



**This is
the Quarterly report**
First quarter 2009

Bilingual English/Norwegian

Report for the first quarter 2009

Norwegian Energy Company ASA

English version

Report for the first quarter 2009

Norwegian Energy Company ASA

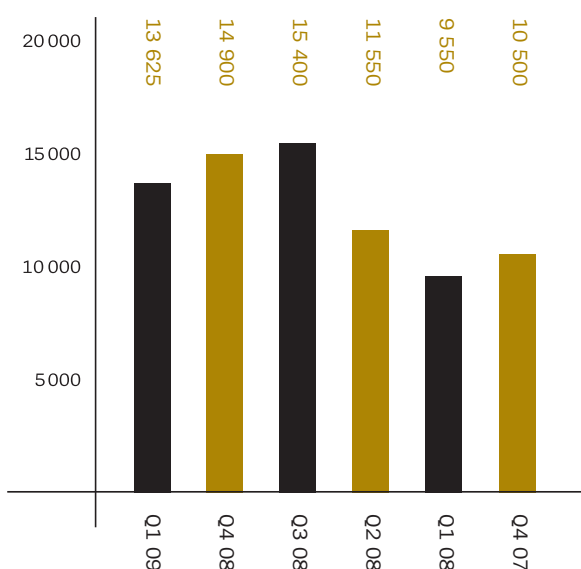
HIGHLIGHTS

- Operating revenues of NOK 469 million, EBITDA of NOK 116 million and a net result of NOK minus 46 million
- Production of 13 625 barrels of oil equivalents per day
- A new discovery was made at the Gita in Denmark. 10 out of 13 exploration and appraisal wells to date have been successful
- Oil price realized at 55 US\$/boe, including USD 11/boe in net income from the company's oil price hedging program
- Restructuring of the capital structure of the company continued through bond refinancing

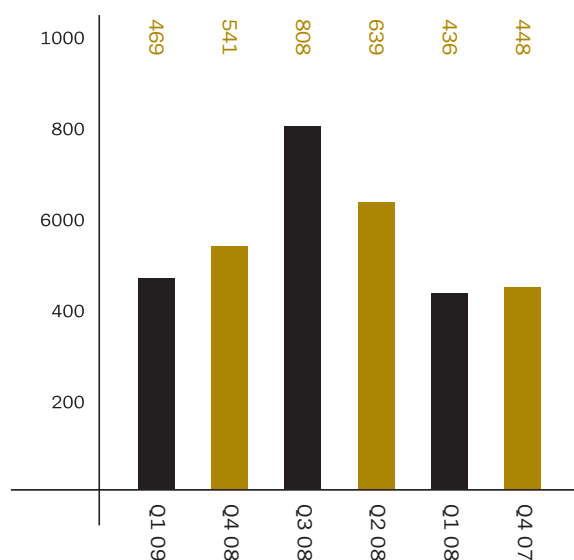
KEY FIGURES

	Q109	Q408	Q308	Q208	Q108	Q407
Net realised oil price (US\$/boe)	55	58	104	120	91	83
EBITDA (NOK million)	116	221	580	466	273	278
Net results (NOK million)	-46	-25	135	39	-28	-77
Total assets (NOK billion)	11.9	12.3	12.5	12.2	10.4	10.3

Production (boed)



Operating income (NOK million)

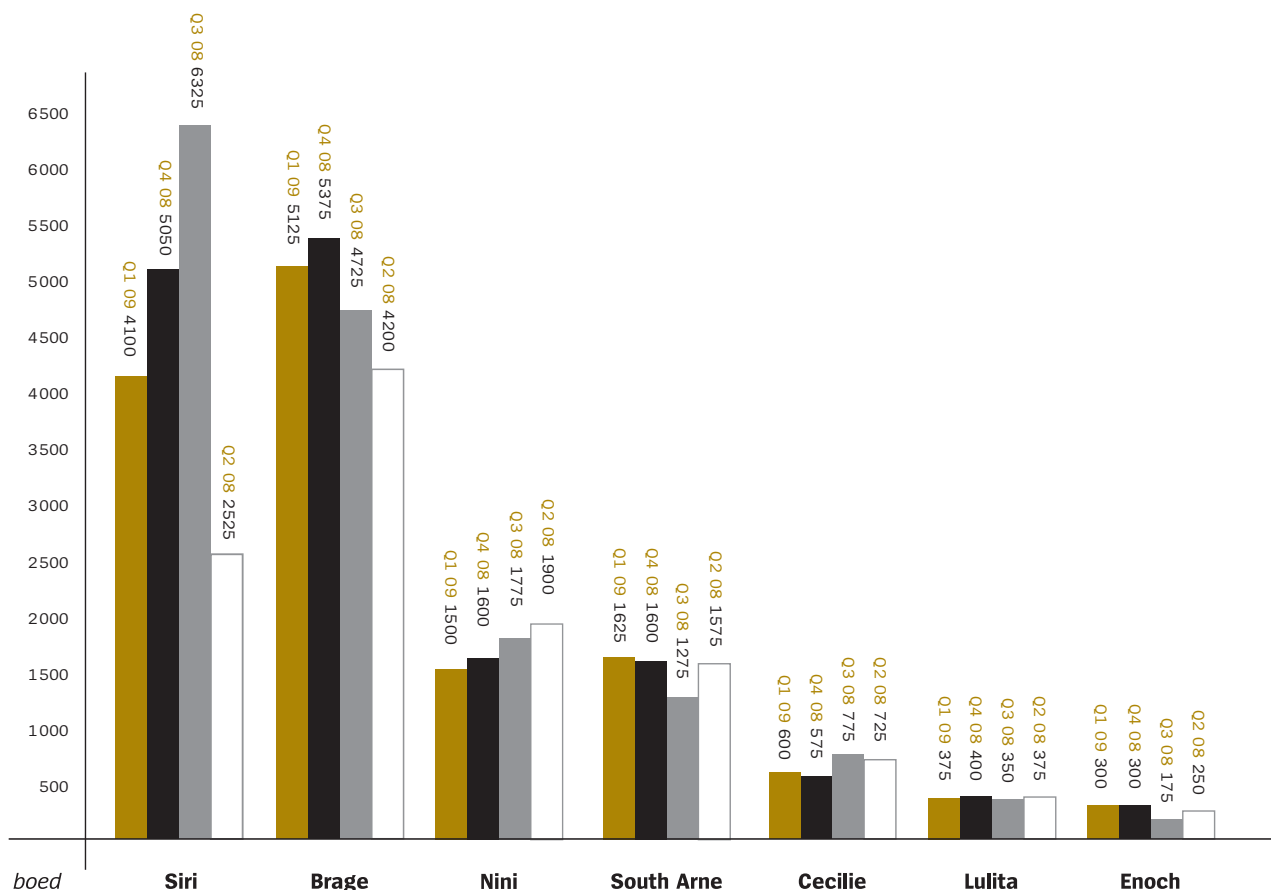


GROUP FINANCIALS

The Noreco Group had operating revenues of NOK 469 million in Q1 2009, an increase of 8% compared to Q1 2008 (NOK 436 million revenues). EBITDA (earnings before interests, tax, depreciation and amortization) for Q1 2009 was NOK 116 million, compared to NOK 273 million in Q1 2008. Net result after finance and tax was minus NOK 46 million for the quarter, compared to minus NOK 28 million in Q1 2008. Noreco has oil price put options in place, which secure a major part of after tax expected production volume against oil prices below USD 75 and USD 50 per barrel through to Q1 2011. The value of these put options as of 31 December 2008 was assessed to NOK 406 million. The achieved oil, gas and NGL prices adjusted for the cost and income from the put options expiring in Q1 2009 was US\$ 55 per barrel of oil equivalent. The producing assets are depreciated with NOK 167 million in Q1 2009. Exploration costs were directly expensed with NOK 172 million, including expenses of dry wells of NOK 139 million. Net financials in Q1 2009 was NOK -107 million, a 22% decrease compared to Q1 2008.

Capitalized exploration for Q1 2009 of MNOK 58 includes the discovery of Gita/Maja on the Danish Continental Shelf. MNOK 135 is invested in in-field wells and the Nini East development during Q1 2009.

Total equity and liabilities as at 31 March 2009 was NOK 11,925 million with equity of NOK 2,853 million. At 31 December the Group's net interest bearing debt was NOK 4,121 million.



