

Pressemelding

3. november 2010

Omfattende vedlikehold - solide resultater

Statoils kvartalsberetning og regnskap for 3. kvartal 2010

Statoils driftsresultat for tredje kvartal 2010 var på 28,2 milliarder kroner, sammenlignet med 28,3 milliarder kroner i tredje kvartal 2009.

Kvartalsresultatet ble positivt påvirket av en 14 % økning i væskepriser og en 8 % økning i gasspriser sammenlignet med tredje kvartal i fjor. I tillegg hadde vi en nedgang i egenproduksjonen på 17 %, på linje med ledelsens forventninger. Produksjonsnedgangen skyldtes i hovedsak omfattende vedlikeholdsaktiviteter som påvirket både olje- og gassproduksjonen.

Resultatet i tredje kvartal 2010 var på 13,8 milliarder kroner sammenlignet med 6,6 milliarder kroner i samme periode i fjor. Resultatet avspeiler høyere priser både for olje og gass, høyere netto finansinntekter, lavere skatteprosent og redusert tap på nedskrivninger, delvis motvirket av lavere salgsvolumer og reduserte gevinster på derivater.

Justert driftsresultat i tredje kvartal 2010 var på 26,7 milliarder kroner, en nedgang på 14 % fra i fjor. Justert driftsresultat etter skatt var på 8,5 milliarder kroner i tredje kvartal, en nedgang på 8 % fra i fjor. Justert driftsresultat etter skatt ekskluderer netto finansposter og skattevirkningene av netto finansposter, og utgjorde en effektiv justert skatteprosent på 68 % sammenlignet med 70 % i tredje kvartal 2009.

- Omfattende planlagte vedlikeholdsaktiviteter gjennom hele tredje kvartal har påvirket både olje- og gassproduksjonen vår betydelig. Våre resultater og vår kontantstrøm er fortsatt solide, noe som bekrefter at vi har finansiell fleksibilitet til å underbygge fortsatt utvikling av porteføljen vår. I en periode med høye vedlikeholds- og modifikasjonsaktiviteter både til havs og ved våre gassprosesseringsanlegg, er vi glade for å kunne vise til en positiv utvikling for HMS-resultatene også i dette kvartalet, sier Statoils konsernsjef Helge Lund.

Vi besluttet nylig å midlertidig redusere produksjonen på to av våre felt i Nordsjøen (Gullfaks Sør og Kvitebjørn) for å sikre tilstrekkelig reservoartrykk for sikker boring av ytterligere brønner. Reduksjonen vil bidra til økte volumer og høyere verdiskapning fra disse feltene i fremtiden. Basert på denne beslutningen, i tillegg til at det er kortsiktige kapasitetsbegrensninger på Kollsnes, er vår produksjonsguiding for året nedjustert til 1,900 millioner foe per dag fra det tidligere forventede nivået på 1,925-1,975 millioner foe per dag.

Vår portefølje med nye feltutbygginger går som planlagt mot 2012, men med begrenset forventet produksjonsvekst i 2011.

IFRS resultatregnskap (i milliarder kroner)	Tredje kvartal			Hittil i år			Året 2009
	2010	2009	Endring	2010	2009	Endring	
Driftsresultat	28,2	28,3	-0%	94,4	88,1	7 %	121,6
Justert driftsresultat	26,7	31,1	-14%	102,0	96,3	6 %	130,7
Periodens resultat	13,8	6,6	>100%	28,0	10,6	>100%	17,7
Resultat per aksje (basert på periodens resultat)	4,34	2,33	87 %	8,97	3,50	>100%	5,75
Gjennomsnittlig pris på væsker (NOK per fat)	455	400	14 %	450	347	30 %	364
Gasspris (NOK/sm3)	1,74	1,61	8 %	1,65	2,02	-18%	1,90
Sum egenproduksjon av væsker og gass (1000 fat o.e. / dag)	1 552	1 874	-17%	1 868	1 930	-3%	1 962

Viktige hendelser siden andre kvartal 2010:

- Egenproduksjonen viste en nedgang på 17 % fra tredje kvartal 2009 til 1,552 millioner foe per dag. For de første ni månedene av året var egenproduksjonen 1,868 millioner foe per dag, en nedgang på 3 % sammenlignet med fjoråret.
- Gjennomsnittsprisene for væske og gass målt i norske kroner steg med henholdsvis 14 % og 8 % sammenlignet med tredje kvartal i fjor.
- Den 22. juli godkjente Stortinget planen for utbygging og drift (PUD) av Marulk-feltet.
- Den 1. august startet produksjonen fra Morvin i samsvar med planen.
- Den 23. september kunngjorde Statoil at selskapet hadde kjøpt 20,67 % av Nautical Petroleums andel i Mariner-feltet i Storbritannia.
- Den 10. oktober kunngjorde Statoil at selskapet hadde inngått avtaler med Enduring Resources og Talisman om kjøp av 67.000 acres (netto) i skiferområdet Eagle Ford i sørvestlig del av Texas i USA, noe som øker Statoils utvinnbare ressurser med omkring 550 millioner foe.

- Den 21. oktober ble planen for utbygging og drift (PUD) av Valemon oversendt til norske myndigheter.
- Den 22. oktober 2010 ble datterselskapet Statoil Fuel & Retail ASA notert på Oslo Børs.

