

Pressemelding

3. november 2008

God drift - finansiell styrke

StatoilHydros kvartalsberetning og regnskap, 3. kvartal 2008

StatoilHydros resultat for tredje kvartal 2008 var på 6,3 milliarder kroner, sammenlignet med 14,6 milliarder i tredje kvartal 2007. Resultatet er negativt påvirket av en betydelig styrket amerikansk dollar mot den norske kronen og dermed en unormalt høy skatteprosent. Resultatet for de ni første månedene av 2008 var på 41,2 milliarder kroner, sammenlignet med 38,4 milliarder kroner i de ni første månedene av 2007.

Driftsresultatet i tredje kvartal 2008 var på 47,0 milliarder kroner, sammenlignet med 35,8 milliarder kroner i tredje kvartal 2007. Driftsresultatet for de første ni månedene av 2008 er 161,1 milliarder kroner sammenlignet med 106,4 milliarder kroner i de første ni månedene i 2007.

Driftsresultatet er justert for poster som ikke er representative for StatoilHydros underliggende drift i perioden. Justert (underliggende) driftsresultat for tredje kvartal 2008 var 52,1 milliarder kroner sammenlignet med 32,8 milliarder kroner i tredje kvartal 2007. For de ni første månedene av året økte det justerte driftsresultatet med 53,8 milliarder kroner til 158,9 milliarder kroner.

Økningen i det justerte driftsresultatet fra tredje kvartal 2007 til tredje kvartal 2008 skyldes hovedsakelig en økning i realiserte priser for væske (olje, kondensat og NGL) på 36%, målt i norske kroner, og en økning i prisen på naturgass på 55%. Dette ble delvis motvirket av en 3% nedgang i bokførte volumer.

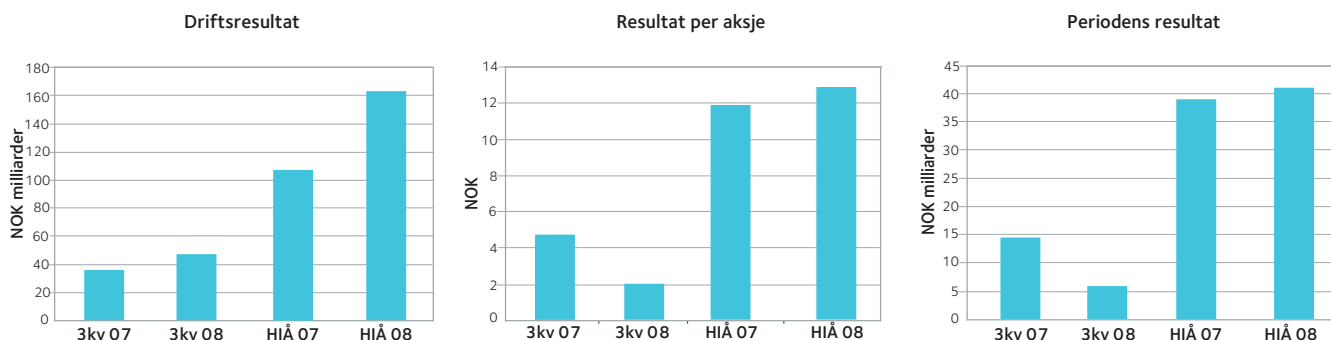
Økningen i det justerte driftsresultatet fra de ni første månedene i 2007 til de ni første månedene i 2008 på 53,8 milliarder kroner skyldes hovedsakelig en økning i realiserte væskepriser på 41%, målt i norske kroner, og en økning i prisen på naturgass på 38%. Økningen ble delvis motvirket av økte driftskostnader, hovedsakelig på nedstrømsiden, og høyere letestkostnader.

- Vi kan vise til solide driftsmessige resultater og driftsinntekter og vi står sterkt rustet, industrielt og finansielt, i en tid med stor usikkerhet i finansmarkedene, sier StatoilHydros konsernsjef Helge Lund.

- Vår finansielle posisjon gjør oss i stand til å møte våre investeringsforpliktelser og levere konkurransedyktige dividendeutbetalinger, selv med lavere oljepriser, sier Lund.

- Vår egenproduksjon i de ni første månedene var på 1,892 millioner fat oljeekvivalenter per dag (mmfoepd), en økning på 5% sammenlignet med samme periode i 2007. Samlet sett ligger vi godt an til å oppnå produksjonsmålet vi har satt oss for 2008, sier Lund.

Resultatoppdatering



I tredje kvartal av 2008 var StatoilHydros samlede bokførte produksjon av væske og gass på 1,550 millioner foe per dag. Det var en nedgang i løftede volumer på 9% til 1,504 millioner foe per dag. Imidlertid ble de negative virkningene av denne nedgangen mer enn motvirket av høyere priser på væske og naturgasset, slik at driftsresultatet for tredje kvartal 2008 økte til 47,0 milliarder kroner, en oppgang på 31% fra 35,8 milliarder kroner i tredje kvartal 2007.

