

# Pressemelding

4. august 2009

## Solid drift i et krevende marked

StatoilHydros kvartalsberetning og regnskap for 2. kvartal 2009.

StatoilHydros driftsresultat for andre kvartal 2009 var på 24,3 milliarder kroner, sammenlignet med 62,6 milliarder kroner i andre kvartal 2008. Kvartalsresultatet var negativt påvirket av et fall i oljeprisene på 40 %, en nedgang i gjennomsnittsprisen på naturgass på 18 % og en nedgang i løftede væskevolumer på 9 %, noe som delvis ble motvirket av en økning i løftede gassvolumer på 4 % og forbedrede naturgassmarginer.

Justert for visse poster som ledelsen ikke anser å være representative for StatoilHydros underliggende drift i perioden, var **justert driftsresultat** i andre kvartal 2009 på 29,2 milliarder kroner, sammenlignet med 56,3 milliarder kroner i andre kvartal 2008. Nedgangen i justert driftsresultat skyldtes hovedsakelig lavere væskepriser og -volumer og delvis også avtagende naturgasspriser. Reduksjonen ble bare delvis motvirket av høyere marginer og salgsvolumer for naturgass.

**Resultatet** i andre kvartal var 0,0 milliarder kroner og var hovedsakelig påvirket av lavere råolje- og gasspriser, valutaeffekter og en uvanlig høy effektiv skatteprosent som delvis skyldtes skatt på valutagevinster som ikke gjenspeiles i netto finansposter.

**Justert driftsresultat etter skatt** var 9,0 milliarder kroner, en nedgang fra 16,7 milliarder kroner i andre kvartal 2008. Nedgangen skyldes hovedsakelig lavere oljepriser og -volumer, noe som delvis motvirkes av høyere inntekter fra naturgassalg og lavere effektiv skatteprosent for justert driftsresultat. Justert driftsresultat etter skatt ekskluderer skattevirkningene av netto finansposter og utgjorde en effektiv skatteprosent på 69,2 % i andre kvartal 2009 og 70,3 % i andre kvartal 2008.

- StatoilHydro opprettholder et høyt aktivitetsnivå og en robust virksomhet både i Norge og internasjonalt. Markedssituasjonen er krevende men driften er solid. Vi har høynet fokuset på kostnadskutt og vi fortsetter å levere gode produksjonsresultater fra virksomheten vår, sier StatoilHydros konsernsjef Helge Lund.

- Siden første kvartal har viktige olje- og gassfelt som Tyrihans i Norskehavet og Tahiti og Thunder Hawk i Mexicogolfen kommet i drift og leteprogrammet vårt fortsetter å gi gode resultater.

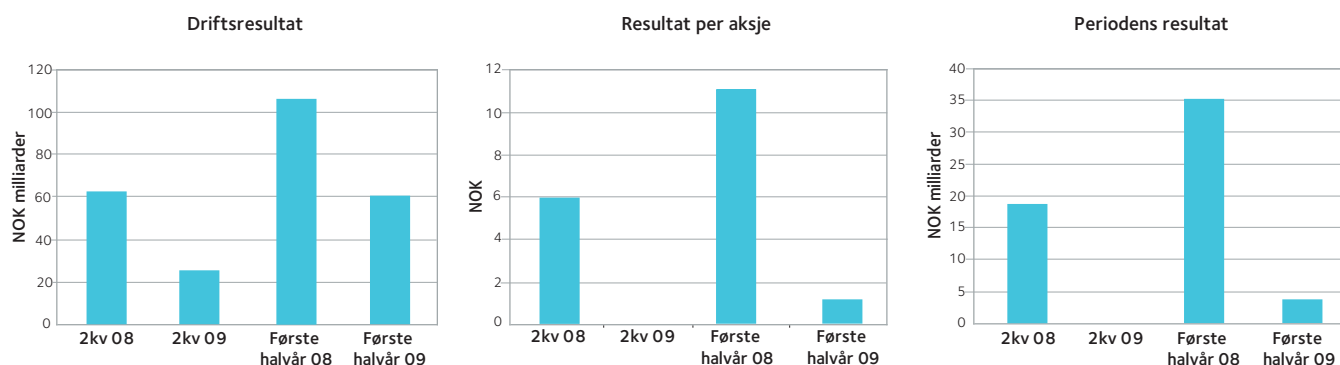
- Hittil i år har vi fullført 48 letebrønner og leteforlengelser, hvorav 30 har resultert i funn. Tjuefem av disse funnene ble gjort på norsk sokkel.

Helge Lund fortsetter:

- Selv om utsiktene for verdensøkonomien virker noe mindre pessimistisk i det siste og risikobalansen ser ut til å være forbedret, er imidlertid usikkerheten fremdeles høy. Vi fortsetter derfor å fokusere på driftsmessig effektivitet og kapitaldisiplin og vi har den nødvendige fleksibilitet til å tilpasse aktivitetsnivået til markedsutviklingen, sier Lund.

Samlet egenproduksjon av væsker og naturgass i andre kvartal 2009 var henholdsvis 1,137 millioner og 708 tusen fat oljeekvivalenter per dag. Samlet egenproduksjon var 1,845 millioner fat oljeekvivalenter per dag, en nedgang på 3 % fra andre kvartal 2008. Nedgangen i egenproduksjon skyldtes hovedsakelig avtagende produksjon fra modne felt.

## Resultatoppdatering



StatoilHydros samlede bokførte produksjon av væske og gass i andre kvartal 2009 var 1,729 millioner foe per dag, som er en økning på 1 % sammenlignet med 1,710 millioner foe per dag i andre kvartal 2008. Samlet løfting av væske og gass var 1,664 millioner foe per dag i andre kvartal 2009, en nedgang på 4 % fra 1,736 millioner foe per dag i andre kvartal 2008.