OPERATIONS

Production and Fields

The Noreco Group's production for Q1 2009 was on average 13,625 barrels of oil equivalents per day (boed). The graph below shows the net production to Noreco from each of the seven producing fields in the portfolio. The Siri production includes the acquisition of Talisman Oil Denmark from 18 June 2008.

The average gross production from the **Brage Field** in Q1 was in excess of approximately 41,800 boed gross. The production performance at Brage continues to be very strong, and the A-28 Bowmore well continues to contribute strongly to the total Brage production with a production of approximately 16,000 boed gross. The A-01 Knockandoo well produces approximately 3,500 boed gross. The production in January 2009 was reduced for repair of a seawater return caisson underneath the platform. This resulted in one week of significantly reduced production at the end of January.

The Brage rig is currently drilling on the A-22 Bowmore water injection well. The continued strong production from the Bowmore well is very encouraging and the planned water injector will provide pressure support and improved recovery from the Bowmore segment. The well is expected to be completed and put on injection in the middle of 2009. The drilling program after A-22 consists of infill wells to the Statfjord Formation and Fensfjord Formation.

The **Enoch Field** average gross production in Q1 2009 was approximately 7,300 boed. The production regularity has not been good in the first quarter, as the field has suffered periods of shut-down due to repairs to the gas lift line to the Enoch producer. The Enoch reservoir performance continues to be stronger than expected.

On the **South Arne Field** the average gross production was approximately 25,000 boed gross. The 2009 field Development Plan (phase III) has been received for partner comments before being issued to DEA by June 1st. The FDP contains plans to drilling the two infill wells and to completing screening studies on the further development. Location of the two infill wells has finally been agreed by all partners. Well intervention plans for 2009 have been discussed in the license. Plans comprise fracturing, re-stimulation, perforations, water shut-off, milling and memory production logging tools. The SA-12 well is still cleaning up with improved performance after water shut-off while the positive effect of restimulating SA-19 in January is declining in line with expectations.

On the **Lulita Field** production has been stable with only a few minor shut downs caused by maintenance on the downstream infrastructure. The average Q1 production was approximately 1,300 boed gross.

On the **Siri Field** the average gross production was 8,400 boed. The production was lower than forecast mainly due to shut down of one of the major producers at Siri. The well was repaired in early April 2009 and is back on full production.

On the **Nini Field** the Q1 average gross production was approximately 5,000 boed gross. The NA-8 well in the Ty reservoir continues to produce with low and stable water cut. Drilling of the NA.9 water injector to the Ty Fm is ongoing, and will be followed by the drilling of a second producer into the Ty Fm producer. The rig will then continue to Nini East drilling the initial 3 development wells. The gross average production from the Cecilie Field was 1,000 boed in Q1 2009 with continued stable production through Q1.

DEVELOPMENTS AND DISCOVERIES

The **Nini East Development**, where Noreco owns 30%, is progressing according to plan. Production is expected to start in Q4 2009. The development was approved by the Danish Energy Authority (DEA) in February 2008 and sanctioned by the license partners in May 2008. Contracts with Acergy regarding pipelines and with Bladt Industries regarding the construction and installation of the platform are in place and are following the plan for first oil. Platform sail out and installation is expected early June where after development drilling will initiate. The gross investments are estimated to DKK 2.1 billion, including drilling of 2 additional wells after production start-up. Like the Nini and Cecilie platforms, Nini East will be an unmanned satellite platform. From Nini East the oil will be sent via Nini to the Siri platform for further treatment and shipping. The new production platform will be located 7 kilometers north east of the existing platform Nini.

Noreco is a 20% partner in the discovery 22/14b-5 **Huntington** in UK license P1114. In Q1 2009, EoN Ruhrgas UK was voted in as new operator on P1114 following that Oilexco North Sea Limited was put into administration in early January 2009. The license has worked through the operator transfer and is now continuing towards the goal of making a concept selection at mid 2009, followed by plan for development in the second half of 2009. The license has also progressed unitization activities in parallel with concept selection activities.

On the **Oselvar Development** a plan for development and operation (PDO) was submitted to Norwegian authorities in March 2009. Development concept is three subsea wells tied back to the Ula processing platform where gas will be use for re-injection on Ula. Produced oil and excess gas will be exported via Ekofisk to the market. Activities to reduce the capital expenditures are being matured in order to enhance the robustness of the project prior to final endorsement in June 09. Noreco has a 15% interest in the license.

Noreco, as operator for the Danish license 7/06, continues according to schedule to evaluate the development of the **Rau Field**, where oil discovery was made in May 2007. The discovery is located just 9 km south west of the Cecilie production platform.

The PL148 **Nemo** 7/7-3 appraisal well was drilled in December 2007. Noreco holds 20% of the field, Lundin Norway operates the discovery. The license is currently evaluating alternative development concepts and export routes, and expects to be ready to determine the preferred development concept in Q32009.

At the **Flyndre Development** in the Southern North Sea that straddles the Norway/UK border all involved licensees on both Norwegian and UK side are working towards an agreement of commerciality for the discovery. In parallel, the discovery will be unitized and a PDO for the field is planned issued in March 2010. The PDO will include the discovered volumes in the Paleocene section on both the Norwegian license PL018C, where Noreco owns 13.3%, and the adjacent UK license. The first producer on the Flyndre Field is already drilled on the UK side and installation of production equipment is planned for first oil in 2011.

EXPLORATION

Drilling of two wells have recently been completed:

■ The **Gita-1X** exploration well, using the jack-up rig Ensco 101, targeted Upper and Middle Jurassic sandstones in a highly hydrocarbon prone area of the Central Graben in the Danish North Sea with existing off take and processing infrastructure available. At the end of March 2009 the total depth of the Gita-1x was at 17,056 feet in Middle Jurassic. The well had encountered gas in Middle Jurassic sandstone, and the subsequent wireline logging operations confirmed the hydrocarbon find. Noreco holds a 12% equity share in the well.

■ On 2 April 2009, Noreco announced the results from the **SE Tor well 2/5-14S & A**. The objective of the well was twofold i.e. to test the Chalk reservoir within the Hyme Prospect located to the west of the South East Tor discovery and to test the north central South East Tor accumulation. There were indications of hydrocarbons in the Chalk reservoir in the first target, but this is expected to be un-commercial at this time. Paleocene sands came in with some shows; however, this has to be further explored. The operator concluded not to drill the planned second target, north central South East Tor 2/5-14A sidetrack at this time. The operator will, following further technical and economic analysis, present a proposal to the Management Committee on when to drill the South East Tor 2/5-14A well in the future.

Noreco was offered six licenses in the UK 25th offshore round, strengthening Noreco's position in the UK and providing options for future exploration drilling. There were no drilling commitments on the licenses awarded to Noreco. The company has accepted five of the licenses.

An active high grading of the exploration portfolio is a key part of Noreco's strategy. Noreco's view is that to run a successful exploration programme, it is important in selecting carefully which wells to drill and which opportunities not to pursue. In the first quarter, Noreco decided to relinquish the Norwegian licenses PL271/302, PL398S and PL408 based on extensive subsurface studies and also a dry exploration well on the Yoda prospect in the case of PL271/302.

Growth and business development

Noreco believes that significant value can be generated through inorganic activity, and plans to continue its active approach to acquisitions, mergers and divestures. Noreco continued this programme in Q1 2009. Transactions will be considered provided that they support the strategic direction and create value for the company's shareholders.

HEALTH, SAFETY AND ENVIRONMENT

There were no incidents in Noreco operated activities in Q1 2009. There were two lost time accidents on installations where Noreco is a partner. The incidents have been appropriately followed up with the operators.

Ongoing Health, Safety and Environment (HSE) activities continues according to plan. This includes preparations for the first Noreco operated drilling with the rig West Alpha in the autumn 2009 e.g. extensive verification activities and perpetration of documentation. In Q1 Noreco has established our own emergency response organization an emergency center as part of the preparation as planned.

HUMAN RESOURCES

Noreco has 76 well qualified and experienced employees whereof 32% are female. Noreco has staff members from nine different nations.