I de første ni månedene av 2008 var StatoilHydros samlede bokførte produksjon av væske og gass på 1,716 millioner foe per dag. Solid produksjon og høye priser førte til et driftsresultat for de ni første månedene av 2008 på 161,1 milliarder kroner, sammenlignet med 106,4 milliarder kroner i de ni første månedene av 2007.

I løpet av de ni første månedene av 2008 fikk vi tilgang til 15 nye lisenser i Mexicogolfen, Alaska og Brasil. Dette kommer i tillegg til overtakelse av de resterende 50% av Peregrino-utbyggingen utenfor Brasil. Overtakelsen forutsetter godkjenning fra myndighetene.

StatoilHydro gjennomførte et omfattende leteprogram i de ni første månedene av 2008. Av totalt 60 fullførte letebrønnene boret før 30. september, ble 33 boret utenfor norsk sokkel. Det ble bekreftet funn i 26 av brønnene, hvorav åtte ble gjort internasjonalt. Ytterligere fire brønner er fullført etter 30. september 2008.

I løpet av de ni første månedene av 2008 leverte StatoilHydro tre planer for utbygging og drift (PUD) på norsk sokkel; Yttergryta (18. januar), Morvin (15. februar) og Troll-feltprosjektet (27. juni). På norsk sokkel ble seks felt satt i drift; Gulltopp (7. april), Oseberg Gamma Main Statfjord (12. april), Vigdis Øst (15. april), Theta Cook (26. juni), Oseberg Delta (27. juni) og Vilje (1. august). Internasjonalt ble produksjonen startet opp på dypvannsfeltet Gunashli i Aserbajdsjan (22. april), Saxi og Batuque utenfor Angola (1. juli) og det nigerianske feltet Agbami (29. juli).

Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital etter skatt (ROACE) [1] i de siste 12 månedene fram til 30. september 2008 var 28,9%, sammenlignet med 22,0% i tilsvarende periode i 2007. Oppgangen skyldtes høyere resultat, men ble delvis motvirket av høyere gjennomsnittlig sysselsatt kapital. ROACE er definert som et "non-GAAP" finansielt måletall. [2]

I tredje kvartal 2008 var inntjeningen per aksje 2,04 kroner, sammenlignet med 4,52 kroner i tredje kvartal 2007. I de ni første månedene av 2008 var inntjeningen per aksje 12,95 kroner, sammenlignet med 11,86 kroner i de ni første månedene av 2007.

Gjennomgang av resultatelementer

Driftsresultatet i tredje kvartal 2008 var 47,0 milliarder kroner, sammenlignet med 35,8 milliarder kroner i tredje kvartal 2007.

Driftsresultatet er justert for visse forhold som kan være tilfeldige og ikke gjenspeiler StatoilHydros underliggende drift i rapporteringsperioden, men som har påvirket resultatet i perioden. Justert driftsresultat er et måltall som supplerer måltall fra StatoilHydros IFRS regnskap og som gir en bedre indikasjon på StatoilHydros prestasjoner i perioden.

Følgende forhold påvirket driftsresultatet i tredje kvartal 2008: derivater hadde en positiv påvirkning på 0,9 milliarder kroner, mens endringer i nedskrivninger (3,1 milliarder kroner), underløft (1,3 milliarder kroner), avsetning for forventede tap på kapasitetskontrakt (1,3 milliarder kroner), lagervirkninger (0,9 milliarder kroner) og andre ikke operasjonelle avsetninger (0,4 milliarder kroner) hadde en negativ påvirkning.

Hensyntatt disse elementene og virkninger av eliminerings (1,0 milliarder kroner) var justert driftsresultat i tredje kvartal 2008 på 52,1 milliarder kroner, sammenlignet med 33,1 milliarder kroner i tredje kvartal 2007. Oppgangen var hovedsakelig knyttet til en økning i realiserede væskepriser på 36% og en økning i gassprisene på 55%, begge målt i norske kroner. Dette ble delvis motvirket av en 3% nedgang i bokført produksjon, høyere driftskostnader i nedstrømsvirksomheten og høyere letekostnader.

I de ni første månedene av 2008 var driftsresultatet på 161,1 milliarder kroner, sammenlignet med 106,4 milliarder kroner i de ni første månedene av 2007. Følgende forhold hadde en positiv påvirkning på resultatet i de ni første månedene av 2008: derivater (5,7 milliarder kroner), reversering av nedskrivninger (2,1 milliarder kroner) og gevinst på salg av eiendeler (1,8 milliarder kroner). Dette ble delvis motvirket av endringer i nedskrivninger (5,6 milliarder kroner), avsetning for forventet tap på kapasitetskontrakt (1,3 milliarder kroner), underløft (1,1 milliarder kroner), avsetninger for krav (0,5 milliarder kroner) og andre ikke operasjonelle avsetninger (0,4 milliarder kroner).

Justert for disse elementene var driftsresultatet i de ni første månedene av 2008 på 158,6 milliarder kroner, sammenlignet med 104,9 milliarder kroner i de ni første månedene av 2007. Oppgangen var hovedsakelig knyttet til en økning i væskepriser på 41% og en økning i gassprisene på 38 %, begge målt i norske kroner og en 1% økning i bokført produksjon. Dette ble delvis motvirket av høyere driftskostnader, spesielt innen nedstrømsvirksomheten, og høyere letekostnader.