StatoilHydro gjennomførte et omfattende **leteprogram** i andre kvartal 2009. Av de totalt 22 letebrønnene som ble fullført før 30. juni 2009, ble åtte boret utenfor norsk sokkel. Fjorten av brønnene er bekreftede funn, hvorav to ble gjort utenfor norsk sokkel. I første halvår av 2009 har StatoilHydro fullført 44 brønner, 27 på norsk sokkel og 17 internasjonalt. Til sammen 27 brønner er bekreftede funn, 23 på norsk sokkel og fire internasjonalt. Ytterligere fire brønner, hvorav tre er bekreftede funn, er fullført siden 30. juni 2009.

I andre kvartal 2009 startet produksjonen fra Tyrihans-feltet på norsk sokkel, samt det Chevron-opererte Tahiti-feltet i amerikansk del av Mexicogolfen.

Den 19. juni godkjente regjeringen planene for det StatoilHydro-opererte Troll-feltet med sikte på å øke reservene og forlenge feltets levetid. Samme dato ble også planene for det partneropererte Goliat-feltet godkjent av norske myndigheter, og ga derved klarsignal for utbygging av det første oljefeltet i Barentshavet.

**Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital etter skatt (ROACE)** [1] for de siste 12 månedene fram til 30. juni 2009 var 13,4 %, sammenlignet med 23,2 % 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 andre kvartal 2009 var inntjeningen per aksje 0,02 kroner, sammenlignet med 5,89 kroner i andre kvartal 2008. I første halvår av 2009 var inntjeningen per aksje 1,18 kroner, sammenlignet med 10,91 kroner i første halvår av 2008.

## Gjennomgang av resultatet

I andre kvartal 2009 var **driftsresultatet** 24,3 milliarder kroner, sammenlignet med 62,6 milliarder kroner i andre kvartal 2008.

Driftsresultatet omfatter visse poster som ledelsen anser for ikke å være representative for StatoilHydros 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 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 andre kvartal 2009: Derivater (0,5 milliarder kroner), endringer i nedskrivninger (3,3 milliarder kroner), underløft (1,1 milliarder kroner) og andre avsetninger (0,1 milliarder kroner), mens lagervirkninger (1,2 milliarder kroner) og gevinst ved salg av eiendeler (0,2 milliarder kroner) virket positivt på driftsresultatet for andre kvartal 2009. Hensyntatt disse elementene og virkningene av eliminerings (1,3 milliarder kroner), var **justert driftsresultat** på 29,2 milliarder kroner i andre kvartal 2009.

I andre kvartal 2008 ble driftsresultatet negativt påvirket av avsetninger til omstrukturering (0,2 milliarder kroner) og andre avsetninger (0,3 milliarder kroner), mens derivater (3,3 milliarder kroner), endringer i nedskrivninger (2,1 milliarder kroner), overløft (1,8 milliarder kroner), lagervirkninger (1,4 milliarder kroner) og gevinst ved salg av eiendeler (0,5 milliarder kroner), virket positivt på driftsresultatet i andre kvartal 2008. Hensyntatt disse elementene og virkningene av eliminerings (1,3 milliarder kroner), var justert driftsresultat på 56,3 milliarder kroner i andre kvartal 2008.

Nedgangen i justert driftsresultat på 48 % fra andre kvartal 2008 til andre kvartal 2009 skyldtes hovedsakelig lavere væske- og gasspriser og en nedgang i solgte væskevolumer, noe som delvis ble motvirket av økte resultater fra salg av naturgass.

I første halvår av 2009 var driftsresultatet på 59,8 milliarder kroner, sammenlignet med 114,1 milliarder kroner i første halvår av 2008.

Følgende forholdet påvirket driftsresultatet negativt i første halvår av 2009: Derivater (0,6 milliarder kroner), endringer i nedskrivninger (5,7 milliarder kroner) og underløft (0,5 milliarder kroner), mens lagervirkninger (1,7 milliarder kroner), gevinst ved salg av eiendeler (0,5 milliarder kroner) og andre avsetninger (1,4 milliarder kroner) virket positivt på driftsresultatet for andre kvartal 2009. Hensyntatt disse elementene og virkningene av konserninterne eliminerings (2,2 milliarder kroner), var justert driftsresultat på 65,3 milliarder kroner i første halvår av 2009.

Følgende forhold påvirket driftsresultatet negativt i første halvår av 2008: Endringer i nedskrivninger (0,4 milliarder kroner) og andre avsetninger (0,5 milliarder kroner), mens derivater (4,1 milliarder kroner), gevinst ved salg av eiendeler (1,2 milliarder kroner), overløft (0,1 milliarder kroner) og lagervirkninger (1,7 milliarder kroner) virket positivt på driftsresultatet i første halvår av 2008. Hensyntatt disse elementene var justert driftsresultat på 107,9 milliarder kroner i første halvår av 2008.

Nedgangen i justert driftsresultat på 39 % fra første halvår av 2008 til første halvår av 2009 skyldtes hovedsakelig lavere væskepriser og ble delvis motvirket av høyere inntekter fra salg av naturgass.

Innføringen av USD som funksjonell valuta i morselskapet fra og med 2009 har ført til reduserte valutaeffekter på netto finansposter. Mens betalbar skatt er upåvirket av denne endringen, oversteg skattbar inntekt konsernets regnskapsmessige resultat før skatt med omkring 3,6 milliarder kroner i andre kvartal 2009, noe som bidro til en skatteprosent på 99,9 %. Ledelsen mener at denne skatteprosenten ikke er representativ for den underliggende skatteeksponeringen. Justert driftsresultat etter skatt er et alternativt måletall som gir en indikasjon på StatoilHydros skatteeksponering ut fra underliggende drift i perioden og gjør det derfor lettere å sammenligne ulike perioder.