GJENNOMGANG AV DRIFTEN

Tredje kvartal

Statoils samlede bokførte produksjon av væske og gass i tredje kvartal 2010 var 1,379 millioner foe per dag, sammenlignet med 1,712 millioner foe per dag i tredje kvartal 2009. Samlet egenproduksjon var 1,552 millioner foe per dag i tredje kvartal 2010 sammenlignet med 1,874 millioner foe per dag i tredje kvartal 2009.

Nedgangen i samlet egenproduksjon på 17 % skyldtes hovedsakelig omfattende vedlikeholdsaktiviteter på flere olje- og gassfelt, samt på gasstransport-systemene fra norsk sokkel (Kårstø and Kollsnes). Naturlig produksjonsfall på modne felt ble bare delvis ble motvirket av ny produksjonskapasitet. Lavere produksjon fra Ormen Lange-feltet på grunn av restriksjoner i produksjonstillatelsen, og midlertidige forhold knyttet til riggkapasiteten på Gullfaksfeltet, samt en omfordeling av volumer mellom andre og tredje kvartal 2010, bidro til en lavere egenproduksjon i tredje kvartal.

Bokført produksjon gikk ned med 19 %, sterkt påvirket av ovennevnte fall i egenproduksjonen og av relativt høyere negative effekter av Produksjonsdelingsavtalene (PSA-effekter) i tredje kvartal 2010. Gjennomsnittlig negativ PSA-effekt var 173 tusen foe per dag i tredje kvartal 2010, sammenlignet med 163 tusen foe per dag i tredje kvartal i fjor. Økningen skyldtes hovedsakelig endringer i myndighetenes overskuddsandel i felt i Angola.

Operasjonelle data	Tredje kvartal			Hittil i år			Året 2009
	2010	2009	Endring	2010	2009	Endring	
Gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat)	73,8	65,5	13 %	73,9	53,5	38 %	58,0
Gjennomsnittlig valutakurs (NOK/USD)	6,17	6,11	1 %	6,09	6,49	-6 %	6,28
Gjennomsnittlig pris på væsker (NOK per fat)	455	400	14 %	450	347	30 %	364
Gasspris (NOK/sm ³)	1,74	1,61	8 %	1,65	2,02	-18 %	1,90
Raffineringsmargin (FCC) (USD per fat)	4,2	3,8	11 %	5,3	4,7	13 %	4,3
Sum bokført produksjon av væsker (1 000 fat o.e./dag)	868	1 060	-18 %	971	1 065	-9 %	1 066
Sum bokført gassproduksjon (1 000 fat o.e./d)	511	651	-22 %	714	726	-2 %	740
Sum bokført produksjon (1 000 fat o.e. / dag)	1 379	1 712	-19 %	1 684	1 791	-6 %	1 806
Sum egenproduksjon av gass (mboe per dag)	533	665	-20 %	741	744	0 %	760
Sum egenproduksjon av væsker (mboe per dag)	1 019	1 209	-16 %	1 127	1 187	-5 %	1 202
Sum egenproduksjon av væsker og gass (1000 fat o.e. / dag)	1 552	1 874	-17 %	1 868	1 930	-3 %	1 962
Sum løfting av væsker (1 000 fat o.e./dag)	872	1 006	-13 %	963	1 035	-7 %	1 045
Sum løfting gass (1 000 fat o.e./d)	511	650	-21 %	714	726	-2 %	740
Sum løfting (1 000 fat o.e. / dag)	1 383	1 656	-16 %	1 677	1 760	-5 %	1 785
Produksjonskostnad bokførte volumer (NOK per fat o.e., siste 12 mnd.)	42,1	37,7	12 %	42,1	37,7	12 %	38,4
Produksjonskostnad egne volumer (NOK per fat o.e., siste 12 mnd.)	37,9	34,9	9 %	37,9	34,9	9 %	35,3
Produksjonskostnad egne volumer eksklusive restrukturings- og gassinjeksjonskostnader (NOK per fat o.e., siste 12 mnd.)	36,9	35,3	5 %	36,9	35,3	5 %	35,3

Samlet løfting av væske og gass var 1,383 millioner foe per dag i tredje kvartal 2010, en nedgang på 16 % fra 1,656 millioner foe per dag i tredje kvartal 2009. Nedgangen skyldes lavere bokført produksjon, delvis motvirket av økt overløft sammenlignet med tredje kvartal i fjor. I tredje kvartal 2010 var det et overløft på 18 tusen foe per dag, sammenlignet med et underløft på 42 tusen foe per dag i tredje kvartal 2009.

Raffineringsmarginen (FCC) var USD 4,2 per fat i tredje kvartal 2010, en økning på 11 % sammenlignet med tredje kvartal 2009. Statoils raffinerier har i dag en lavere margin enn et FCC-raffineri på grunn av at de har en annen raffinerikonfigurasjon.

Produksjonskostnaden per foe bokført produksjon var 42,1 kroner for de siste 12 månedene fram til 30. september 2010, sammenlignet med 37,7 kroner for tilsvarende periode i 2009. Basert på egenproduserte volumer var produksjonskostnaden per foe for de to periodene henholdsvis 37,9 kroner og 34,9 kroner.

Justerte produksjonskostnader per foe egenproduksjon for de siste 12 månedene fram til 30. september 2010 var 36,9 kroner. Det sammenlignbare tallet for tilsvarende periode i 2009 var 35,3 kroner. Justeringer av produksjonskostnadene omfatter omstillingskostnader og andre kostnader knyttet til fusjonen regnskapsført i fjerde kvartal 2007 og delvis reversert i fjerde kvartal 2008 og 2009, samt gassinjeksjonskostnader. Økningen i justerte produksjonsenhetskostnader skyldes hovedsakelig lavere egenproduksjon, samt valutaeffekter som følge av svekket norsk krone mot US dollar i den siste 12-månedesperioden sammenlignet med tilsvarende 12-månedesperiode i 2009.