Samlet væske- og gassløfting i tredje kvartal 2008 var 1,504 millioner foe per dag, sammenlignet med 1,660 millioner foe per dag i tredje kvartal 2007, en nedgang på 9%. Det var et underløft i tredje kvartal 2008 på 29 millioner foe per dag [5], sammenlignet med et underløft i tredje kvartal 2007 på 36 millioner foe per dag.

Samlet væske- og gassløfting i de ni første månedene av 2008 var 1,691 millioner foe per dag, sammenlignet med 1,718 millioner foe per dag i de ni første månedene av 2007, en nedgang på 2%. Det var et underløft i de ni første månedene av 2008 på 10 millioner foe per dag [5], sammenlignet med et overløft i de ni første månedene av 2007 på 26 millioner foe per dag.

Samlet bokført produksjon av væsker og gass i tredje kvartal 2008 var 1,550 millioner foe per dag, sammenlignet med 1,596 millioner foe per dag i tredje kvartal 2007. Gjennomsnittlig egenproduksjon [10] var på 1,733 millioner foe per dag i tredje kvartal 2008, sammenlignet med 1,722 millioner foe per dag i tredje kvartal 2007. Nedgangen skyldes hovedsakelig økt vedlikeholdsaktivitet, nedstenginger og avtagende produksjon fra modne felt, men ble delvis ble motvirket av økt produksjon fra nye felt som kom i drift.

IFRS resultatregnskap (i millioner)	Tredje kvartal			Hittil i år			Året 2007
	2008	2007	Endring	2008	2007	Endring	
Driftsinntekter							
Salgsinntekter	173 843	129 414	34 %	502 147	375 787	34 %	521 665
Resultatandel fra tilknyttede selskaper	367	152	141 %	646	601	7 %	609
Andre inntekter	274	147	86 %	2 502	261	859 %	523
Sum driftsinntekter	174 484	129 713	35 %	505 295	376 649	34 %	522 797
Driftskostnader							
Varekostnad	93 947	66 220	42 %	253 398	191 018	33 %	260 396
Andre driftskostnader	15 130	12 426	22 %	43 182	37 594	15 %	60 318
Salgs- og administrasjonskostnader	2 350	2 826	-17 %	7 654	7 344	4 %	14 174
Avskrivninger, amortisering og nedskrivninger	11 407	9 385	22 %	29 187	27 503	6 %	39 372
Letekostnader	4 644	3 030	53 %	10 815	6 833	58 %	11 333
Sum driftskostnader	127 478	93 887	36 %	344 236	270 292	27 %	385 593
Driftsresultat	47 006	35 826	31 %	161 059	106 357	51 %	137 204
Netto finansposter	-9 740	6 516	-249 %	-6 314	10 290	-161 %	9 607
Skattekostnad	-30 990	-27 791	12 %	-113 513	-78 226	45 %	-102 170
Periodens resultat	6 276	14 551	-57 %	41 232	38 421	7 %	44 641
Driftsresultat (i milliarder kroner)	47,0	35,8	31 %	161,1	106,4	51 %	137,2
Elementer som påvirker driftsresultatet							
Derivater	-0,9	-1,5	42 %	-5,0	1,2	-507 %	1,2
Over/underløft	1,3	-2,3	156 %	1,1	-2,3	148 %	-0,6
Nedskrivninger	3,1	0,4	592 %	5,6	0,4	1149 %	2,8
Reversering av nedskrivninger	0,0	0,0	-	-2,1	0,0	-	0,0
Varelagereffekter	0,9	0,1	800 %	-0,8	-0,8	0 %	-1,5
Gevinst/tap ved salg av eiendeler	0,0	0,0	-	-2,1	0,0	-	0,0
Restruktureringskostnader og andre fusjonskostnader	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-	10,7
Avsetning for take-or-pay kontrakt	1,3	0,0	-	1,3	0,0	-	0,0
Diverse avsetninger	0,2	0,0	-	0,2	0,0	-	0,0
Restrukturering i Sverige	0,0	0,0	-	0,2	0,0	-	0,0
Avsetninger for krav	0,2	0,0	-	0,5	0,0	-	0,0
Elimineringer	-1,0	0,2	-683 %	-1,0	0,2	-683 %	0,3
Justert (underliggende) driftsresultat	52,1	32,8	59 %	158,9	105,1	51 %	150,0

Driftsresultat for segmentene (i millioner)	Tredje kvartal			Hittil i år			Året 2007
	2008	2007	Endring	2008	2007	Endring	
U&P Norge	40 429	31 770	27 %	136 453	90 562	51 %	123 150
Internasjonal U&P	583	3 124	-81 %	14 407	9 926	45 %	12 161
Naturgass	3 508	1 206	191 %	4 947	3 314	49 %	1 493
Foredling og Markedsføring	2 028	165	1 131 %	4 134	4 450	-7 %	3 845
Annet	-510	-273	-87 %	208	-968	121 %	-2 260
Eliminering av urealisert internfortjeneste på varelager	968	-166	n/a	910	-927	198 %	-1 185
Driftsresultat	47 006	35 826	31 %	161 059	106 357	51 %	137 204