**Justert driftsresultat etter skatt** i andre kvartal 2009 var 9,0 milliarder kroner, en nedgang fra 16,7 milliarder kroner i andre kvartal 2008. I første halvår av 2009 var justert driftsresultat etter skatt 19,5 milliarder kroner, en nedgang fra 30,7 milliarder kroner i samme periode i fjor. Nedgangen skyldes hovedsakelig lavere væskepriser, noe som ble delvis motvirket av inntekter fra salg av naturgass og en lavere effektiv skatteprosent på justert driftsresultat. Skatt på justert driftsresultat var 69,2 % i andre kvartal 2009 og 70,3 % i andre kvartal 2008, sammenlignet med henholdsvis 70,1 % og 71,6 % i første halvår av 2009 og 2008.

| IFRS resultatregnskap<br>(i milliarder kroner)   | Andre kvartal |        |         | Hittil i år   |        |         | Året<br>2 008 |
|--|---------------|--------|---------|---------------|--------|---------|---------------|
|  | 2009          | 2008   | Endring | 2009          | 2008   | Endring |               |
| Driftsinntekter                                  |               |        |         |               |        |         |               |
| Salgsinntekter                                   | <b>104,6</b>  | 170,6  | -39 %   | <b>217,3</b>  | 328,3  | -34 %   | 652,0         |
| Resultatandel fra tilknyttede selskaper          | <b>0,6</b>    | 0,4    | 32 %    | <b>0,6</b>    | 0,3    | 119 %   | 1,3           |
| Andre inntekter                                  | <b>0,0</b>    | 0,6    | -95 %   | <b>0,1</b>    | 2,2    | -94 %   | 2,8           |
| Sum driftsinntekter                              | <b>105,2</b>  | 171,6  | -39 %   | <b>218,0</b>  | 330,8  | -34 %   | 656,0         |
| Driftskostnader                                  |               |        |         |               |        |         |               |
| Varekostnad                                      | <b>46,6</b>   | 81,8   | -43 %   | <b>90,7</b>   | 159,5  | -43 %   | 329,2         |
| Andre driftskostnader                            | <b>14,0</b>   | 14,7   | -5 %    | <b>28,0</b>   | 28,1   | 0 %     | 59,3          |
| Salgs- og administrasjonskostnader               | <b>3,1</b>    | 2,3    | 31 %    | <b>5,8</b>    | 5,3    | 9 %     | 11,0          |
| Avskrivninger, amortisering<br>og nedskrivninger | <b>12,8</b>   | 8,2    | 56 %    | <b>24,0</b>   | 17,8   | 35 %    | 43,0          |
| Letekostnader                                    | <b>4,4</b>    | 1,9    | 127 %   | <b>9,7</b>    | 6,2    | 57 %    | 14,7          |
| Sum driftskostnader                              | <b>-80,9</b>  | -109,0 | 26 %    | <b>-158,2</b> | -216,8 | 27 %    | -457,2        |
| Driftsresultat                                   | <b>24,3</b>   | 62,6   | -61 %   | <b>59,8</b>   | 114,1  | -48 %   | 198,8         |
| Netto finansposter                               | <b>-4,8</b>   | -0,5   | -915 %  | <b>-8,7</b>   | 3,4    | -354 %  | -18,4         |
| Skattekostnad                                    | <b>-19,5</b>  | -43,2  | -55 %   | <b>-47,1</b>  | -82,5  | -43 %   | -137,2        |
| Periodens resultat                               | <b>0,0</b>    | 18,9   | -100 %  | <b>4,0</b>    | 35,0   | -89 %   | 43,3          |

| Justert driftsresultat<br>(i milliarder kroner)           | Andre kvartal |       |         | Hittil i år  |       |         | Året<br>2 008 |
|---|---------------|-------|---------|--------------|-------|---------|---------------|
|   | 2009          | 2008  | Endring | 2009         | 2008  | Endring |               |
| Sum dritsinntekter - justert                              | <b>108,1</b>  | 168,0 | -36 %   | <b>220,4</b> | 325,6 | -32 %   | 653,1         |
| Varekostnader - justert                                   | <b>47,8</b>   | 83,2  | -43 %   | <b>92,4</b>  | 161,2 | -43 %   | 326,3         |
| Andre driftskostnader - justert                           | <b>14,5</b>   | 14,3  | 2 %     | <b>29,4</b>  | 27,8  | 6 %     | 59,7          |
| Salgs- og administrasjonskostnader - justert              | <b>3,0</b>    | 2,1   | 38 %    | <b>5,6</b>   | 5,1   | 10 %    | 10,5          |
| Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger - justert | <b>11,2</b>   | 8,9   | 26 %    | <b>22,1</b>  | 18,5  | 20 %    | 40,5          |
| Letekostnader - justert                                   | <b>2,4</b>    | 3,1   | -23 %   | <b>5,6</b>   | 5,3   | 6 %     | 12,2          |
| Justerte driftsresultat                                   | <b>29,2</b>   | 56,3  | -48 %   | <b>65,3</b>  | 107,9 | -39 %   | 203,9         |

| Juster driftsresultat etter skatt per segment<br><br>(i milliarder kroner) | Andre kvartal          |                                 |                                    |                        |                                 |                                    |
|--|------------------------|---------------------------------|------------------------------------|------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
|  | 2009                   |                                 |                                    | 2008                   |                                 |                                    |
|  | Justert driftsresultat | Skatt på justert driftsresultat | Justert driftsresultat etter skatt | Justert driftsresultat | Skatt på justert driftsresultat | Justert driftsresultat etter skatt |
| U&P Norge  | <b>20,7</b>            | <b>15,1</b>                     | <b>5,6</b>                         | 46,7                   | 35,0                            | 11,7                               |
| Internasjonal U&P  | <b>2,8</b>             | <b>0,7</b>                      | <b>2,1</b>                         | 5,9                    | 2,8                             | 3,1                                |
| Naturgass  | <b>4,2</b>             | <b>3,3</b>                      | <b>0,8</b>                         | 1,9                    | 1,2                             | 0,8                                |
| Foredling og Markedsføring   | <b>1,4</b>             | <b>0,9</b>                      | <b>0,5</b>                         | 1,2                    | 0,5                             | 0,7                                |
| Annet  | <b>0,2</b>             | <b>0,2</b>                      | <b>-0,1</b>                        | 0,6                    | 0,1                             | 0,5                                |
| Konsern  | <b>29,2</b>            | <b>20,2</b>                     | <b>9,0</b>                         | 56,3                   | 39,6                            | 16,7                               |

