

ENCLOSURE # 11

Annual Report



discover petroleum

CONTENTS

A major step forward	3
Key events during 2007	4
License portfolio	4
Board of Director's Report	6
Income Statements	8
Balance Sheets	9
Cash Flow Statements	11
Notes to the Financial Statements	12
Auditor's Report	19
Focus on the northern areas	20
EM technology as an exploration tool.....	22
Discover Petroleum's HSE Award	23

A major step forward

2007 was the year in which Discover Petroleum established itself as a serious player in the Norwegian oil industry. We achieved our two most important targets, which have provided us with an excellent launch pad for future growth.

Firstly, the NCS APA 2006 and 2007 license awards resulted in a dramatic consolidation of the company's license portfolio. The company was also awarded its first operatorship. After the award in February 2008, we now have participating interests in three licences in the Barents Sea, and four in the Norwegian Sea. In two of the licenses preparations are currently underway for drilling in 2009. A comprehensive work programme involving the acquisition of both 3D seismic and PetroMarker EM data will be carried out in 2008. The results of these surveys will prepare the ground for decisions regarding further exploration drilling in 2010 and 2011. Preparations are also underway to ensure that Discover Petroleum can assume its responsibilities as operator for drilling activities in 2011.

Secondly, we obtained confirmation that PetroMarker's EM technology fully lived up to our expectations. The main conclusions from the comprehensive verification process on the Troll field, carried out in collaboration with StatoilHydro and Shell in the autumn of 2007, are that there is correspondence between the modelled and the measured electromagnetic responses, and that data resolution is markedly better than that observed for other known EM methods. It was thus a straightforward process for Discover Petroleum to endorse our view that the technology is qualified, and to confirm a five-year agreement involving exclusive user rights on the NCS starting on 1 January 2008. The fact that Schlumberger has now made a major commitment as stakeholder in PetroMarker provides ample support of our expectations that precisely this form of EM technology will become the industry leader and make a major contribution to risk reduction linked to future exploration drilling.

Discover Petroleum will focus its activities on the northern areas. This area of focus extends from the Norwegian Sea and northwards onto the Russian shelf. It represents a huge area which has been very little explored. Encouraging discoveries, including those made in 2007, are revealing new exploration plays, and are confirming the area's potential for new oil and gas accumulations. In order to make new discoveries in this area, there will be a demand for expertise, new technology, and new ideas. Discover Petroleum has ambitions to make a worthwhile contribution to this process.



Our main area of focus is also vulnerable. It is essential that the industry engages constructively with the fisheries industry, the inhabitants of the northernmost counties, and the environmental organisations in order to arrive at acceptable development scenarios. We also intend to make a contribution in terms of expertise and data as part of this dialogue. Since our headquarters and organisation are established in northern Norway, we ought to be in a good position to make a useful contribution towards defining the terms of the dialogue.

As early as 2008 new acreage, including blocks in both the Norwegian and Barents Seas will be announced as part of the 20th licensing round. Discover Petroleum has put a great deal of work into the preparatory phase, the so-called nomination process, and we are currently carrying out the process of assigning priority to areas which will be assessed in more detail during the application process itself. We will carry out a six-month acquisition programme with PetroMarker during 2008. Some of the data acquisition will be conducted in licenses where we already have a participating interest, but a significant part of the programme will be carried out in areas which represent possible 20th round application targets. In some of these areas we have entered into working agreements with key companies on the NCS involving the joint acquisition of EM data with options for subsequent joint applications for new licenses.

The organisation has undergone major consolidation during the last year, both in terms of its management and technical expertise, and currently comprises 26 permanent employees. In the current employment market, the recruitment of staff with the required levels of experience and expertise presents a major challenge. It seems to be the case that our inspirational efforts to promote technology and our strong position in northern Norway have been decisive factors in our success. We are well equipped to continue working towards our target of generating significant growth by means of our expertise and technology to establish a quality license portfolio on the Norwegian shelf.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Lars T. Bjerke'.

Lars T. Bjerke
Managing Director

Key events during 2007

- The company was awarded two new licenses as part of the APA 2006, and 4 licenses as part of the APA 2007 awards (made in February 2008)
- Discover Petroleum achieved pre-qualification as an operator in December 2007
- PetroMarker's EM technology was verified and an agreement confirmed which grants the company 5 years exclusive rights to its application on the Norwegian shelf
- Collaboration agreements entered into with several major NCS companies with the objective of working towards joint applications in future licensing rounds.

License portfolio

PL no.	Location	Operator	Participating interest
396	Barents Sea	BG	10%
446	Norwegian Sea	Petro-Canada	20%
449	Barents Sea	OMV	30%
469	Norwegian Sea	Gaz de France	30%
481	Norwegian Sea	Discover	50%
483S	Norwegian Sea	DNO	30%
491	Barents Sea	NOIL	30%

Total risked contingent resources estimated at 170 mill. b.o.e. with discovery probabilities between 10 and 25%



Ole Magnar Drønen, VP operations and Petroleum Technology (left), Lill-Gøril Seljelv, HSE-manager and Yngve Vassmyr, VP Exploration and Business Development inspects the vessel and PetroMaker equipment for collection of electromagnetic (EM) data.

Board of Directors Report for 2007

Discover Petroleum AS was established in 2005 with the primary objective of exploring for and producing petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf (NCS). In February 2006 the Norwegian authorities approved the Company as a license participant on the NCS, and the Company achieved prequalification as an operator in December 2007. The Company has been awarded interests in 7 licenses on the NCS and has also obtained exclusive rights to the use of technology developed by PetroMarker AS designed to acquire electromagnetic (EM) data on the NCS. The Company's registered head office is located in Tromsø. The Company also has an office in Stavanger.

Key events in 2007

During 2007 the acquisition of EM data carried out by PetroMarker AS was tested with promising results. After evaluation of the test programme, which took place in the autumn of 2007, the Company has endorsed the agreement providing it with exclusive rights to employ PetroMarker's method for EM data acquisition on the NCS for the next 5 years.

In May 2007 the Company was awarded 2 licenses as part of the APA 2006 (Awards in Pre-Defined Areas). During the APA 2007, concluded in February 2008, the Company was awarded 4 additional licenses, including one operatorship. In achieving the responsibility of operator in license PL481, the Company has reached an important milestone in its development.

Portfolio expansion

Discover Petroleum AS has been awarded interests in 3 licenses in the Barents Sea. As part of the 19th concession round in 2006 the Company was awarded a 10% interest in license PL396. During the APA 2006 the Company was awarded a 30% interest in license PL449, and later as part of APA 2007, a 30% interest in license PL491. The work commitment in these licences involves the acquisition and processing of 3D seismic. The decision to drill or relinquish the licenses must be taken during 2009/2010.

The Company has interests in 4 licences in the Norwegian Sea; 20% in license PL446 awarded as part of APA 2006, a 30% interest in licenses PL469 and PL483S, and a 50% interest in license PL481, all of which were awarded during APA 2007. The Company is the operator for license PL481 and will carry out 3D seismic surveys during 2009. In the PL469 and PL483S licenses a commitment exploration well must be drilled within 2 and 3 years, respectively.

Organisation

At year-end the Company had 17 employees. During the first quarter of 2008, 9 new staff were employed. As part of its development, the Company intends to continue to

expand during 2008 and expects to employ 30 people by the end of 2008. 24% of those employed are women, and the Company aims to achieve a fair balance between its male and female employees in the future.

In January 2007 the Company's head office and registered business address were transferred to Tromsø. Excellent communication procedures have been established between the Tromsø and Stavanger offices, thus enabling projects involving work-sharing to be carried out cost-effectively.

Health, safety and environment (HSE)

Discover Petroleum AS works with HSE-related issues systematically and on a continuous basis. Our main aim is to prevent incidents that can lead to accidents resulting in personal injury, fatality, the discharge or emission of toxic waste, or other environmental damage or financial loss. No such incidents were reported during 2007.

Health

In 2007 recorded absence due to illness was 1.7%. No accidents or other work-related injuries were reported. The working environment at both offices is regarded as being very good.

Environment

No incidents resulting in pollution of the environment were reported in 2007.

Safety

The safety of our employees, and also of those persons employed by our business partners, is assigned the highest priority and our zero accident philosophy forms an integral part of our activities. Offshore safety courses have been held for all relevant personnel and all our staff have participated in safety exercises, including fire drills and evacuations.

Quality

In order to pre-qualify the Company as an operator on the NCS, its management systems and processes were reviewed and improved in 2007. The Company achieved prequalification as operator in December 2007.

Technology and exploration activity

Discover Petroleum has entered into a collaborative agreement with PetroMarker AS, which is developing a new method for the acquisition and processing of electromagnetic (EM) data. Based on this agreement the Company has obtained exclusive rights to employ the PetroMarker method on the NCS until 31.12.2010, with an option to extend the agreement for an additional two years. The Company is planning an extensive programme of EM data acquisition employing the PetroMarker method during the summer 2008. The combination of seismic and electromagnetic data will provide a better foundation for

the evaluation of potential hydrocarbon accumulations and consequently a basis for more successful exploration drilling.

Several major companies on the NCS have expressed an interest in accessing EM data from the PetroMarker programme, and the Company has entered into agreements which will enable it to carry out an ambitious programme in 2008. The acquisition by Schlumberger of a significant shareholding in PetroMarker also endorses the fact that it is strategically important for the Company to exploit the opportunities provided by having exclusive access to the PetroMarker technology.

Financial risks and risk management

Financial risk

The Company's loan facility is linked to the Nibor interest rate and as such the Company is exposed to fluctuations in the Norwegian interest market. Some of the Company's purchases are made in USD. In relation to important financial commitments in USD, an inquiry has been made as to the necessity of securing financial commitments in USD with forward currency contracts. As of 31.12.2007, the Company held forward currency contracts amounting to USD 1.2 million in order to secure accounts payable.

Operational risk

The Company has drilling commitments linked to two of the awarded licences. The Company is thus exposed to fluctuations in drilling rig rates for the next 3 years. Changes in market rates for specialised vessels employed in electromagnetic and seismic data acquisition will also affect the Company's exploration costs.

Liquidity risk

The Company's liquidity is regarded as satisfactory. During 2008 the Company aims to secure the financing of further consolidation of its organisation and expansion of its exploration activities planned for 2009. The Company will then be exposed to changes in the capital markets to the extent that they influence to the scope and structure of the new financing involved.

Annual accounts and financing

The Company incurred a loss before tax in 2007 of NOK 141.9 million. Refund of the tax value of exploration costs is calculated at NOK 44.8 million, and deferred taxes at 67.2 million, resulting in a loss after tax of NOK 29.8 million.

The Company's net cash flow from operations was NOK -67.3 million. This was financed by means of the Company's disposable cash reserves as of 1 January, and by issuing new equity. During 2007 new shares were issued, which provided the Company with new equity amounting to NOK 24.8 million.

In order to finance exploration costs, the Company has also entered into a loan facility agreement up to a limit of

NOK 200 mill. This loan will be repaid when the refund of the tax value of exploration costs on the NCS has been received pursuant to § 3 of the Petroleum Tax Act. During 2007 an approximate balance was achieved between the uptake of new and the repayment of existing loans.

The Company's most important shareholder, ORG Holding AS, was demerged during 2007. Consequently, the shares in Discover Petroleum AS are now owned by Discover Petroleum Holding AS. The ownership of these shares is the only business activity conducted by Discover Petroleum Holding AS.

The Board of Directors confirms that the going concern assumption meets the requirements of § 3-3a of the Accounting Act. The financial statements have been prepared under the assumption of a going concern. It is the opinion of the Board of Directors that the financial statements and accompanying disclosures are a fair representation of the Company's assets, liabilities, financial position and overall financial result. The loss incurred for the year, comprising NOK 29,806,684, will be covered by the share premium reserve.

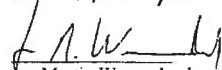
Future prospects

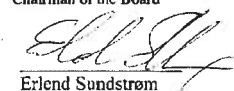
The Company's target is to further consolidate its license portfolio. Key elements in this context will be the Company's application for licenses as part of APA 2008 and the 20th licensing round, to be announced in 2008. The possibility of farm-ins to existing licences is also under continuous assessment. In order to present itself as an attractive potential partner, both in new licenses and in farm-in negotiations, the Company will actively exploit the competitive advantage it holds by means of its exclusive rights to the use of the PetroMarker technology on the NCS. Several collaboration agreements with important companies involving the acquisition of EM data have been entered into during 2008.

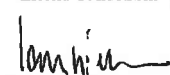
During the first quarter of 2008 the Company has released new share issues amounting to NOK 37.6 million, and has entered into a new agreement to increase and extend its credit facilities with Sparebank 1 SR Bank and Sparebanken Nord Norge.

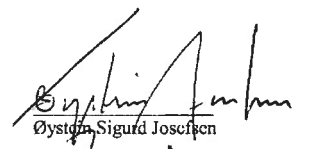
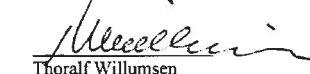
During the first quarter of 2008, a new subsidiary company, Discover Petroleum International AS, has been established with the intention of applying experience gained by the Company in the use of EM technology in the international arena.