Finansielle data	Tredje kvartal			Hittil i år			Året 2007
	2008	2007	Endring	2008	2007	Endring	
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer	3 185 821 248	3 198 647 654		3 186 199 738	3 201 007 684		3 195 866 843
Resultat per aksje	2,04	4,52	-55 %	12,95	11,86	9 %	13,80
Avkastning på sysselsatt kapital (siste 12 mnd.)	28,9 %	22,0 %		28,9 %	22,0 %		17,7 %
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter (mrd. kroner)	30,8	42,6	-28 %	83,2	91,7	-9 %	93,9
Investeringer brutto (mrd. kroner)	17,1	14,6	17 %	47,8	58,3	-18 %	75,0
Gjeldsgrad	-0,3 %	27,8 %		-0,3 %	27,8 %		12,4 %

Operasjonelle data	Tredje kvartal			Hittil i år			Året 2007
	2008	2007	Endring	2008	2007	Endring	
Gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat)	107,6	73,6	46 %	105,3	65,4	61 %	70,5
Gjennomsnittlig valutakurs (NOK/USD)	5,37	5,76	(7 %)	5,26	6,00	-12 %	5,86
Gjennomsnittlig pris på væsker (NOK per fat)	578	424	36 %	553	393	41 %	413
Gasspris (NOK/sm3)	2,37	1,53	55 %	2,19	1,58	38 %	1,66
Raffineringsmargin (FCC) (USD per fat)	9,2	6,6	39 %	8,5	7,6	12 %	7,5
Total bokført produksjon av væsker (1 000 fat o.e./dag)	989	1 015	(3 %)	1 042	1 058	-2 %	1 070
Total bokført gass-produksjon (1 000 fat o.e./d)	561	581	(3 %)	674	634	6 %	654
Total bokført produksjon (1 000 fat o.e. / dag)	1 550	1 596	(3 %)	1 716	1 692	1 %	1 724
Total egenproduksjon av væsker og gass (1000 fat o.e. / dag)	1 733	1 722	1 %	1 892	1 798	5 %	1 839
Total løfting av væsker (1 000 fat o.e./dag)	943	1 079	(13 %)	1 018	1 084	-6 %	1 081
Total løfting gass (1 000 fat o.e./d)	561	581	(3 %)	674	634	6 %	654
Total løfting (1 000 fat o.e. / dag)	1 504	1 660	(9 %)	1 691	1 718	-2 %	1 735
Produksjonskostnad bokførte volumer (NOK per fat o.e., siste 12 mnd.)	47,4	33,3	42 %	47,4	33,3	42 %	44,1
Produksjonskostnad egne volumer eksklusive restrukturings og gassinjeksjonskostnader (NOK per fat o.e., siste 12 mnd.)	33,2	29,0	14 %	33,2	29,0	14 %	31,2

Samlet produksjon av væsker og gass i de ni første månedene av 2008 var 1,716 millioner foe per dag, sammenlignet med 1,692 millioner foe per dag i de ni første månedene av 2007. Gjennomsnittlig egenproduksjon [10] økte med 5% til 1,892 millioner foe per dag i de ni første månedene av 2008, sammenlignet med 1,798 millioner foe per dag i de ni første månedene av 2007. Produksjonsøkningen skyldes hovedsakelig høyere gassalg og at nye felt har kommet i drift. Økningen ble delvis motvirket av avtagende produksjon på modne felt.

Leteutgiftene i tredje kvartal 2008 var 4,3 milliarder kroner, sammenlignet med 3,4 milliarder kroner i tredje kvartal 2007. Leteutgiftene var 11,9 milliarder kroner i de ni første månedene av 2008, sammenlignet med 9,1 milliarder kroner i de ni første månedene av 2007. Økningen i begge perioder var hovedsakelig knyttet til høyere letevirksomhet og økte borekostnader. Leteutgiftene gjenspeiler periodens leteaktiviteter.

De justerte letekostnadene i perioden består av leteutgifter justert for periodens endring i balanseførte leteutgifter og visse elementer som påvirker driftsresultatet, som beskrevet ovenfor. De justerte letekostnadene økte fra 3,0 milliarder kroner i tredje kvartal 2007 til 3,3 milliarder kroner i tredje kvartal 2008. Dette skyldtes hovedsakelig økt letevirksomhet og økte borekostnader.