| Juster driftsresultat etter skatt per segment<br><br>(i milliarder kroner) | Hittil i år            |                                 |                                    |                        |                                 |                                    |
|--|------------------------|---------------------------------|------------------------------------|------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
|  | 2009                   |                                 |                                    | 2008                   |                                 |                                    |
|  | Justert driftsresultat | Skatt på justert driftsresultat | Justert driftsresultat etter skatt | Justert driftsresultat | Skatt på justert driftsresultat | Justert driftsresultat etter skatt |
| U&P Norge  | <b>50,4</b>            | <b>37,6</b>                     | <b>12,8</b>                        | 89,1                   | 67,0                            | 22,1                               |
| Internasjonal U&P  | <b>3,1</b>             | <b>0,5</b>                      | <b>2,6</b>                         | 11,9                   | 6,4                             | 5,5                                |
| Naturgass  | <b>9,2</b>             | <b>7,0</b>                      | <b>2,2</b>                         | 4,9                    | 3,2                             | 1,7                                |
| Foredling og Markedsføring   | <b>3,0</b>             | <b>1,4</b>                      | <b>1,6</b>                         | 1,4                    | 0,6                             | 0,8                                |
| Annet  | <b>-0,4</b>            | <b>-0,8</b>                     | <b>0,4</b>                         | 0,6                    | 0,0                             | 0,4                                |
| Konsern  | <b>65,3</b>            | <b>45,7</b>                     | <b>19,5</b>                        | 107,9                  | 77,2                            | 30,7                               |

| Finansielle data   | Andre kvartal        |               |         | Hittil i år          |               |         | Året<br>2 008 |
|--|----------------------|---------------|---------|----------------------|---------------|---------|---------------|
|  | 2009                 | 2008          | Endring | 2009                 | 2008          | Endring |               |
| Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer          | <b>3 184 206 446</b> | 3 186 220 758 |         | <b>3 184 516 025</b> | 3 186 391 062 |         | 3 185 220 293 |
| Resultat per aksje                                       |                      |               |         |                      |               |         |               |
| (basert på periodens resultat)                           | <b>0,02</b>          | 5,89          | -100 %  | <b>1,18</b>          | 10,91         | -89 %   | 13,58         |
| Minoritetsaksjonærer                                     | <b>0,1</b>           | -0,1          | 135 %   | <b>-0,3</b>          | -0,2          | -21 %   | 0,0           |
| Avkastning på sysselsatt kapital (siste 12 mnd.)         | <b>13,4 %</b>        | 23,2 %        | -42 %   | <b>13,4 %</b>        | 23,2 %        | -42 %   | 21,0 %        |
| Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter (mrd. kroner) | <b>30,5</b>          | 25,5          | 20 %    | <b>38,7</b>          | 52,4          | -26 %   | 102,5         |
| Investeringer brutto (mrd. kroner)                       | <b>19,8</b>          | 15,8          | 25 %    | <b>39,3</b>          | 30,7          | 28 %    | 95,4          |
| Gjeldsgrad   | <b>28,3 %</b>        | 2,3 %         | 1153 %  | <b>28,3 %</b>        | 2,3 %         | 1153 %  | 17,5 %        |

| Operasjonelle data   | Andre kvartal |       |         | Hittil i år  |       |         | Året<br>2 008 |
|--|---------------|-------|---------|--------------|-------|---------|---------------|
|  | 2009          | 2008  | Endring | 2009         | 2008  | Endring |               |
| Gjennomsnittlig pris på væsker (USD per fat)   | <b>53,7</b>   | 115,0 | -53 %   | <b>47,8</b>  | 104,3 | -54 %   | 91,0          |
| Gjennomsnittlig valutakurs (NOK/USD)   | <b>6,50</b>   | 5,08  | 28 %    | <b>6,7</b>   | 5,2   | 29 %    | 5,6           |
| Gjennomsnittlig pris på væsker (NOK per fat)   | <b>349</b>    | 585   | -40 %   | <b>320</b>   | 542   | -41 %   | 513           |
| Gasspris (NOK/sm3)   | <b>1,82</b>   | 2,23  | -18 %   | <b>2,21</b>  | 2,12  | 4 %     | 2,40          |
| Raffineringsmargin (FCC) (USD per fat)   | <b>4,8</b>    | 10,0  | -52 %   | <b>5,1</b>   | 8,1   | -37 %   | 8,2           |
| Sum bokført produksjon av væsker (1 000 fat o.e./dag)  | <b>1 032</b>  | 1 039 | -1 %    | <b>1 068</b> | 1 069 | 0 %     | 1 055         |
| Sum bokført gass-produksjon (1 000 fat o.e./d)   | <b>696</b>    | 671   | 4 %     | <b>763</b>   | 730   | 5 %     | 696           |
| Sum bokført produksjon (1 000 fat o.e. / dag)  | <b>1 729</b>  | 1 710 | 1 %     | <b>1 831</b> | 1 799 | 2 %     | 1 751         |
| Sum egenproduksjon av gass (mboe per dag)  | <b>708</b>    | 703   | 1 %     | <b>783</b>   | 763   | 3 %     | 725           |
| Sum egenproduksjon av væsker (mboe per dag)  | <b>1 137</b>  | 1 195 | -5 %    | <b>1 176</b> | 1 209 | -3 %    | 1 200         |
| Sum egenproduksjon av væsker og gass (1000 fat o.e. / dag)   | <b>1 845</b>  | 1 898 | -3 %    | <b>1 959</b> | 1 973 | -1 %    | 1 925         |
| Sum løfting av væsker (1 000 fat o.e./dag)   | <b>968</b>    | 1 065 | -9 %    | <b>1 049</b> | 1 056 | -1 %    | 1 019         |
| Sum løfting gass (1 000 fat o.e./d)  | <b>696</b>    | 671   | 4 %     | <b>764</b>   | 730   | 5 %     | 696           |
| Sum løfting (1 000 fat o.e. / dag)   | <b>1 664</b>  | 1 736 | -4 %    | <b>1 813</b> | 1 786 | 2 %     | 1 714         |
| Produksjonskostnad bokførte volumer (NOK per fat o.e., siste 12 mnd.)  | <b>38,0</b>   | 46,2  | -18 %   | <b>38,0</b>  | 46,2  | -18 %   | 38,1          |
| Produksjonskostnad egne volumer eksklusive restrukturings og gassinjeksjonskostnader (NOK per fat o.e., siste 12 mnd.) | <b>35,6</b>   | 32,1  | 11 %    | <b>35,6</b>  | 32,1  | 11 %    | 33,3          |