I tredje kvartal 2010 ble til sammen ni letebrønner fullført før 30. september 2010, fire på norsk sokkel og fem internasjonalt. Det ble bekreftet funn i fem brønner i perioden, hvorav to ble gjort utenfor norsk sokkel.

Av viktige hendelser i perioden kan nevnes godkjenning av planen for utbygging og drift (PUD) av Marulk-feltet (22. juli), oppstart av Morvin i henhold til plan (1. august), kjøp av 20,67 % andel i Mariner-feltet i Storbritannia (23. september), avtale med Enduring Resources LLC og Talisman Energy Inc om kjøp av andeler i skiferformasjonen Eagle Ford i USA (10. oktober), godkjenning av utbyggingen av Jack- og St. Malo-feltene i Mexicogolfen (21. oktober) og notering av datterselskapet Statoil Fuel & Retail ASA på Oslo Børs i oktober.

Første ni måneder

Samlet bokført produksjon av væske og gass i de første ni månedene av 2010 var 1,684 millioner foe per dag, en nedgang på 6 % fra 1,791 millioner foe per dag i tilsvarende periode i 2009. Samlet egenproduksjon i de første ni månedene av 2010 var 1,868 millioner foe per dag, en nedgang på 3 % fra 1,930 millioner foe per dag i tilsvarende periode i fjor.

Nedgangen i samlet egenproduksjon i de første ni månedene av 2010 sammenlignet med tilsvarende periode i 2009 skyldtes hovedsakelig høyere vedlikeholdsvirksomhet og avtagende produksjon fra modne felt. Nedgangen i egenproduksjon ble delvis motvirket av at Tyrihans og Morvin på norsk sokkel startet produksjon, samt at produksjonen fra eksisterende felt økte.

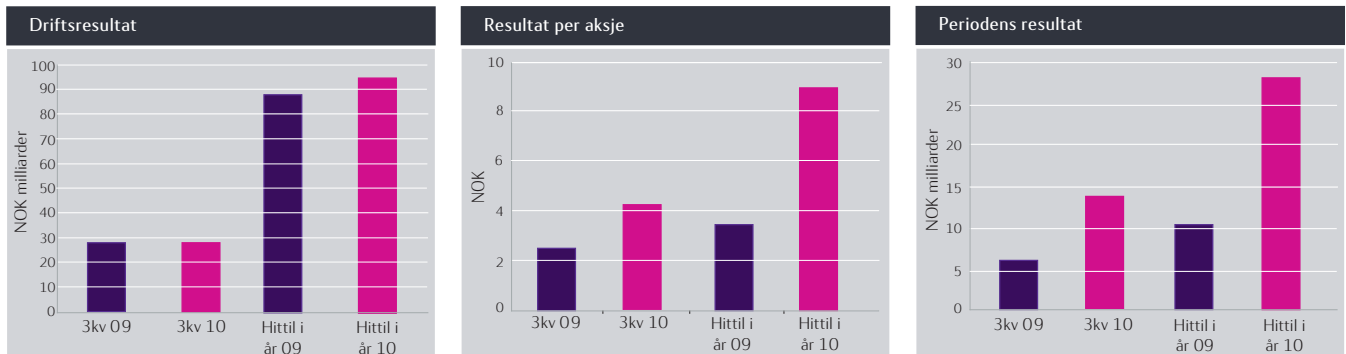
Gjennomsnittlig negativ PSA-effekt på bokført produksjon var 184 tusen foe per dag i de første ni månedene av 2010, sammenlignet med 139 tusen foe per dag i de første ni månedene av 2009. Økningen skyldtes endringer i overskuddsandeler for felt i Angola.

Samlet løfting av olje og gass var 1,677 millioner foe per dag i de første ni månedene av 2010, sammenlignet med 1,760 millioner foe per dag i tilsvarende periode i 2009. Nedgangen på 5 % skyldes lavere bokført produksjon som beskrevet ovenfor. I de første ni månedene av 2010 var det et overløft på 6 tusen foe per dag. I tilsvarende periode i 2009 var det et underløft på 16 tusen foe per dag.

Raffineringsmarginen (FCC) var 5,3 USD per fat i de første ni månedene av 2010, en økning på 13 % fra samme periode i 2009. Statoils raffinerier har i dag en lavere margin enn et FCC-raffineri på grunn av at de har en annen raffinerikonfigurasjon.

I de første ni månedene av 2010 fullførte Statoil 27 letebrønner, 13 på norsk sokkel og 14 internasjonalt. Det ble bekreftet funn i 16 brønner i perioden, 11 på norsk sokkel og fem internasjonalt.

GJENNOMGANG AV RESULTATENE



Tredje kvartal

Driftsresultatet i tredje kvartal 2010 var på 28,2 milliarder kroner, stort sett uendret fra i fjor. Inntektene ble betydelig påvirket av reduserte salgsvolumer både for væske og gass, og ble bare delvis motvirket av høyere væske- og gasspriser. Varekostnader består i all hovedsak av væskevolumer som Statoil kjøper av SDØE, samt fra tredjepart, og viser en økning på 13 % sammenlignet med tredje kvartal 2009. Økningen skyldes hovedsakelig høyere væskepriser målt i norske kroner. Driftskostnadene gikk ned med 4 % til 12,8 milliarder kroner og salgs- og administrasjonskostnadene økte med 0,5 milliarder kroner til 2,8 milliarder kroner. De var begge sterkt påvirket av en reversering av avsetninger i tidligere perioder.