Income statement

Consolidated

All figures in NOK 1000	Note	Q1 - 09	Q1 - 08	2008
Revenues	1	468 824	435 763	2 423 531
Production expenses	2	114 143	80 882	414 893
Exploration and appraisal expenses	3	171 590	29 815	258 664
Payroll expenses		36 902	31 955	114 135
Other operating expenses		30 211	20 283	95 480
Operating results before depreciation and amortization (EBITDA)		115 978	272 828	1 540 359
Depreciation and amortization	6	167 171	131 349	716 799
Operating result (EBIT)		-51 193	141 479	823 560
Net financial items	4	-106 563	-138 368	-555 593
Ordinary result before tax (EBT)		-157 755	3 111	267 967
Tax		-111 280	31 469	147 754
Net result for the period		-46 475	-28 359	120 213
Net result for the period		-46 475	-28 359	120 213
Other comprehensive income:				
Valueadjustment financial instruments		-84 521	388 516	-2 897
Currency translation differences		-21 587	18 889	11 954
Total comprehensive income for the period		-152 583	379 046	129 270
Earnings per share				
Basic		-0.32	-0.25	0.92
Diluted		-0.24	-0.18	0.93

Balance sheet

Consolidated

All figures in NOK 1000	Note	31.03.09	31.12.08	31.12.08
Non-current assets				
License and capitalised exploration expenses	5	4 635 767	4 595 387	4 577 746
Deferred tax assets		253 906	230 421	135 206
Goodwill	5	1 540 798	1 540 798	1 430 667
Production facilities	6	3 423 502	3 538 789	2 661 119
Machinery and equipment	6	2 599	3 594	5 273
Tax refund		179 834	0	190 240
Total non-current assets		10 036 406	9 908 989	9 000 251
Current assets				
Accounts receivables		142 993	219 488	192 107
Tax refund		542 644	542 644	265 866
Other current receivables	7	640 945	749 312	373 707
Bank deposits, cash in hand, etc.		562 253	867 349	558 845
Total current assets		1 888 835	2 378 793	1 390 525
Total assets		11 925 241	12 287 781	10 390 775
Equity				
Share capital		445 994	444 428	346 390
Other equity		2 407 382	2 552 058	1 321 943
Total equity		2 853 376	2 996 486	1 668 333
Provisions and other long-term liabilities				
Deferred tax		2 696 873	2 725 879	2 505 780
Provisions for other liabilities and charges		837 942	852 851	679 537
Convertible bond loan	8	189 480	187 127	354 048
Bond loan	8	2 027 222	2 530 982	3 741 431
Other interest bearing debt	8	1 432 435	1 463 722	537 252
Total provisions and other long-term liabilities		7 183 952	7 760 561	7 818 048
Current liabilities				
Other interest bearing debt		1 033 771	533 371	238 598
Trade payables		60 702	138 058	125 596
Current tax payable		486 554	564 911	184 055
Public duties payable		39 887	29 365	34 512
Other current liabilities	9	267 000	265 029	321 634
Total current liabilities		1 887 914	1 530 734	904 395
Total liabilities		9 071 866	9 291 295	8 722 443
Total equity and liabilities		11 925 241	12 287 781	10 390 775

Cash flow statement

Consolidated

All figures in NOK 1000	Q1 - 2009	Q1 - 2008
Ordinary result before tax	-157 754	3 111
Depreciation and amortisation	167 169	131 349
Taxes paid	-134 534	-17 957
Effect of changes in exchange rates	-114 308	67 888
Amortisation of borrowing expenses	14 446	13 079
Financial instruments at fair value	140 309	-68 946
Calculated interest on abandonment provision	17 909	8 726
Other items with no cash impact	1 000	714
Change in accounts receivable	76 495	-102 287
Change in trade payables	-77 356	56 622
Changes in other current balance sheet items	108 822	-53 484
Net cash flow from operations	42 198	38 815
Cash flow from investments activities		
Purchase of tangible assets	-134 967	-89 168
Purchase of intangible assets	-58 320	-220 584
Net cash flow from investments activities	-193 287	-309 752
Cash flow from financing activities		
Issue of share capital	6 869	9 688
Proceeds from issuance of long term debt	20 918	170 402
Repayment of long term debt	0	-132 698
Proceeds from issuance of short term debt	0	16 598
Interest paid	-175 720	-189 916
Net cash flow from financing activities	-147 933	-125 926
Net change in cash and cash equivalents	-299 022	-396 863
Cash and cash equivalents at start of the quarter	867 349	973 402
Effects of changes in exchange rates on cash and cash equivalents	-6 074	-17 694
Cash and cash equivalents at end of the quarter	562 253	558 845

Statement of equity

Consolidated

All figures in NOK 1000	31.03.09	31.12.09	31.03.08
Balance at the beginning of period	2 996 486	1 784 257	1 677 451
Issue of share capital	6 869	710 737	9 688
Transferred from convertible bonds	0	-27 088	0
Value of share-based incentive plans	2 603	963	495
Valueadjustment financial instruments	-84 521	388 516	-2 897
Currency translation differences	-21 587	18 889	11 954
Net results for the period	-46 475	120 211	-28 358
Balance at the end of period	2 853 376	2 996 486	1 668 333

Notes

to the quarterly consolidated financial statements

ACCOUNTING PRINCIPLES

Basis for preparation

The consolidated interim financial statements for the first quarter of 2009 comprises Norwegian Energy Company ASA (NORECO) and its subsidiaries. These consolidated interim financial statements have been prepared in accordance with IAS 34 and The Norwegian Securities Trading Act § 5 – 6.

The Company has with effect from 1 January 2009 implemented IAS 23 Borrowing cost. The change has no effect in 1Q 2009. The interim financial statements do not include all information required for annual financial statements and should for this reason be read in conjunction with Norecos's 2008 annual report. The accounting principles applied are prepared in accordance with International Financial Reporting Standards (IFRS) as approved by the European Union and interpretations by the International Accounting Standard Board (IASB).

Share capital/equity

There has been one capital increase during first quarter. Pursuant to the incentive scheme for the employees in Noreco, approved at the extraordinary general meeting held 14 January 2008, the pension scheme for 2009 has been paid out to the employees. According to the incentive scheme, shall the employees purchase Noreco shares, at market price. As a result of this, 505 060 new shares were issued and the share capital has thereby been raised from NOK 444.4 million as per 31.12.2008 to NOK 446.0 million as per 31.03.2009.

Share options and share based payments

NORECO establish in January 2008 an incentive scheme for the management and other employees under which options exercisable into ordinary shares in the Company are granted. In first quarter of 2009 a total of 3,553,664 options had been issued to Noreco Group employees at a price of NOK 11.01. As of 31 March 2009 there are 5,050,369 outstanding options.

Exploration and development costs for oil and gas assets

Exploration costs are accounted for in accordance with the successful effort method. This means that all exploration costs including pre-operating costs (seismic acquisitions, seismic studies, internal man hours, etc.) are expensed as incurred. Exceptions are costs related to acquisition of licenses and drilling of exploration wells. These costs are temporarily capitalized pending an evaluation of the economics of the exploration drilling findings. If hydrocarbons are discovered, the costs remain capitalized. If no hydrocarbons are found or if the discoveries are not commercially profitable, the drilling costs are expensed. All costs of developing oil and gas fields are capitalized.

Depreciation and amortization

Depreciation of production equipment is calculated in accordance with the unit of production method. The excess value allocated to producing fields arising from recent acquisitions will be amortized in accordance with the unit of production method.

Taxes

Income tax expenses for the period are calculated based on the tax rate applicable to the expected total annual earnings. The ordinary income tax is 25% in Denmark and 28% in Norway and United Kingdom. In addition, there is an extra petroleum tax of 50% related to exploration and production on the Norwegian Continental Shelf. In Denmark there is a petroleum tax of 70%, but at current oil price levels the Danish subsidiary will not be in a position where they have to pay the extra petroleum tax.

The deferred tax liabilities and tax assets are based on the difference between book value and tax value of assets and liabilities.

Goodwill – Deferred tax liabilities

The acquisitions of Altinex ASA and Talisman Oil Denmark AS has been treated in accordance with IFRS 3 – Business Combinations. The acquisition prices are allocated to assets and liabilities at the estimated fair values at the acquisition dates. The tax base of the acquired assets and liabilities is not affected by the acquisitions. As all acquisitions are treated as Business Combinations, the difference between new fair values and booked values prior to the acquisitions result in a change in the deferred tax liability. The change in deferred tax liability in turn affects Goodwill. Goodwill is, according to IFRS, not amortized, but will be subject to impairment testing.

