

Pressemelding

11. mai 2009

Høy produksjon og god drift StatoilHydros kvartalsberetning og regnskap for 1. kvartal 2009.

StatoilHydros driftsresultat for første kvartal 2009 var på 35,5 milliarder kroner, sammenlignet med 51,4 milliarder kroner i første kvartal 2008. Kvartalsresultatet var negativt påvirket av et fall i oljeprisene på 41 %, noe som delvis ble motvirket av en 23 % økning i gjennomsnittsprisen på naturgass og en økning i løftede olje- og gassvolumer på sju prosent.

I tillegg til lave oljepriser var resultatet for første kvartal 2009 påvirket av valutaeffekter og uvanlig høy effektiv skatteprosent. I første kvartal 2009 var resultatet på 4,0 milliarder kroner, sammenlignet med 16,0 milliarder kroner i samme kvartal for ett år siden.

En ny funksjonell valuta i morselskapet har gitt reduserte valutaeffekter for netto finansinntekter. Mens betalbar skatt er upåvirket av denne endringen, overskred skattbar inntekt konsernets regnskapsmessige resultat før skatt med omkring 10 milliarder kroner, noe som bidro til en skatteprosent på 87,4 %. Justert for denne forskjellen var skatteprosenten på 66,4 %.

- Nedgangstider og usikkerhet i verdensøkonomien fortsetter å påvirke energietterspørselen og energiprisene. Urolighetene i finansmarkedene vil vi møte med ytterligere kostnadsreduksjoner, økt effektivitet og driftsmessige forbedringer, sier StatoilHydros konsernsjef Helge Lund.

Konsernsjefen bemerker at resultatet for første kvartal var sterkt påvirket av lave oljepriser, valutaeffekter og uvanlige skatteeffekter knyttet til den nye funksjonelle valutaen. Han understreker samtidig at konsernets drift og produksjon i første kvartal var tilfredsstillende.

- Vi leverte rekordproduksjon og pålitelig drift under de første månedene av året. Oppstart av nye felt som Tahiti-feltet i amerikansk del av Mexicogolfen og Alve på norsk sokkel er milepæler som støtter opp under vår langsiktige vekststrategi, sier Helge Lund.

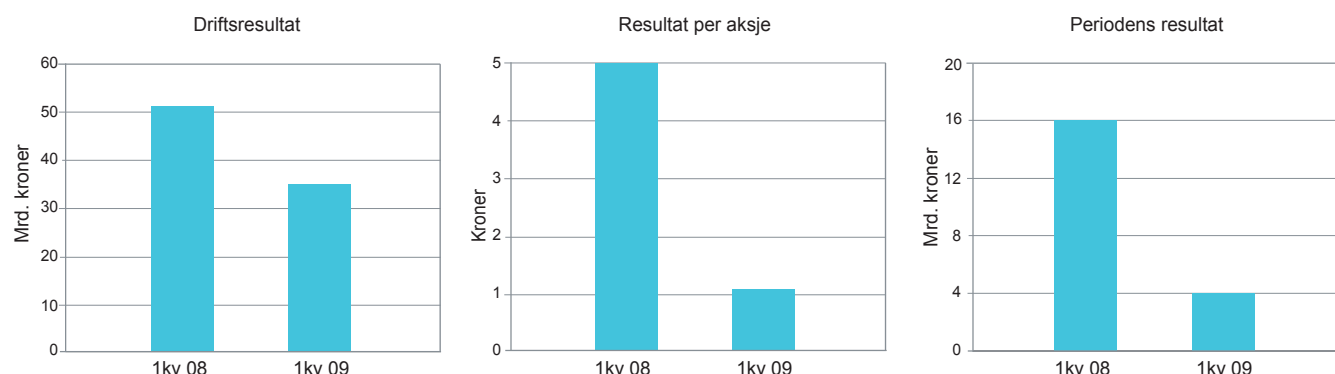
- Vår langsiktige strategi ligger fast. Vi har styrket vår portefølje med letelisenser i Norge og i amerikansk del av Mexicogolfen og vi har opprettholdt en høy letevirksomhet som har gitt gode resultater. Vi har også styrket vår posisjon innen fornybar energi gjennom godkjenningen av Sheringham Shoal havvindpark i Storbritannia, sier Lund.

Samlet egenproduksjonen av olje og gass i første kvartal 2009 var 2,074 millioner fat oljeekvivalenter per dag, opp 1 prosent fra første kvartal 2008.