IFRS resultatregnskap (i milliarder kroner)	Tredje kvartal			Hittil i år			Året 2009
	2010	2009	Endring	2010	2009	Endring	
Driftsinntekter							
Salgsinntekter	125,8	122,4	3 %	383,7	339,7	13 %	462,3
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	0,5	0,6	-12 %	1,2	1,2	-2 %	1,8
Andre inntekter	1,1	0,0	>100 %	1,5	0,1	>100 %	1,4
Sum driftsinntekter	127,4	123,1	4 %	386,4	341,1	13 %	465,4
Driftskostnader							
Varekostnad	67,4	59,6	13 %	189,7	150,4	26 %	205,9
Andre driftskostnader	12,8	13,3	-4 %	44,1	41,2	7 %	56,9
Salgs- og administrasjonskostnader	2,8	2,3	22 %	9,7	8,1	20 %	10,3
Avskrivninger, amortisering og nedskrivninger	12,6	17,6	-28 %	38,0	41,6	-8 %	54,1
Letekostnader	3,6	2,1	75 %	10,4	11,8	-11 %	16,7
Sum driftskostnader	-99,2	-94,8	-5 %	-291,9	-253,0	-15 %	-343,8
Driftsresultat	28,2	28,3	-0 %	94,4	88,1	7 %	121,6
Netto finansposter	7,0	3,2	>100 %	4,6	-5,5	>-100 %	-6,7
Skattekostnad	-21,5	-24,9	14 %	-71,0	-72,0	1 %	-97,2
Periodens resultat	13,8	6,6	>100 %	28,0	10,6	>100 %	17,7

Driftsresultatet omfatter visse poster som ledelsen anser for ikke å være representative for Statoils underliggende drift. Ved å justere for disse forholdene har ledelsen kommet fram til justert driftsresultat. 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 lettere å vurdere driftsmessige utviklingstendenser mellom periodene.

I tredje kvartal 2010 var driftsresultatet negativt påvirket av endringer i netto nedskrivninger (1,6 milliarder kroner) og lagervirkninger (0,2 milliarder kroner), mens høyere virkelig verdi på derivater (0,5 milliarder kroner), overløft (0,5 milliarder kroner), gevinst på salg av eiendeler (0,8 milliarder kroner) og andre avsetninger (1,2 milliarder kroner) påvirket driftsresultatet positivt. Justert for disse elementene og virkningene av eliminerings (0,3 milliarder kroner), var justert driftsresultat på 26,7 milliarder kroner i tredje kvartal 2010. Dette er en nedgang på 14 % sammenlignet med fjoråret.

I tredje kvartal 2009 var driftsresultatet negativt påvirket av endringer i netto nedskrivninger (5,2 milliarder kroner), underløft (0,8 milliarder kroner) og lagervirkninger (0,2 milliarder kroner), mens høyere virkelig verdi på derivater (3,0 milliarder kroner) virket positivt på driftsresultatet. Justert for disse elementene og virkningene av eliminerings (0,4 milliarder kroner), var justert driftsresultat på 31,1 milliarder kroner i tredje kvartal 2009.

Nedgangen i justert driftsresultat skyldtes hovedsakelig reduksjonen i solgte volumer på grunn av redusert produksjon både av væske og gass. Høyere væske- og gasspriser kompenserte bare delvis for denne nedgangen, som hovedsakelig skyldes høy vedlikeholdsaktivitet, avtagende produksjon fra modne felt og restriksjoner knyttet til produksjonstillatelser. Justerte avskrivninger, amortisering og nedskrivninger ble redusert med 13 %, noe som hovedsakelig skyldtes lavere produksjon. Justerte leteutgifter økte med 1,5 milliarder kroner sammenlignet med samme periode i fjor, hovedsakelig på grunn av dyrere brønner, kostnadsføring av balanseførte letekostnader i tidligere perioder og lavere balanseføring av borekostnader. I tredje kvartal 2010 var justerte driftsutgifter 14,2 milliarder kroner, en økning på 4 % sammenlignet med samme periode i fjor. Justerte salgs- og administrasjonskostnader var på 2,2 milliarder kroner, en reduksjon på 0,2 milliarder kroner fra i fjor.

Justert driftsresultat (i milliarder kroner)	Tredje kvartal			Hittil i år			Året 2009
	2010	2009	Endring	2010	2009	Endring	
Sum dritsinntekter - justert	124,6	120,9	3 %	385,5	341,4	13 %	465,7
Varekostnader - justert	67,2	59,4	13 %	189,9	151,9	25 %	208,1
Andre driftskostnader - justert	14,2	13,6	4 %	42,7	43,1	-1 %	58,5
Salgs- og administrasjonskostnader - justert	2,2	2,4	-7 %	7,5	8,0	-7 %	10,1
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger - justert	10,7	12,4	-13 %	33,2	34,5	-4 %	47,0
Letekostnader - justert	3,6	2,1	75 %	10,2	7,7	34 %	11,3
Justert driftsresultat	26,7	31,1	-14 %	102,0	96,3	6 %	130,7