1 Revenue

(NOK 1 000)	Q1 - 09	Q1 - 08
Sales of oil	344 690	417 832
Sales of gas and NGL	29 549	21 916
Revenue from oil price hedging	104 545	0
Costs from oil price hedging	-9 959	-3 986
Total revenue	468 824	435 763

Part of the Group's oil sales are hedged against price reductions with the use of options. Costs relating to hedging are recognised as a reduction to revenue hedging gains are recognised as revenue.

2 Production cost

(NOK 1 000)	Q1 - 09	Q1 - 08
Direct production expenses	86 857	53 037
Duties, tariffs, royalties	18 915	23 461
Other costs	8 371	4 384
Total production costs	114 143	80 882

3 Exploration and evaluation costs

(NOK 1 000)	Q1 - 09	Q1 - 08
Financial income	Q1 - 09	Q1 - 08
Acquisition of seismic data, analysis and general G&G costs	164 702	26 928
Exploration wells capitalised in previous years, carried to cost	0	0
Dry exploration wells capitalised in previous years, carried to cost	0	0
Other exploration and evaluation costs	6 888	2 888
Total exploration and evaluation costs	171 590	29 815
Specification of cash flow concerning exploration and evaluation activities	Q1 - 09	Q1 - 08
Exploration and evaluation costs capitalised as intangible assets this period	58 320	220 584
Exploration and evaluation costs directly expensed this period	171 590	29 815
Amount invested in exploration and evaluation this period	229 910	250 399

4 Financial income and expenses

(NOK 1 000)

Financial income	Q1 - 09	Q1 - 08
Interest income	3 255	8 334
Other financial income	50 233	17 914
Total financial income	53 488	26 248
Financial expenses	Q1 - 09	Q1 - 08
Interest expenses from bond loan	68 051	104 667
Interest expenses from convertible loan	3 278	6 522
Interest expenses from other non-current liabilities	13 372	4 606
Interest expenses from exploration loan	7 187	3 903
Amortisation from loan costs	14 446	13 079
Imputed interest from abandonment provisions	17 909	8 726
Interest expenses current liabilities	831	4 275
Other financial expenses	34 978	18 839
Total financial expenses	160 051	164 617
Net financial result	-106 563	-138 368

5 Intangible fixed assets

(NOK 1000)	Capitalised exploration & evaluation cost	Other patents & licenses	Goodwill	Total
Acquisition cost at 01.01.09	4 539 073	56 314	1 540 798	6 136 185
Additions	58 320	0	0	58 320
Disposals	0	0	0	0
Currency translations	-17 941	0	0	-17 941
Acquisition cost at 31.03.09	4 579 453	56 314	1 540 798	6 176 564
Accumulated depreciation				
Accumulated depreciation at 01.01.09	0	0	0	0
Depreciations	0	0	0	0
Accumulated depreciation at 31.03.09	0	0	0	0
Book value at 31.03.09	4 579 453	56 314	1 540 798	6 176 564

6 Tangible non-current assets

(NOK 1000)	Under construction	Production facilities	Office equipment	Total
Acquisition cost at 01.01.09	176 666	4 564 679	10 160	4 751 505
Additions	47 496	87 471	0	134 967
Disposals	0	0	0	0
Currency translations	-9 607	-106 891	-29	-116 527
Acquisition cost at 31.03.09	214 555	4 545 259	10 131	4 769 945
Accumulated depreciation				
Accumulated depreciation at 01.01.09	0	1 202 557	6 561	1 209 118
Depreciation	0	166 212	959	167 171
Currency translations	0	-32 457	12	-32 445
Accumulated depreciation at 31.03.09	0	1 336 312	7 532	1 343 843
Book value at 31.03.09	214 555	3 208 947	2 599	3 426 102

7 Other current receivables

(NOK 1 000)	Q1 - 09	Q1 - 08
Receivables from operators relating to joint venture licenses	148 700	140 665
Underlift of oil/NGL	37 298	75 546
Financial instruments	406 361	115 943
Other receivables	48 587	41 553
Total other current receivables	640 945	373 707

8 Long-term loan

(NOK 1000)	Nominal value	Book value at 31.03.09
Bond loan Noreco ASA	1 840 000	1 290 969
Bond loan Noreco ASA	400 000	389 341
Convertible loan Noreco ASA	218 500	189 480
Bond loan Altinex Oil Norway AS	300 000	297 100
Bond loan Altinex Oil Norway AS	50 000	49 812
Reserve-based loan Altinex Oil Denmark A/S	1 504 764	1 432 435
Total long-term loan	4 313 264	3 649 138

9 Other current liabilities

(NOK 1 000)	Q1 - 09	Q1 - 08
Liabilities from operators relating to joint venture licenses	123 481	122 209
Overlift of Oil	4 396	8 666
Accrued interests	66 693	148 751
Other current liabilities	72 431	42 007
Total other current liabilities	267 000	321 634

*Stavanger, 29 April 2009
The Board of Directors and Chief Executive Officer
Norwegian Energy Company ASA*

*Lars Takla
Chairman of the Board*

*Roger O'Neil
Board Member*

*Therese Log Bergjord
Board Member*

*John Hogan
Board Member*

*Heidi Marie Petersen
Board Member*

*Søren Poulsen
Board Member*

*Scott Kerr
CEO*

Rapport for første kvartal 2009

Norwegian Energy Company ASA

Norsk versjon

Rapport for første kvartal 2009

Norwegian Energy Company ASA

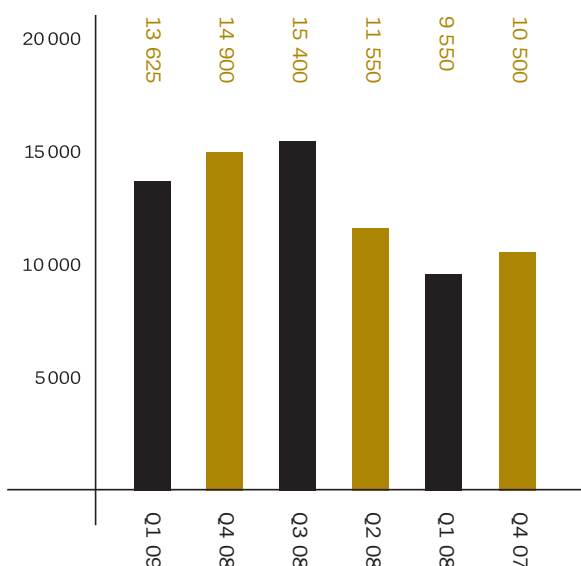
HØYDEPUNKTER

- Driftsinntekter på 469 millioner kroner, EBITDA på 116 millioner kroner og et nettoresultat på -46 millioner kroner.
- Produksjon på 13.625 oljeekvivalenter per dag underbygget av god underliggende ytelse i feltene.
- Et nytt funn ble gjort ved Gita-feltet i Danmark. Til nå har 10 av 13 lete- og evalueringsbrønner vært vellykkede.
- Oljeprisen ble realisert på 55 USD per fat. Det inkluderer 11 USD pr fat i nettoinntekt fra selskapets oljepris-sikringsprogram.
- Restrukturering av selskapets kapitalstruktur fortsatte gjennom refinansiering av selskapets obligasjonslån.

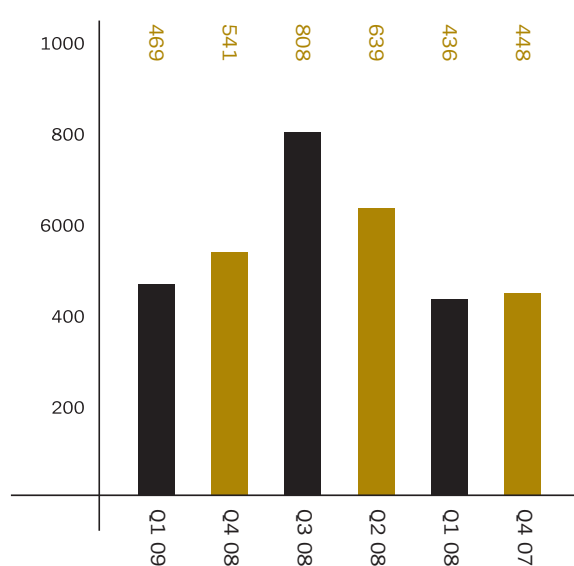
HOVEDTALL

	Q109	Q408	Q308	Q208	Q108	Q407
Netto realisert oljepris (USD/fat oljeekvivalenter)	55	58	104	120	91	83
EBITDA (millioner kr)	116	221	580	466	273	278
Nettoresultater (millioner kr)	-46	-25	135	39	-28	-77
Sum eiendeler (milliarder kr)	11.9	12.3	12.5	12.2	10.4	10.3