Tromsø, 6 May 20088


Jan Martin Wennesland
Chairman of the Board


Erlend Sundstrøm


Lars T. Bjerke
Managing Director


Øystein Sigurd Jøsefson

Thoralf Willumsen

Income statements

Operating revenues and expenses	Noter	2007	2006
<i>Revenues</i>		326 520	1 336 761
Total revenues		326 520	1 336 761
<i>Driftskostnader</i>			
Exploration expenses	11	102 459 276	51 198 915
Personnel expenses	3,4,5	25 073 866	15 666 102
Depreciation	8	2 235 109	1 781 093
Other operating expenses	6	11 363 122	9 541 572
Total operating expenses		141 131 373	78 187 682
Operating profit/loss		-140 804 853	-76 850 921
<i>Financial revenues and expenses</i>			
Interest income		3 568 313	1 330 895
Interest expenses	10	-5 923 026	-1 021 201
Net currency exchange gains/losses		1 306 253	-5 275
Net financial items		-1 048 460	304 419
Profit/loss before tax		-141 853 313	-76 546 502
Income taxes	7	112 046 629	59 195 285
Net profit/loss		-29 806 684	-17 351 217

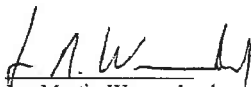
Balance

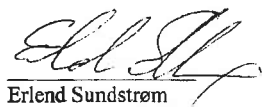
Assets	Notes	31.12.2007	31.12.2006
Fixed assets			
Intangible assets			
Deferred tax assets	7	98 703 175	6 278 463
Technology rights		5 000 000	0
Total intangible assets		103 703 175	6 278 463
Tangible fixed assets			
Plant and equipment	8	4 121 822	6 222 751
Total tangible fixed assets		4 121 822	6 222 751
Total fixed assets		107 824 997	12 501 214
Current assets			
Tax refund	7	44 799 031	55 915 545
Prepaid expenses		1 286 012	224 814
Other receivables		4 053 150	1 412 790
Cash and cash equivalents	9	18 506 706	69 327 057
Total current assets		68 644 899	126 880 206
Total assets		176 469 896	139 381 420

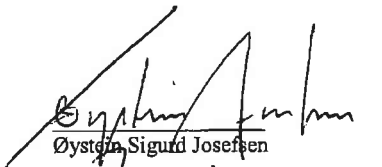
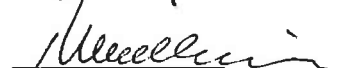
Balance

Equity and liabilities	Noter	31.12.2007	31.12.2006
<i>Paid-in capital</i>			
Share capital	1,2	172 657	158 919
Share premium reserve	1	65 492 707	70 523 478
Other paid-in capital	1	2 886 894	713 000
Total paid-in capital		68 552 258	71 395 397
Total equity		68 552 258	71 395 397
Liabilities			
<i>Long-term liabilities</i>			
Pension obligations	4	1 329 825	1 035 525
Total long-term liabilities		1 329 825	1 035 525
<i>Current liabilities</i>			
Short-term loan facility	10	40 472 000	43 073 248
Trade creditors		8 930 764	9 365 798
Taxes withheld and public sector charges payable		2 043 237	1 585 963
Current liabilities to associated companies	11	50 303 761	10 981 131
Other current liabilities		4 838 051	1 944 358
Total current liabilities		106 587 813	66 950 498
Total liabilities		107 917 638	67 986 023
Total equity and liabilities		176 469 896	139 381 420

Tromsø, 6th May 2008


Jan Martin Wennesland
Styreleder


Erlend Sundstrøm


Øystein Sigurd Josefsen

Thoralf Willumsen


Lars T. Bjerke
Administrerende direktør

Cash flow statements

Cash flow from operations	2007	2006
Profit/loss before tax	-141 853 313	-76 546 502
<i>Reconciliation of loss before tax to cash-flow from operational activities</i>		
Tax refunds	30 738 431	8 154 849
Ordinary depreciations	2 235 109	1 781 093
Amortization of capitalised borrowing costs	600 000	100 000
Options costs	2 173 894	713 000
Change in current receivables	-4 053 150	0
Change in trade creditor receivables	-435 034	7 626 335
Change in trade creditor receivables associated companies	39 322 657	10 981 131
Changes in other current assets and liabilities	3 996 859	-403 897
Net cash flow from (used in) operational activities	-67 274 547	-47 593 991
<i>Cash flow from investments</i>		
Purchase of tangible fixed assets	-5 134 180	-7 558 344
Net cash flow from (used in) investments	-5 134 180	-7 558 344
<i>Cash flow from financing activities</i>		
Bank loan facility drawdowns / repayments	-44 800 000	0
Proceeds from short-term debt raised	41 598 725	42 973 248
Proceeds from share issues (net of expenses)	24 789 651	78 867 839
Net cash flows from (used in) financing activities	21 588 376	121 841 087
Net change in cash and cash equivalents	-50 820 351	66 688 752
Cash and cash equivalents at beginning of period	69 327 057	2 638 305
Cash and cash equivalents at end of period	18 506 706	69 327 057

Notes to the financial statements

Corporate information and accounting principles

Discover Petroleum AS is a Norwegian public limited company with its registered head office in Tromsø, Norway. The Company is engaged in exploration for hydrocarbon reserves on the Norwegian Continental Shelf, and has been awarded interests in 7 licences. The financial statements have been prepared in accordance with the provisions of the Norwegian Accounting Act and generally accepted Norwegian accounting principles and standards.

Use of estimates

The preparation of the financial statements in accordance with Norwegian accounting principles requires management to make judgments, estimates and assumptions that affect the reported amounts of revenues, expenses, assets, liabilities, and information contained in these disclosures. However, uncertainty regarding these assumptions and estimates could result in outcomes that may require a material adjustment to the future book value of the asset or liability affected. The estimates and the underlying assumptions are reviewed on an ongoing basis. Changes in estimates will be recognised when new estimates can be determined with a sufficient degree of certainty.

The key sources of estimation uncertainty for the Company are as follows:

Pension and other post-employment benefits

The cost of defined benefit pension plans is determined using actuarial valuations. The actuarial valuation involves making assumptions about discount rates, expected rates of return on pension assets, future increases in salary levels, mortality rates and future pension increases. Due to the long term nature of these plans, such estimates are subject to significant uncertainty. For further details regarding the aforementioned assumptions, refer to Note 4.

Share-based payment

The cost of equity-settled transactions with employees is measured by reference to the fair value of the equity instruments at the date on which they have been granted and is amortized over the period during which contributions are made. In order to estimate fair value the Company determines the most appropriate valuation model for the equity instruments granted, which are dependent on the terms and conditions and properties of the option, including the its expected lifetime, volatility and dividend yield. Information regarding the assumptions and valuations is given in Note 5.

Capitalised exploration expenditures

The value of capitalised exploration expenditures is compared to the present value of producible volumes of oil and gas reserves and the costs related to future development. As of 31 December the Company carries no capitalised exploration expenditures.

Participating interest in joint ventures

A joint venture is a contractual arrangement whereby two or more parties undertake to carry out a commercial activity subject to joint control. Production licenses awarded on the Norwegian Continental Shelf are deemed to constitute jointly controlled assets. The Company accounts for the investments and costs involved in such activities by recording its share of the revenues, expenses, assets and liabilities from jointly controlled assets under the respective items in its financial statements.

Transactions involving acquisitions and divestments of shares in licenses

Acquisition of interests in licenses where no development plan exists is entered as acquisition of assets. The transaction date is the date on which risk and control is transferred from the seller to the acquirer. The acquirer's income statement incorporates the profits gained and losses incurred in relation to the acquired asset from the transaction date. Farm-in agreements generally occur during the exploration or development phase of a production license and are characterized by the transferor surrendering future economic benefits in the form of reserves, in exchange for reduced future funding obligations. In the exploration phase the Company accounts for farm-in agreements by entering amounts as asset acquisitions when it acts as purchaser and as sale of assets when it divests itself of participating interests in licenses.

Balance sheet classification

Assets regarded as fixed or in permanent use are classified as non-current assets. Other assets are classified as short-term, current assets. Receivables which must be paid back within one year are always classified as current assets. Analogue criteria are employed to classify short- and long-term debts. Fixed assets are valued at cost, and are subject to an annual assessment of possible loss of value, or at other times if other circumstances dictate that such an assessment is necessary. Fixed assets with a limited economic lifetime are depreciated over the anticipated lifetime. Current assets are valued at cost or fair value, whichever is the smaller. Long- and short-term liabilities are entered at nominal value. Debts for which repayment is related to the refund of the taxable value of exploration costs is classified as short-term debt.

Fixed assets

Fixed assets are assessed at acquisition cost after deductions for depreciation. Depreciations are calculated on the basis of acquisition cost and distributed linearly over the anticipated economic lifetime.

Trade receivables

Trade receivables are recognised and carried at their anticipated realisable value, after deductions of provision for anticipated loss. A provision for loss is made on the basis of individual assessments of each receivable. Other receivables, including current and fixed debts are entered at their realisable value.

Foreign currency transactions

The financial statements are presented in Norwegian Kroner (NOK), which is the Company's functional currency. Foreign currency transactions are converted into the functional currency using the exchange rates on the dates of the transactions. Monetary items in foreign currencies are calculated at the exchange rates on the balance sheet date. Foreign exchange gains and losses resulting from the settlement of such transactions and from the translation of monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are recognised as financial items in the income statement.

Financial instruments

The Company uses forward currency contracts and other financial instruments to hedge against risk associated with foreign currency fluctuations. Such financial instruments are initially entered at fair value on the date on which the contract is entered into and finally re-assessed at fair value when the accounts are prepared. Derivatives are classified as assets when the fair value is positive, and as liabilities when the fair value is negative. Any gains or losses incurred during the year arising from changes in fair value related to financial instruments that do not qualify for hedge accounting are entered directly to the income statement as financial income or expenses for the period in question. The fair value of a given forward currency contract is calculated with reference both to current currency exchange rates on the date on which the balance was prepared, and to the outstanding term of the contract in question.

Exploration for and development of hydrocarbon accumulations

Costs related to the acquisition and evaluation of geological and geophysical data and other costs which arise prior to exploratory drilling are entered as expenditure as they are incurred. Costs related to exploration drilling are capitalised on a provisional basis until a decision is made as to whether potential discoveries of petroleum are commercially recoverable. Costs related to dry wells are entered as expenditure as soon as the result of the well is confirmed ("successful effort" method). All costs related to developing hydrocarbon fields are capitalised and depreciated according to the production unit method.

Taxes

Taxes are capitalised as they arise, meaning that income tax is linked to profit or loss before tax in the financial statement. Income tax expenditure consists of tax payable, together with changes in deferred taxes. Deferred tax/tax assets are calculated based on interim differences between the book value and tax value of assets and liabilities. Deferred income tax and benefits arise as a result of differences in the dates of balance sheet and tax-related calculations of profit and loss and their carrying amounts for financial reporting purposes. Refund of the tax value of exploration costs pursuant to § 3C.5 of the Petroleum Tax Act is entered in the balance sheet as a short-term receivable.

Pensions

The calculations of pension-related costs and obligations are based on a linear earning profile, in turn based on assumptions regarding discount rates, pension plan yields, projected salary growth, future pension increases, the amount of benefits accrued from the National Insurance Scheme, together with actuarial calculations related to mortality rate, voluntary retirement, etc. Pension plan assets are assessed at fair value, and pension liabilities entered as net of plan assets in the balance sheet. Changes in the pension obligation due to changes in the plans are distributed over the estimated contribution period remaining. The same applies to discrepancies in estimates which exceed 10 per cent of the pension obligation and pension assets, whichever is the greater (pension corridor).

Share-based compensation

Board members and employees participate in a share-based option scheme. Share-based option schemes are assessed at fair value using the Black & Scholes valuation model. Costs related to the share-based option scheme arrangement are amortised over the vesting period and entered under other paid-in equity. The employer's contribution to the option scheme is amortised over the remaining vesting period.

Leases/tenancy agreements

The financing of leases for which the Company essentially assumes the entitlements and obligations linked to property ownership are entered in the balance sheet. Such assets are classified as fixed assets or alternatively entered under long term liabilities. The finance leases are entered at the present value of the minimum lease payments. The asset will thereafter be depreciated and the debt redeemed with the rental amount, but with a deduction for a calculated accrued interest.

Note 1 Equity

	Share capital reserve	Share premium	Other paid-in equity	Other equity	Total equity
Equity as of 1st January 2006	100 000	0	0	-2 651 516	-2 551 516
Conversion of debt to equity	6 666	9 993 334			10 000 000
Other capital issues in 2006	52 253	84 948 767			85 001 020
Share issue costs		-6 133 181			-6 133 181
Tax benefit of share issue costs		1 717 291			1 717 291
Value of share-based incentive plans			713 000		713 000
Net loss for 2006				-17 351 217	-17 351 217
Allocation of accumulated loss		-20 002 733		20 002 733	0
Equity as of 31st December 2006	158 919	70 523 478	713 000	0	71 395 397
Issue of share capital in 2007	13 738	25 400 913			25 414 651
Share issue costs		-775 000			-775 000
Tax benefit of share issue costs		150 000			150 000
Value of share-based incentive plans			2 173 894		2 173 894
Net loss for 2007				-29 806 684	-29 806 684
Allocation of accumulated loss		-29 806 684		29 806 684	0
Equity as of 31 December 2007	172 657	65 492 707	2 886 894	0	68 552 258

Note 2 Share capital

The Company's share capital is NOK 172 656,58 comprising 17 265 658 shares each with a nominal value of NOK 0,01.

The major shareholders as of 31 December 2007

Name	No. of shares	% share
Discover Petroleum Holding AS	8 515 068	49,32 %
Odd Berg AS	974 808	5,65 %
Sparebanken Nord-Norge Invest AS	835 932	4,84 %
Tromsø Skotøimagasin AS	700 000	4,05 %
Lars T Bjerke	621 150	3,60 %
Jan M Wennesland	615 000	3,56 %
Yngve Vassmyr	612 047	3,54 %
Jostein K Kjerstad	600 000	3,48 %
Troms Kraft AS	577 016	3,34 %
Dagfinn Veiberg	504 375	2,92 %
MP Pensjon	379 500	2,20 %
Cheyne Global Catalyst Fund	176 493	1,02 %
Total number of shares	15 111 389	87,52 %

Note 3 Personnel expenditure

Personnel expenditure consists of	2007	2006
Salaries	17 737 199	10 809 960
Employer's payroll tax expenditure	2 457 679	1 340 695
Pension costs	1 728 768	2 200 524
Share-based incentive plan	2 173 894	713 000
Remuneration to Directors	260 000	175 000
Other salary-related payments	716 326	426 923
Sum	25 073 866	15 666 102

The Company had 17 employees as of 31 December 2007.

Remuneration to CEO in 2007	
Salaries, etc.	2 897 762
Pension costs	564 506
Sum	3 462 268

The CEO participates in the same share-based incentive plan as the employees.

Remuneration to the Board of Directors in 2007	260 000
--	---------

In addition, remuneration was paid to a related company for services rendered by their Executive Chairman in 2007	1 475 000
---	-----------

Auditors' fee	
Audit fee	100 800
Audit related service	62 450
Tax advisory services	92 800
Sum	256 050

Note 4 Pensions

The Company's pension scheme covers all full-time employees. It provides entitlements to pre-defined future benefits. These benefits depend mainly on the number of years worked, salary on the date of retirement and the level of contribution from the National Insurance scheme. The obligations are covered by an insurance company. The Company's pension scheme meets the requirements stipulated by Norwegian law.

<i>Pension costs</i>	2007	2006
Benefits accrued during the year (incl. interest)	1 634 817	1 429 309
Interest charges	69 467	0
Expected return on plan assets	-101 697	0
Administrative charges	52 214	0
Amortization of net accumulated changes in estimates	0	0
Net pension cost for the period	1 654 801	1 429 309
<i>Pension obligation</i>		
Accrued pension obligation as of 31 December	3 182 313	1 429 309
Pension funds (market value as of 31 December)	-1 870 338	-521 750
Net pension funds/net pension liability	1 311 975	907 559
Changes in estimates, not expensed	17 850	0
Employer's payroll tax	133 164	127 966
Estimated pension obligation as of 31 December	1 462 989	1 035 525
<i>Actuarial assumptions</i>		
Discount rate	4,70 %	4,50 %
Expected future increase in salaries	4,50 %	4,50 %
Expected annual increase in pension payments	2,00 %	1,60 %
Expected increase in the National Insurance Basic Pension Rate (G)	4,25 %	4,30 %
Expected return on funds	5,75 %	5,40 %
Expected staff turnover (ave.)	16,4	14,4

Note 5 Share-based incentive plans

The Company has a share-based incentive scheme for its employees and Board members. The exercise price is fixed as equivalent to the last issue price prior to the date of award. The options were awarded on 1 September 2006, and are valid for 1 and 2 years, with a 50% allocation in each category. These can be exercised between 2 and 3 years after the date of award provided that the holder remains employed by the Company. In total, 1 000 000 options at an exercise rate of NOK 15 have been awarded. The transaction rate on the Company's shares in December 2006, used for the valuation as of 31 December 2007 was NOK 18.50. Fair value calculated using the Black and Scholes option model is NOK 4 148 000. In the calculations a volatility of 45% and risk-free rate of interest of 3.8% are applied.