Finansielle data	Tredje kvartal			Hittil i år			Året 2009
	2010	2009	Endring	2010	2009	Endring	
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer	3 182 526 140	3 183 568 449		3 182 802 756	3 184 196 695		3 183 873 643
Resultat per aksje (kr pr aksje)	4,34	2,33	87 %	8,97	3,50	>100 %	5,75
Minoritetsaksjonærer	0,0	0,8	-100 %	0,6	0,5	13 %	0,6
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter (mrd. kroner)	19,5	22,5	-13 %	67,4	61,2	10 %	73,0
Investeringer brutto (mrd. kroner)	18,9	25,0	-24 %	58,7	64,2	-9 %	85,0
Gjeldsgrad	27,7 %	27,1 %		27,7 %	27,1 %		27,3 %

Netto finansposter viste en gevinst på 7,0 milliarder kroner i tredje kvartal 2010, sammenlignet med en gevinst på 3,2 milliarder kroner i tredje kvartal 2009. Gevinsten i tredje kvartal 2010 skyldtes hovedsakelig en valutagevinst på 4,0 milliarder kroner, kombinert med en økning i virkelig verdi av renteswapper knyttet til rentestyrt av eksterne lån på 2,8 milliarder kroner. Tilsvarende var gevinsten i tredje kvartal 2009 hovedsakelig et resultat av en valutagevinst på 2,0 milliarder kroner, kombinert med en økning i virkelig verdi av renteswapper knyttet til rentestyrt av eksterne lån på 1,7 milliarder kroner.

Økningen av virkelig verdi av renteswapper skyldtes en nedgang i rentesatsen på amerikanske dollar i tredje kvartal 2010. Netto valutagevinst var hovedsakelig knyttet til valutawapper brukt til likviditetsstyring, grunnet en nedgang i valutakursen mellom amerikanske dollar og norske kroner i tredje kvartal 2010.

Justert for disse faktorene, valutaeffektene på finansinntekten og nedskrivning av eiendeler, utgjør netto finansposter før skatt et tap på rundt 0,1 milliarder kroner for perioden. I tredje kvartal 2009 utgjorde netto finansposter eksklusiv valuta- og rentederivater før skatt, til sammenligning et tap på 0,3 milliarder kroner.

Netto finansposter i tredje kvartal 2010 (i milliarder kroner)	Rente- inntekter	Netto valuta- omregning	Rente- kostnader	Netto finansposter før skatt	Estimert skatteeffekt	Netto finansposter etter skatt
Netto finansposter iflg IFRS	1,4	4,0	1,6	7,0	-2,0	5,0
Effekt av valutaomregning (inklusive derivater)	-0,3	-4,0		-4,3		
Rentederivater			-2,8	-2,8		
Sum justeringer	-0,3	-4,0	-2,8	-7,1	2,0	-5,1
Netto finansposter eksklusiv valutaomregning og rentederivater	1,1	0,0	-1,2	-0,1	0,0	0,1

Valutakurser	30. september 2010	31. desember 2009	30. september 2009
USDNOK	5,84	5,78	5,78
EURNOK	7,97	8,32	8,46

Skattekostnaden i regnskapet i tredje kvartal 2010 var 21,5 milliarder kroner, tilsvarende en effektiv skattesats på 60,9 %, sammenlignet med 24,9 milliarder kroner i tredje kvartal 2009, tilsvarende en effektiv skattesats på 78,9 %. Forskjellen i effektiv skattesatser mellom periodene forklares hovedsakelig med en høy skattesats i tredje kvartal 2009, grunnet betydelig høyere skattbare inntekter enn konsernets regnskapsmessige resultater i selskaper som er gjenstand for beskatning i annen valuta enn den funksjonelle valutaen. Den høye effektive skattesatsen i tredje kvartal 2009 skyldtes også negativt driftsresultat og tap på nedskrivninger i enheter som har en lavere skattesats enn den gjennomsnittlige skattesatsen. Nedgangen i effektiv skattesats i tredje kvartal 2010 er også et resultat av relativt lavere inntekter fra norsk sokkel som har en høyere skattesats enn den gjennomsnittlige skattesatsen. Dette ble delvis motvirket av valutaeffekten beskrevet ovenfor.

I tredje kvartal 2010 var resultat før skatt på 35,3 milliarder kroner, mens skattbar inntekt var anslått til å være 6,6 milliarder kroner høyere. Den anslåtte forskjellen på 6,6 milliarder kroner oppsto i selskaper som er gjenstand for beskatning i annen valuta enn den funksjonelle valutaen. Skatteeffekten på den anslåtte forskjellen bidro til en skattesats på 60,9 %. Ledelsen mener at denne skattesatsen ikke gjenspeiler den underliggende skatteeksponeringen. Justert driftsresultat etter skatt er et alternativt måletall som gir en indikasjon på Statoils skatteeksponering på den underliggende driften i perioden, og det gir derfor et bedre grunnlag for sammenligning mellom periodene.

Sammensetning av skattekostnad og skatteprosent i tredje kvartal 2010	Inntekter før skatt	Skatt	Skatteprosent	Inntekter etter skatt
Justert driftsresultat	26,7	-18,1	68 %	8,5
Justeringer	1,6	0,2	-10 %	-1,7
Driftsresultat	28,2	-18,0	64 %	10,2
Netto finansposter	7,0	-3,5	50 %	3,5
Totalt	35,3	-21,5	61 %	13,8

Justert driftsresultat etter skatt i tredje kvartal 2010 var 8,5 milliarder kroner, en nedgang på 8 % fra 9,2 milliarder kroner i tredje kvartal 2009. Den justerte skattesatsen var på henholdsvis 68 % og 70 % i tredje kvartal 2010 og 2009.