Produksjon (boed)



Driftsinntekter (millioner kr)

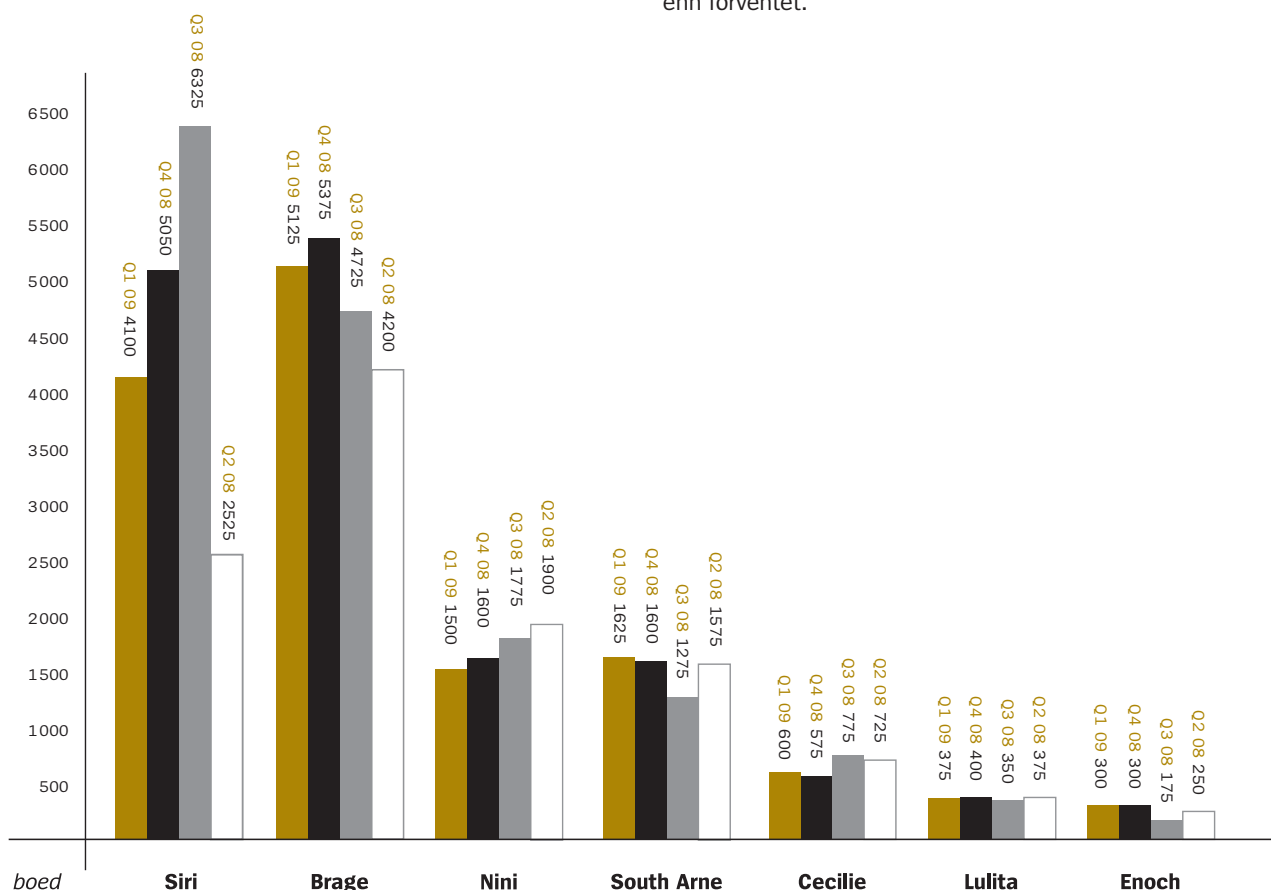


GRUPPENS ØKONOMI

Norecogruppen hadde driftsinntekter på 469 millioner kroner i første kvartal 2009, en økning på 8% sammenlignet med første kvartal 2008 (436 millioner kroner). Driftsresultat, (før av- og nedskrivninger, renter og skatt) for første kvartal 2009 var på 116 millioner kroner, sammenlignet med 273 millioner kroner i samme periode i 2008. Årsresultat var minus 46 millioner kroner for kvartalet, mot minus 28 millioner i første kvartal 2008. Noreco har salgsopsjoner for oljepris, som sikrer en større del av forventet produksjonsvolum etter skatt mot oljepriser under 75 dollar og 50 dollar per fat til første kvartal 2011. Markedsverdien på salgsopsjonene per 31. desember 2008 ble beregnet til 406 millioner kroner og er balanseført under andre fordringer. De oppnådde prisene for olje, gass og NGL justert for salgsopsjoner var 55 dollar per fat oljeekvivalenter per dag. Produksjonsanlegg er avskrevet med 167 millioner kroner i første kvartal 2009. Letekostnader er kostnadsført med 172 millioner kroner for første kvartal 2009. Dette inkluderer 139 millioner kroner i kostnader relatert til tørre brønner. Netto finansposter i første kvartal var minus 107 millioner kroner, 22% nedgang fra første kvartal 2008.

Aktiverte letetekostnader for første kvartal 2009 var 58 millioner kroner, og inkluderer funnet på Gita/Maja på dansk sokkel. 135 millioner kroner er investert i brønner i feltene og Nini Øst utbyggingen i løpet av første kvartal 2009.

Egenkapital og gjeld per 31. mars 2009 var 11.925 millioner kroner med egenkapital på 2.853 millioner kroner. Per 31. desember var Gruppens netto rentebærende gjeld 4.121 millioner kroner.



DRIFTSAKTIVITETER

Produksjon og felter

Norecogruppens produksjon i første kvartal 2009 var på gjennomsnittlig 13.625 fat oljeekvivalenter per dag (boed). Grafen nedenfor viser nettoproduksjonen til Noreco fra hvert av de syv feltene i porteføljen. Produksjonen fra Siri inkluderer oppkjøpet av Talisman Oil Denmark Limited fra 18. juni 2008.

Gjennomsnittsproduksjonen fra **Brage-feltet** i første kvartal var ca 41.800 boed brutto. Produksjonen på Brage-feltet fortsetter å være god, og Brage-feltets produksjonspotensial har økt betydelig, og A-28 Bowmore-brønnen bidrar fremdeles sterkt til dette, med ca 16.000 boed brutto. Brønnen A-01 Knockando produserer ca 3.500 boed brutto. Produksjonen i januar var noe redusert på grunn av reparasjon av returrør for sjøvann under platformen. Dette ga en uke med vesentlig redusert produksjon i slutten av januar.

Boreriggen på Brage borer for tiden en vanninjeksjonsbrønn. (A-22 Bowmore). Den gode produksjonen fra Bowmorebrønnen er veldig oppløftende, og den planlagte vanninjektoren vill gi trykkstøtte og økt gjenvinning fra Bowmore-segmentet. Brønnen er planlagt ferdigstilt og vanninjisert mot midten av 2009. Boreprogrammet etter A-22 består av tilleggsbrønner til Statfjordformasjonen og Fensfjordformasjonen.

Bruttoproduksjonen på **Enoch-feltet** var i første kvartal 2009 på ca 7.300 boed brutto. Produksjonsregulariteten har ikke vært optimal i første kvartal grunnet da feltet har vært stengt ned i perioder på grunn av reparasjon på gassløftlinjen til Enoch-produzenten. Reservoarytelsen er fremdeles bedre enn forventet.

På **Syd Arne-feltet** var gjennomsnittlig produksjon i første kvartal ca 25.000 boed brutto. Feltutbygningsplanen (fase 3) er mottatt for partnernes kommentarer før den sendes til DED innen 1. juni. Feltutviklingsplanen inneholder planer om å bore to tilleggsbrønner og ferdigstille screening studier for den videre utviklingen. Partnerne er endelig enige om lokasjonen for de to tilleggsbrønnene. Planer for brønnintervensjon er diskutert i lisensen. Planene inneholder hydraulisk oppsprekning, restimulering, perforering, vannavsperring, måle- og minneprodukerende loggføringsverktøy. SA-12-brønnen har fortsatt økt ytelse etter en vannavsperring mens den positive effekten av resimuleringen av SA-19 i januar er avtagende som forventet.