Note 6 Leasing commitments

	Duration	Total commitment	Annual lease
Rent (building/office space)	31-12-09	2 000 000	1 900 000
IT and office equipment	30-11-09	2 300 000	980 000
Sum		4 300 000	2 880 000

Note 7 Taxes

<i>Income tax expenditure</i>	2007	2006
Profit/loss before tax	-141 853 313	-76 546 502
Expected tax expenditure (78% of pre-tax result)	-110 645 584	-59 706 272
Effect of lower tax rate for financial items, etc.	524 230	-121 054
Onshore loss not included in deferred tax assets	293 569	0
Permanent differences	2 049 909	559 648
Interest on losses carried forward offshore	-655 196	0
Adjustment prior year	-3 613 557	72 393
Total income tax in profit and loss statement	-112 046 629	-59 195 285
<i>Basis for taxes payable</i>		
Profit/loss before tax	-141 853 313	-76 546 502
Temporary difference - PetroMarker technology	75 200 356	0
Changes in other temporary differences	1 565 052	920 353
Permanent differences	2 628 089	717 498
Share issue lost charged to equity	-625 000	-6 133 181
Basis for Company tax expenditure	-63 084 816	-81 041 832
Basis for tax refund claim (ref. Petroleum Tax Act)	57 434 655	71 876 158
Losses carried forward	-5 650 161	-9 165 674
Interest on losses carried forward	-840 000	0
Temporary differences	-76 765 408	-920 353
Basis for deferred tax assets	-83 255 569	-10 086 027
Financial items not included in the basis for deferred tax assets	1 673 460	0
Basis deferred tax assets	-81 582 109	-10 086 027
Tax refund claim for the tax value of exploration expenditure 78% of basis	44 799 031	55 915 545
<i>Specification of deferred taxes</i>	2007	2006
Losses carried forward	21 759 882	11 052 407
Temporary differences - fixed assets	1 248 116	-465 172
Temporary differences - pension- and options costs	2 099 559	1 385 525
Temporary difference - PetroMarker technology	100 594 976	0
Interest on losses carried forward	840 000	0
Total	126 542 533	11 972 760
Deferred tax assets (offshore 78%)	98 703 175	6 278 463

The Company has an agreement with Petro Marker AS for the use of EM technology. The agreement provides for exclusive rights to use this technology on the Norwegian Continental Shelf for the next 3 years with an option for a 2-year extension. Trial programmes were conducted in 2006 and 2007 to verify the technology. Costs related to the trial programmes are treated for tax purposes as non-tangible right and as such will be amortized over the exclusive rights period. In the financial statements, the costs are classified as exploration costs and expensed as they arise. The difference between the financial and tax statements in respect of these costs is entered above under "Temporary differences" - PetroMarker technology. The same costs were classified as exploration costs for tax purposes in 2006, but were not approved by the Norwegian tax authorities. The Company has therefore transferred the costs from basis for tax refund to basis for deferred tax assets in the tax calculation.

Note 8 Fixed assets

	Furnishing rented premises	Plant and equipment	Software	Total
Acquisition cost as of 01.01.07	337 222	1 216 597	6 505 525	8 059 344
Additions	0	24 680	109 500	134 180
Accumulated depreciation	-179 111	-903 761	-2 988 830	-4 071 702
Net book value as of 31.12.07	158 111	337 516	3 626 195	4 121 822
Depreciation for the year	168 611	391 571	1 674 927	2 235 109
Useful economic life	4 year	3-5 year	3-5 year	

Note 9 Bank deposits

	2007	2006
Bank deposits as of 31.12	18 506 706	69 327 057
Of which, restricted for tax purposes	1 128 764	776 468

Note 10 Loan facilities

The Company has established a loan facility with an upper limit of NOK 225 million over a period of 3 years. This will act as a bridging loan to fund exploration expenses which will provide the basis for a tax refund pursuant to the Petroleum Tax Act. The limit for 2007 was NOK 100 million, and the balance as of 31.12.2007 was NOK 41.8 million. The loan will be repaid using refunds received after successive annual tax assessments. Capitalised borrowing costs comprise expenditure related establishment of the loan facility and will be amortized over the loan period.

Note 11 Transactions with related parties

The Company has purchased services related to the acquisition and analysis of electromagnetic data performed by PetroMarker AS. PetroMarker is wholly owned by Electro Magnetic Time Vision AS ("EMTV"). The principal shareholders in EMTV are the Cheyne funds and Captrol AS, with share interests of 43% and 24%, respectively. These companies also own 49% and 27% respectively of the shares in Discover Petroleum Holding AS, which in turn owns 49% of the shares in Discover Petroleum AS. Total purchases from PetroMarker AS in 2007 amounted to NOK 87.7 million.

The Company's accounts payable to PetroMarker AS as of 31.12.2007 was NOK 45.9 million and is entered in the balance sheet under the item current liabilities to associated companies.

The company has also purchased administrative services from Electro Magnetic Time Vision AS. Administrative services are invoiced as they arise, and in 2007 amounted to NOK 2.4 million.

Note 12 Commitments

License commitments

The Company has made commitments to carry out specific work programmes as a result of its award of interests in 7 licenses in the Barents and Norwegian Seas. These work programmes entail that the Company is committed to purchase and reprocess 3D seismic data, and to participate in the drilling of two wells. Expenditures related to the work programmes are estimated to amount to NOK 200 million and when incurred will be classified as exploration costs.

Agreement related to electromagnetic surveys

The Company has an agreement with PetroMarker AS related to the purchase of services for the acquisition and analysis of electromagnetic data. The agreement stipulates a minimum programme of 180 survey days each year for the next 3 years. The expenditure incurred in connection with the work programme will be classified as exploration costs when the programme is carried out.

Note 13 Subsequent events

In February 2008 the Company was awarded 4 new licenses on the Norwegian Continental Shelf. During March and April the Company issued new shares which resulted in an increased equity of NOK 37 million.

To the Annual Shareholders' Meeting of
Discover Petroleum AS

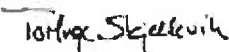
Auditor's report for 2007

We have audited the annual financial statements of Discover Petroleum AS as of 31 December 2007, showing a loss of NOK 29 806 684. We have also audited the information in the Directors' report concerning the financial statements, the going concern assumption, and the proposal for the coverage of the loss. The financial statements comprise the balance sheet, the statements of income and cash flows and the accompanying notes. The regulations of the Accounting Act and accounting standards, principles and practices generally accepted in Norway have been applied in the preparation of the financial statements. These financial statements and the Directors' report are the responsibility of the Company's Board of Directors and Chief Executive Officer. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements and on other information according to the requirements of the Norwegian Act on Auditing and Auditors.

We conducted our audit in accordance with laws, regulations and auditing standards and practices generally accepted in Norway, including the auditing standards adopted by the Norwegian Institute of Public Accountants. Those standards and practices require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation. To the extent required by law and auditing standards, an audit also comprises a review of the management of the Company's financial affairs and its accounting and internal control systems. We believe that our audit provides a reasonable basis for our opinion.

In our opinion,

- the financial statements have been prepared in accordance with laws and regulations and present fairly, in all material respects the financial position of the Company as of 31 December 2007, and the results of its operations and its cash flows for the year then ended, in accordance with accounting standards, principles and practices generally accepted in Norway
- the Company's management has fulfilled its duty to properly record and document the Company's accounting information as required by law and generally accepted bookkeeping practice in Norway
- the information in the Directors' report concerning the financial statements, the going concern assumption, and the proposal for the coverage of the loss is consistent with the financial statements and comply with law and regulations.



ERNST & YOUNG AS
Tor Inge Skjellevik
State Authorised Public Accountant (Norway)

Note: The translation to English has been prepared for information purposes only.

Focus on the northern areas

Discover Petroleum AS is focusing on exploration and business development in the northern areas, i.e. the Norwegian and Barents Seas. In the North Sea our objective is to participate in specific areas where our expertise and technology give us a competitive advantage.

The Barents Sea

The Barents Sea license portfolio comprises three licenses (PL396, PL449 and PL491). The company is a partner in all three. PL396 was awarded as part of the 19th licensing round, whereas the other two were awarded during the Awards in Pre-Defined Areas (APA rounds) 2006 and 2007, respectively. In all of these licenses the work obligation consists of the acquisition and processing of 3D seismic which will form the basis of a decision to drill or relinquish the acreage. In PL396 this decision will be taken in 2009, whereas the decisions in PL449 and PL491 will be taken in 2010 and 2011 respectively.

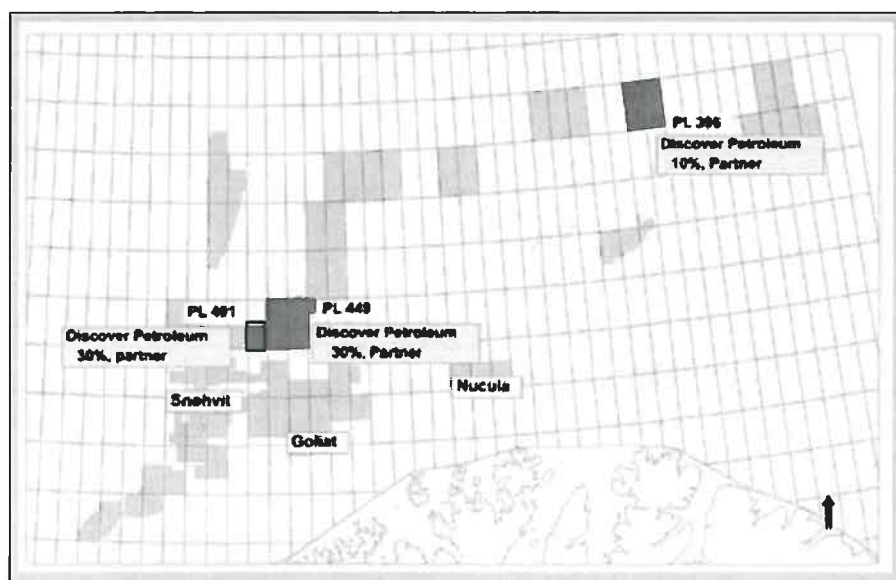
There is significant resource potential in PL396, and gas is considered to be the most likely hydrocarbon in the event of discovery. A gas discovery has been made approx. 50 km south-west of PL396, which indicates that hydrocarbons have been generated in the area. Licenses PL449 and PL491 are located approx. 30 km north of the Snøhvit field, and are thus situated in an area with a proven hydrocarbon system.

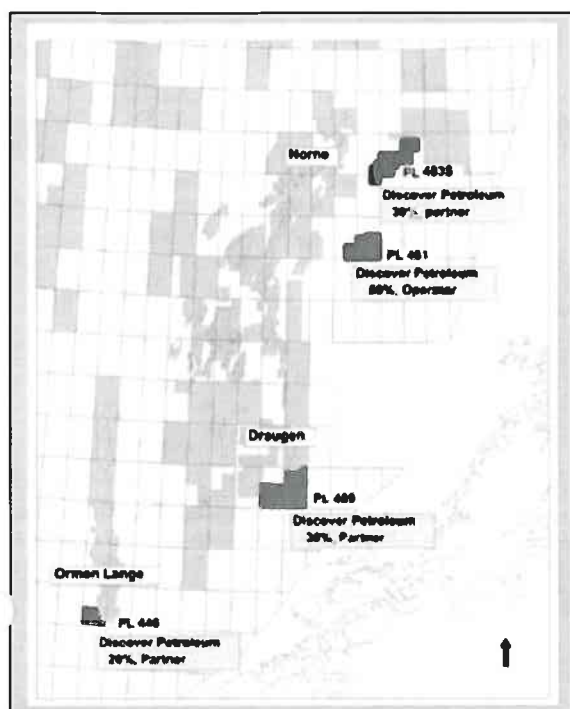
Mapping within the licenses has revealed new exploration plays which have not previously been tested by drilling, and both oil and/or gas may be present in the mapped prospects.

Subsequent to the positive results from wells on the Goliat and Nucula discoveries during 2005-2006, few wells have been drilled in the Barents Sea. In the autumn of 2007, StatoilHydro concluded that the Snøhvit oil zone

contained insufficient reserves to justify development. ENI has decided to develop the Goliat field as an offshore FPSO facility, while any decisions regarding further activity on the Nucula discovery await the results of further analyses. StatoilHydro's oil/gas discovery (Obesum) in PL228 is of great interest. No information regarding the size of the discovery has been forthcoming, but the potential is significant, and it opens up new exploration areas in the Barents Sea. The APA 2007 license awards demonstrated that interest in the Barents Sea continues to grow, and new companies are entering the stage. In 2008 drilling will be carried out in licences awarded as part of the 19th licensing round which, in the event of discovery, will prepare the ground for new development projects.

The nomination process prior to the announcement of blocks for the 20th licensing round included blocks from the western Barents Sea, from areas close to the coast of Finnmark, and from the area north and east of Snøhvit. The number of blocks announced is significantly smaller than those nominated, but many exciting areas will be made available for application. We anticipate that a formal announcement of the blocks will be made during the summer of 2008, with a deadline for applications at the turn of the year 2008/2009. License awards will most probably be made during the second quarter of 2009. Discover Petroleum AS is well underway with its preparations for the round, and is planning an extensive programme of acquisition of electromagnetic data as part of its application documentation. In addition to the 20th licensing round, the authorities have invited the industry to participate in the APA 2008 round, for which the application deadline falls at the end of September 2008. Discover Petroleum AS is preparing an application for selected blocks as part of this round.





The Norwegian Sea

As a result of awards during the APA 2006 and 2007 rounds, the company currently has a portfolio of four licenses in the Norwegian Sea, including one operatorship (PL481). The aforementioned license is located approx 60 km north-east of the Heidrun platform. During 2008, or possibly 2009, approx. 400 km² of 3D seismic, together with electromagnetic data, will be acquired. These data will form the basis of a possible decision to drill in 2011. Interesting structures have been revealed within the license, and future efforts will be focused on reducing the risk linked to any future exploration drilling. Discover Petroleum AS has a 30 % participating interest in PL483 S, which is located approx. 40 km east of the Norne installation. A firm well will be drilled within 3 years. According to current plans, the well will be drilled in the autumn of 2009. There is significant potential in the license and, in the event of discovery, potential for both oil and gas. In the area south-west of Ormen Lange, Discover Petroleum AS holds a 20 % participating interest in license PL446. During 2008 3D seismic data will be reprocessed and electromagnetic data acquired. These will form the basis of a possible decision in 2009 to drill a well. In the blocks south of Draugen (PL469), Discover Petroleum AS holds a 30 % participating interest as partner. The license is committed to drill an exploration well within 2 years, and it is likely that this will be carried out in the autumn of 2009.

In autumn 2007 the Ormen Lange field was put into production and by so doing increased annual gas production from the Norwegian Sea by approx. 15 billion Sm³. In addition, several small oil/gas discoveries have been made during the last year in shallow water in the Norwegian Sea.

These will probably be linked to existing infrastructure. The Skarv/Idun discoveries represent recently approved field development projects which will promote new oil and gas production from the Norwegian Sea. In addition, it is anticipated that Onyx (Shell) and Victoria (Total) will be able to generate new infrastructure in the Norwegian Sea. In the Vøring area an interesting gas discovery (Luva) has been made, but no decision has yet been taken regarding further investment strategies. In 2008 a new appraisal well will be drilled on the Stetind discovery (StatoilHydro). This discovery may be able to provide the basis for new deep-water gas production.