Resultatet var 13,8 milliarder kroner i tredje kvartal 2010, sammenlignet med 6,6 milliarder kroner året før. Økningen skyldes hovedsakelig høyere netto finansinntekter og en lavere effektiv skattesats. Netto driftsresultat var stort sett uendret på grunn av at økningen i driftsresultat som følge av høyere væske- og gasspriser, lavere avskrivninger og amortisering og lavere nedskrivninger på grunn av lavere produksjonsvolumer, bare delvis ble motvirket av nedgang i produksjonsvolumer, lavere gevinst på derivater, høyere priser på kjøpte volumer og høyere leteknostnader som følge av høyere boreaktivitet og høyere kostnadsføring av tidligere balanseførte leteknostnader.

Avkastningen per aksje basert på periodens resultat var 4,34 kroner i tredje kvartal 2010, sammenlignet med 2,33 kroner i tredje kvartal 2009.

Justert driftsresultat etter skatt per segment (i milliarder kroner)	Tredje kvartal					
	2010			2009		
	Justert driftsresultat	Skatt på justert driftsresultat	Justert driftsresultat etter skatt	Justert driftsresultat	Skatt på justert driftsresultat	Justert driftsresultat etter skatt
U&P Norge	21,7	15,9	5,8	25,2	18,6	6,6
Internasjonal U&P	2,5	1,0	1,5	2,8	1,4	1,4
Naturgass	2,1	1,4	0,7	3,3	1,8	1,5
Foredling og Markedsføring	0,9	0,1	0,8	0,1	0,0	0,1
Annet	-0,5	-0,2	-0,3	-0,3	0,0	-0,3
Konsern	26,7	18,1	8,5	31,1	21,8	9,2

Første ni måneder

Driftsresultatet for de ni første månedene av 2010 var 94,4 milliarder kroner, sammenlignet med 88,1 milliarder kroner året før. Økningen skyldtes hovedsakelig høyere væskepriser, noe som bare delvis ble motvirket av lavere gasspriser, lavere salgsvolumer av væsker, tap på derivater og avsetning for en tapskontrakt.

Varekostnaden økte med 26 %, hovedsakelig som følge av høyere priser på væsker målt i norske kroner. Driftskostnadene økte med 2,9 milliarder kroner, og salgs- og administrasjonskostnadene økte med 1,6 milliarder kroner, og var i stor grad påvirket av en avsetning knyttet til en tapskontrakt i andre kvartal 2010. Avskrivninger, amortisering og nedskrivninger gikk ned med 8 % i de ni første månedene av 2010 sammenlignet med samme periode i fjor, hovedsakelig som følge av lavere egenproduksjon. Letekostnadene ble redusert med 11 % sammenlignet med de ni første månedene av 2009, hovedsakelig grunnet lavere boreaktivitet.

I de ni første månedene av 2010 hadde endring i netto nedskrivninger (4,7 milliarder kroner), lavere virkelig verdi på derivater (0,7 milliarder kroner) og andre avsetninger (3,9 milliarder kroner) en negativ påvirkning på driftsresultatet, mens overløft (0,3 milliarder kroner), lagervirkninger (0,2 milliarder kroner) og gevinst på salg av eiendeler (1,1 milliarder kroner) virket positivt på driftsresultatet. Justert for disse elementene og virkningene av eliminerings (0,1 milliarder kroner), var **justert driftsresultat** på 102,0 milliarder kroner i de ni første månedene av 2010.

I de ni første månedene av 2009 hadde både endringer i netto nedskrivninger (10,9 milliarder kroner) og underløft (1,3 milliarder kroner) en negativ påvirkning på driftsresultatet, mens høyere virkelig verdi på derivater (2,4 milliarder kroner), lagervirkninger (1,5 milliarder kroner), andre avsetninger (1,4 milliarder kroner) og gevinst på salg av eiendeler (0,5 milliarder kroner) påvirket driftsresultatet positivt. Justert for disse elementene og virkningene av konserninterne eliminerings (1,8 milliarder kroner), var justert driftsresultat på 96,3 milliarder kroner i de ni første månedene av 2009.

Økningen i justert driftsresultat på 6 % fra de ni første månedene av 2009 til de ni første månedene av 2010 skyldtes hovedsakelig høyere væskepriser, som bare ble delvis motvirket av lavere gasspriser og lavere salgsvolumer av væsker. Justerte letekostnader økte med 34 % grunnet dyrere brønner og økt kostnadsføring av tidligere balanseførte leteutgifter. Justerte avskrivninger, amortisering og netto tap på nedskrivninger gikk ned med 4 %, hovedsakelig som følge av lavere produksjonsvolumer. Justerte driftsutgifter var på 42,7 milliarder kroner i de ni første månedene av 2010, en liten nedgang fra samme periode i fjor. Justerte salgs- og administrasjonskostnader var på 7,5 milliarder kroner i de ni første månedene av 2010, en reduksjon på 0,5 milliarder kroner sammenlignet med fjoråret.

Netto finansposter viste en gevinst på 4,6 milliarder kroner i de ni første månedene av 2010, sammenlignet med et tap på 5,5 milliarder kroner i de ni første månedene av 2009. Gevinsten i de ni første månedene av 2010 skyldtes hovedsakelig en økning i virkelig verdi av renteswapper knyttet til rentestyrt av eksterne lån på 6,7 milliarder kroner, noe som delvis ble motvirket av et valutatap på 1,8 milliarder kroner. Tapet i de ni første månedene av 2009 skyldtes hovedsakelig et tap på renteswapper knyttet til rentestyrt på 4,2 milliarder kroner, kombinert med tap på nedskrivning av investering i Pernis-raffineriet på 1,1 milliarder kroner.