På **Lulita-feltet** har produksjonen vært stabil med bare noen få mindre nedstengninger forårsaket av vedlikehold av nedstrøms infrastruktur. Gjennomsnittsproduksjonen i første kvartal 2009 var ca 1.300 boed brutto.

På **Siri-feltet** var gjennomsnittsproduksjonen ca 8.400 boed brutto i første kvartal. Produksjonen var lavere enn prognosene, hovedsaklig på grunn av nedstengning av en av de store produsentene på Siri-feltet. Brønnen ble utbedret tidlig i april, og er nå tilbake i full produksjon.

Produksjonen på **Nini-feltet** var i gjennomsnitt ca 5.000 boed brutto i første kvartal. Brønnen NA-8 i Ty-reservoaret fortsetter å produsere vannfritt og betraktelig over forventningene før boringen startet. Boringen av NA-9 vanninjeksjonsbrønnen til Ty-formasjonen pågår, og etterfølges av boringen av produsent nummer to inn i Ty-formasjonen. Rigggen vil deretter bore de første tre produksjonsbrønnene på Nini East.

Produksjonen fra **Cecilie-feltet** var ca 1.000 boed brutto i første kvartal med fortsatt stabil produksjon gjennom kvartalet.

UTBYGGING OG FUNN

Nini Øst-utbyggingen, hvor Noreco eier 30% går etter planen. Produksjonstart ventes i fjerde kvartal 2009. Utbyggingen ble godkjent av Energistyrelsen i Danmark i februar 2008 og ble sanksjonert av lisenspartnerne i mai 2008. Kontrakter med Acergy om rørledninger og med Bladt Industries om bygging og installasjon av plattformen er klare og følger planen for første olje. Sail out for plattformen og installasjon er forventet å finne sted tidlig i juni, og deretter vil boringen starte. Bruttoinvesteringene er estimert til 2,1 milliarder DKK, inkludert boring av tilleggsbrønner etter produksjonsstart. I likhet med plattformene Nini og Cecilie, vil Nini Øst være en ubemannet satellittplattform. Fra Nini Øst vil oljen bli sendt via Nini til Siri for videre behandling og transport. Den nye produksjonsplattformen vil være plassert 7 kilometer nordøst for den eksisterende plattformen Nini.

Noreco er 20% partner i letebrønn 22/14b-5 **Huntington** i britisk lisens P1114. I første kvartal 2009 ble EoN Ruhrgas vedtatt som ny operatør av partnerne i lisensen, etter at Oilexco North Sea Limited ble satt under administrasjon tidlig i januar 2009. Lisenspartnerne har jobbet seg igjennom operatørskiftet, og fortsetter nå mot målsetningen om konseptvalg i midten av 2009, etterfulgt av en plan for utvikling i siste

halvdel av 2009. Lisensen har også gjort fremskritt i forhold til unitiseringsarbeidet parallellt med aktiviteter relatert til konseptvalg.

Oselvar-utbyggingen går fremover som planlagt, og Plan for utbygging og drift (PUD) ble overlevert norske myndigheter i mars 2009. Utbyggingskonseptet er tre subsea-brønner bundet tilbake til Ula-prosesseringsplattformen, der gassen vil bli brukt til reinjisering på Ula. Produsert olje og prosessert gass vil bli eksportert via Ekofisk til markedet. Aktiviteter for å redusere kapitalutgiftene er iverksatt for å forsterke prosjektets økonomi før endelig godkjenning i juni 2009. Noreco har 15% andel i lisensen.

Noreco, som operatør for den danske lisensen 7/06, fortsetter som planlagt evaluering av utbyggingen av **Rau-feltet**, hvor det ble funnet olje i mai 2007, bare 9 km sørvest for produksjonsplattformen Cecilie.

Boring av avgrensingsbrønnen **Nemo** 7/7-3 i PL148 ble startet i desember 2007. Noreco eier 20% av feltet, Lundin Norway er operatør. Lisensen evaluerer for tiden alternative utviklingskonsepter og eksportruter, og forventer å være klar til å avgjøre foretrukket konsept i tredje kvartal 2009.

Flyndre-feltet i den sydlige nordsjøen ligger delt mellom britisk og norsk sokkel. Alle lisenshaverene på norsk og britisk side jobber mot en avtale om kommersialitet for funnet. Parallellt med det jobber lisensene med en untiseringavtale og utbyggingsplan for feltet som skal foreligge mot midten av 2009. Utbyggingsplanen vil inkludere vil inkludere påviste volumer i paleocene i lisensen på norsk side (PL018C) hvor Noreco eier 13,3%. Den frøste produsenten på Flyndre er allerede boret, og det er forventet at videre produksjonsutstyr vil kunne bli installert for første olje i 2011.

LETEAKTIVITET

Boring av to brønner er nylig avsluttet

■ Letebrønnen **Gita-1X**, som ble boret med den oppjekkbare riggen Ensco 101, hadde som mål å påvise hydrokarboner i øvre og midtre jura sandstein i et hydrokarbonrikt område av den danske delen av Nordsjøen med tilgjengelig infrastruktur for prosessering og transport. Ved slutten av Mars 2009 hadde brønnen et totalt dyp på 17.056 fot i midt-jura bergarter. Brønnen påviste gass i midt-jura sandstein, og påfølgende loggeoperasjoner bekreftet hydrokarbonfunnet. Noreco har en andel på 12% i brønnen.

■ Noreco annonserte resultatene fra **SE Tor brønn 2/5-14S & A** 2. april 2009. Målsetningen til brønnen var todelt; å teste kalkreservoaret i Hyme prospektet vest for Sør-Øst Tor funnet og å teste den nordlige delen av det sentrale Sør-Øst Tor funnet. Det var indikasjoner av hydrokarboner i kalkreservoaret som var første mål for brønnen, men disse betraktes foreløpig som ukommersielle. Det ble påtruffet spor av hydrokarboner i sandstein av paleocene alder, men dette må undersøkes nærmere. Operatøren konkluderte med å ikke bore brønnens andre mål nå, det planlagte sidesteget (2/5-14A) sentralt nord på Sør-Øst Tor. Operatøren vil, etter videre tekniske og økonomiske analyser, legge fram et forslag til styringskomiteen ang tidspunkt for boring av Sør-Øst Tor 2/5-14A brønnen.

Noreco ble tilbudt seks lisenser i den 25. britiske lisensrunden i Storbritannia, hvilket styrker Norecos posisjon i Storbritannia og gir muligheter for fremtidig leteboring. Det var ingen boreforpliktelser på lisensene som ble tildelt Noreco. Selskapet har akseptert fem av lisensene.

En forvaltning av leteporteføljen er en nøkkelfaktor i Norecos strategi. Norecos oppfatning er at for å skape et vellykket leteprogram må man gjøre grundige vurderinger på hvilke brønner som skal bores, og hvilke muligheter man ikke bør følge opp. Som et ledd i denne prosessen besluttet Noreco å tilbakelevere følgende letelisenser i Norge PL398S og PL408. Dette var basert på omfattende subsurface arbeid og en tørr brønn på Yoda i lisens PL271/302.

Vekst og forretningsutvikling

Noreco mener at betydelig verdi kan genereres gjennom inorganisk aktivitet, og planlegger å fortsette den aktive tilnærmingen til oppkjøp, fusjoner og avhendelser. Noreco fortsatte dette programmet første kvartal 2009. Transaksjoner vil bli vurdert såfremt de understøtter den strategiske retningen og skaper verdier for aksjonærene.

HELSE, MILJØ OG SIKKERHET

Det var ingen hendelser i i Noreco-opererte aktiviteter i første kvartal 2009. Det har vært to hendelser som medførte tapt tid på installasjoner der Noreco er partner. Disse hendelsene har blitt fulgt opp tilfredsstillende av operatørene.

Pågående helse, miljø og sikkerhetsaktiviteter (HMS) går som planlagt. Dette inkluderer forberedelser for den første Noreco-opererte boreoperasjonen med riggen West Alpha høsten 2009, herunder omfattende verifiseringsaktiviteter og iverksettinga v dokumentasjon. I første kvartal har Noreco etablert sin egen beredskapsorganisasjon og et beredskapssenter som en del av de planlagte forberedelsene.

MENNESKELIGE RESSURSER

Noreco har 76 ansatte hvorav 32% er kvinner. Noreco har ansatte fra ni forskjellige nasjonaliteter.