The content of the 20th round announcement indicates that the petroleum industry sees a great many opportunities in the Norwegian Sea. A large number of blocks have been nominated in the deep waters of the Møre and Vøring areas where, according to the NPD's resource estimates, there exists a significant gas potential. In addition, nominations have included many blocks in areas close to the coast from Møre in the south to Lofoten in the north. When these areas are announced, it will be vital that the petroleum industry and other commercial interests arrive at acceptable solutions in respect of environmental issues, emergency preparedness, and monitoring procedures, etc. Discover Petroleum AS plans to commit to extensive cooperative activity with key international NCS companies with a view to possible joint applications. The company also has ambitions to participate in the APA 2008 round in areas where its expertise and technology will provide a competitive advantage.

The North Sea

The company applied for a limited number of blocks during the APA 2007 round, and will follow up some interesting opportunities as part of APA 2008. The 20th round announcement has revealed only a limited number of blocks that are regarded as interesting. This is related to the fact that large areas are located within the APA area, and that exploration wells in new areas have produced disappointing results. However, exploration wells in mature areas have resulted in some very encouraging oil discoveries such as Luno (Lundin) in the Sleipner area. ENI's "Aphrodite" discovery in the northern North Sea also appears to be of interest. In the North Sea, Discover Petroleum AS will continue with its strategic investment of effort in selected blocks where its technology and expertise may provide a competitive advantage. It will also seek joint venture opportunities with other companies.

There is fierce competition for acreage in the North Sea, and new companies that have established themselves on the NCS during the last year have declared that the North Sea will constitute the focus for their activities. This trend will proliferate throughout the Norwegian and North Seas during future licensing rounds and gaining access to attractive acreage will become a major challenge.

EM technology as an exploration tool

In recent years, oil and gas exploration in the marine environment using electromagnetic methods (EM) has gained increasing application. The method is based on the fact that hydrocarbon-bearing reservoirs exhibit higher electrical resistivity than water-bearing rocks. Electromagnetic measurements thus provide valuable information for oil companies assessing the probability of finding hydrocarbons in their prospects. It is expected that emphasis on this technology will grow in the years ahead. As a result we will see an accelerated development of EM methods and an increase in the number of contractors offering them as a service. This trend is reinforced by a difficult rig market, high oil prices and fierce competition from many new companies for the most attractive acreage.

Besides PetroMarker, there are currently 3-4 companies offering this technology. However, PetroMarker utilizes a distinctively different antenna geometry and a signal transmission scheme that differs from the competition. PetroMarker applies vertically oriented transmitter and receiver antennas, while the conventional approach is to employ a horizontal orientation. Furthermore, PetroMarker's technique operates by transmitting pulses of energy, rather than the continuous signal of the conventional techniques. Theory, modeling, and experience indicate that the PetroMarker technique compares favorably with respect to sensitivity and resolution of hydrocarbon layers. The figure contrasts some key features of the PetroMarker and the conventional technique. In particular, note that the sensitivity for hydrocarbon layers is highest for an antenna separation (h) similar to the target depth (d) for PetroMarker's geometry, while the conventional technique requires a much larger antenna separation (about 5-10 times the depth) to sense the same hydrocarbon layer.

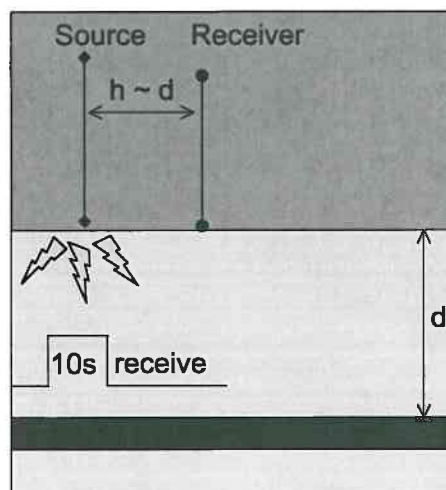
In 2007, the PetroMarker technology was tested on the Troll field. The results were in complete agreement with expectations and formed the basis of Discover's decision to extend the contract regarding the use of, and exclusive rights to apply, the technology on the Norwegian shelf. An extensive 6-month acquisition programme will be carried out in 2008. It is primarily designed to investigate prospects which are likely to be announced as part of the 20th licensing round, and others included in the Awards in the Pre-Defined Areas round in 2008.

In the case of certain prospects under investigation, known accumulations will be surveyed to act as points of reference. This will provide essential information regarding the scope of the technology in terms of the depths of reservoirs it can detect.

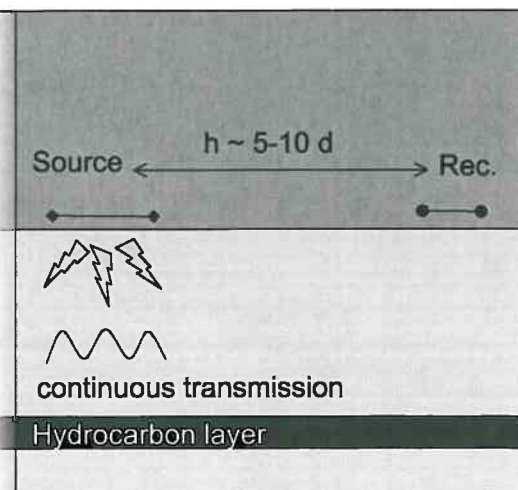
Based on acquisition this season, it will thus be possible to demonstrate the potential of the technology in order to identify the best prospects in particular. In addition, there is reason to anticipate that the tool can be utilised to delineate known accumulations and identify smaller satellite fields located close to existing infrastructure.

The results will therefore not only be important for the round applications, but also for promoting Discover in anticipation of collaborations linked to farm-in and strategic joint working agreements which can provide the company with access to its own production.

• PetroMarker



• Conventional



Discover Petroleum's HSE Award 2007

Discover Petroleum's HSE Award for 2007 was presented to PetroMarker AS in acknowledgement of the proactive and systematic HSE-related work conducted by the company in connection with the 2007 EM data acquisition programme.

The EM programme was carried out without incident and PetroMarker has maintained its focus on HSE issues during both the planning and implementation of the programme. Routines and procedures were in place prior to commencement and throughout the programme regular reports were provided which demonstrated that the systems were being used actively.

In so doing, PetroMarker has made a contribution towards safeguarding Discover Petroleum's zero philosophy in terms of injury, damage and accidents.

23



Trond Hofseth, PetroMarker's Managing Director, receives the award from Lars Bjerke, Managing Director at Discover Petroleum.

The award is an artistic piece in glass made by Glasshytta Blåst in Tromsø.



discover petroleum

Tromsø

Discover Petroleum AS
Roald Amundsens plass 1,
N-9257 Tromsø

Stavanger

Discover Petroleum AS
Skogstøstraen 37,
N-4029 Stavanger

Phone +47 85 22 08 80

www.discoverpetroleum.com

Årsrapport 07



discover petroleum

INNHold

Et langt skritt framover	3
Viktige hendelser i 2007	4
Lisensportefølje	4
Årsberetning 2007	6
Resultatregnskap	8
Balanse	9
Kontantstrømoppstilling	11
Noter til regnskapet for 2007	12
Revisjonsberetning	19
Fokus på nordområdene	20
EM teknologi som leteverktøy	22
Discover Petroleum HMS pris 2007	23

Et langt skritt fremover

2007 var et år som brakte Discover Petroleum for alvor på kartet i norsk oljevirksomhet. Vi nådde våre to viktigste mål, noe som har gitt oss et meget godt utgangspunkt for videre vekst.

For det første resulterte konsesjonstildelingene på norsk sokkel, TFO 06 og TFO 07, i en dramatisk økning av lisensporteføljen og at selskapet fikk sitt første operatørskap. Etter tildelingen i februar 2008, har vi andeler i tre lisenser i Barentshavet og fire lisenser i Norskehavet. I to av lisensene forberedes nå boring av brønner i 2009. Et betydelig arbeidsprogram som både inneholder innsamling av 3D seismikk og PetroMarker EM data vil bli gjennomført i 2008. Resultatene fra disse undersøkelsene vil være grunnlag for beslutninger om ytterligere boring av letebrønner i 2010 og 2011. Forberedelser har startet slik at Discover Petroleum også kan ta operatøransvaret for leteboring i 2011.

For det andre fikk vi bekreftet at PetroMarker's EM teknologi svarte til forventningene. Hovedkonklusjonene etter det omfattende verifikasjonsprogrammet på Troll feltet, som ble gjennomført høsten 2007 i samarbeid med StatoilHydro og Shell, er at det var samsvar mellom den modellerte og den målte elektromagnetiske responsen. Dataoppløsningen er vesentlig forbedret i forhold til andre kjente EM metoder. Det var derfor enkelt for Discover Petroleum å bekrefte at vi anser teknologien som kvalifisert og at fem års perioden med eksklusiv bruksrettighet på norsk sokkel løper fra 1. januar 2008. Det faktum at Schlumberger nå har gått tungt inn på eiersiden i PetroMarker er med på å støtte våre forventninger til at nettopp denne EM teknologien vil bli ledende i bransjen og sterkt bidra til reduksjon av risikoen forbundet med letebrønner i fremtiden.

Discover Petroleum har nordområdene som hovedsatsingsområde. Dette satsingsområdet strekker seg fra Norskehavet og nordover inn på russisk sokkel. Det har en enorm utstrekning og er lite utforsket. Spennende funn, også i 2007, åpner opp for nye letemodeller og bekrefter potensialet for nye olje- og gassforekomster. Det vil være behov for kompetanse, ny leteteknologi og nye ideer for å gjøre nye funn i området. Discover Petroleum har ambisjoner om å bli en verdifull bidragsyter i denne utviklingen.



3

Vårt hovedsatsingsområde er også et sårbart område. Det blir nødvendig at bransjen får til en god dialog med fiskeriene, befolkningen i de nordligste fylkene og miljøorganisasjoner for å komme frem til akseptable utviklingsplaner for området. Vi ønsker også å bidra med kunnskap og fakta i denne dialogen. Etter som vi er plassert med vårt hovedkontor og vår organisasjon i landsdelen, bør vi ha gode forutsetninger for å bli en nyttig premissleverandør.

Allerede i 2008 vil det bli utlyst nye lisenser i den 20. konsesjonsrunden som omfatter både Norskehavet og Barentshavet. Discover Petroleum har lagt ned mye arbeid i den forberedende fasen, den såkalte nominasjonsprosessen, og er nå i gang med å prioritere områder som skal vurderes nøyere i selve søknadsprosessen. Vi skal gjennomføre et seks måneders program i 2008 med PetroMarker. Noe av datainnsamlingen vil foregå på lisenser vi allerede har eierandel på, men en vesentlig del av programmet vil foregå på områder det er aktuelt å søke på i 20. konsesjonsrunde. På noen av disse områdene har vi inngått samarbeidsavtaler med sentrale aktører på norsk sokkel om felles innsamling av EM data og eventuell etterfølgende felles søknad om nye lisenser.

Organisasjonen har blitt vesentlig styrket gjennom det siste året, både når det gjelder ledelse og fag, og teller i dag 26 fast ansatte. Det er krevende i dagens arbeidsmarked å ansette medarbeidere med ønsket erfaring og kompetanse. Det har vist seg at både vår spennende teknologisatsing og vår sterke posisjon i den nordlige landsdelen har vært avgjørende faktorer for å lykkes. Vi er godt rustet til å arbeide videre med vår målsetning om betydelig verdiskapning gjennom å bruke kompetanse og teknologi til å bygge opp en kvalitetsportefølje på norsk sokkel.

Lars T. Bjerke
Administrerende direktør

Viktige hendelser i 2007

- Flytting av hovedkontoret til Tromsø
- Selskapet ble tildelt 2 nye lisenser i TFO 2006 og 4 lisenser i TFO 2007 (tildelt i februar, 2008)
- Discover Petroleum ble prekvalifisert som operatør i desember, 2007
- PetroMarkers EM teknologi ble verifisert og avtale som gir selskapet 5 års eksklusiv rett til teknologien på norsk sokkel ble bekreftet
- Samarbeidsavtaler med flere store aktører på norsk sokkel inngått med sikte på søknadssamarbeid i fremtidige lisensrunder

Lisensportefølje

Lisens nr	Beliggenhet	Operatør	Andel
396	Barentshavet	BG	10%
446	Norskehavet	Petro-Canada	20%
449	Barentshavet	OMV	30%
469	Norskehavet	Gaz de France	30%
481	Norskehavet	Discover	50%
483S	Norskehavet	DNO	30%
491	Barentshavet	NOIL	30%

Samlede risikoveide betingede resurser er beregnet til 170 mill b.o.e. med en funnsannsynlighet på 10 – 25%.



Ole Magnar Drønen, direktør operasjoner og petroleumsteknologi (t.v.), Lill-Gøril Seljelv, HMS sjef og Yngve Vassmyr, direktør leting og forretningsutvikling inspiserer båt og PetroMarker utstyr for innsamling av elektromagnetiske (EM) data.

Årsberetning 2007

6

Discover Petroleum AS ble etablert i 2005 for å drive leting etter og utvinning av petroleumsforekomster. Selskapet ble prekvalifisert av norske myndigheter som rettighetshaver på norsk sokkel i februar 2006, og prekvalifisert som operatør i desember 2007. Selskapet har fått tildelt andeler i 7 lisenser på norsk sokkel og har også enerett på bruk av teknologi for innsamling av elektromagnetiske (EM) data på norsk sokkel, utviklet av PetroMarker AS. Selskapets hovedkontor ligger i Tromsø. I tillegg har selskapet en avdeling i Stavanger.

Viktige hendelser i 2007

I 2007 ble PetroMarker AS innsamling av EM data utprøvd med lovende resultater. Etter evaluering av testprogrammet som ble gjennomført høsten 2007 har selskapet bekreftet avtalen som gir eksklusiv rett til å benytte PetroMarkers metode for innsamling av EM data på norsk sokkel i inntil 5 år.

Selskapet ble i mai 2007 tildelt 2 lisenser i en utsatt del av TFO (tildeling i forhåndsdefinerte områder) 06. I TFO 07 som ble tildelt i februar 2008 fikk selskapet ytterligere 4 lisenser, hvorav én som operatør. Gjennom operatøransvaret på lisens 481 er ytterligere en viktig milepæl i utviklingen av selskapet oppnådd.

Porteføljeoppbygging

Discover Petroleum AS har fått tildelt andeler i 3 lisenser i Barentshavet. I 19. konsesjonsrunde i 2006 fikk selskapet tildelt en 10 % andel i lisens 396. I TFO 06 fikk selskapet tildelt 30 % andel i lisens 449 og i TFO 07, 30 % andel i lisens 491. Arbeidsforpliktelsen i alle disse lisensene består av innsamling og prosessering av 3D seismikk. Beslutning om leteboring eller tilbakelevering av lisensene må taes i løpet av 2009/10.

I Norskehavet har selskapet andeler i 4 lisenser; 20 % andel i lisens 446 tildelt i TFO 06, 30 % andel i lisensene 483S og 469, og 50 % andel i lisens 481, alle tildelt i TFO 07. Selskapet er operatør for lisens 481 og skal samle inn 3D seismikk i løpet av 2009. I lisensene 469 og 483S skal det bores en fast letebrønn innen henholdsvis 2 og 3 år.

Organisasjon

Selskapet hadde ved utgangen av 2007 17 ansatte. I løpet av 1. kvartal i 2008 er det ansatt 9 nye medarbeidere. Som et ledd i den videre utviklingen av selskapet vil oppbyggingen av organisasjonen fortsette i 2008, og det forventes å være omkring 30 ansatte ved slutten av året. Av selskapets ansatte er 24 % kvinner, og selskapet vil fortsette å ha fokus på å ha en balansert fordeling av menn og kvinner blant medarbeiderne.