**Samlet væske- og gassløfting** i andre kvartal 2009 var 1,664 millioner foe per dag, sammenlignet med 1,736 millioner foe per dag i andre kvartal 2008. Det var et underløft i andre kvartal 2009 på 49 tusen foe per dag [5] sammenlignet med et overløft i andre kvartal 2008 på 42 tusen foe per dag.

Samlet væske- og gassløfting i første halvår av 2009 var 1,813 millioner foe per dag, sammenlignet med 1,786 millioner foe per dag i første halvår av 2008. Det var et underløft i første halvår av 2009 på 3 tusen foe per dag [5] sammenlignet med et overløft på 3 tusen foe per dag i første halvår av 2008.

**Samlet bokført produksjon av væsker og gass** i andre kvartal 2009 var 1,729 millioner foe per dag, sammenlignet med 1,710 millioner foe per dag i andre kvartal 2008. Gjennomsnittlig egenproduksjon [10] var 1,845 millioner foe per dag i andre kvartal 2009 sammenlignet med 1,898 millioner foe per dag i andre kvartal 2008. Samlet bokført produksjon av væsker og gass i første halvår av 2009 var 1,831 millioner foe per dag, sammenlignet med 1,799 millioner foe per dag i første halvår av 2008. Gjennomsnittlig egenproduksjon [10] i første halvår av 2009 var 1,959 millioner foe per dag, sammenlignet med 1,973 millioner foe per dag i første halvår av 2008.

Den svake økningen i bokført produksjon mellom kvartalene, samt for året hittil, skyldes hovedsakelig at nye felt har kommet i drift, noe som delvis ble motvirket av avtagende produksjon fra modne felt. Nedgangen i gjennomsnittlig egenproduksjon mellom kvartalene og i året hittil skyldes hovedsakelig avtagende produksjon fra modne felt, ulike driftsmessige forhold, vedlikeholdsaktiviteter og OPEC-restriksjoner. Nedgangen ble delvis motvirket av oppstart av nye felt.

**Leteutgiftene** i andre kvartal 2009 var 4,0 milliarder kroner, sammenlignet med 3,7 milliarder kroner i andre kvartal 2008. Leteutgiftene var 9,2 milliarder kroner i første halvår av 2009, sammenlignet med 7,6 milliarder kroner i første halvår av 2008. Økningene skyldtes hovedsakelig høyere leteaktivitet og kostnader. 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 ble redusert fra 3,1 milliarder kroner i andre kvartal 2008 til 2,4 milliarder kroner i andre kvartal 2009, hovedsakelig som følge av høyere balanseføring av leteutgifter.

| Letekostnader<br>(i milliarder kroner)                 | Andre kvartal |      |         | Hittil i år |      |         | Året<br>2008 |
|--|---------------|------|---------|-------------|------|---------|--------------|
|  | 2009          | 2008 | Endring | 2009        | 2008 | Endring |              |
| Periodens leteutgifter (aktivitet)                     | <b>4,0</b>    | 3,7  | 7 %     | <b>9,2</b>  | 7,6  | 21 %    | 17,8         |
| Kostnadsført av tidligere<br>balanseførte leteutgifter | <b>2,2</b>    | 0,4  | 423 %   | <b>4,9</b>  | 2,6  | 86 %    | 4,8          |
| Balanseført andel av periodens aktivitet               | <b>-1,8</b>   | -1,1 | -68 %   | <b>-4,4</b> | -2,9 | -51 %   | -6,8         |
| Reversering av nedskrivninger                          | <b>0,0</b>    | -1,1 | 100 %   | <b>0,0</b>  | -1,1 | 100 %   | -1,1         |
| Elementer som påvirker letekostnadene                  | <b>-2,0</b>   | 1,2  | -267 %  | <b>-4,1</b> | -0,9 | -356 %  | -2,5         |
| Justerte letekostnader                                 | <b>2,4</b>    | 3,1  | -23 %   | <b>5,6</b>  | 5,3  | 6 %     | 12,2         |

De justerte letekostnadene i første halvår av 2009 var 5,6 milliarder kroner i første halvår av 2009, sammenlignet med 5,3 milliarder kroner i første halvår av 2008, en økning på 6 %. Økningen skyldtes hovedsakelig høyere boreaktivitet.

I andre kvartal 2009 ble det fullført til sammen 22 lete- og avgrensningsbrønner, 14 på norsk sokkel og åtte internasjonalt. Det ble bekreftet funn i 14 brønner i perioden. I andre kvartal 2008 ble det fullført 27 lete- og avgrensningsbrønner og leteforlengelser, 15 på norsk sokkel og 12 internasjonalt. Det ble bekreftet funn i 14 brønner i perioden.

I første halvår av 2009 ble det fullført til sammen 43 lete- og avgrensningsbrønner og én leteforlengelse, 27 på norsk sokkel og 17 internasjonalt. Tjueseks lete- og avgrensningsbrønner og én leteforlengelse var bekreftede funn. I første halvdel av 2008 ble det fullført til sammen 45 lete- og avgrensningsbrønner og fire leteforlengelser, 22 på norsk sokkel og 27 internasjonalt. Nitten lete- og avgrensningsbrønner og to leteforlengelser var bekreftede funn.