Justert for visse poster som ledelsen anser for ikke å være representative for StatoilHydros underliggende drift i perioden, var **justert driftsresultat** i første kvartal 2009 på 36,0 milliarder kroner, sammenlignet med 51,5 milliarder kroner i første kvartal 2008.

Nedgangen i justert driftsresultat skyldtes hovedsakelig lavere priser på væsker, noe som delvis ble motvirket av høyere inntekter fra salg av naturgass.

Resultatoppdatering



StatoilHydros samlede bokførte produksjon av væske og gass i første kvartal 2009 var på 1,935 millioner foe per dag, som er en økning på 2 % sammenlignet med 1,889 millioner foe per dag i første kvartal 2008. Samlet løfting av væske og gass var på 1,964 millioner foe per dag i første kvartal 2009, en økning på 7 % fra 1,836 millioner foe per dag i første kvartal 2008. Samlet egenproduksjon økte fra 2,048 millioner foe per dag i første kvartal 2008 til 2,074 millioner foe per dag i første kvartal 2009.

Det **justerte driftsresultatet** gikk ned fra 51,5 milliarder kroner i første kvartal 2008 til 36,0 milliarder kroner i første kvartal 2009, en nedgang på 30 %. Lavere priser for væsker og lavere volumer ble delvis motvirket av de positive virkningene av høyere naturgasspriser og -volumer.

StatoilHydro gjennomførte et omfattende leteprogram i første kvartal 2009. Av de totalt 21 letebrønnene som ble fullført før 31. mars 2009, ble ni boret utenfor norsk sokkel. Tolv av brønnene har blitt annonsert som funn, hvorav to ble gjort utenfor norsk sokkel. Ytterligere syv brønner er fullført etter 31. mars 2009.

I første kvartal 2009 startet produksjonen fra Yttergryta-feltet (6. januar) og Alve-feltet (19. mars), begge på norsk sokkel.

Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital etter skatt (ROACE) [1] i de siste 12 månedene fram til 31. mars 2009 var 20,5 %, sammenlignet med 22,5 % i tilsvarende periode i 2008. Nedgangen skyldtes lavere inntekter og høyere gjennomsnittlig sysselsatt kapital. ROACE er definert som et "non-GAAP" finansielt måletall. [2]

I første kvartal 2009 var inntjeningen per aksje 1,15 kroner, sammenlignet med 5,01 kroner i første kvartal 2008.

Gjennomgang av resultatet

Endring av juridisk struktur og resulterende endring av funksjonell valuta

Med virkning fra 1. januar 2009 ble den juridiske strukturen endret for å optimalisere konsernselskapenes juridiske struktur til driftsaktivitetene etter fusjonen. Alle lete-, produksjons- og midtstrømsaktiviteter knyttet til norsk sokkel er overført til et datterselskap og dets datterselskaper, slik at hovedsakelig finansierings- og nedstrømsaktiviteter er igjen i morselskapet. Som følge av dette er den funksjonelle valutaen for morselskapet og visse andre datterselskaper endret til amerikanske dollar (USD), mens skattevalutaen, dvs valutaen for beregning av skattegrunnlaget, forblir uendret. Konsernet beholder norske kroner som presentasjonsvaluta.

Denne endringen av funksjonell valuta påvirker regnskapet på flere måter. At den nye funksjonelle valutaen er **USD** betyr at finansielle eiendeler og lån i USD som tidligere førte til betydelige valutagevinster og -tap, ikke lenger vil gi resultateffekter. Omvendt, og til forskjell fra tidligere perioder, vil det nå være valutavirkninger knyttet til finansielle eiendeler og lån i norske kroner som vil bli resultatført.

Forskjellen mellom funksjonell valuta og presentasjonsvaluta vil føre til visse omregningsforskjeller ved at eiendeler og lån i annen valuta enn norske kroner vil utløse omregningsforskjeller som vil bli ført direkte mot egenkapitalen.

Forskjellen mellom skattevaluta og funksjonell valuta vil føre til skattbar inntekt eller tap på eiendeler og lån i den funksjonelle valutaen som ikke vil samsvare med regnskapsmessig inntekt eller tap. Skattbar inntekt kan derfor være betydelig høyere eller lavere enn regnskapsmessig resultat før skatt. Endringen av funksjonell valuta vil imidlertid ikke påvirke størrelsen på **betalbar skatt**.