Selskapets hovedkontor og forretningsadresse ble i januar 2007 vedtatt flyttet til Tromsø. Det er etablert gode kommunikasjonsrutiner som gjør det mulig å fordele arbeidsoppgaver mellom kontorene i Tromsø og Stavanger på en kostnadseffektiv måte.

Helse, miljø og sikkerhet (HMS)

Discover Petroleum AS arbeider kontinuerlig og systematisk med HMS. Vår overordnede målsetting er å forebygge hendelser som kan medføre ulykker med personskade, tap av liv, utslipp eller annen miljøskade eller økonomisk tap.

I løpet av 2007 ble det ikke rapportert noen slike hendelser.

Helse

Sykefraværet var 1,7 % i 2007. Det var ingen ulykker eller andre yrkesskader i løpet av året. Arbeidsmiljøet anses for å være svært godt ved begge kontorstedene.

Miljø

Det var ingen hendelser som medførte miljøforurensing i løpet av 2007.

Sikkerhet

Sikkerheten til våre ansatte, inkludert ansatte hos våre samarbeidspartnere, har høyeste prioritert og vår nullskade filosofi er en integrert del av våre aktiviteter. Det har vært gjennomført offshore sikkerhetskurs for alt relevant personell, og alle ansatte har deltatt i sikkerhetsgjennomganger, inkludert brannøvelser og evakuering.

Kvalitet

Selskapets administrative ledelsessystemer ble gjennomgått og oppdatert i løpet av 2007, som et ledd i dokumentasjonen i forbindelse med prosessen for å bli prekvalifisert som operatør på norsk sokkel. Selskapet ble prekvalifisert som operatør i desember 2007.

Teknologi og letevirsomhet

Discover Petroleum har etablert en samarbeidsavtale med PetroMarker AS, som utvikler en ny metode for innsamling og prosessering av elektromagnetiske (EM) data. Gjennom samarbeidsavtalen har selskapet enerett på å benytte PetroMarker metoden på norsk sokkel fram til 31.12.2010, med mulighet for forlengelse i ytterligere to år. Selskapet har planlagt et omfattende program for innsamling av EM data med PetroMarker metoden i løpet av sommerhalvåret 2008. Kombinasjonen av seismikk og elektromagnetiske data vil kunne gi et bedre grunnlag for å evaluere potensielle hydrokarbon akkumulasjoner og således gi grunnlag for mer suksessfulle leteboringer.

Flere av de store aktørene på norsk sokkel har vist stor interesse for å få tilgang til EM data fra PetroMarker-programmet, og selskapet har inngått samarbeidsavtaler som gjør det mulig å gjennomføre et ambisiøst program for 2008. Schlumbergers inntreden på eiersiden i PetroMarker er også en bekreftelse på at det er strategisk viktig for selskapet å utnytte de mulighetene som eksklusiv tilgang til bruk av PetroMarkers teknologi kan gi.

Risikofaktorer og risikostyring

Finansiell risiko

Selskapets lånefasilitet er knyttet til Nibor rentenivå og selskapet er således eksponert for svingninger i det norske rentemarkedet. Enkelte av selskapets innkjøp foretas i USD. For vesentlige forpliktelser i USD foretas en vurdering av behovet for å sikre inngåtte forpliktelser i USD med terminkontrakter. Pr 31.12.2007 hadde selskapet terminkontrakter på USD 1,2 mill til sikring av leverandørgjeld.

Operasjonell risiko

Det er boreforpliktelser knyttet til to av de tildelte lisensene, slik at selskapet er eksponert for endringer i riggrater over de neste 3 årene. Endringer i markedsrater for spesialfartøy til bruk ved elektromagnetiske og seismiske undersøkelser vil påvirke selskapets letekostnader.

Likviditetsrisiko

Selskapets likviditet anses for tilfredsstillende. I løpet av 2008 har selskapet som målsetting å sikre finansiering av den videre utviklingen av organisasjonen og av leteaktivitetene i 2009. Selskapet vil da være eksponert for endringer i kapitalmarkedene i forhold til omfang og struktur på ny finansiering.

Resultat og finansiering

Selskapet hadde i 2007 et underskudd før skatt på kr 141,9 millioner. Refusjon av skatteverdien av letekostnader er beregnet til kr 44,8 millioner og utsatt skattefordel til 67,2 millioner slik at resultat etter skatt viser et underskudd etter skatt på kr 29,8 millioner.

Selskapets netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter var – kr 67,3 millioner. Dette ble finansiert med å trekke på selskapets disponible kontantbeholdning pr 1.1. og ved tilførsel av ny egenkapital. Det ble i løpet av 2007 gjennomført en emisjon som tilførte selskapet kr 24,8 millioner i ny egenkapital.

Selskapet har også inngått en avtale om lånefasilitet på inntil kr 200 millioner til finansiering av letekostnader. Dette lånet vil bli nedbetalt i takt med refusjon av skatteverdien av letekostnader på norsk sokkel i samsvar med Petroleumsskattelovens §3. Opptrekk og nedbetaling av lån har i løpet av 2007 vært omtrent i balanse.

Selskapets største aksjonær, ORG Holding AS ble i løpet av 2007 fisjonert, slik at aksjene i Discover Petroleum AS nå eies av Discover Petroleum Holding AS. Dette selskapet har ingen annen virksomhet enn det som følger av eierskapet til aksjene i Discover Petroleum AS.

Styret bekrefter at grunnlaget for videre drift er til stede, jfr regnskapslovens § 3-3a. Årsregnskapet er utarbeidet under forutsetning om fortsatt drift. Etter styrets oppfatning gir årsregnskapet og notene et rettviseende bilde av eiendeler, gjeld, finansiell stilling og resultat. Årets underskudd på kr 29 806 684 foreslås dekket av overkursfondet.

Videre utvikling av selskapet

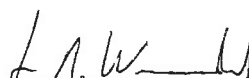
Selskapet har som målsetting å videreutvikle lisensporteføljen. Søknad om lisenser i TFO 2008 og i 20. lisensrunde som forventes å komme i 2008 vil være viktige elementer i porteføljeoppbyggingen. Mulighetene for farm-in i tildelte lisenser vurderes også løpende.

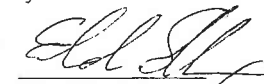
Selskapet vil aktivt utnytte den fordelen som ligger i eneretten til bruk av PetroMarker teknologien på norsk sokkel til å bli en attraktiv samarbeidspartner både i nye lisensrunder og i farm-in diskusjoner, og har inngått samarbeidsavtaler med flere sentrale aktører på norsk sokkel om innsamling av EM data i løpet av 2008.

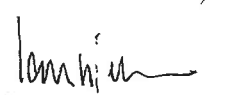
Selskapet har i 1. kvartal 2008 gjennomført emisjoner på til sammen kr 37,6 millioner, og har også inngått avtale om utvidelse og forlengelse av kredittfasiliteter med bankkonsortiet bestående av Sparebank1 SR Bank og Sparebanken Nord Norge.

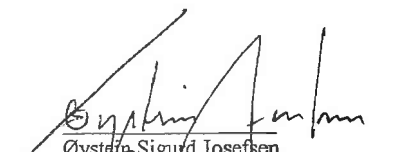
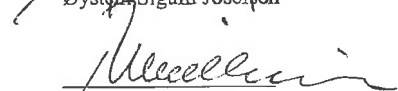
I 1. kvartal 2008 er det også etablert et datterselskap, Discover Petroleum International AS, som en forberedelse til internasjonal satsing på grunnlag av den EM-kompetansen som er bygget opp i selskapet.

Tromsø, 6. mai, 2008


Jan Martin Wennesland
Styreleder


Erlend Sundstrøm


Lars T. Bjerke
Administrerende direktør


Øystein Sigurd Josefsen

Thoralf Willumsen

Resultatregnskap

8

	Noter	2007	2006
<i>Driftsinntekter</i>		326 520	1 336 761
<i>Driftskostnader</i>			
Letekostnader	11	102 459 276	51 198 915
Personalkostnader	3,4,5	25 073 866	15 666 102
Avskrivninger	8	2 235 109	1 781 093
Andre driftskostnader	6	11 363 122	9 541 572
Sum driftskostnader		141 131 373	78 187 682
Driftsresultat		-140 804 853	-76 850 921
<i>Finansielle inntekter og kostnader</i>			
Renteinntekter		3 568 313	1 330 895
Rentekostnader	10	-5 923 026	-1 021 201
Agio - netto		1 306 253	-5 275
Resultat av finansinntekter og kostnader		-1 048 460	304 419
Resultat før skatt		-141 853 313	-76 546 502
Skatter	7	112 046 629	59 195 285
Resultat etter skatt		-29 806 684	-17 351 217

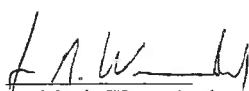
Balanse

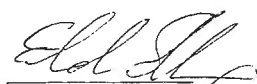
Eiendeler	Noter	31.12.2007	31.12.2006
<i>Anleggsmidler</i>			
Immaterielle eiendeler			
Utsatt skattefordel	7	98 703 175	6 278 463
Teknologirettigheter		5 000 000	0
Sum immaterielle eiendeler		103 703 175	6 278 463
Varige driftsmidler			
Inventar og utstyr	8	4 121 822	6 222 751
Sum anleggsmidler		107 824 997	12 501 214
<i>Omløpsmidler</i>			
Krav på skatterefusjon iht pskl	7	44 799 031	55 915 545
Forskuddsbetalte kostnader		1 286 012	224 814
Andre fordringer		4 053 150	1 412 790
Bankinnskudd	9	18 506 706	69 327 057
Sum omløpsmidler		68 644 899	126 880 206
Sum eiendeler		176 469 896	139 381 420

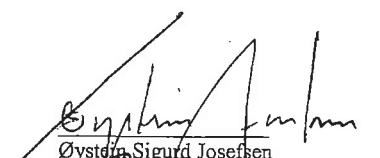
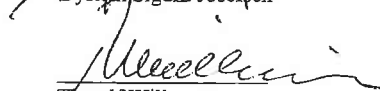
Balanse

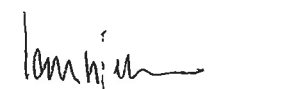
Egenkapital og gjeld	Noter	31.12.2007	31.12.2006
<i>Innbetalt egenkapital</i>			
Aksjekapital	1,2	172 657	158 919
Overkursfond	1	65 492 707	70 523 478
Annen innbetalt egenkapital	1	2 886 894	713 000
Sum innbetalt egenkapital		68 552 258	71 395 397
Sum egenkapital		68 552 258	71 395 397
Gjeld			
<i>Langsiktig gjeld</i>			
Pensjonsforpliktelse	4	1 329 825	1 035 525
<i>Kortsiktig gjeld</i>			
Kortsiktig lånefasilitet	10	40 472 000	43 073 248
Leverandørgjeld		8 930 764	9 365 798
Skyldig skattetrekk og offentlige avgifter		2 043 237	1 585 963
Kortsiktig gjeld til beslektede selskaper	11	50 303 761	10 981 131
Annen kortsiktig gjeld		4 838 051	1 944 358
Sum kortsiktig gjeld		106 587 813	66 950 498
Sum gjeld		107 917 638	67 986 023
Sum egenkapital og gjeld		176 469 896	139 381 420

Tromsø, 6. mai, 2008


Jan Martin Wennesland
Styreleder


Erlend Sundstrøm


Øystein Sigurd Josefsen

Thoralf Willumsen


Lars T. Bjerke
Administrerende direktør

Kontantstrømoppstilling

Operasjonelle aktiviteter	2007	2006
Resultat før skattekostnad	-141 853 313	-76 546 502
<i>Justeringer for å avstemme resultat før skatt med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</i>		
Refunderte skatter	30 738 431	8 154 849
Ordinære avskrivninger	2 235 109	1 781 093
Amortisering av aktiverte lånekostnader	600 000	100 000
Opsjonskostnader	2 173 894	713 000
Endring i kortsiktige fordringer	-4 053 150	0
Endring i leverandørgjeld	-435 034	7 626 335
Endring i leverandørgjeld beslektede selskaper	39 322 657	10 981 131
Endring i andre tidsavgrensninger	3 996 859	-403 897
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	-67 274 547	-47 593 991
<i>Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter</i>		
Utbetaling ved kjøp av varige driftsmidler	-5 134 180	-7 558 344
<i>Kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter</i>		
Nedbetaling av kortsiktig gjeld	-44 800 000	0
Opptak av ny kortsiktig gjeld	41 598 725	42 973 248
Innbetaling av egenkapital	24 789 651	78 867 839
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter	21 588 376	121 841 087
Netto endring i bankinnskudd	-50 820 351	66 688 752
Bankinnskudd i.l	69 327 057	2 638 305
Bankinnskudd 31.12	18 506 706	69 327 057



Noter til regnskapet for 2007

12

Regnskapsprinsipper

Discover Petroleum AS er et norsk aksjeselskap med hovedkontor i Tromsø. Selskapet er engasjert i leting etter hydrokarbonreserver på norsk kontinentalsokkel, og er tildelt andeler i 7 lisenser. Årsregnskapet er satt opp i samsvar med regnskapslovens bestemmelser og god regnskapsskikk. Det er utarbeidet etter norske regnskapsstandarter.

Bruk av estimater

Utarbeidelse av årsregnskapet i henhold til norske regnskapsstandarter krever at ledelsen foretar vurderinger, beregner estimater og gjør forutsetninger som påvirker regnskapsførte inntekter, kostnader, eiendeler, forpliktelser og noteopplysninger. Usikkerhet knyttet til forutsetninger og estimater kan resultere i framtidige justeringer av balanseført verdi av eiendeler og gjeld. Estimaterne og de underliggende forutsetningene blir jevnlig evaluert. Endringer i estimaterne blir bokført når eventuelle nye estimater kan fastsettes med tilstrekkelig grad av sikkerhet.

Hovedkilder for usikkerhet ved bruk av estimater for selskapet er følgende:

Pensjoner og pensjonsytelser

Kostnaden ved ytelsesbaserte pensjonsplaner blir beregnet ved bruk av aktuarberegning. Aktuarberegningen inkluderer forutsetning om diskonteringsfaktor, forventet avkastning på pensjonsmidler, framtidig lønnsvekst, dødelighetsrater og framtidig pensjonsregulering. Det er knyttet stor usikkerhet til slike planer da disse er langsiktige. Forutsetninger som er benyttet ved beregning av pensjonsforpliktelsen fremgår av note 4.

Aksjebasert betaling

Kostnaden ved aksjebasert betaling til ansatte som gjøres opp i egenkapital måles med utgangspunkt i virkelig verdi på dato for tildeling og amortiseres over opptjeningsperioden. Ved beregning av virkelig verdi benytter selskapet en modell for verdsettelse av tildelte egenkapitalinstrumenter som avhenger av tildelingens betingelser og egenskaper, herunder levetid på opsjonen, volatilitet og renter. Opplysninger om forutsetninger og verdier fremgår av note 5.

Balanseførte letetekostnader

Verdien av balanseførte letetekostnader måles mot nåverdien av drivverdige olje- og gassforekomster og kostnader knyttet til framtidig utbygging og drift. Selskapet har pr 31.12.2007 ingen balanseførte letetekostnader.