De justerte letekostnadene økte fra 6,8 milliarder kroner i de ni første månedene av 2007 til 8,5 milliarder kroner i de ni første månedene av 2008, hovedsakelig som følge av økt letevirksomhet og høyere borekostnader

Leting (i millioner)	Tredje kvartal			Hittil i år			Året 2007
	2008	2007	Endring	2008	2007	Endring	
Periodens leteutgifter (aktivitet)	4 274	3 371	27 %	11 890	9 068	31 %	14 241
Kostnadsført av tidligere balanseførte leteutgifter	2 020	387	422 %	4 641	907	412 %	1 653
Balanseført andel av periodens aktivitet	-1 650	-728	-127 %	-4 580	-3 142	-46 %	-4 562
Reversering av nedskrivninger	-0	0	na	-1 136	0	na	1
Elementer som påvirker letekostnadene	-1 300	0	-1 300	-2 300	0	-2 300	-700
Justerte letekostnader	3 344	3 030	10 %	8 515	6 833	25 %	10 633

I tredje kvartal 2008 ble til sammen 15 lete- og avgrensingsbrønner og to leteforlengelser fullført, ni på norsk sokkel og seks internasjonalt. Ti lete- og avgrensingsbrønner og to leteforlengelser var bekreftede funn. I tredje kvartal 2007 ble til sammen 15 lete- og avgrensingsbrønner fullført, syv på norsk sokkel og åtte internasjonalt. Fjorten lete- og avgrensingsbrønner var bekreftede funn.

I de ni første månedene av 2008 ble til sammen 60 lete- og avgrensingsbrønner og seks leteforlengelser fullført, 27 på norsk sokkel og 33 internasjonalt. Tjueseks lete- og avgrensingsbrønner og fire leteforlengelser var bekreftede funn. I de ni første månedene av 2007 ble til sammen 51 lete- og avgrensingsbrønner og to leteforlengelser fullført, 18 på norsk sokkel og 33 internasjonalt. Tjuesju lete- og avgrensingsbrønner og to leteforlengelser var bekreftede funn.

Hydrokarboner er påtruffet i en rekke fullførte brønner internasjonalt, men en mer inngående vurdering av disse må gjøres før de kan kunngjøres eksternt.

Boring av 14 lete- og avgrensingsbrønner og to leteforlengelser var i gang ved utgangen av tredje kvartal 2008. Fire brønner er fullført etter 30. september 2008, der to er bekreftet funn.

Produksjonskostnadene per foe var 47,4 kroner for de siste 12 månedene fram til 30. september 2008, sammenlignet med 33,3 kroner for tilsvarende periode i 2007. [8] Basert på egenproduserte volumer, [10] var produksjonskostnaden for de to periodene henholdsvis 43,1 kroner og 31,5 kroner per foe.

Normalisert til en USDNOK valutakurs på 6,00, var produksjonskostnadene for de 12 siste månedene fram til 30. september 2008 48,2 kroner per foe, sammenlignet med 33,2 kroner per foe for tilsvarende periode i 2007. [9] Normaliserte produksjonskostnader er definert som et "non-GAAP" finansielt måletall. [2]

Både virkelig og normalisert produksjonskostnad per foe har økt betydelig, hovedsakelig grunnet omstillingskostnader knyttet til fusjonen mellom Statoil ASA og Hydro Petroleum i 2007, oppstart av nye felt, økte vedlikeholdskostnader og generelt kostnadspress i industrien.

Justert for gassinjeksjonskostnader og omstillingskostnader og andre kostnader knyttet til fusjonen bokført i fjerde kvartal 2007, var produksjonskostnadene per foe egenproduksjon for de siste 12 månedene fram til 30. september 2008 på 33,2 kroner. Det sammenlignbare tallet for tilsvarende periode i 2007 er 29,0 kroner pr foe.

Netto finansposter utgjorde et tap på 9,7 milliarder kroner i tredje kvartal 2008 og skyldtes i hovedsak en svekkelse av den norske kronen på 0,75 kroner (14,7%) mot amerikanske dollar. Til sammenligning utgjorde netto finansposter en inntekt på 6,5 milliarder kroner i tredje kvartal 2007, og var hovedsakelig knyttet til en styrking av den norske kronen på 0,46 kroner (7,8%) mot amerikanske dollar.

Den negative endringen på 16,3 milliarder kroner skyldtes hovedsakelig valutaeffekter. I tredje kvartal 2008 var valutatapene på 11,8 milliarder kroner og 5,1 milliarder kroner knyttet til henholdsvis finansiell risikostyring og langsiktige lån. Til sammenligning var det i tredje kvartal 2007 valutagevinster på 4,7 milliarder kroner og 3,1 milliarder kroner knyttet til henholdsvis finansiell risikostyring og langsiktige lån. Netto valutatap ble delvis motvirket av netto valutagevinster på 8,2 milliarder kroner knyttet til fordringer (som hovedsakelig var interne lån i amerikanske dollar gitt av et datterselskap som har Euro som funksjonell valuta).

I de ni første månedene av 2008 utgjorde netto finansposter et tap på 6,3 milliarder kroner, hovedsakelig som følge av en svekkelse av den norske kronen på 0,42 kroner mot amerikanske dollar. Til sammenligning utgjorde netto finansposter en inntekt på 10,3 milliarder kroner i de ni første månedene av 2007, hovedsakelig knyttet til en styrking av den norske kronen på 0,81 kroner mot amerikanske dollar.