Økningen av virkelig verdi av renteswapper skyldtes en nedgang i rentesatsen på amerikanske dollar i de ni første månedene fram til 30. september 2010. Netto valutatap var hovedsakelig knyttet til valutawapper brukt til likviditetsstyring, grunnet en økning i valutakursen mellom amerikanske dollar og norske kroner i de ni første månedene av 2010.

Justert for disse faktorene, valutaeffektene på finansinntekten og nedskrivning av verdier, utgjorde netto finansposter før skatt et tap på rundt 0,8 milliarder kroner for perioden. I de ni første månedene av 2009 utgjorde justerte netto finansposter et tap på 0,1 milliarder kroner.

Skattekostnaden i regnskapet i de ni første månedene av 2010 var 71,0 milliarder kroner, tilsvarende en skattesats på 71,7 %, sammenlignet med 72,0 milliarder kroner i de ni første månedene av 2009, tilsvarende en skattesats på 87,1 %. Nedgangen i skattesats skyldtes hovedsakelig en høy skattesats i de ni første månedene av 2009, som følge av høyere skattbare inntekter enn konsernets regnskapsmessige resultater i selskaper som er gjenstand for beskatning i annen valuta enn den funksjonelle valutaen. Nedgangen i skattesats skyldtes også relativt lavere inntekter fra norsk sokkel i de ni første månedene av 2010 sammenlignet med de ni første månedene av 2009.

Netto finansposter hittil i år 2010 (i milliarder kroner)	Rente- inntekter	Netto valuta- omregning	Rente- kostnader	Netto finansposter før skatt	Estimert skatteeffekt	Netto finansposter etter skatt
Netto finansposter iflg IFRS	2,7	-1,8	3,7	4,6	0,2	4,8
Effekt av valutaomregning (inklusive derivater)	-0,3	1,8		1,5		
Rentederivater			-6,9	-6,9		
Sum justeringer	-0,3	1,8	-6,9	-5,4	0,3	-5,1
Netto finansposter eksklusiv valutaomregning og rentederivater	2,4	0,0	-3,2	-0,8	0,5	-0,3

Sammensetning av skattekostnad og skatteprosent hittil i år 2010	Inntekter før skatt	Skatt	Skatteprosent	Inntekter etter skatt
Justert driftsresultat	102,0	-70,8	69 %	31,2
Justeringer	-7,6	1,0	14 %	6,5
Driftsresultat	94,4	-69,7	74 %	24,7
Netto finansposter	4,6	-1,3	28 %	3,3
Totalt	99,0	-71,0	72 %	28,0

Justert driftsresultat etter skatt omfatter ikke effektene av netto finansposter og skatt på netto finansposter. I de ni første månedene av 2010 var justert driftsresultat etter skatt på 31,2 milliarder kroner, en økning fra 28,6 milliarder kroner i samme periode året før. Skattesatsen på justert driftsresultat var på henholdsvis 69 % og 70 % i de ni første månedene av 2010 og 2009.

Justert driftsresultat etter skatt per segment (i milliarder kroner)	Hittil i år					
	2010			2009		
	Justert driftsresultat	Skatt på justert driftsresultat	Justert driftsresultat etter skatt	Justert driftsresultat	Skatt på justert driftsresultat	Justert driftsresultat etter skatt
U&P Norge	79,9	59,0	20,9	75,6	55,7	19,9
Internasjonal U&P	9,8	4,4	5,3	5,8	2,5	3,3
Naturgass	10,0	7,1	2,9	12,5	8,8	3,7
Foredling og Markedsføring	2,6	0,6	2,0	3,1	1,4	1,7
Annet	-0,2	-0,3	0,1	-0,7	-0,7	0,0
Konsern	102,0	70,8	31,2	96,3	67,7	28,6

Økningen i **resultatet** i de ni første månedene av 2010 skyldtes først og fremst et høyere driftsresultat grunnet høyere inntekter fra salg av væsker, høyere finansinntekter og en lavere effektiv skattesats.

Avkastningen per aksje var 8,97 kroner i de ni første månedene av 2010, sammenlignet med 3,50 kroner i de ni første månedene av 2009.

Kontantstrøm fra driften beløp seg til 67,4 milliarder kroner i de ni første månedene av 2010, mens kontantstrøm fra underliggende drift var på 132,2 milliarder kroner. Betalte skatter beløp seg til 57,1 milliarder kroner og betaling av utbytte til 19,1 milliarder kroner.

Kontantstrøm til investeringsaktivitetene var på 54,1 milliarder kroner i de ni første månedene av 2010.

UTSIKTER FOR ÅRET

Statoils reviderte prognoser for **egenproduksjon** i 2010 er 1,900 millioner foe per dag. Prognosene for 2012 opprettholdes i intervallet 2,060 til 2,160 millioner foe per dag. Kommersielle vurderinger knyttet til gassalgsaktiviteter, driftsregularitet, tidspunktet for når ny kapasitet settes i produksjon og gassalg, utgjør de største risikofaktorene for produksjonsanslagene.

Planlagte revisjonsstanser forventes å ha en negativ påvirkning på egenproduksjonen i fjerde kvartal 2010 på om lag 15 tusen foe per dag. I alt forventes revisjonsstansene å ha en negativ påvirkning på rundt 50 tusen foe per dag for hele 2010. Disse effektene er kun knyttet til produksjon av væsker. I tillegg er også gassproduksjonen i 2010 blitt negativt påvirket av de planlagte revisjonsstansene.