Andel i felles kontrollert virksomhet

En felleskontrollert virksomhet er en kontraksmessig avtale mellom to eller flere parter vedrørende en økonomisk aktivitet under felles kontroll. Tildelte lisenser på norsk sokkel blir betraktet som felleskontrollert virksomhet. Selskapet regnskapsfører investeringer i og kostnader knyttet til slik virksomhet ved å inkludere sin andel av virksomhetens inntekter, kostnader, eiendeler og gjeld under de respektive postene i regnskapet.

Transaksjoner som omfatter kjøp og salg av andeler i lisenser

Erverv av andeler i lisenser hvor det ikke er foreliggende noen utbyggingsplan blir behandlet som kjøp av eiendeler. Transaksjonstidspunktet er tidspunktet for overføring av risiko og kontroll fra selger til kjøper. Kjøpers resultatregnskap inkluderer resultatet for den overtatte eiendelen fra og med transaksjonstidspunktet. "Farm-in" avtaler blir regelmessig inngått i lete- og utbyggingsfasen og kjennetegnes ved at selger avstår fra fremtidige økonomiske rettigheter, i form av reserver, i bytte for reduserte fremtidige finansieringsforpliktelser. I letefasen regnskapsfører selskapet farm-in avtaler som kjøp av eiendeler når selskapet erverver og salg av eiendeler når selskapet avhender en lisensandel.

Klassifisering og vurdering av balanseposter

Eiendeler bestemt til varig eie eller bruk er klassifisert som anleggsmidler. Andre eiendeler er klassifisert som omløpsmidler. Fordringer som skal tilbakebetales innen et år fra etableringstidspunktet, er uansett klassifisert som omløpsmidler. Ved klassifisering av kortsiktig og langsiktig gjeld er analoge kriterier lagt til grunn. Anleggsmidler er vurdert til anskaffelseskost og blir vurdert for mulig verdifall årlig eller når andre forhold indikerer at slik vurdering er nødvendig. Anleggsmidler med begrenset økonomisk levetid avskrives over forventet økonomisk levetid. Omløpsmidler er vurdert til det laveste av anskaffelseskost og virkelig verdi. Langsiktig og kortsiktig gjeld balanseføres til nominelt beløp på etableringstidspunktet. Gjeld hvor tilbakebetalingen er knyttet til refusjon av skatteverdien av letetekostnader klassifiseres som kortsiktig gjeld.

Varige driftsmidler

Varige driftsmidler er vurdert til historisk kostpris etter fradrag for avskrivninger. Avskrivningene er beregnet på grunnlag av kostpris og fordelt lineært over antatt økonomisk levetid.

Fordringer

Kundefordringer er oppført til pålydende etter fradrag for avsetning til forventet tap. Avsetning til tap foretas på grunnlag av individuell vurdering av fordringene. Andre fordringer, både omløpsfordringer og anleggsfordringer, er oppført til pålydende.

Transaksjoner i utenlandsk valuta

Regnskapet blir utarbeidet i norske kroner, som er selskapets funksjonelle valuta. Transaksjoner i utenlandsk valuta omregnes til norske kroner etter transaksjonsdagens kurs. Pengeposter i utenlandsk valuta blir omregnet til norske kroner til valutakursen på balanse dagen. Valuta tap og gevinst ved omregning resultatføres og presenteres netto som finansinntekter eller finanskostnader i regnskapet.

Finansielle instrumenter

Selskapet benytter terminkontrakter og andre finansielle instrumenter for å sikre sin valutaeksponering. Finansielle instrumenter blir bokført til markedsverdi når kontrakten inngås, og blir vurdert til markedsverdi på regnskapsavslutningstidspunktet. Finansielle instrumenter blir klassifisert som eiendeler i den utstrekning de har en positiv markedsverdi og som gjeld dersom de har en negativ markedsverdi. Tap og gevinst fra endringer i markedsverdi som ikke kvalifiserer som regnskapsmessig sikring blir resultatført i perioden de oppstår. Markedsverdien av terminkontrakter blir beregnet på grunnlag av balansedagens valutakurser og den resterende løpetid på kontrakten.

Leting etter og utvikling av petroleumforekomster

Utgifter vedrørende innhenting og evaluering av geologiske og geofysiske data og andre kostnader som påløper forut for leteboring kostnadsføres løpende. Utgifter i forbindelse med boring av letebrønner aktiveres midlertidig inntil det er tatt beslutning om eventuelt funn av petroleumforekomster er økonomisk drivverdig. Utgifter vedrørende tørre letebrønner kostnadsføres så snart resultatet av brønnen er kjent. ("Successful efforts" metoden) Alle utgifter knyttet til utbygging av petroleumsfelt aktiveres og avskrives etter produksjonshetsmetoden.

Skatter

Skattene kostnadsføres når de påløper, dvs. at skattekostnaden er knyttet til det regnskapsmessige resultatet før skatt. Skattekostnaden består av betalbar skatt og endring i utsatt skatt. Utsatt skatt i balansen beregnes på grunnlag av midlertidige forskjeller mellom regnskapsmessige og skattemessige verdier. Årsaken til at utsatt skatt/skattefordel oppstår er ulik periodisering av det regnskapsmessige og det skattemessige resultatet og underskudd til framføring. Refusjon av skatteverdien av letekostnader iht Petroleums-skattelovens §3C.5 føres opp som kortsiktig fordring i balansen.

Pensjoner

Pensjonskostnader og pensjonsforpliktelse beregnes etter lineær opptjeningsprofil basert på forutsetninger om diskonteringsrente, avkastning på pensjonsmidler, lønnsvekst, fremtidig regulering av pensjoner og ytelser fra folketrygden samt aktuarmessige forutsetninger om dødelighet, frivillig avgang mv. Pensjonsmidler er vurdert til virkelig verdi og fratrukket i netto pensjonsforpliktelse i balansen. Endringer i forpliktelse som skyldes endringer i pensjonsplaner fordeles over antatt gjenværende opptjenings tid. Det samme gjelder estimatavvik i den grad de overstiger 10% av det høyeste av pensjonsmidler og forpliktelse (korridor).

Aksjebasert avlønning

Selskapet har en aksjebasert opsjonsordning for ansatte og styremedlemmer. Selskapet har beregnet virkelig verdi av opsjonene som er tildelt under denne ordningen ved hjelp av Black & Scholes opsjonsprissingsmodell. Kostnaden knyttet til opsjonsprogrammet periodiseres over opptjeningsperioden for opsjonene og tillegges annen innbetalt egenkapital. Arbeidsgiveravgift på opsjonsprogrammet blir kostnadsført over opptjeningsperioden.

Leasing/leieavtaler

Leiefinansiering av vesentlig betydning som i all hovedsak gir selskapet alle rettigheter og forpliktelser knyttet til eierskap, balanseføres. Eiendelene klassifiseres som varige driftsmidler og med motpost under langsiktig gjeld. Balanseføring skjer til nåverdi av minimum leiebeløp. Eiendelen blir deretter avskrevet og gjelden reduseres med leiebeløpene fratrukket en beregnet rentekostnad.

Note 1 Egenkapital

	Aksjekapital	Overkursfond	Annen innbet. egenkapital	Annen egenkapital	Sum
Egenkapital 1.1.2006	100 000	0	0	-2 651 516	-2 551 516
Konvertering av gjeld til egenkapital	6 666	9 993 334			10 000 000
Andre kapitalutvidelser i 2006	52 253	84 948 767			85 001 020
Emisjonskostnader		-6 133 181			-6 133 181
Skattefordel fra emisjonskostnader		1 717 291			1 717 291
Opsjonskostnader			713 000		713 000
Årets underskudd 2006				-17 351 217	-17 351 217
Dekning av akkumulert underskudd		-20 002 733		20 002 733	0
Egenkapital 31.12.2006	158 919	70 523 478	713 000	0	71 395 397
Emisjon 2007	13 738	25 400 913			25 414 651
Emisjonskostnader		-775 000			-775 000
Skattefordel fra emisjonskostnader		150 000			150 000
Opsjonskostnader			2 173 894		2 173 894
Årets underskudd 2007				-29 806 684	-29 806 684
Dekning av årets underskudd		-29 806 684		29 806 684	0
Egenkapital 31.12.2007	172 657	65 492 707	2 886 894	0	68 552 258

Note 2 Aksjonærer

Selskapets aksjekapital er på kr 172 656,58 fordelt på 17 265 658 aksjer pålydende kr 0,01.

De største aksjonærene pr 31.12.2007

Navn	Antall aksjer	Eierandel
ORG Holding AS	8 515 068	49,32 %
Odd Berg AS	974 808	5,65 %
Sparebanken Nord-Norge Invest AS	835 932	4,84 %
Tromsø Skotøimagasin AS	700 000	4,05 %
Lars T Bjerke	621 150	3,60 %
Jan M Wennesland	615 000	3,56 %
Yngve Vassmyr	612 047	3,54 %
Jostein K Kjerstad	600 000	3,48 %
Troms Kraft Invest AS	577 016	3,34 %
Dagfinn Veiberg	504 375	2,92 %
MP Pensjon	379 500	2,20 %
Cheyne Global Catalyst Fund	176 493	1,02 %
Sum	15 111 389	87,52 %

[Hele dokumentet](#)[Skriv ut](#) 

LH-2001-244

INSTANS: Hålogaland lagmannsrett - Dom.

DATO: 2001-09-03

DOKNR/PUBLISERT: LH-2001-244

STIKKORD: Håndverkertjeneste, prisavslag, erstatning. Håndverkertjenesteloven.

SAMMENDRAG: Saken gjelder økonomisk oppgjør for byggarbeider ved oppføring av garasje og utbedring av enebolig. Tjenesteytelsen krevet rettmessig ikke utført del av kontrakt. Forbruker ble tilkjent prisavslag og erstatning.

Henvisninger: lov-1989-06-16-63 (Håndverkertjenestelov),

SAKSGANG: Nord-Troms herredsrett nr 01-01032 - Hålogaland lagmannsrett LH-2001-244.

PARTER: Ankende part: Sonja Jacobsen (Prosessfullmektig: Advokat Bjørn August Krane v/ adv.flm. Inge Erlend Grøndalen). Ankemotpart: Byggmester Odd Utnes AS v/ styrets formann (Prosessfullmektig: Advokat Ole Gjerdrum).

FORFATTER: Førstelagmann Arild O. Eidesen. Lagdommer Vidar Stensland. Kst. lagdommer Richard Saue.

Henvisninger i teksten: lov-1915-08-13-6-§172 (Tvml § 172), lov-1915-08-13-6-§174 (Tvml § 174), lov-1915-08-13-6-§176 (Tvml § 176), lov-1915-08-13-6-§180 (Tvml § 180), lov-1915-08-13-6-§213 (Tvml § 213), lov-1976-12-17-100-§3 (Forsinkelsesrentelov § 3), lov-1989-06-16-63-§16 (Håndverkertjenestelov § 16), lov-1989-06-16-63-§1 (Håndverkertjenestelov § 1), lov-1989-06-16-63-§25 (Håndverkertjenestelov § 25), lov-1989-06-16-63-§29 (Håndverkertjenestelov § 29), lov-1989-06-16-63-§30 (Håndverkertjenestelov § 30), lov-1989-06-16-63-§36 (Håndverkertjenestelov § 36), lov-1989-06-16-63-§37 (Håndverkertjenestelov § 37), lov-1989-06-16-63-§3 (Håndverkertjenestelov § 3)

[Skriv merknad](#)

Saken gjelder krav om vederlag og prisavslag/erstatning i kontraktsforhold i anledning oppgradering av boligeiendom.

Sonja Jacobsen og Byggmester Odd Utnes AS (heretter benevnt Utnes) inngikk i juli 1999 kontrakt om oppføring av garasje og utbedring av Sonja Jacobsens enebolig. Kontrakten er ikke datert. I henhold til egne timelister startet Utnes arbeidet i september 1999. Ut over høsten ga Jacobsen uttrykk for misnøye med arbeidets utførelse og fremdrift, særlig knyttet til en av snekkerne som arbeidet for Utnes. Da delfaktura med forfall 5. desember ikke ble betalt, hevet Utnes avtalen 16. desember 1999.

Sonja Jacobsen tok i desember 1999 kontakt med Nordnorsk Byggekontroll AS ved Arne Dale vedrørende mulige mangler ved arbeidet. I løpet av vinteren 2000 var det forhandlinger mellom partene, uten at man kom til enighet.

Ved stevning av 28. juni 2000 fremmet Utnes krav om oppgjør med kr 219.186,-. Sonja Jacobsen tok til gjenmæle mot kravet fra Utnes, og fremmet i motsøksmål av 17. august 2000 krav om erstatning med kr 136.115,-.

Nord-Troms herredsrett avsa 12. januar 2001 dom med slik *slutning*:

« *Hovedsøksmålet:*

1. Sonja Jacobsen dømmes til innen 14 dager fra dommens forkynnelse å betale til Odd Utnes AS kr 103.824,- etthundreogtretusenåttehundreogtjuefire 00/100 tillagt 12% rente p.å. fra 7. april 2000 til betaling skjer.
2. Saksomkostninger tilkjennes ikke.

Hovedsøksmålet:

1. Odd Utnes AS frifinnes.
2. Sonja Jacobsen dømmes til innen 14 dager fra dommens forkynnelse å betale til Odd Utnes AS saksomkostninger med kr 22.000,- tjuetotusen 00/100 tillagt 12% rente p.a. fra forfallstidspunktet til betaling skjer.»

Avgjørelsen om frifinnelse gjelder motsøksmålet, og det må bero på en inkurie at begge avgjørelser er benevnt hovedsøksmål.

Herredsretten la til grunn at begge parter hadde misligholdt sine forpliktelser og derfor hadde mistet sine misligholdsbeføyelser. Avtalen var dessuten bortfalt på avtalegrunnlag. Herredsretten fant at verdien av Utnes arbeid var kr 103.824,- høyere enn det Jacobsen allerede hadde betalt.

Sonja Jacobsen har påanket herredsrettens dom i hovedsøksmål og motsøksmål. Utnes har ikke inngitt motanke. Ankeforhandling ble holdt 14. og 15. august 2001 i Tromsø. Sonja Jacobsen møtte og ga forklaring. For Utnes møtte styreformann Svein Willy Albertsen og ga forklaring. Det ble i tillegg avhørt fire vitner, herunder anleggsleder Odd-Sverre Utnes som møtende vitne, jf. tvistemålsloven § 213 annet ledd, og foretatt befarig av eiendommen. Det ble ellers foretatt slik bevisføring som fremgår av rettsboken.

Saken står i det vesentlige i samme stilling som for herredsretten. Om saksforholdet og partenes anførsler for herredsretten vises til herredsrettens dom.

Sonja Jacobsen har i det vesentligste gjort gjeldende:

Ved vurderingen av Utnes krav på vederlag må det tas utgangspunkt i kontrakten med tillegg av endringslister. Det er motstrid mellom summen på side 2 i kontrakten på kr 500.607,32 (uten moms) og det som følger av en summering av beløpene på anbudslistene av 21. juli 1999 og som kontrakten viser til. En summering av prisene på anbudslistene gir et beløp på kr 493.425,80 uten moms og det er dette som må legges til grunn som opprinnelig kontraktbeløp. I tillegg må det tas hensyn til tre endringslister. Endringsliste nr. 1 går til fradrag med kr 24.211,70, mens endringsliste nr 2 og 3 kommer i tillegg med henholdsvis kr 48.382,19 og kr 19.913,-. Kontraktssummen er etter dette kr 661.136,44 inklusive moms.