Som beskrevet ovenfor angående valutaeffekter var nedgangen på 16,6 milliarder kroner hovedsakelig knyttet til netto valutatap på henholdsvis 15,3 milliarder kroner og 8,1 milliarder kroner knyttet til finansiell risikostyring og langsiktige lån. Netto valutatap ble delvis motvirket av netto valutagevinster på 6,8 milliarder kroner knyttet til fordringer (som hovedsakelig var interne lån i amerikanske dollar gitt av et datterselskap som har Euro som funksjonell valuta).

Valutakurser	30. september 2008	30. september 2007	30. desember 2007
USDNOK	5,83	5,44	5,41
EURNOK	8,33	7,72	7,96

Skattekostnaden for tredje kvartal 2008 var 40,0 milliarder kroner i tredje kvartal 2008, tilsvarende en skatteprosent på 83,2 %. Til sammenligning var skattekostnaden 27,8 milliarder kroner i tredje kvartal 2007, tilsvarende en skatteprosent på 65,6%. Den økte skatteprosenten var hovedsakelig knyttet til tap på netto finansposter som er gjenstand for lavere beskatning enn gjennomsnittlig skattesats, nedskrivninger uten skatteeffekt og relativt høyere inntekter fra visse jurisdiksjoner utenfor norsk sokkel med høy effektiv skattesats.

I de ni første månedene av 2008 var skattekostnaden var på 113,5 milliarder kroner, tilsvarende en skatteprosent på 73,4%, sammenlignet med 78,2 milliarder kroner i de ni første månedene av 2007, tilsvarende en skatteprosent på 67,1%. Den økte skatteprosenten var hovedsakelig knyttet til tap på netto finansposter, som er gjenstand for lavere beskatning enn gjennomsnittlig skattesats, og relativt høyere inntekt fra visse jurisdiksjoner utenfor norsk sokkel med høy effektiv skattesats.

Utsikter for året

På Kapitalmarkedsdagen i januar 2008 anslo vi vår **egenproduksjon** for 2008 til 1.900 millioner foe per dag. Solid produksjon i de ni første månedene av 2008 støtter dette anslaget.

Vedlikeholdsaktiviteten ventes å ha liten påvirkning på vår egenproduksjon i fjerde kvartal 2008. Gassalget ventes å øke i fjerde kvartal 2008 sammenlignet med tredje kvartal 2008 grunnet høyere sesongpreget etterspørsel.

I andre kvartal 2008 er konsernets årlige **organiske investeringer** beregnet til om lag 65 milliarder kroner. Investeringsanslaget forblir uendret, selv om det nåværende nivået på valutakursen mellom amerikanske dollar og norske kroner kan påvirke resultatet for året i norske kroner. Nærmere 50% av de planlagte investeringene for 2008 er i eiendeler som ventes å bidra til vekst i olje- og gassproduksjonen, om lag en tredel gjelder investeringer i produserende eiendeler og resten i annen virksomhet. Overtakelsen av de resterende 50% i Peregrino-utbyggingen utenfor Brasil er ikke inkludert i tallene nevnt ovenfor.

Produksjonskostnaden per enhet for egenproduksjonen er beregnet til om lag 33 til 36 kroner per fat i perioden fra 2008 til 2012, når kjøp av drivstoff og gass for injeksjon holdes utenfor.

Det er vår ambisjon å levere en konkurransedyktig **ROACE** sammenlignet med våre viktigste konkurrenter.

Vi forventer å fortsette med den høye **leteaktiviteten** gjennom hele 2008 og fullføre mellom 75 og 80 lete- og avgrensingsbrønner. På norsk sokkel har en betydelig del av boreaktiviteten vært i modne områder i nærheten av eksisterende infrastruktur, i tillegg til umodne områder i Norskehavet og i Barentshavet. Internasjonalt vil vi fortsette med høy leteaktivitet kombinert med målrettet forretningsutvikling i samsvar med vår strategi om å utvide vår ressursbase ytterligere. Vi er godt posisjonert for videre leteboring også etter 2008, basert på det nåværende boreprogrammet og våre riggposisjoner. Vi beholder vårt anslag for leteaktiviteten som er på noe under 18 milliarder kroner, selv om usikkerheten i dagens valutakurs mellom amerikanske dollar og norske kroner kan påvirke nøyaktighetsgraden av dette anslaget for 2008.

Året 2008 har så langt vært en av de mest **ustabile periodene i markedet for produkter, flytende gass og råolje**. Det var en dramatisk nedgang i prisene i tredje kvartal og den negative utviklingen har fortsatt inn i fjerde kvartal. Vi antar at prisene kan fortsatt være relativt lavere enn tidligere i år og ustabile, i hvert fall på kort sikt.