Regnskapene fra tidligere perioder tillates ikke beregnet på nytt når årsaken til endringen skyldes skifte av funksjonell valuta. Direkte sammenligning mellom perioder bør derfor gjøres med forsiktighet og i lys av de generelle forskjellene som er beskrevet ovenfor.

I første kvartal 2009 var **driftsresultatet** på 35,5 milliarder kroner, sammenlignet med 51,4 milliarder kroner i første kvartal 2008.

Driftsresultatet omfatter visse elementer som ledelsen anser for ikke å være representative for StatoilHydros underliggende drift i perioden. Ved å justere for disse forholdene har ledelsen kommet fram til justert driftsresultat. **Justert driftsresultat** er et "non-GAAP" begrep som supplerer måltall fra StatoilHydros IFRS-regnskap og som ledelsen mener gir en bedre indikasjon på StatoilHydros underliggende prestasjoner i perioden og som gjør det lettere å vurdere driftsmessige utviklingstendenser mellom periodene.

Følgende forhold påvirket driftsresultatet negativt i første kvartal 2009: Derivater (0,1 milliarder kroner), endringer i nedskrivninger (2,4 milliarder kroner), mens overløft (0,6 milliarder kroner), lagervirkninger (0,5 milliarder kroner), gevinst ved salg av eiendeler (0,3 milliarder kroner) og reversering av andre ikke-operasjonelle avsetninger (1,5 milliarder kroner) hadde en positiv påvirkning på driftsresultatet for første kvartal 2009.

Hensyntatt disse elementene og virkningen av eliminerings (0,9 milliarder kroner), var **justert driftsresultat** på 36,0 milliarder kroner i første kvartal 2009.

I første kvartal 2008 påvirket følgende forhold driftsresultatet negativt: endringer i nedskrivninger (2,5 milliarder kroner) og overløft (1,7 milliarder kroner), mens derivater (0,8 milliarder kroner), lagervirkninger (0,3 milliarder kroner), gevinst ved salg av eiendeler (1,7 milliarder kroner) hadde en positiv innvirkning på driftsresultatet i første kvartal 2008.

Hensyntatt disse elementene og virkningene av eliminerings (1,3 milliarder kroner), var justert driftsresultat på 51,5 milliarder kroner i første kvartal 2008.

IFRS resultatregnskap (i milliarder kroner)	Første kvartal			Året
	2009	2008	Endring	2 008
Driftsinntekter				
Salgsinntekter	112,6	157,7	-29 %	652,0
Resultatandel fra investeringer i tilknyttede selskaper	0,0	-0,2	112 %	1,3
Andre inntekter	0,1	1,6	-94 %	2,8
Sum driftsinntekter	112,8	159,2	-29 %	656,0
Driftskostnader				
Varekostnad	44,1	77,6	-43 %	329,2
Andre driftskostnader	13,9	13,4	4 %	59,3
Salgs- og administrasjonskostnader	2,7	3,0	-8 %	11,0
Avskrivninger, amortisering og nedskrivninger	11,2	9,5	17 %	43,0
Letekostnader	5,3	4,2	24 %	14,7
Sum driftskostnader	-77,2	-107,7	28 %	-457,2
Driftsresultat	35,5	51,4	-31 %	198,8
Netto finansposter	-3,9	3,9	-200 %	-18,4
Skattekostnad	-27,6	-39,3	-30 %	-137,2
Periodens resultat	4,0	16,0	-75 %	43,3

Nedgangen i justert driftsresultat fra første kvartal 2008 til første kvartal 2009 skyldtes hovedsakelig en nedgang i prisene på væsker, økte letekostnader hovedsakelig som følge av høyere leteaktivitet og økte avskrivningskostnader på grunn av høyere egenproduksjon samt at nye felt har kommet i drift. Nedgangen ble delvis motvirket av økte inntekter fra høyere naturgassvolumer og -priser, samt virkninger som følge av at amerikanske dollar styrket seg mot norske kroner.