Det er ikke grunnlag for å legge til i kontraktssummen utgifter til utvendig kledning for begge røstvegger selv om tillegget ikke er tatt med i summeringen av endringsliste nr. 2. Sonja Jacobsen måtte kunne legge til grunn at skifte av all kledning var med i anbudet av 21. juli. Dette blant annet på bakgrunn av opplysninger fra Lars Utnes om at det ikke lot seg gjøre å skaffe til veie vestlandspanel tilsvarende det som sto på røstveggene. Under en hver omstendighet aksepterte Lars Utnes senere å dekke kostnadene til panel til røstveggene, og dette er grunnen til at beløpet ikke er tatt med i summeringen i endringsliste nr. 2.

Det aksepteres at Utnes skal ha vederlag for det som er levert. Rettsgrunnlaget for Utnes er kontrakten. Utnes har bevisbyrden for hva som er levert og utført. Det må tas hensyn til ytelser i henhold til kontrakten som ikke er levert og til mangelsinnsigelser på det arbeidet som er utført. Ikke leverte ytelser og mangelfullt utført arbeid gir grunnlag for prisavslag etter lov om håndverkertjenester § 25. Jacobsen vil ha krav på et prisavslag tilsvarende kostnadene ved å få andre fagfolk til å utføre de ytelser som ikke er levert og til å utbedre mangelfullt arbeid. Motparten har akseptert at det skal gis et prisavslag, men det er uenighet om prisfastsettelsen. Det er Dales kostnadsberegninger av 4. april 2000 retten må ta utgangspunkt i. Her er det vurdert hva utbedring og fullføring ved andre entreprenører vil koste. Dales oppsett av 16. februar 2000 var et utspill i en forhandlingssituasjon med sikte på å få Utnes til å fullføre arbeidet, og kan derfor ikke legges til grunn ved vurderingen av kostnadene.

Kostnadene til ferdigstilling, herunder mangelsutbedringer, beløper seg totalt til kr 366.505,53 inklusive moms. Kontraktbeløpet inklusive endringslister er på kr 661.136,-. Utnes har krav på vederlag i form av differansen mellom kontraktbeløp og kostnader til ferdigstilling. Sonja Jacobsen har allerede betalt kr 369.000,-, noe som innebærer at hun har betalt for meget. Sonja Jacobsen må derfor frifinnes i hovedsøksmålet.

Når det gjelder motsøksmålet anføres at Utnes rettsstridig hevet avtalen, noe som gir rett til erstatning etter håndverkertjenesteloven § 29 annet ledd. Erstatningen skal dekke Sonja Jacobsens merkostnader med å få ferdigstilt arbeidet etter kontrakten. Det må dessuten tas hensyn til utgifter til takstmann. Hennes totale kostnader til ferdigstilling vil være kr 751.251,-, mens kontrakten var på kr 661.136,-, hvilket gir henne rett til erstatning med kr 90.114,-.

Det foreligger ikke betalingsmislighold fra Sonja Jacobsens side. Kontrakten viser til Norsk Standard (NS) 3430 når det gjelder måling og avdragsbetaling. I henhold til NS 3430 punkt 26.1.2 jf. punkt 24.1 skulle Utnes ha spesifisert fakturarene i forhold til hva som var levert og utført på tidspunktet for faktureringen. Faktura nr. 3 på kr 186.000,- ble utstedt 5. november og hadde forfall 5. desember. Det var pr. 5. november ikke utført arbeid og tilført byggeplassen materialer for et så høyt beløp i tillegg til tidligere betalte fakturarer. Fakturaen var heller ikke spesifisert i henhold til Norsk Standard. Faktura nr. 3 er derfor i strid med kontrakten, og det er ikke mislighold av Sonja Jacobsen å ikke betale fakturaen 5. desember 1999.

Under en hver omstendighet hadde hun krav på spesifisert faktura etter håndverkertjenesteloven § 37. Hun tok opp spørsmålet om betaling i telefonsamtale 7. desember

og må anses å ha bedt om spesifisert faktura i henhold til lovens § 36. Fakturaen kan ikke anses å ha forfalt til betaling før senere.

Sonja Jacobsen kunne dessuten utøve tilbakeholdsrett. Hun hadde ved flere anledninger fremsatt muntlige reklamasjoner. Det forelå slike mangler ved arbeidet at det var grunnlag for tilbakeholdsrett, og hun holdt ikke tilbake et for stort beløp.

Sonja Jacobsen har ikke gjennom avtale akseptert at Utnes kunne heve avtalen. Heller ikke ektefellens utsagn til Odd-Sverre Utnes da han 16. desember 1999 overleverte brev om at firmaet ville trekke seg ut kl. 1000 samme dag hvis ikke regning nr. 3 da var betalt, kan medføre at avtalen anses bortfalt på avtalerettslig grunnlag. Ektefellen var dessuten ikke part i avtalen.

Sonja Jacobsen nedla slik påstand:

I hovedsøksmålet:

1. Sonja Jacobsen frifinnes

I motsøksmålet:

1. Byggmester Odd Utnes AS dømmes til å betale Sonja Jacobsen kr 90.114,- med tillegg av forsinkelsesrente i medhold av forsinkelsesrenteloven § 3 fra 12. september 2000 til betaling skjer.

For begge:

1. Byggmester Odd Utnes AS dømmes til å betale Sonja Jacobsen saks omkostninger for herredsretten og lagmannsretten med tillegg av forsinkelsesrente i medhold av forsinkelsesrenteloven § fra 14 dager fra dommens forkynnelser og til betaling skjer.

Byggmester Odd Utnes AS har i det vesentlige gjort gjeldende:

Herredsrettens dom er riktig, både i resultat og begrunnelse. Firmaet aksepterer at Utnes hevet avtalen 16. desember for gjenstående arbeider og at hevingen ikke var rettmessig. Det må imidlertid tas hensyn til at det forelå urettmessig betalingsnekt fra Jacobsen allerede 7. desember. Uansett har Jacobsen holdt tilbake et for stort beløp.

Etter en helhetsvurdering av forholdene må det anses at partene inngikk avtale om heving. Både det som er skrevet, sagt og konkludent adferd, viser at det forelå en heving fra begge sider, kontrakten skulle termineres.

Når det foreligger mislighold fra begge sider, har begge parter mistet retten til misligholdsbeføyelser. Utnes skal imidlertid ha betaling for det som er utført. Det må tas utgangspunkt i kontrakten. Det er kontraktssummen som fremgår på kontraktens side 2 som må gjelde, ikke en summering i ettertid av anbudslistene. I tillegg må det tas hensyn til endringene som fremgår av endringslistene.

Kostnad til panel på røstvegger kommer i tillegg. Anbudet omfattet ikke panel på røstveggene. Det fremstår som åpenbart at panel på 20 m² i anbudslisten ikke er ment å dekke hele huset. Det er en summeringsfeil på endringsliste nr. 2 ved at panelkostnadene ikke er medregnet i totalbeløpet, men beløpet fremgår av endringslisten, og må tas i betraktning ved beregning av kontraktssummen. Kontrakten er totalt på kr 690.534,92 inklusive moms.

Ved vurderingen av hvilke beløp som skal trekkes fra, må det tas utgangspunkt i Dales oppsett av 16. februar 2000. Oppsettet gir i store trekk et riktig bilde både mht ferdigstillelse og mangelfullt arbeid. På bakgrunn av Dales uttalelser under ankeforhandlingen, må det imidlertid legges til grunn at også oppsettet av 16. februar ligger noe høyt. Herredsretten har her foretatt et riktig skjønn over verdien av det som er utført og levert fra Utnes. Utnes har til gode kr 103.824,- fra Sonja Jacobsen.

Selv om Utnes ikke hadde rett til å heve kontrakten, forelå det betalingsmislighold fra Sonja Jacobsen. Faktura nr. 3 ble ikke betalt ved forfall. Ut fra samtalen 7. desember måtte Utnes fastslå at Jacobsen ville holde tilbake både faktura 3 og 4.

Jacobsens manglende betaling av faktura nr. 3 var ikke berettiget. Faktureringen fra Utnes var korrekt ut fra de foreliggende opplysninger om utført arbeid og hvilke verdier som var tilført eiendommen.

Sonja Jacobsen var hjemmевærende under byggearbeidet og kunne selv daglig kontrollere hva som var utført. Det følger ikke av kontrakten at fakturaene skulle spesifiseres i henhold til NS 3430 punkt 24.1. Henvisningen til NS i kontrakten dreier seg om måling og avdrag, ikke spesifikasjon. Sonja Jacobsen har heller ikke bedt om spesifikasjon etter håndverkertjenesteloven § 36, jf. § 37.

Påpekte mangler ga ikke tilbakeholdsrett. Disse ville senere ha blitt rettet. Uansett var verdien av det som var tilført eiendommen høyere enn det som var fakturert.

Sonja Jacobsen hadde selv misligholdt avtalen og derfor tapt retten til misligholdsbeføyelse

overfor Utnes i form av erstatning. Mislighold fra begge sider fører til bortfall av misligholdsbeføyelser for begge. Dette følger av gjensidighetsprinsippet i kontraktsretten.

Jacobsen har uansett akseptert at avtalen ble hevet for den gjenstående del av kontrakten. Opptreden til Sonja Jacobsens ektefelle 16. desember 1999 og hennes passivitet og senere opptreden viser at hun har akseptert at begge parter kunne heve avtalen.

Byggmester Odd Utnes AS har nedlagt slik påstand:

1. Nord-Troms herredsretts dom, så vel i hovedsøksmålet som i mot søksmålet, stadfestes.
2. Odd Utnes AS tilkjennes i begge søksmål saksomkostninger for lagmannsretten med 12% forsinkelsesrente beregnet fra lagmannsrettens doms forfallstidspunkt.

Lagmannsretten skal bemerke:

Saken gjelder avtale om oppføring av garasje og endringsarbeider på eksisterende privatbolig mellom et byggefirma og en privatperson. [Lov om håndverkertjenester m.m. for forbrukere](#) av 16. juni 1989 nr. 63 vil komme til anvendelse, jf. lovens § 1, noe partene også er enige om. Det er kontrakten, eventuelt hva partene senere har blitt enige om, som regulerer forholdet dem imellom, men likevel slik at det ikke kan avtales eller gjøres gjeldende vilkår som er dårligere for forbrukeren enn det som følger av loven, jf. § 3.

Kontrakten av juli 1999 mellom partene er kortfattet. Det er vist til anbud av 21. juli 1999. I kontrakten fremgår blant annet at kontraktens omfang skal være i henhold til anbudliste, at grunnlag er tegninger fra arkitekt og at prisgrunnlag er anbudliste og endringslister godkjent av byggherre. I post 01.002 i anbudslisten fremgår at « *Måling foretaes i h.t. NS 3430 Målereregler i.h.t. NS 3420 Prisendring i.h.t. 3430 Avdrag i.h.t. NS 3430* ».

Etter kontraktsinngåelsen er det utarbeidet tre ikke daterte endringslister. Liste nr. 1 gir et fradrag i kontraktssummen med kr 24.211,70, liste nr. 2 gir et tillegg på kr 48.382,19 og liste nr. 3 et tillegg på kr 19.913,-. I endringsliste nr. 2 er det ført opp en ny post « *Utv. Kledn. Begge røstvegger.* », oppgitt til 80 m² og med et tillegg på kr 16.720,-. Denne posten er ikke tatt med i summen på kr 48.382,19. Alle priser er uten moms. I anbudet er det i post 08.005 oppgitt yttervegg med 20,0 m², noe som har betydning for omfanget av utvendig kledning.

Det var Lars Utnes som hadde kontakt med Jacobsen i anbudsfasen, mens Odd-Sverre Utnes var byggeleder i byggeperioden.

I oktober og november 1999 fremsatte Sonja Jacobsen flere muntlige klager på utførelsen av arbeidet, og 29. november 1999 ble det avholdt et møte mellom Sonja Jacobsen og Utnes ved Odd-Sverre Utnes og Lars Utnes. Møtet dreide seg særlig om Sonja Jacobsens misnøye med en av snekkerne som arbeidet på bygget. Hun opplyste dessuten at hun vurderte å innhente sakkyndig bistand fra Nordnorsk Byggekontroll as for å vurdere arbeidet og fremdriften.

Utnes sendte i løpet av høsten ut følgende fakturaer til Sonja Jacobsen;

- nr. 1 kr 61.500,- med forfall 21. oktober,
- nr. 2 kr 184.500,- med forfall 7. november,
- nr. 3 kr 184.500,- med forfall 5. desember,
- nr. 4 kr 123.000,- med forfall 5. januar 2000.

Faktura nr. 1 og 2 ble betalt innen forfall. Faktura nr. 3 er ikke betalt, mens faktura nr. 4 ble betalt 23. desember 1999. Til sammen har Jacobsen betalt kr 369.000,- til Utnes.

Jacobsen var etter møtet med Utnes fortsatt utilfreds med utførelsen av arbeidet, og i telefonsamtale med Odd-Sverre Utnes 7. desember opplyste hun at hun vurderte å holde tilbake betaling av faktura som forfalt 5. desember.

16. desember møtte Odd Sverre Utnes opp på bygget og leverte et brev til Sonja Jacobsen med følgende ordlyd:

«Viser til inngått kontrakt vedr. ovenstående prosjekt, og gjør dem oppmerksom på at vi trekker oss ut av prosjektet i dag den 16.12.99 kl. 10:00 på grunn av manglende betaling.

Dersom forfalte regninger betales innen denne fristen vil vi gjenoppta arbeidet.

Byggm. Odd utnes AS frasier seg ett hvert ansvar som følge av at vi ikke ferdigstiller prosjektet i Fugløyveien 5.

Byggm. Odd Utnes AS vil gå til inkasso av forfalte beløp som ikke er betalt. »

Brevet var undertegnet Odd-Sverre Utnes, daglig leder.

Det ble gitt beskjed om at arbeiderne ville trekkes ut samme dag og at de ville ta med seg utstyret. Sonja Jacobsens ektefelle opplyser at han da ga beskjed til Utnes om at de i såfall også

måtte fjerne stilasene foran vinduene. Arbeidene opphørte samme dag.

Sonja Jacobsen kontaktet i desember Nordnorsk Byggekontroll AS ved Arne Dale. Det er fremlagt en rapport etter befaring av eiendommen 7. januar 2000 som påpeker mangler og ikke utført arbeid. Dale hadde også en befaring av eiendommen sammen med Utnes. Den 16. februar 2000 sendte Dale brev til Utnes med oppsummering av krav og motkrav i prosjektet. Dale har opplyst at oppsummeringen baserte seg på at Utnes ville fullføre arbeidet. Dessuten måtte brevet ses som et tilbud for å få Utnes til å gjenoppta arbeidet.

Det ble forgjeves forhandlet med sikte på å nå frem til en minnelig løsning. Dale utarbeidet et justert oppsett 4. april 2000 over kalkulerte kostnader ved utbedring av mangler og ferdigstillelse.

Det er enighet om at Utnes urettmessig hevet kontrakten 16. desember 1999. Hevingen gjaldt den del av kontraksarbeidet som ikke var utført. Det er også enighet om at Utnes skal ha vederlag for den del av arbeidet som er utført, og at man ved beregningen av vederlaget må ta utgangspunkt i kontraktssummen og gjøre fradrag for kostnadene ved å få utført gjenstående arbeider og utbedret mangler. Denne fremgangsmåten harmonerer også med håndverkertjenesteloven § 25 annet ledd om beregning av prisavslag ved mangler og med § 16 annet ledd om tjenesteyters rett til vederlag ved forbrukers heving av gjenstående del av kontrakt. Lagmannsretten legger denne fremgangsmåte til grunn i det følgende.