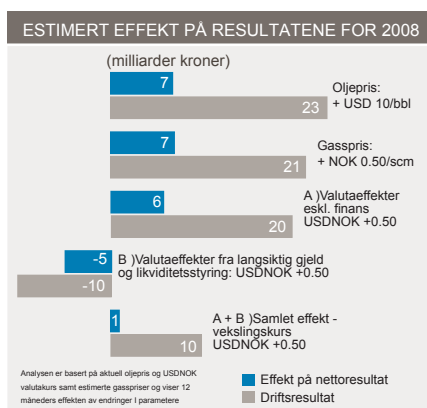
Prisene på naturgass ventes å øke fra dagens nivå gjennom resten av 2008 på grunn av økt sesongrelatert etterspørsel når vi nå går inn i vintersesongen. Den finansielle uroen fører imidlertid til stor usikkerhet i denne utviklingen. Markedet for naturgass påvirkes også av utviklingen i hele kraftmarkedet, der gass konkurrerer med kull. Kullprisen reflekterer også kostnadene ved CO₂-utslipp. I tiden framover vil verdien på naturgass i økende grad fastsettes i kraftmarkedet i konkurranse med kull, fornybar energi og kjernekraft. Klimapolitikk og reguleringer vil også være viktige faktorer.

Valutakursen mellom amerikanske dollar og norske kroner har økt kraftig etter utgangen av tredje kvartal. Dersom valutakursen holder seg på dagens nivå, vil den ha en positiv påvirkning på vår inntekt målt i kroner. Den vil imidlertid ha en negativ påvirkning på våre netto finansposter og det vil føre til en økning i kostnader og investeringer som påløper i amerikanske dollar når de måles og rapporteres i norske kroner. Valutakurser på dagens nivå vil også ha en negativ påvirkning på vår rapporterte skattesats.

Vi vil presentere våre prognoser for 2009 i januar 2009. Prognosene vil være basert på egenproduksjon, investeringer og leteaktivitet og vil inneholde en beskrivelse av usikkerheten og graden av fleksibilitet i vår portefølje.

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

Resultatene for virksomheten 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 valutakursen mellom amerikanske dollar og norske kroner, våre produksjonsvolumer av væsker og naturgass, som igjen avhenger av våre egne volumer i henhold til produksjonsdelingsavtaler og tilgjengelige petroleumsreserver, og vår egen samt våre partneres 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), kontraktpriser på naturgass og valutakursen mellom amerikanske dollar og norske kroner, dersom de opprettholdes gjennom et helt år, kan påvirke våre finansielle resultater, dersom aktiviteten holder seg på samme nivå som er oppnådd hittil i 2008. Endringer i vareprisene, 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 kan finne en mer detaljert og fullstendig presentasjon av risikoforhold som StatoilHydro er eksponert for i StatoilHydros årsrapport for 2007.

Økonomisk risikostyring

StatoilHydro har etablerte retningslinjer for å påta seg akseptabel risiko når det gjelder handelspartnere og økonomiske motparter, og for bruken av derivater og markedsaktiviteter generelt. StatoilHydro har hittil unngått eksponering mot de parter og virkemidler som er mer påvirket av den nåværende økonomiske krisen. Urolighetene i finansmarkedene har ikke ført til endringer i vår risikostyringspolitikk, men vi har strammet inn vår praksis vedrørende kredittrisiko og likviditetsstyring. Vi har hittil ikke opplevd tap på grunn av motpartsrisiko. Vår eksponering mot økonomiske motparter anses fremdeles å ha en akseptabel risikoprofil, men det antas at risikoen kan øke dersom den økonomiske krisen forverres. Dette kan i noen grad bli motvirket av resultatene av nasjonale og internasjonale tiltak som iverksettes av flere land og nasjonale banker.

Markedet for kort- og langsiktig finansiering er fortsatt krevende. Til tross for vår gode kredittvurdering og solide kontantstrøm vil lånekostnadene være høyere enn de har vært de siste årene. Når det gjelder likviditetsstyringen, konsentrerer vi oss om å finne den rette balansen mellom risiko og avkastning. De fleste midler er i dag plassert kortsiktig i hovedsakelig utenlandske sertifikater med AA og AAA kredittrating samt i banker med AA kredittratingen.

Helse, miljø og sikkerhet (HMS)

Den samlede personskadefrekvensen var 5,5 i tredje kvartal 2008 sammenlignet med 4,7 i tredje kvartal 2007. Frekvensen for alvorlige hendelser økte fra 1,6 i tredje kvartal 2007 til 1,9 i tredje kvartal 2008. Økningen i frekvensen for alvorlige hendelser skyldes hovedsakelig en økning i tilfeller av fallende gjenstander fra tredje kvartal 2007 til tredje kvartal 2008. Det har vært en dødsulykke i Iran da en fortøyningsline røk og traff et medlem av mannskapet.

Den samlede personskadefrekvensen økte fra 5,2 i de ni første månedene av 2007 til 5,5 i de ni første månedene av 2008. Frekvensen for alvorlige hendelser økte fra 2,1 i de ni første månedene av 2007 til 2,2 i de ni første månedene av 2008. Det var to dødsfall i de ni første månedene av 2008.