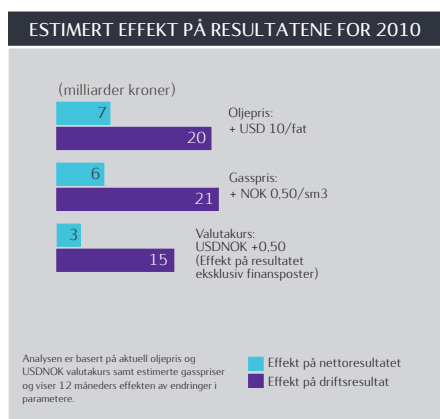
Organiske investeringer for 2010, eksklusive oppkjøp og leiefinansiering, ventes å ligge på rundt 13 milliarder amerikanske dollar.

Statoils reviderte anslag for **produksjonskostnaden per enhet** for egenproduksjonen i 2010 er på 36-37 kroner per foe, noe som gjenspeiler de reviderte produksjonsprognosene.

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

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.

RISIKOER



Risikofaktorer

Driftsresultatene avhenger i stor grad av en rekke faktorer. Størst betydning har de faktorene som påvirker prisen vi får i norske kroner for produktene vi selger. Slike faktorer omfatter spesielt prisnivået for væsker og naturgass, utviklingen i valutakursene, våre produksjonsvolumer av væsker og naturgass, som igjen avhenger av våre egne volumer i henhold til produksjonsdelingsavtaler og tilgjengelige petroleumsreserver, vår egen samt våre partners ekspertise og samarbeid i forbindelse med utvinning av olje og naturgass fra disse reservene og endringer i vår portefølje av eiendeler grunnet overtakelser og avhendelser.

Illustrasjonen viser hvordan visse endringer i råoljeprisene (en erstatning for væskeprisene), kontraktspriser på naturgass og valutakursen mellom amerikanske dollar og norske kroner, dersom de opprettholdes gjennom et helt år, kan påvirke våre driftsresultater i 2010. Endringer i vareprisene, valutakurs 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 årsrapport for 2009 og i Annual Report on Form 20-F 2009.

Økonomisk risikostyring

Statoil har etablerte retningslinjer for å påta seg akseptabel risiko når det gjelder handelspartnere og økonomiske motparter og bruken av derivater og markedsaktiviteter generelt. Statoil har hittil bare hatt en begrenset eksponering overfor virkemidler og motparter som er mer påvirket av den økonomiske krisen. Hittil har vi bare opplevd ubetydelige tap på grunn av motpartsrisiko. Vår eksponering mot økonomiske motparter anses fremdeles å ha en akseptabel risikoprofil.

Markedene for kort- og langsiktig finansiering anses nå å fungere greit for lånere med Statoils kredittverdighet og generelle egenskaper. Det råder imidlertid en viss usikkerhet under dagens forhold. Finansieringskostnadene for kortsiktige papirer er generelt på et historisk lavt nivå. Langsiktige finansieringskostnader er på et attraktivt nivå. Når det gjelder likviditetsstyringen, vil vårt fokus være å finne den rette balansen mellom risiko og avkastning. De fleste midler er i dag plassert kortsiktig i sertifikater med minimum A kredittvurdering, samt i banker med minimum A kredittvurdering.

I samsvar med våre interne retningslinjer for kredittvurdering vurderer vi våre handelspartners og økonomiske motparters kredittvurdering årlig, og vurderer motparter som anses å ha høy risiko enda hyppigere. Intern kredittvurdering reflekterer våre vurderinger av motpartenes kredittrisiko.

HELSE, MILJØ OG SIKKERHET (HMS)

Tredje kvartal

Den samlede personskedefrekvensen var 4,2 i tredje kvartal 2010, sammenlignet med 4,1 i tredje kvartal 2009. Frekvensen for alvorlige hendelser gikk ned fra 1,6 i tredje kvartal 2009 til 1,4 i tredje kvartal 2010.

Volumet av oljeutslipp gikk ned fra 98 kubikkmeter i tredje kvartal 2009 til 21 kubikkmeter i tredje kvartal 2010. Antall utilsiktede oljeutslipp i tredje kvartal 2010 var på samme nivå som i tredje kvartal 2009.

Første ni måneder

Den samlede personskedefrekvensen var 4,1 i de ni første månedene av 2010, sammenlignet med 4,3 i de ni første månedene av 2009. Frekvensen for alvorlige hendelser gikk ned fra 2,0 i de ni første månedene av 2009 til 1,3 i de ni første månedene av 2010.

Volumet av oljeutslipp gikk ned fra 147 kubikkmeter i de ni første månedene av 2009 til 33 kubikkmeter i de ni første månedene av 2010. Antall utilsiktede oljeutslipp i de ni første månedene av 2010 var på samme nivå som i de ni første månedene av 2009.

HMS indikatorer	Tredje kvartal		Hittil i år		Året 2009
	2010	2009	2010	2009	
Personskedefrekvens	4,2	4,1	4,1	4,3	4,1
Alvorlige hendelsesfrekvens	1,4	1,6	1,3	2,0	1,9
Antall utilsiktede oljeutslipp	102	102	299	306	435
Volum fra utilsiktede oljeutslipp (sm3)	21	98	33	147	170

Kontaktpersoner:

Investor relations

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

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

Presse

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