Justert driftsresultat (i milliarder kroner)	Første kvartal			Året
	2009	2008	Endring	2008
Sum driftsinntekter - justert	112,3	157,6	-29 %	653,1
Varekostnader - justert	44,6	77,9	-43 %	326,3
Andre driftskostnader - justert	14,9	13,5	11 %	59,7
Salgs- og administrasjonskostnader - justert	2,6	3,0	-11 %	10,5
Avskrivninger, amortisering og nedskrivninger - justert	10,9	9,5	14 %	40,5
Letekostnader - justert	3,2	2,1	49 %	12,2
Justerte driftsresultat	36,0	51,5	-30 %	203,9

Justert driftsresultat for segmentene (i milliarder kroner)	Første kvartal			Året
	2009	2008	Endring	2008
U&P Norge	29,7	42,4	-30 %	168,0
Internasjonal U&P	0,3	6,1	-95 %	16,1
Naturgass	5,0	3,0	67 %	11,9
Foredling og Markedsføring	1,6	0,2	741 %	8,3
Annet	-0,6	-0,1	-412 %	-0,4
Eliminering av urealisert internfortjeneste på varelager	0,0	0,0	250 %	0,0
Justert driftsresultat for segmentene	36,0	51,5	(30 %)	203,9

Finansielle data	Første kvartal			Året
	2009	2008	Endring	2008
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer	3 184 829 044	3 186 561 366		3 185 220 293
Resultat per aksje (basert på periodens resultat)	1,15	5,01	-77 %	13,58
Avkastning på sysselsatt kapital (siste 12 mnd.)	20,5 %	22,5 %	-9 %	21,0 %
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter (mrd. kroner)	8,2	26,9	-69 %	102,5
Investeringer brutto (mrd. kroner)	19,5	14,9	31 %	95,4
Gjeldsgrad	19,5 %	1,8 %	1000 %	17,5 %

Operasjonelle data	Første kvartal			Året
	2009	2008	Endring	2008
Gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat)	42,7	93,5	-54 %	91,0
Gjennomsnittlig valutakurs (NOK/USD)	6,87	5,32	29 %	5,6
Gjennomsnittlig pris på væsker (NOK per fat)	294	497	-41 %	513
Gasspris (NOK/sm3)	2,54	2,07	23 %	2,40
Raffineringsmargin (FCC) (USD per fat)	5,4	6,2	-13 %	8,2
Sum bokført produksjon av væsker (1 000 fat o.e./dag)	1 104	1 099	0 %	1 055
Sum bokført gass-produksjon (1 000 fat o.e./d)	831	790	5 %	696
Sum bokført produksjon (1 000 fat o.e. / dag)	1 935	1 889	2 %	1 751
Sum egenproduksjon av gass (mboe per dag)	860	824	4 %	725
Sum egenproduksjon av væsker (mboe per dag)	1 214	1 224	-1 %	1 200
Sum egenproduksjon av væsker og gass (1000 fat o.e. / dag)	2 074	2 048	1 %	1 925
Sum løfting av væsker (1 000 fat o.e./dag)	1 132	1 046	8 %	1 019
Sum løfting gass (1 000 fat o.e./d)	832	790	5 %	696
Sum løfting (1 000 fat o.e. / dag)	1 964	1 836	7 %	1 714
Produksjonskostnad bokførte volumer(NOK per fat o.e., siste 12 mnd.)	37,5	45,2	-17 %	38,1
Produksjonskostnad egne volumer eksklusive restrukturerings og gassinjeksjonskostnader (NOK per fat o.e., siste 12 mnd.)	34,1	31,7	8 %	33,3

Samlet væske- og gassløfting i første kvartal 2009 var 1,964 millioner foe per dag, sammenlignet med 1,836 millioner foe per dag i første kvartal 2008. Det var et overløft på 43,2 tusen foe per dag i første kvartal 2009, sammenlignet med et underløft i første kvartal 2008 på 35,9 tusen foe per dag.

Samlet bokført produksjon av væske og gass i første kvartal 2009 var 1,935 millioner foe per dag, sammenlignet med 1,889 millioner foe per dag i første kvartal 2008. Gjennomsnittlig egenproduksjon var 2,074 millioner foe per dag i første kvartal 2009, sammenlignet med 2,048 millioner foe per dag i første kvartal 2008. Økningen i bokført produksjon skyldes hovedsakelig høyere produksjon som følge av at nye nye felt

har kommet i drift og at nye brønner har kommet i produksjon. Dette ble bare delvis motvirket av kutt i OPEC kvoter, vedlikeholdsaktivitet, nedstenginger og avtagende produksjon fra modne felt.