Resultatregnskap

Konsolidert – IFRS

Alle tall i NOK 1000	Note	1. kvartal - 09	1. kvartal - 08	2008
Driftsinntekter	1	468 824	435 763	2 423 531
Produksjonskostnader	2	114 143	80 882	414 893
Lete- og vurderingskostnader	3	171 590	29 815	258 664
Lønnskostnader		36 902	31 955	114 135
Andre driftskostnader		30 211	20 283	95 480
Driftsresultat før avskrivninger (EBITDA)		115 978	272 828	1 540 359
Avskrivninger	6	167 171	131 349	716 799
Driftsresultat (EBIT)		-51 193	141 479	823 560
Netto finansposter	4	-106 563	-138 368	-555 593
Ordinært resultat før skattekostnad (EBT)		-157 755	3 111	267 967
Skattekostnad		-111 280	31 469	147 754
Årsresultat		-46 475	-28 359	120 213
Årsresultat		-46 475	-28 359	120 213
Øvrige resultatelementer:				
Verdijustering finansielle instrument		-84 521	388 516	-2 897
Omregningsdifferanser valuta		-21 587	18 889	11 954
Sum totalt resultat for perioden		-152 583	379 046	129 270
Resultat per aksje		-0,32	-0,25	0,92
Resultat per aksje utvannet		-0,24	-0,18	0,93

Balanse

Konsolidert – IFRS

Alle tall i NOK 1000	Note	31.03.09	31.12.08	31.03.08
Anleggsmidler				
Lisenser og aktiverte letetekstnader	5	4 635 767	4 595 387	4 577 746
Utsatt skattefordel		253 906	230 421	135 206
Goodwill	5	1 540 798	1 540 798	1 430 667
Produksjonsanlegg	6	3 423 502	3 538 789	2 661 119
Kontormaskiner og inventar	6	2 599	3 594	5 273
Tilgode skatt		179 834	0	190 240
Sum anleggsmidler		10 036 406	9 908 989	9 000 251
Omløpsmidler				
Kundefordringer		142 993	219 488	192 107
Tilgode skatt		542 644	542 644	265 866
Andre kortsiktige fordringer	7	640 945	749 312	373 707
Bankinnskudd, kontanter, kontantekvivalenter		562 253	867 349	558 845
Sum omløpsmidler		1 888 835	2 378 793	1 390 525
Sum eiendeler		11 925 241	12 287 781	10 390 775
Egenkapital				
Aksjekapital		445 994	444 428	346 390
Annen egenkapital		2 407 382	2 552 058	1 321 943
Sum egenkapital		2 853 376	2 996 486	1 668 333
Avsetning for forpliktelser og langsiktig gjeld				
Utsatt skatt		2 696 873	2 725 879	2 505 780
Avsetning for forpliktelser		837 942	852 851	679 537
Konvertibelt obligasjonslån	8	189 480	187 127	354 048
Obligasjonslån	8	2 027 222	2 530 982	3 741 431
Annen rentebærende gjeld	8	1 432 435	1 463 722	537 252
Sum avsetning for forpliktelse og langsiktig gjeld		7 183 952	7 760 561	7 818 048
Kortsiktig gjeld				
Annen rentebærende gjeld		1 033 771	533 371	238 598
Leverandørgjeld		60 702	138 058	125 596
Betalbar skatt		486 554	564 911	184 055
Skyldige offentlige avgifter		39 887	29 365	34 512
Annen kortsiktig gjeld	9	267 000	265 029	321 634
Sum kortsiktig gjeld		1 887 914	1 530 734	904 395
Sum gjeld		9 071 866	9 291 295	8 722 443
Sum egenkapital og gjeld		11 925 241	12 287 781	10 390 775

Kontantstrømoppstilling

Konsolidert (IFRS)

Alle tall i NOK 1000	Q1 - 2009	Q1 - 2008
Resultat før skattekostnad	-157 754	3 111
Ordinære avskrivninger	167 169	131 349
Betalt skatt	-134 534	-17 957
Effekt av valutakursendringer / effekt egenkapital	-114 308	67 888
Amortisering av opptakskostnader	14 446	13 079
Finansielle instrumenter til markedsverdi	140 309	-68 946
Kalkulatorisk rente fjerningsforpliktelse	17 909	8 726
Andre poster uten kontanteffekt	1 000	714
Endring kundefordringer	76 495	-102 287
Endring i leverandørgjeld	-77 356	56 622
Endring i andre omløpsmidler og andre gjeldsposter	108 822	-53 484
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	42 198	38 815
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter		
Utbetaling ved kjøp av varige driftsmidler	-134 967	-89 168
Utbetaling ved kjøp av immaterielle eiendeler	-58 320	-220 584
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	-193 287	-309 752
Kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter		
Innbetaling av egenkapital	6 869	9 688
Innbetaling ved opptak av langsiktig gjeld	20 918	170 402
Utbetaling ved nedbetaling av langsiktig gjeld	0	-132 698
Utbetaling ved opptak av kortsiktig gjeld	0	16 598
Betalte renter	-175 720	-189 916
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter	-147 933	-125 926
Netto endring i kontanter og kontantekvivalenter	-299 022	-396 863
Kontanter og kontantekvivalenter ved årets begynnelse	867 349	973 402
Effekt av endring i valutakurser for kontanter og kontantekvivalenter	-6 074	-17 694
Kontanter og kontantekvivalenter ved periodens slutt	562 253	558 845

Egenkapitaloppstilling

Konsolidert (IFRS)

Alle tall i NOK 1000	31.03.09	31.12.08	31.03.08
Egenkapital ved periodens start	2 996 486	1 784 257	1 677 451
Kapitalforhøyelse	6 869	710 737	9 688
Konvertering av konvertibel obligasjon	0	-27 088	0
Verdi av opsjonsprogram	2 603	963	495
Verdijustering finansielle instrument	-84 521	388 516	-2 897
Omregningsdifferanser valuta	-21 587	18 889	11 954
Årets resultat	-46 475	120 211	-28 358
Egenkapital ved periodens slutt	2 853 376	2 996 486	1 668 333

Noter

REGNSKAPSPRINSIPPER

Hovedprinsipper

Det konsoliderte regnskapet for 1. kvartal 2009 sammenstiller Norwegian Energy Company ASA (NORECO) og dets datterselskaper. Det konsoliderte regnskapet er utarbeidet i samsvar med IAS 34 og Den norske Verdipapirhandellovens § 5 – 6. Det konsoliderte regnskapet for 1. kvartal inneholder ikke all informasjon som en vil finne i selskapets årsrapport og må av den grunn leses sammen med Noreco's årsrapport for 2008.

Selskapet har med virkning fra 1. januar 2009 implementert IAS 23 vedrørende Låneomkostninger. Endringen har ingen effekt i første kvartal 2009. De anvendte regnskapsprinsipper er utarbeidet i samsvar med International Financial Reporting Standards (IFRS) og er godkjent av EU og fortolkninger er godkjent av International Accounting Standard Boards (IASB).

Aksjekapital/egenkapital

I løpet av 1. kvartal har selskapet gjennomført en kapitalutvidelse. I henhold til insentivordningen for de ansatte i Noreco som ble godkjent i generalforsamlingen 14. januar 2008 er pensjonen for 2009 blitt utbetalt til de ansatte. I henhold til insentivordningen skal de ansatte kjøpe aksjer i Noreco til markedspris for beløpet. Som et resultat av dette ble det utstedt 505 060 nye aksjer og aksjekapitalen ble økt fra 444,4 millioner kroner per 31.12.2008 til mNok 446,0 millioner kroner per 31.03.2009.

Aksjeopsjoner og aksjebasert insentivordning

NORECO etablerte i januar 2008 et opsjonsprogram for selskapets ansatte. I første kvartal 2009 er det utstedt et nytt opsjonsprogram for selskapets ansatte. Det ble tildelt i alt 3 553 664 opsjoner til en pris av 11,01. Totalt er det per 31.03.2009 utestående 5.050.369 opsjoner.

Lete- og vurderingskostnader samt utbyggingskostnader for olje og gass

Lete- og vurderingskostnader er regnskapsført i samsvar med prinsippet om "Successful effort method". Med dette forstås at lete- og vurderingskostnader til forberedelse til drift (kjøp av seismikk, seismiske studier og interne timekostnader) kostnadsføres. Kostnader knyttet til kjøp av lisens og borekostnader aktiveres som lisenskostnader. Disse kostnadene er midlertidig aktivert i påvente av resultatet fra boringen. Dersom en oppdager hydrokarboner og funnet er økonomisk drivverdig blir kostnaden aktivert. Dersom en ikke finner hydrokarboner eller at et funn ikke er økonomisk drivverdig vil kostnadene bli kostnadsført. Alle kostnader knyttet til utbygging av produksjonsanlegg er aktivert.