Det er støtt på hydrokarboner i en rekke fullførte brønner internasjonalt. Det er imidlertid nødvendig med ytterligere vurderinger før eventuell drivverdighet kan besluttes og kunngjøres.

Ved utgangen av andre kvartal 2009 pågikk det fremdeles boring i sju lete- og avgrensningsbrønner.

**Produksjonskostnaden per foe** var 38,0 kroner for de siste 12 månedene fram til 30. juni 2009, sammenlignet med 46,2 kroner for tilsvarende periode i 2008. [8] Basert på egenproduserte volumer [10], var produksjonskostnaden per foe for de to periodene henholdsvis 35,0 og 42,4 kroner.

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 30. juni 2009 på 35,6 kroner. Det sammenlignbare tallet for tilsvarende periode i 2008 er 32,1 kroner. Økningen skyldes delvis valutaeffektene av en styrket amerikansk dollar mot norske kroner.

**Netto finansposter** utgjorde et tap på 4,8 milliarder kroner i andre kvartal 2009, sammenlignet med et tap på 0,5 milliarder kroner i andre kvartal 2008. I første halvår av 2009 utgjorde netto finansposter et tap på 8,7 milliarder kroner, sammenlignet med en gevinst på 3,4 milliarder kroner i første halvår av 2008.

Langsiktige lån i amerikanske dollar som påvirket netto valutagevinster og -tap i tidligere perioder vil, som følge av at amerikanske dollar introduseres som 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 omregnet til presentasjon i norske kroner i regnskapet, er bokført mot egenkapitalen.

I andre kvartal 2009 utgjorde netto valutagevinster og -tap et tap på 0,1 milliarder kroner, sammenlignet med en gevinst på 0,7 milliarder kroner i andre kvartal 2008. Kostnadsøkningen på 0,8 milliarder kroner er hovedsakelig knyttet til virkningene av endringen av funksjonell valuta.

I første halvår av 2009 utgjorde netto valutagevinster og -tap et tap på 1,6 milliarder kroner, sammenlignet med en gevinst på 4,1 milliarder kroner i første halvår av 2008. Kostnadsøkningen på 5,7 milliarder kroner er hovedsakelig knyttet til virkningene av endringen av funksjonell valuta.

Renter og andre finansutgifter var på henholdsvis 6,4 milliarder kroner og 1,9 milliarder kroner i andre kvartal 2009 og 2008. Kostnadsøkningen på 4,5 milliarder kroner er hovedsakelig knyttet til et tap på finansielle derivater på 3,4 milliarder kroner i andre kvartal 2009 grunnet høyere langsiktige rentesatser i amerikanske dollar og et tap knyttet til nedskrivninger av investeringen i Pernis-raffineriet. Det var et tap på finansielle derivater på 0,8 milliarder kroner i andre kvartal 2008.

I første halvår av 2009 utgjorde renter og andre finansutgifter 9,3 milliarder kroner, sammenlignet med 2,0 milliarder i første halvår av 2008. Kostnadsøkningen på 7,3 milliarder kroner er hovedsakelig knyttet til et tap på finansielle derivater på 5,1 milliarder kroner i første halvår av 2009, grunnet høyere langsiktige rentesatser i amerikanske dollar og et tap knyttet til nedskrivning av investeringen i Pernis-raffineriet. Det var ingen tap på finansielle derivater i første halvår av 2008.

Oppsummert var det en endring i netto finansposter på 4,3 milliarder kroner fra andre kvartal 2008 til andre kvartal 2009. Reduksjonen var hovedsakelig knyttet til endringer i virkelig verdi av derivater med 4,2 milliarder kroner. Virkninger av valutaomregning og endringen av funksjonell valuta bidro også til endringen med 0,8 milliarder kroner.

Fra første halvår av 2008 til første halvår av 2009, var det en endring i netto finansposter på 12,1 milliarder kroner. Endringen var hovedsakelig knyttet til endring i virkelig verdi av derivater på 5,1 milliarder kroner. Virkningen av valutaomregning og endringen av funksjonell valuta i særdeleshet bidro også til endringen med 5,8 milliarder kroner.

| Valutakurser | 30. juni 2009 | 31. desember 2008 | 30. juni 2008 |
|--------------|---------------|-------------------|---------------|
| USDNOK       | 6,38          | 7,00              | 5,08          |
| EURNOK       | 9,02          | 9,87              | 8,01          |

**Skattekostnaden i regnskapet** i andre kvartal 2009 var 19,5 milliarder kroner, tilsvarende en skatteprosent på 99,9 %, sammenlignet med 43,2 milliarder kroner i andre kvartal 2008, tilsvarende en skatteprosent på 69,6 %. Den økte skatteprosenten skyldtes hovedsakelig valutaeffekter knyttet til endring av funksjonell valuta for visse selskaper. Disse selskapene er gjenstand for beskatning i annen valuta enn den funksjonelle valutaen. I andre kvartal 2009 var skattbar inntekt høyere enn resultat før skatt, noe som økte den bokførte skatteprosenten i kvartalet. I tillegg ble skatteprosenten økt som følge av relativt høyere inntekter fra norsk sokkel og nedskrivninger som har en lavere skatteprosent enn gjennomsnittet.

I andre kvartal 2009 var resultat før skatt på 19,5 milliarder kroner, mens skattbar inntekt var anslått til å være 3,6 milliarder kroner høyere. Denne forskjellen i skattbar inntekt oppsto i selskaper som er gjenstand for beskatning i en annen valuta enn den funksjonelle valutaen. Justert driftsresultat etter skatt omfatter ikke effektene av skatt på finansposter, og utgjorde en skatteprosent på 69,2 % i perioden, sammenlignet med 70,3 % i andre kvartal 2008.