Letekostnader (i milliarder kroner)	Første kvartal			Året
	2 009	2 008	Endring	2 008
Periodens leteutgifter (aktivitet)	5,2	3,9	34 %	17,8
Kostnadsført av tidligere balanseførte leteutgifter	2,7	2,2	21 %	4,8
Balanseført andel av periodens aktivitet	-2,6	-1,9	-41 %	-6,8
Reversering av nedskrivninger	0,0	0,0	-	-1,1
Elementer som påvirker letekostnadene	-2,1	-2,1	0 %	-2,5
Justerte letekostnader	3,2	2,1	49 %	12,2

Leteutgiftene i første kvartal 2009 var 5,2 milliarder kroner, sammenlignet med 3,9 milliarder kroner i første kvartal 2008. Økningen skyldtes hovedsakelig høyere leteaktivitet og økte borekostnader. Leteutgiftene gjenspeiler periodens leteaktivitet.

De justerte letekostnadene for perioden består av leteutgifter justert for periodens endring i balanseførte leteutgifter og visse elementer som påvirker driftsresultatet, som beskrevet ovenfor. De justerte letekostnadene økte til 3,2 milliarder kroner i første kvartal 2009 fra 2,1 milliarder kroner i første kvartal 2008.

I første kvartal 2009 ble det fullført til sammen 21 lete- og avgrensingsbrønner og én leteforlengelse, 12 på norsk sokkel og ni internasjonalt. Av disse var tolv lete- og avgrensingsbrønner og en leteforlengelse bekreftede funn. I første kvartal 2008 ble det fullført til sammen 21 lete- og avgrensingsbrønner, seks på norsk sokkel og 15 internasjonalt. Av disse ble det bekreftet funn i sju lete- og avgrensingsbrønner.

Det er støtt på hydrokarboner i en rekke fullførte brønner internasjonalt, men det er nødvendig med ytterligere vurderinger før disse kan kunngjøres eksternt.

Ved utgangen av første kvartal 2009 pågikk det fremdeles boring i 17 lete- og avgrensingsbrønner.

Produksjonskostnadene per foe var 37,5 kroner for de siste 12 månedene fram til 31. mars 2009, sammenlignet med 45,2 kroner for tilsvarende periode i 2008. [8] Basert på egenproduserte volumer, [10] var produksjonskostnaden per foe for de to periodene henholdsvis 34,2 og 41,9 kroner.

Normaliserte produksjonskostnader er definert som et "non-GAAP" finansielt måletall. [2]

Produksjonskostnaden per foe viser en nedgang, hovedsakelig som følge av omstillingskostnader knyttet til fusjonen mellom Statoil ASA og Hydro Petroleum i 2007 og delvis reversering av omstillingskostnadene i fjerde kvartal 2008.

Justert for gassinjeksjonskostnader, omstillingskostnader og andre kostnader knyttet til fusjonen bokført i fjerde kvartal 2007 var produksjonskostnadene per foe egenproduksjon for de siste 12 månedene fram til 31. mars 2009 på 34,1 kroner. Det sammenlignbare tallet for tilsvarende periode i 2008 er 31,7 kroner. Disse tallene er ikke normalisert for valutaeffektene beskrevet ovenfor. Økningen ble delvis motvirket av valutaeffektene av en styrket amerikansk dollar mot norske kroner.

Netto finansposter utgjorde et tap på 3,9 milliarder kroner i første kvartal 2009, sammenlignet med en inntekt på 3,9 milliarder kroner i første kvartal 2008.

Langsiktige lån i amerikanske dollar som påvirket netto valutagevinster og -tap i tidligere perioder vil, som følge av ny funksjonell valuta, ikke ha resultateffekter i 2009. Tilsvarende vil skatteforpliktelser i norske kroner påvirke netto valutagevinster og -tap i 2009, men hadde ikke noen resultateffekt i tidligere perioder. Omregningsforskjeller som følge av endringer i USDNOK og presentasjon i norske kroner av USD-baserte finansielle eiendeler og lån, er ført direkte mot egenkapitalen.

I første kvartal 2009 utgjorde netto valutagevinster og -tap et tap på 1,5 milliarder kroner, sammenlignet med en gevinst på 3,4 milliarder kroner i første kvartal 2008. Kostnadsøkningen på 4,9 milliarder kroner er hovedsaklig knyttet til virkningene av endringen av funksjonell valuta.