Avskrivninger

Produksjonsanlegg avskrives i henhold til produksjonsenhetsmetoden. Det samme legges til grunn for avskrivning av merverdier allokert til produksjonsmidler som følge av oppkjøp.

Inntektsskatt

Skattekostnad for perioden er beregnet med utgangspunkt i gjeldende skattesats. Ordinær inntektsskatt i Danmark er 25% og 28% i Norge og Storbritannia. I tillegg, er det en ekstra petroleumsskatt i Norge på 50% knyttet til petroleumsskatt på den Norske Sokkel. I Danmark er det en petroleumsskatt på 70%, men med gjeldende oljeprisnivå vil de danske datterselskapene ikke være i skatteposisjon til å betale den ekstra petroleumsskatten.

Utsatt skatt og utsatt skattefordel er basert på forskjellen mellom regnskapsmessig verdi og skattemessig verdi på eiendeler og gjeld.

Goodwill – Utsatt skatt forpliktelse

Oppkjøpet av Altinex ASA og Talisman Oil Denmark AS er blitt regnskapsført i samsvar med IFRS 3 – Business Combinations. Kjøpsprisen er allokert til eiendeler og gjeld med bakgrunn i beregnede markedsverdier på oppkjøpstidspunktet. Skattegrunnlaget på de kjøpte eiendeler og gjeld er ikke påvirket av oppkjøpet. Siden alle oppkjøp er regnskapsført som Business Combinations, gir forskjellen mellom markedsverdi og regnskapsmessig verdi på oppkjøpstidspunktet grunnlag for en utsatt skatt forpliktelse, motposten til endringen i utsatt skatt forpliktelsen er goodwill. I samsvar med IFRS så er avskrives ikke Goodwill løpende, men vil løpende være gjenstand for en nedskrivningstest.

1 Driftsinntekter

(NOK 1 000)	Q1 - 09	Q1 - 08
Salg av olje	344 690	417 832
Salg av gass og NGL	29 549	21 916
Inntekt oljeprissikring	104 545	0
Kostnad oljeprissikring	-9 959	-3 986
Sum driftsinntekter	468 824	435 763

En andel av gruppens salg av olje er sikret mot prisreduksjon ved bruk av opsjoner. Kostnader vedrørende sikring rapporteres som inntektsreduksjon, gevinster som inntekt.

2 Produksjonskostnad

(NOK 1 000)	Q1 - 09	Q1 - 08
Direkte produksjonskostnader	86 857	53 037
Avgifter, tariffer, royalties	18 915	23 461
Andre kostnader	8 371	4 384
Sum produksjonskostnader	114 143	80 882

3 Lete- og vurderingskostnader

(NOK 1 000)	Q1 - 09	Q1 - 08
Finansinntekter		
Kjøp seismikk, analyser og generelle G&G kostnader (fra operatør)	164 702	26 928
Kostnadsføring av aktiverte letebrønner tidligere år	0	0
Kostnadsføring av tørre letebrønner aktivert tidligere år	0	0
Andre lete- og vurderingskostnader	6 888	2 888
Sum lete- og vurderingskostnadeer	171 590	29 815
Spesifikasjon av kontantstrøm vedrørende lete- og vurderingsaktiviteter		
Påløpte lete- og vurderingskostnader aktivert som immateriell eiendel i året resultatført i perioden	58 320	220 584
Påløpte lete- og vurderingskostnader direkte resultatført i perioden	171 590	29 815
Investert beløp i lete- og vurderingsaktiviteter i perioden	229 910	250 399

4 Finansinntekter og -kostnader

(NOK 1 000)

Finansinntekter	Q1 - 09	Q1 - 08
Renteinntekter	3 255	8 334
Andre finansinntekter	50 233	17 914
Sum finansinntekter	53 488	26 248
Finanskostnader	Q1 - 09	Q1 - 08
Rentekostnad på obligasjonslån	68 051	104 667
Rentekostnad på konvertible lån	3 278	6 522
Rentekostnad annen langsiktig gjeld	13 372	4 606
Rentekostnad letefinansiering	7 187	3 903
Amortisering av opptakskostnader	14 446	13 079
Kalkulatorisk rente fjerningsforpliktelse	17 909	8 726
Rentekostnad kortsiktig gjeld	831	4 275
Andre finanskostnader	34 978	18 839
Sum finanskostnader	160 051	164 617
Netto finanskostnader	-106 563	-138 368

5 Immaterielle eiendeler

(NOK 1000)	Aktiverte lete- og vurderings- kostnader	Andre patenter og lisenser	Goodwill	Total
Anskaffelseskost 01.01.09	4 539 073	56 314	1 540 798	6 136 185
Tilgang	58 320	0	0	58 320
Avgang	0	0	0	0
Omregningsdifferanser	-17 941	0	0	-17 941
Anskaffelseskost 31.03.09	4 579 453	56 314	1 540 798	6 176 564
Akkumulerte av- og nedskrivninger				
Akkumulerte avskrivninger 01.01.09	0	0	0	0
Avskrivninger	0	0	0	0
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31.03.09	0	0	0	0
Bokført verdi 31.03.09	4 579 453	56 314	1 540 798	6 176 564

6 Varige driftsmidler

(NOK 1000)	Produksjons- anlegg	Fjernings- eiendel	Kontorutstyr og inventar	Total
Anskaffelseskost 01.01.09	176 666	4 564 679	10 160	4 751 505
Tilgang	47 496	87 471	0	134 967
Avgang	0	0	0	0
Omregningsdifferanse	-9 607	-106 891	-29	-116 527
Anskaffelseskost 31.03.09	214 555	4 545 259	10 131	4 769 945
Akkumulerte av- og nedskrivninger				
Akkumulerte avskrivninger 01.01.09	0	1 202 557	6 561	1 209 118
Avskrivninger	0	166 212	959	167 171
Omregningsdifferanser	0	-32 457	12	-32 445
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31.12.08	0	1 336 312	7 532	1 343 843
Bokført verdi 31.03.09	214 555	3 208 947	2 599	3 426 102

7 Andre kortsiktige fordringer

(NOK 1 000)	Q1 - 09	Q1 - 08
Tilgodehavende operatører vedr. deltagelse i lisenser	148 700	140 665
Mindreuttak olje/NGL	37 298	75 546
Finansielle instrumenter	406 361	115 943
Andre fordringer	48 587	41 553
Sum andre kortsiktige fordringer	640 945	373 707

8 Langsiktig gjeld

(NOK 1000)	Pålydende	Bokført verdi 31.03.2009
Obligasjonslån Noreco ASA	1 840 000	1 290 969
Obligasjonslån Noreco ASA	400 000	389 341
Konvertibelt lån Noreco ASA	218 500	189 480
Obligasjonslån Altinex Oil Norway AS	300 000	297 100
Obligasjonslån Altinex Oil Norway AS	50 000	49 812
Reservebasert lån Altinex Oil Denmark A/S	1 504 764	1 432 435
Sum langsiktig gjeld	4 313 264	3 649 138

9 Annen kortsiktig gjeld

(NOK 1 000)	Q1 - 09	Q1 - 08
Skyldig operatør vedrørende deltagelse i lisenser	123 481	122 209
Meruttak olje	4 396	8 666
Påløpte renter lån	66 693	148 751
Annen kortsiktig gjeld	72 431	42 007
Sum annen kortsiktig gjeld	267 000	321 634

*Stavanger, 29. april 2009
Styre og Administrerende direktør
Norwegian Energy Company ASA*

*Lars Takla
Styreleder*

*Roger O'Neil
Styremedlem*

*Therese Log Bergjord
Styremedlem*

*John Hogan
Styremedlem*

*Heidi Marie Petersen
Styremedlem*

*Søren Poulsen
Styremedlem*

*Scott Kerr
Administrerende direktør*



Norwegian Energy Company ASA

Haakon VII's gt. 9
P.O. Box 550 Sentrum
4005 Stavanger Norway
Tel: +47 99 28 39 00
Fax: +47 51 53 33 33
E-mail: post@Noreco.com