Skattekostnaden i første halvår av 2009 var 47,1 milliarder kroner, tilsvarende en skatteprosent på 92,2 %, sammenlignet med 82,5 milliarder kroner i første halvår av 2008, tilsvarende en skatteprosent på 70,2 %. Den økte skatteprosenten skyldtes hovedsakelig valutaeffekter knyttet til endring av funksjonell valuta for visse selskaper. Disse selskapene er gjenstand for beskatning i annen valuta enn den funksjonelle valutaen. I første halvår av 2009 er skattbar inntekt høyere enn resultat før skatt, noe som øker skatteprosenten i halvåret. I tillegg ble skatteprosenten økt som følge av relativt høyere inntekt fra norsk sokkel og nedskrivninger som har en lavere skatteprosent enn gjennomsnittet.

| Sammensetning av skattekost og skatteprosent i andre kvartal 2009 | Inntekter | Skatt | Skatteprosent |
|---|-----------|-------|---------------|
| Justert driftsresultat  | 29,2      | -20,2 | 69,2 %        |
| Justeringer   | -4,9      | 0,3   | 6,0 %         |
| Driftsresultat  | 24,3      | -19,9 | 82,0 %        |
| Skatt på 3,6 mrd i skattbar finansinntekt                         |           | -1,3  |               |
| Finansposter  | (4,8)     | 1,7   | 35,0 %        |
| Resultat  | 19,5      | 19,5  | 99,9 %        |

I første halvår av 2009 var resultat før skatt 51,1 milliarder kroner, mens skattbar inntekt var anslått til å være 13,6 milliarder høyere. Denne forskjellen i skattbar inntekt oppsto i selskaper som er gjenstand for beskatning i annen valuta enn den funksjonelle valutaen. Justert driftsresultat etter skatt omfatter ikke effektene av skatt på finansposter, og utgjorde en skatteprosent på 70,8 % i perioden, sammenlignet med 71,8 i første halvår av 2008.

## Utsikter for året

StatoilHydros prognoser for **egenproduksjon** er på 1,950 millioner foe per dag i 2009 og 2,200 millioner foe per dag i 2012 [14]. Anslaget for 2009 omfatter ikke tilbakevirkende effekter av eventuelle Opec-kvoter. Driftsregularitet, gassalg og kommersielle vurderinger knyttet til gassalgsaktiviteter utgjør de største risikofaktorene for produksjonsanslagene.

**Vedlikeholdsaktiviteten** forventes å påvirke egenproduksjonen med 55-60 tusen foe per dag i tredje kvartal 2009, og om lag 30 tusen foe per dag for hele året.

**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 knyttet til nye eiendeler som bidrar til vekst i olje- og gassproduksjonen, mens 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 å levere konkurransedyktig avkastning på sysselsatt kapital (**ROACE**) [1] sammenlignet med våre viktigste konkurrenter.

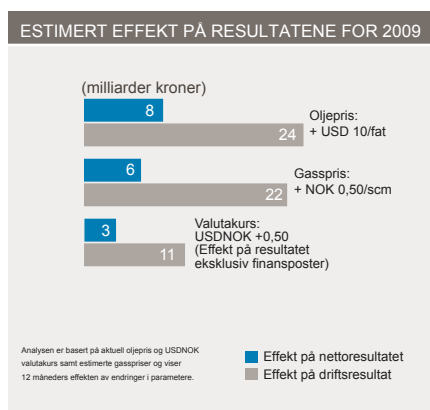
Leteboring er det viktigste verktøyet for vekst i vår virksomhet. Selskapet vil fortsette utviklingen av sin store portefølje av leteandeler og forventer å fortsette den høye **leteaktiviteten** i 2009, men på et noe lavere nivå enn i 2008. Vi forventer å fullføre om lag 70 lete- og avgrensningsbrønner i 2009 og leteaktiviteten er anslått til å ligge på rundt 2,7 milliarder amerikanske dollar i 2009.

I **markedene for produkter, flytende gass og råolje** var året 2008 var en av de mest **ustabile periodene den senere tid**. Vi forventer at prisene på disse råvarene vil fortsette å være ustabile, i hvert fall på kort sikt.

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



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), 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 bare hatt en begrenset eksponering overfor virkemidler og motparter som er mer påvirket av den økonomiske krisen. Urolighetene i finansmarkedene har ikke ført til endringer i vår risikostyringspolitikk, men vi har strammet inn vår praksis vedrørende kredittrisiko og likviditetsstyring. Hittil har vi bare opplevd 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. Resultatene som følge av at nasjonale og internasjonale tiltak iverksatt av flere land og nasjonale banker, kan i noen grad motvirke dette.

Markedene for kort- og langsiktig finansiering anses nå å fungere greit for lånere med StatoilHydros 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 attraktive absolutte nivåer, selv om "credit spread"-elementet for utstedere fremdeles er høyere enn nivåene som eksisterte før finanskrisen. 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 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 motparter kreditttrating 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 3,7 i andre kvartal 2009, sammenlignet med 5,6 i andre kvartal 2008. Frekvensen for alvorlige hendelser gikk ned fra 2,1 i andre kvartal 2008 til 1,9 i andre kvartal 2009. Det var fire dødsfall i andre kvartal 2009.

Den samlede personskadefrekvensen var 4,1 i første halvår av 2009, sammenlignet med 5,5 i første halvår av 2008. Frekvensen for alvorlige hendelser gikk ned fra 2,4 i første halvår av 2008 til 2,1 i første halvår av 2009. Det var fire dødsfall i første halvår av 2009. En dødsulykke skjedde da en kontraktør falt ned under demontering av stillas. Tre StatoilHydro-ansatte var ombord på Air France sin flight 447 som forsvant over Atlanterhavet.

Antall utilsiktede oljeutslipp i andre kvartal 2009 gikk ned sammenlignet med andre kvartal 2008, og mengden gikk ned fra 260 kubikkmeter i andre kvartal 2008 til 20 kubikkmeter i andre kvartal 2009.