Renter og andre finansutgifter var på henholdsvis 2,9 milliarder kroner og 0,1 milliarder kroner i første kvartal 2009 og 2008. Kostnadsøkningen på 2,8 milliarder kroner er hovedsakelig knyttet til et tap på renteinstrumenter på 1,7 milliarder kroner i første kvartal 2009, sammenlignet med en gevinst på derivative finansielle instrumenter på 0,8 milliarder kroner i første kvartal 2008.

Oppsummert skjedde det en nedgang i netto finansposter på 7,8 milliarder kroner fra første kvartal 2008 til første kvartal 2009. Endringen var hovedsakelig knyttet til virkninger av valutaomregning og endringen av funksjonell valuta i særdeleshet på til sammen 4,9 milliarder kroner. Også endringer i virkelig verdi av derivater bidro til nedgangen med 2,5 milliarder kroner.

Valutakurser	31. mars 2009	31. desember 2008	31. mars 2008
USDNOK	6,68	7,00	5,09
EURNOK	8,89	9,87	8,05

Skattekostnaden i regnskapet i første kvartal 2009 var 27,6 milliarder kroner, tilsvarende en skatteprosent på 87,4 %, sammenlignet med 39,3 milliarder kroner i første kvartal 2008, tilsvarende en skatteprosent på 71,0 %. Den økte skatteprosenten skyldtes hovedsakelig valutaeffekter knyttet til endring av funksjonell valuta for visse selskaper. Disse selskapene er gjenstand for beskatning i en annen valuta enn den funksjonelle valutaen. I første kvartal 2009 er skattbar inntekt høyere enn resultat før skatt, noe som øker skatteprosenten i kvartalet. I tillegg ble skatteprosenten økt med relativt høyere inntekt fra norsk sokkel.

I første kvartal 2009 var resultat før skatt på 31,6 milliarder kroner, mens skattbar inntekt var 10,0 milliarder kroner høyere. Denne forskjellen i skattbar inntekt oppsto i selskaper som er gjenstand for beskatning i en annen valuta enn den funksjonelle valutaen og var på 2,5 milliarder kroner i skatt. Justert for denne forskjellen var skattesatsen på 66,4 %.

Utsikter for året

På strategioppdateringen i januar 2009 la StatoilHydro fram prognoser for **egenproduksjon** på 1,950 millioner foe per dag i 2009 og 2,200 millioner foe per dag i 2012. Anslaget for 2009 omfatter ikke tilbakevirkende effekter på eventuelle OPEC-kvoter. Driftsregularitet, gassalg og kommersielle vurderinger knyttet til gassalgsaktiviteter utgjør de største risikofaktorene for produksjonsanslagene. Anslaget for 2012 gjenspeiler forventede effekter av de nylige oppkjøpene vi har gjort av skifergass i USA og 50 % av Peregrino-utbyggingen.

Vedlikeholdsaktiviteten forventes å påvirke egenproduksjonen med omkring 30 tusen foe per dag i andre kvartal 2009 og 30 tusen foe per dag for året som helhet.

Organiske investeringer for 2009, eksklusive oppkjøp, er beregnet til om lag 13,5 milliarder amerikanske dollar. Om lag 50 % av de planlagte investeringene for 2009 er i nye eiendeler som bidrar til vekst i olje- og gassproduksjonen, om lag en tredjedel gjelder investeringer i eiendeler som er i produksjon og resten i annen virksomhet.

Produksjonskostnaden per enhet for egenproduksjonen ventes å ligge på mellom 33 og 36 kroner per fat i perioden fra 2009 til 2012, når kjøp av drivstoff og gass for injeksjon holdes utenfor. For 2009 ventes produksjonskostnaden per enhet å ligge i den øvre delen av dette sjiktet.

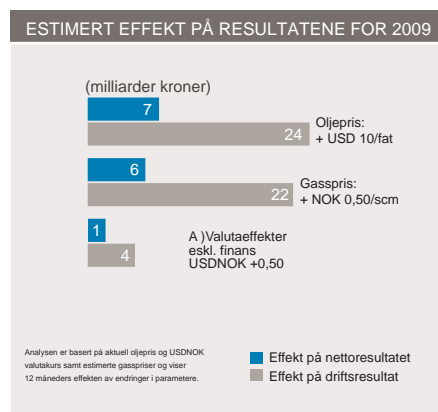
Det er vår ambisjon er å levere en konkurransedyktig **ROACE** sammenlignet med våre viktigste konkurrenter.