Antall utilsiktede oljeutslipp i tredje kvartal 2008 økte sammenlignet med tredje kvartal 2007, mens antall utilsiktede oljeutslipp i de ni første månedene av 2008 gikk ned sammenlignet med de ni første månedene av 2007. Gjennomsnittlig antall oljeutslipp over en periode på 12 måneder er stabilt.

HMS	Tredje kvartal		Hittil i år		Året 2007
	2008	2007	2008	2007	
Personskadefrekvens	5,5	4,7	5,5	5,2	5,0
Alvorlig hendelse-frekvens	1,9	1,6	2,2	2,1	2,1
Antall utilsiktede oljeutslipp	111	100	290	299	387
Volum fra utilsiktede oljeutslipp (Sm3)	44	480	271	531	4 989

Viktige hendelser i kvartalet

- 4. juli kunngjorde vi at **gass var påvist i Ververis-prospektet (utvinningstillatelse 395) i Barentshavet.**
- 28. juli kunngjorde vi at det statseide angolanske oljeselskapet Sonangol hadde godkjent **utbygging av en rekke oljefunn på dypt vann i Blokk 31 utenfor kysten av Angola.**
- 29. juli startet oljeproduksjonen på **Agbamifeltet utenfor kysten av Nigeria.**
- 1. august strømmet den første oljen fra **Viljefeltet** til det flytende produksjons- og lagerskipet Alvheim.
- 5. august kunngjorde vår partner Sonatrach et femte **gassfunn** i Hassi Mouina-lisensen i Sahara-ørkenen i **Algerie.**
- 13. august kunngjorde vår partner ExxonMobil **oppstart av produksjonen fra Saxi- og Batuque-feltene** - som inngår i utbyggingsprosjektet Kizomba C i Blokk 15 utenfor kysten av Angola.
- 21. august kunngjorde vi at partnerne i **Hebron-funnet** har undertegnet en avtale med provinsmyndighetene i Canada for utbygging av Hebron som ligger 350 kilometer utenfor kysten av Newfoundland og Labrador.
- 22. august kunngjorde vi et **gassfunn i utvinningstillatelse 394 i Barentshavet.**
- 25. august kunngjorde vi et **oljefunn i nærheten av Sleipner i Dagny-strukturen** i Nordsjøen og et **gassfunn i Snefrid Sør-prospektet** i nærheten av Luva-funnet i Norskehavet.
- 28. august kunngjorde vi et **funn av tørrgass i brønn TNK-2 (Tinerkouk 2) i Hassi Mouina-lisensen** i Algerie.
- 1 august startet gassfyllingen i lagringsrommene i **Aldbrough-prosjektet** i Storbritannia. Dette er et samarbeidsprosjekt for lagring av naturgass mellom det britiske selskapet SSE Hornsea Limited (SSEHL) og StatoilHydro.

Viktige etterfølgende hendelser:

- 7. oktober ble den **eksterne granskningsrapporten vedrørende den såkalte Libya-saken** oversendt norske og amerikanske myndigheter. Konsulentavtaler fra Hydros tidligere virksomhet i Libya inneholder forhold som kan være problematiske i forhold til norsk og amerikansk korrupsjonslovgivning. Granskningsrapporten er overlevert Økokrim, det amerikanske justisdepartementet, US Department of Justice (DOJ), det amerikanske kreditilsynet, Securities and Exchange Commission (SEC) og relevante myndigheter i Libya.
- 12. oktober inngikk StatoilHydro ASA og Det norske oljeselskap ASA en **salgs- og kjøpsavtale** om overføring av Det norske oljeselskaps 15% andel i **Goliat-feltet** (PL229 samt PL229B og PL229C) til StatoilHydro ASA. Transaksjonen har økonomisk effekt fra 1. januar 2008. StatoilHydro Petroleum AS og Det norske oljeselskap ASA ble samtidig **enige om en bytteavtale** der StatoilHydro vil få en 10% andel i PL265 (**Ragnarrock-funnet**) mot å avstå sin andel på 10% i **PL102** (med unntak av de produserende feltene Skirne og Byggve) og selskapets andel på 57% (45% fra StatoilHydro Petroleum AS og 12% fra StatoilHydro ASA) i et "carve-out" område av **PL169** til Det norske oljeselskap ASA.
- 16. oktober kunngjorde vi et **gassfunn i utvinningstillatelse 218 i Norskehavet.**
- 16. oktober kunngjorde vår partner Sonangol **to nye oljefunn i Blokk 31 utenfor kysten av Angola.**
- 21. oktober kunngjorde EU-kommisjonen at **StatoilHydro har fått tillatelse til å kjøpe hele bensinstasjonkjeden Jet** i Skandinavia som nå eies og drives av ConocoPhillips.
- 22. oktober kunngjorde vi funn av **olje og gass i Pan/Pandora-prospektet** sør for Visund-feltet i Nordsjøen.

Kontaktpersoner:

Investor relations

Lars Troen Sørensen, direktør IR, + 47 90 64 91 44 (mobil)

Presse

Ola Morten Aanestad, informasjonsdirektør, + 47 48 08 02 12 (mobil)

Eskil Eriksen, informasjonssjef, + 47 95 88 25 34 (mobil)