Antall utilsiktede oljeutslipp i første halvår av 2009 gikk noe opp sammenlignet med første halvår av 2008, men mengden gikk ned fra 276 kubikkmeter i første halvår av 2008 til 46 kubikkmeter i første halvår av 2009.

| HMS                                     | Andre kvartal |      | Hittil i år |      | Året 2008 |
|---|---------------|------|-------------|------|-----------|
|   | 2009          | 2008 | 2009        | 2008 |           |
| Personskadefrekvens                     | 3,7           | 5,6  | 4,1         | 5,5  | 5,4       |
| Alvorlig hendelsefrekvens               | 1,9           | 2,1  | 2,1         | 2,4  | 2,2       |
| Antall utilsiktede oljeutslipp          | 93            | 106  | 190         | 186  | 401       |
| Volum fra utilsiktede oljeutslipp (Sm3) | 20            | 260  | 46          | 276  | 342       |

## Viktige hendelser i kvartalet

- 1. april ble StatoilHydro og Statkraft enige om en **felles utbygging av Sheringham Shoal havmøllepark, som vil ha en kapasitet på 315 MW**, utenfor kysten av Norfolk i Storbritannia.
- 2. april godkjente StatoilHydro **styre Caesar Tonga-prosjektet** i Mexicogolfen. Anadarko er operatør for utbyggingen.
- 3. april gikk StatoilHydro **inn i tre lisenser i Nordsjøen** som ligger nær Luno- og Ragnarrock-funnene.
- 14. april kjøpte StatoilHydro **seg inn med 40 % i 50 blokker fra BHP Billiton** i det utforskede DeSoto Canyon-området i den amerikanske delen av Mexicogolfen.
- 16. april gjennomførte StatoilHydro transaksjoner i lånemarkedet ved å utstede obligasjonslån pålydende henholdsvis 500 millioner amerikanske dollar til 3,875 % rente med forfall i april 2014, og 1500 millioner amerikanske dollar til 5,25 % rente med forfall i april 2019.
- 20. april offentliggjorde StatoilHydro den nye **logoen "Statoils nye ledestjerne"**, som skal pryde konsernets installasjoner og bygninger etter navneskiftet fra StatoilHydro til Statoil 1. november 2009.
- 30. april kunngjorde Olje- og energidepartementet at StatoilHydro var **tildelt andeler i sju nye produksjonslisenser** i 20. konsesjonsrunde, hvorav fem er operatørskap.
- 6. mai mottok StatoilHydro den første oljen fra det Chevron-opererte **Tahiti-feltet** i den amerikanske delen av Mexicogolfen.
- 7. mai døde en ansatt i kontraktørselskapet STS da han utførte stillasarbeider på Oseberg B-plattformen. Både Petroleumstilsynet og StatoilHydro har nå ferdigstilt sine granskninger av fallulykken og tiltak vil bli satt i verk for å forhindre lignende hendelser i fremtiden.
- 15. mai informerte Økokrim om at det **ikke vil bli innledet etterforskning knyttet til det tidligere Hydro Olje og Energis internasjonale virksomhet**.
- 18. mai inngikk **StatoilHydro en avtale med BPC Limited om å bli operatør for de tre letelisensene Zapata, Islamorada og Falcones** i Cay Sal-området i sørvestlige Bahamas.
- 1. juni mistet StatoilHydro tre ansatte ombord i flyet som forsvant over atlanten på vei til Paris.
- 5. juni **undertegnet StatoilHydro og Gazprom en intensjonsavtale** i St. Petersburg om felles satsing fra begge selskaper på geologisk utforskning, utbygging og produksjon av hydrokarbonressurser i de nordlige områdene av Russland og Norge.
- 18. juni gikk **Einar Arne Iversen inn som ny ansatte-representant** til StatoilHydro styre.
- 19. juni ble plan for utbygging og drift (**PUD**) av **Goliat-feltet** i Barentshavet og **Troll Modifikasjonsprosjekt godkjent av Stortinget**.
- StatoilHydro hadde **letesuksess i perioden** med 12 funn på norsk sokkel og to internasjonalt: På norsk sokkel: PL029B Freke (6. april), PL309 Corvus S (23. april), PL052 Canon S (30. april), PL265 Ragnarock P-Graben (13. mai), PL120 Titan (13. mai), PL362 Fulla sidesteg (25. mai), PL312 Harepus (27. mai), PL309 Corvus A (31. mai), PL348 Gygrid (31. mai), PL348 Gygrid sidesteg (13. juni), PL326 Gro (20. juni), og PL120 Titan sidesteg (26. juni). Internasjonalt: Mizzen utenfor kysten av Newfoundland (8. april) og BL31 Oberon 1 utenfor kysten av Angola (27. mai).

## Viktige etterfølgende hendelser:

- 1. juli startet StatoilHydro og Scottish and Southern Energy deler av den **kommersielle driften ved gasslagringsanlegget i Aldbrough** i East Yorkshire i Storbritannia.
- 2. juli kunngjorde bedriftsforsamlingen i StatoilHydro at **Jakob Stausholm** er valgt til **nytt styremedlem** i StatoilHydro.
- 7. juli startet StatoilHydro **produksjon fra Tyrihans olje- og gassfelt** i Norskehavet.
- 8. juli undertegnet StatoilHydro en avtale om kjøp av lagrings- og omskipingsterminalen **South Riding Point i Bahamas**.
- 8. juli mottok StatoilHydro **den første oljen og gassen fra det Murphy Oil-opererte Thunder Hawk-feltet i Mexicogolfen**.
- 20. juli **startet produksjonen fra satellittbrønnen Tune Sør** som er knyttet opp mot Oseberg feltcenter.
- 29. juli annonserte operatøren Anadarko Petroleum Corporation **et funn i dypvannsprospektet Vito** i Mississippi Canyon i Mexicogolfen. Brønnen støtte på et cirka 80 meter bredt oljeførende lag. StatoilHydro har en eierandel på 25 % i Vito.

## Kontaktpersoner

### Investor relations

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

Geir Bjørnstad, direktør, US investor relations, + 1 203 978 6950

### Presse

Kai Nielsen, informasjonssjef, +44 2032043577 (mobil)