Leteboring er det viktigste verktøyet for vekst i vår virksomheten. Selskapet vil fortsette utviklingen av sin store portefølje av leteandeler og forventer å fortsette den høye **leteaktiviteten** i 2009, men på et noe lavere nivå enn i 2008. Vi forventer å fullføre omkring 65 til 70 lete- og avgrensningsbrønner i 2009, og vi har allerede sikret oss rigger for mesteparten av leteboringen i 2009 og i en viss grad også for de påfølgende årene. Leteaktiviteten er anslått til 2,7 milliarder amerikanske dollar i 2009.

Året 2008 var en av de mest **ustabile periodene i markedet for produkter, flytende gass og råolje**. Vi forventer at prisene på disse råvarene vil holde seg på et relativt lavt nivå og at prisene fortsatt vil være ustabile, i hvert fall på kort sikt.

Ovennevnte informasjon om fremtidige 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. Se "Forward-Looking Statements" nedenfor.

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 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, 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 driftsresultater i 2009. 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 mer detaljert og fullstendig presentasjon av risikoforhold som StatoilHydro er eksponert for finnes i StatoilHydros årsrapport for 2008.

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 opplevd bare ubetydelige 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.

Markedene for kort- og langsiktig finansiering anses nå å fungere greit for lånere med StatoilHydros kredittverdighet og generelle egenskaper. Imidlertid råder det likevel en usikkerhet under dagens forhold. Finansieringskostnadene for kortsiktige papirer er generelt på et historisk lavt nivå. Langsiktige finansieringskostnader er på attraktive absolutte nivåer, selv om "credit spread"-elementet for utstedere er betydelig høyere enn nivåene som eksisterte før finanskrisen. 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 kredittrating.

I samsvar med vår interne kredittratingspolicy revurderer vi våre handelspartneres og økonomiske motparters kredittrating årlig, og vurderer motparter som vi anser har høy risiko enda hyppigere. Intern kredittrating reflekterer våre vurderinger av motpartenes kredittrisiko og tilsvarende ratingkategorier som brukes av kjente kredittratingbyråer, som Standard & Poor's and Moody's.

Helse, miljø og sikkerhet (HMS)

Den samlede personskadefrekvensen var 4,4 i første kvartal 2009, sammenlignet med 5,4 i første kvartal 2008. Frekvensen for alvorlige hendelser gikk ned fra 2,7 i første kvartal 2008 til 2,4 i første kvartal 2009. Det var ingen dødsulykker i første kvartal 2009.

HMS	Første kvartal		Året 2008
	2009	2008	
Personskadefrekvens	4,4	5,4	5,4
Alvorlig hendelsefrekvens	2,4	2,7	2,2
Antall utilsiktede oljeutslipp	95	80	401
Volum fra utilsiktede oljeutslipp (Sm3)	26	16	342

Antall utilsiktede oljeutslipp i første kvartal 2009 økte sammenlignet med første kvartal 2008 og mengden økte fra 16 kubikkmeter i første kvartal 2008 til 26 kubikkmeter i første kvartal 2009.

