7	1,0	0,8	1,0
Antall utilsiktede oljeutslipp	46	46	219	306
Volum fra utilsiktede oljeutslipp (Sm ³)	4	7	69	52

Kontaktpersoner:

Investor relations

Hilde Merete Nafstad, direktør IR, +47 957 83 911 (mobil)

Morten Sven Johannessen, direktør, US IR, + 1 203 570 2524 (mobil)

Presse

Jannik Lindbæk jr., informasjonsdirektør, +47 977 55 622 (mobil)