Viktige hendelser i kvartalet

- Med virkning fra 1. januar gjennomførte StatoilHydro-konsernet en intern omorganisering av aktivitetene sine. Dette førte til en **endring av morselskapets funksjonelle valuta**. Mens presentasjonsvalutaen og de ulike skattevalutaene forblir de samme, gir den nye funksjonelle valutaen færre og ulike valutavirkninger enn i tidligere år.
- 6. januar **startet StatoilHydro gassproduksjon fra undervannsfeltet Yttergryta** ved Åsgard-feltet i Norskehavet.
- 13. januar fant StatoilHydro **olje nord for Norne-feltet** i Norskehavet. Utbygging mot lager- og produksjonsskipet Norne vil bli vurdert.
- 27. januar **ble gasseksport fra Kvitebjørn-feltet i Nordsjøen gjenopptatt** etter vellykket reparasjon av gassrørledningen mellom plattformen og prosessanlegget på Kollsnes.
- 30. januar ble det gjort et **lite oljefunn i Curran-prospektet** sør for Tune-feltet på norsk sokkel.
- 2. februar ble det gjort et **funn i Heidelberg-prospektet på dypt vann i Mexicogolfen**, hvor Anadarko er operatør. StatoilHydro har 12 % andel i Heidelberg.
- 5. februar **ble det funnet gass og kondensat** da StatoilHydro fullførte boringen av en letebrønn i **Fulla-prospektet** nordøst for Frigg-feltet i Nordsjøen.
- 11. februar **overleverte StatoilHydro sin masterplan for karbonfangst på Mongstad** til Olje- og energidepartementet og Miljødepartementet.
- 18. februar kunngjorde partnerne i Troll-lisensen sin beslutning om å **justere planen for videre utbygging, anlegg og drift på Trollfeltet** i Nordsjøen.
- 26. februar deltok StatoilHydro og Statkraft **sammen** i The Crown Estates **tredje lisensrunde for vindparker utenfor kysten av Storbritannia**.
- 3. mars **ble det funnet olje i blokk 31 utenfor Angola**, der BP er operatør og StatoilHydro er partner med 13,33 % andel.
- 4. mars **gjennomførte StatoilHydro transaksjoner i lånemarkedet** ved utstedelse av obligasjonslån på 1.300.000.000 euro til 4,375 % rente med forfall 11. mars 2015, 1.200.000.000 euro til 5,625 % rente med forfall 11. mars 2021 og 800.000.000 britiske pund til 6,875 % rente med forfall 11. mars 2031.
- 9. mars **ble et nytt olje- og gassfunn gjort i Katla-prospektet** som ligger nær eksisterende infrastruktur sørvest for Oseberg Sør-plattformen i Nordsjøen.
- 16. mars **ble det funnet gass i Asterix-prospektet** som ligger på stort havdyp i vestlig del av Norskehavet.
- 18. mars ga StatoilHydro **høyeste bud på 23 lisenser** i et lisenssalg sentralt i amerikansk del av Mexicogolfen.
- 19. mars **startet produksjonen på gass- og kondensatfeltet Alve**, som ligger i Norskehavet. Dette forlenger levetiden til Norne fra 2016 til 2021.
- 24. mars foreslo styret å **endre navn til Statoil ASA** under selskapets generalforsamling 19. mai.
- 25. mars **ble olje påtruffet** under boring av en letebrønn og en sidestegsbrønn nord for **Vigdis Øst-feltet** i Nordsjøen.
- 25. mars **trakk Kurt Anker Nielsen seg** fra sitt verv som medlem av StatoilHydros styre.

Viktige etterfølgende hendelser:

- 1. april ble StatoilHydro og **Statkraft enige om å sammen bygge ut Sheringham Shoal havvindpark på 315 MW** utenfor kysten av Norfolk i Storbritannia.
- 2. april ble Caesar Tonga - prosjektet i Mexicogolfen godkjent av StatoilHydros styre.
- 3. april **kjøpte StatoilHydro seg inn i tre Nordsjø-lisenser** som ligger nær Luno- og Ragnarrock-funnene og eksisterende infrastruktur som drives av StatoilHydro på Sleipner og Grane-feltene.
- 8. april **ble det funnet hydrokarboner** under boring av dypvannsprospektet **Mizzen** i Flemish Pass Basin utenfor Newfoundland.
- 14. april **ervert StatoilHydro en 40 % andel i 50 blokker fra BHP Billiton** i det utforskede DeSoto Canyon-området i amerikansk del av Mexicogolfen.
- 16. april **gjennomførte StatoilHydro transaksjoner i lånemarkedet** ved utstedelse av obligasjonslån på 500.000.000 amerikanske dollar til en rente på 3,875 % med forfall i april 2014 og 1.500.000.000 amerikanske dollar til en rente på 5,25% med forfall i april 2019.
- 17. april inngikk StatoilHydro en avtale om **overføring av hele ansvaret for avviklingen av Lufeng-feltet** i Sør-Kinahavet til the Chinese National Offshore Oil Company (CNOOC).
- 30. april kunngjorde Olje- og energidepartementet at StatoilHydro var **tildelt 12 nye lisenser** i 20. konsesjonsrunde. Selskapet får operatøransvar for fem av lisensene.
- StatoilHydro kunngjorde 5. mai at alle **lisensene på dansk sokkel** er solgt til Bayerngas.
- StatoilHydro mottok 6. mai den første oljen fra det Chevron-opererte **Tahiti-feltet** i den amerikanske delen av Mexicogolfen.
- En person omkom torsdag 7. mai etter en **fallulykke** på Oseberg B-plattformen. Politiet og Petroleumstilsynet har igangsatt etterforskning og granskning av arbeidsulykken. StatoilHydro vil gjennomføre egen granskning av ulykken.

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)