Ved fastsettelsen av kontraktssum må det vurderes om man skal ta utgangspunkt i summen på side 2 i kontrakten eller om det skal tas utgangspunkt i den noe lavere sum som fremkommer ved summering av anbudslistene. Anbudslistene i seg selv er ikke uttrykkelig summert i kontrakten. Det er nok så at kontrakten på side 2 viser til anbud av 21. juli og til entreprise som beskrevet. Ved inngåelse av denne type kontrakt vil det imidlertid være totalprisen som særlig er av interesse for partene. Det at partene har underskrevet kontrakten på samme side hvor totalsummen fremgår, indikerer også at det er denne partene har ment å forholde seg til. Ved beregning av kontraktssummen legger lagmannsretten til grunn den sum som fremkommer på side 2 i kontrakten, og ikke hva som fremkommer etter en summering av anbudslistene.

Partene er enige om at det skal tas hensyn til endringslistene, men er uenige om tillegget for panel til to røstvegger skal legges til kontraktssummen. Det fremgår av post 08.005 i anbudslisten at det til yttervegger var beregnet 20,0 m². Det er klart at dette ikke ville dekke røstveggene. Kontrakten for øvrig omfattet ikke arbeid som ville gjøre det nødvendig å skifte panel på røstveggene. Lagmannsretten finner å måtte legge avgjørende vekt på det som naturlig kan leses ut av anbudet, og finner det ikke bevist at partene ved kontraktsinngåelsen var omforent om at all panel skulle skiftes.

Lagmannsretten anser det i tillegg for mer sannsynlig at det er begått en summeringsfeil på endringsliste nr. 2 der kledningen på røstveggene er tatt med, enn at Utnes i ettertid skal ha akseptert at det ikke skal betales for kledning til røstvegger. Etter kontrakten skal det tas hensyn til endringslister som er godkjent av byggherren. Beløpet for kledningen fremgår klart av endringslisten, og det må legges til grunn at listen er godkjent av Jacobsen. Det er på det rene at det er levert ny panel. Summeringsfeilen kan etter dette ikke tillegges betydning til skade for Utnes.

Lagmannsretten er etter dette kommet til at det ved beregningen av vederlag må tas utgangspunkt i en kontraktssum på kr 690.534,92.

Når det gjelder kostnader til ferdigstillelse og utbedring av mangler, vil lagmannsretten først å se på hva som faktisk har påløpt av kostnader. Sonja Jacobsen har opplyst at kostnadene til ferdigstillelse av garasje beløper seg til kr 83.124,50 i materialer og kr 25.000,- i arbeid, dog slik at det må gjøres et mindre fradrag for utstyr som ikke gjelder garasjen.

Sonja Jacobsen har videre beregnet kostnadene til ferdigstillelse for øvrig, herunder mangelsutbedring til kr 258.381,03.

Ved befaringen kunne lagmannsretten ved selvsyn konstatere at det utførte arbeid bar sterkt preg av mangelfull utførelse, og lagmannsretten finner å kunne bygge på denne beregningen. På bakgrunn av bevisføringen fremstår Dales oppsett av 16. februar 2000 mest som et utspill for å få Utnes til å slutføre arbeidet. Dales kalkyle av 4. april 2000 synes mer realistisk, og danner et bedre grunnlag for rettens vurdering. De faktiske påløpte kostnader til oppføring av garasje fremstår totalt sett som akseptable.

Sonja Jacobsen har allerede betalt kr 369.000,- til Utnes, dette overstiger det beløp Utnes har krav på, jf. drøftelsen nedenfor vedrørende motsøksmålet. Utnes har derfor ikke krav på ytterligere betaling fra Sonja Jacobsen, og hun må frifinnes i hovedsøksmålet.

Det er en nær sammenheng mellom kravene om vederlag og prisavslag i hovedsøksmålet og erstatning i motsøksmålet. Lagmannsretten finner at det er en prinsipiell forskjell mellom prisavslag og erstatning ved partiell heving idet grunnlaget for prisavslag bygger på en rent objektiv vurdering av den presterte ytelse, mens erstatning forutsetter et ansvarsgrunnlag. Dale

sondrer i sine beregninger ikke mellom kostnader som knytter seg til mangelfullt utført arbeid, og kostnader som knytter seg til fullføring av de deler av prosjektet som ikke var fullført av Utnes da kontrakten ble hevet.

Lagmannsretten finner det for sitt resultat ikke nødvendig å sondre skarpt mellom prisavslag og erstatning. Utnes har erkjent at kvaliteten på deler av de utførte arbeider ikke var i samsvar med de krav Jacobsen kunne stille etter kontrakten. Lagmannsretten finner da at Jacobsen ved fakturaforfall 5. desember 1998 hadde rett til å holde tilbake egen betaling. Lagmannsretten finner i motsetning til herredsretten at det ikke var urettmessig av Jacobsen som en midlertidig løsning å holde hele fakturabeløpet tilbake i påvente av en nærmere avklaring av forholdene. Sett i ettertid var nok det tilbakeholdte beløp før hevingen høyere enn hva det ville koste å utbedre manglene. Men det sentrale er etter lagmannsrettens syn at tilbakeholdet var foretatt i påvente av en nærmere avklaring av saken hvor det var åpenbare mangler ved det arbeid som var utført, og hvor dette klart måtte henregnes Utnes forhold. Når Utnes som profesjonell part få dager deretter svarte med å heve kontrakten grunnet betalingsmislighold, er det lagmannsrettens syn at det på dette tidspunktet ikke forelå noe mislighold fra Jacobsens side som kan frata henne krav på erstatning som følge av forsettlig mislig heving fra entreprenørens side. Når entreprenøren uten tilstrekkelig grunnlag gikk fra kontrakten for de gjenstående arbeider, vil tilbakeholdsretten også utvides til å gjelde erstatningskrav Jacobsen måtte ha for prisforskjell ved fordyret utførelse som følge av at arbeidet måtte slutføres av andre. Som det vil fremgå av lagmannsrettens vurderinger nedenfor var det derfor etter 16. desember 1998 ikke noe å innvende på størrelsen av det beløp Jacobsen holdt tilbake.

Det er ikke nødvendig for lagmannsretten å ta stilling til spørsmålet om spesifikasjon av fakturaene etter Norsk Standard 3430 eller håndverkertjenesteloven § 36, jf. § 37.

Lagmannsretten er ikke enig med Utnes i at Jacobsen på avtalerettslig grunnlag har fraskrevet seg retten til å kreve erstatning. Ektefellens utsagn til Odd-Sverre Utnes 16. desember 1999 må ses på bakgrunn av at Utnes møtte i ektefellens hjem medbringende det brev som er sitert foran, og uberettiget hevet avtalen. Lagmannsretten finner det ikke bevist at ektefellen uttrykte seg slik at Utnes kunne legge til grunn at også Jacobsen hevet avtalen. Ektefellen var heller ikke part i avtalen. Sonja Jacobsens passivitet i denne sammenheng kan ikke tillegges betydning.

Heller ikke partenes opptreden senere tilsier at Jacobsen ikke har rett til erstatning. Det ble ført forhandlinger mellom partene, og Sonja Jacobsen gjorde flere fremstøt for å få Utnes til å fullføre arbeidet.

Utnes har forsettlig misligholdt kontrakten og lagmannsretten finner det klart at Utnes er erstatningsansvarlig i henhold til håndverkertjenestelovens regler.

Erstatningsbeløpet skal svare til Jacobsens tap, jf. § 30. Hun skal stilles som om kontrakten var blitt oppfylt, og hennes ekstra kostnader for å få slutført kontrakten må erstattes. Sonja Jacobsen har allerede betalt kr 369.000,- til Utnes. I tillegg til kostnader som nevnt foran til ferdigstillelse og utbedring, kommer utgifter til takstmann. Takstmann må anses å ha vært nødvendig for å kartlegge manglene og for å kunne foreta en hensiktsmessig slutføring av kontrakten. Ved vurderingen av tapet, må som foran nevnt legges til grunn en kontraktssum på kr 690.534,92.

Ved fastsettelsen av erstatningens størrelse må det foretas et skjønn. Med utgangspunkt i kontraktssummen, kostnader til ferdigstillelse, herunder mangelsutbedring og inntrykk ved befaringen, fastsetter lagmannsretten erstatningen til kr 60.000,-. Det er ikke fremsatt innvendinger mot at forsinkelsesrente skal løpe fra 12. september 2000. Lagmannsretten legger dette til grunn.

Sonja Jacobsen har krevd saksomkostninger både for herredsrett og lagmannsrett.

Anken i hovedsøksmålet har ført frem. Avgjørelsen har ikke budt på tvil og lagmannsretten finner at Utnes må erstatte Jacobsens saksomkostninger både for herredsretten og lagmannsretten, jf. tvistemålsloven § 180 annet ledd jf. § 172 første ledd. Unntakene i § 172 annet ledd er vurdert, men ikke funnet å komme til anvendelse.

Når det gjelder motsøksmålet, har anken ført frem med et mindre beløp enn påstått. Utgangspunktet er da at hver av partene bærer egne omkostninger, jf. tvistemålsloven § 180 annet ledd jf. § 174 første ledd. Lagmannsretten finner imidlertid at Utnes etter § 174 annet ledd må erstatte Jacobsens saksomkostninger også i motsøksmålet for begge retter. Det vises til at selv om erstatningsbeløpet er redusert i forhold til stevningen i motsøksmålet, ble saken reist for domstolene av Utnes, og det fremsto som nødvendig for Jacobsen å fremme motsøksmål og anke for å nå frem i saken.

Sonja Jacobsen har inngitt omkostningsoppgave for herredsretten med krav om kr 69.850,-, hvorav kr 65.000,- er salær. Det er oppgitt at kravet fordeler seg skjønnsmessig med kr 41.250,- på hovedsøksmålet og kr 28.600,- på motsøksmålet. I tillegg kommer utgifter til sakkyndige meddommere med kr 12.000,-. Det legges til grunn en tilsvarende fordeling med kr 7.200,- på

hovedsøksmålet og kr 4.800,- på motsøksmålet.

For lagmannsretten har Sonja Jacobsen inngitt omkostningsoppgave med krav om kr 73.051,- hvorav kr 49.000,- er salær. Av oppgaven fremgår at kr 50.000,- gjelder hovedsøksmålet og kr 23.051,- motsøksmålet.

Saksomkostningsansvaret er begrenset til nødvendige omkostninger, jf. tvistemålsloven § 176. På bakgrunn av sakens omfang, herunder at forhandlingene for herredsretten strakte seg over 1 1/2 rettsdag, i lagmannsretten 2 rettsdager, og sakens vanskelighetsgrad, finner lagmannsretten at et salærkrav på kr 65.000,- for herredsretten overstiger det som må antas nødvendig. Salærkravet for herredsretten reduseres med kr 15.000,-, hvorav kr 9.000,- på hovedsøksmålet og kr 6.000,- på motsøksmålet.

Samlede omkostninger i hovedsøksmålet idømmes etter dette med kr 89.450,-, i motsøksmålet med kr 50.451,-.

Dommen er enstemmig.

Domsslutning:

I hovedsøksmålet:

1. *Sonja Jacobsen frifinnes.*
2. *I saksomkostninger for herredsretten og lagmannsretten betaler Byggmester Odd Utnes AS til Sonja Jacobsen kroner 89.450,- - åttinitusenfirehundreogfemti - med tillegg av forsinkelsesrente etter forsinkelsesrenteloven § 3 første ledd 1. punktum, for tiden 12 - tolv - prosent årlig rente fra utløpet av oppfyllelsesfristen til betaling skjer.*

I motsøksmålet:

1. *Byggmester Odd Utnes AS dømmes til å betale til Sonja Jacobsen kr 60.000,- - sekstitusen - med tillegg av forsinkelsesrente etter forsinkelsesrenteloven § 3 første ledd 1. punktum, for tiden 12 - tolv - prosen årlig rente fra 12. september til betaling skjer.*
2. *I saksomkostninger for herredsretten og lagmannsretten betaler Byggmester Odd Utnes AS til Sonja Jacobsen kroner 50.451,- - femtitusenfirehundreogfemtien - med tillegg av forsinkelsesrente etter forsinkelsesrenteloven § 3 første ledd 1. punktum, for tiden 12 - tolv - prosent årlig rente fra utløpet av oppfyllelsesfristen til betaling skjer.*

For begge søksmål:

Oppfyllelsesfristen er 2 - to - uker fra forkynnelse av dommen.

Sist oppdatert 9. desember 2008

Note 3 Personalkostnader

Personalkostnader består av	2007	2006
Lønninger	17 737 199	10 809 960
Arbeidsgiveravgift	2 457 679	1 340 695
Pensjonskostnader	1 728 768	2 200 524
Opsjonsprogram	2 173 894	713 000
Styrehonorar	260 000	175 000
Andre personalkostnader	716 326	426 923
Sum	25 073 866	15 666 102

Selskapet hadde pr 31.12.2007 17 ansatte.

Godtgjørelse til daglig leder for 2007	
Lønn mv	2 897 762
Pensjonskostnad	564 506
Sum	3 462 268

Daglig leder deltar i selskapet opsjonsordning på linje med alle ansatte.

Honorar til styret er i 2007 kostnadsført med	260 000
---	---------

Det er i tillegg betalt honorar til et beslektet selskap for tjenester fra arbeidende styreformann for 2007	1 475 000
---	-----------

Kostnadsført honorar til selskapets revisor	
Revisjon	100 800
Andre attestasjonstjenester	62 450
Skatterådgivning	92 800
Sum	256 050

Note 4 Pensjonsforpliktelser

Selskapet har en pensjonsordning som omfatter alle selskapets heltidsansatte. Ordningen gir rett til definerte framtidige ytelser. Disse er i hovedsak avhengig av antall opptjeningsår, lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder og størrelsen på ytelsene fra folketrygden. Forpliktelsen er dekket gjennom et forsikringsselskap. Pensjonsordningen tilfredsstiller kravene til obligatorisk tjenestepensjonsordning.

Pensjonskostnader	2007	2006
Nåverdi av årets opptjening inkl renter	1 634 817	1 429 309
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	69 467	0
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-101 697	0
Administrasjonskostnader	52 214	0
Resultatført estimatavvik	0	0
Sum netto pensjonskostnader	1 654 801	1 429 309

Pensjonsforpliktelse

Opptjent pensjonsforpliktelse 31. desember	3 182 313	1 429 309
Pensjonsmidler til markedsverdi 31. desember	-1 870 338	-521 750
Sum netto pensjonsforpliktelse	1 311 975	907 559
Ikke resultatført estimatendring	17 850	0
Arbeidsgiveravgift	133 164	127 966
Sum pensjonsforpliktelse	1 462 989	1 035 525

Økonomiske forutsetninger

Diskonteringsrente	4,70 %	4,50 %
Forventet lønnsvekst	4,50 %	4,50 %
Forventet årlig vekst i pensjonsutbetalinger	2,00 %	1,60 %
Forventet vekst i folketrygdens grunnbeløp	4,25 %	4,30 %
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	5,75 %	5,40 %
Forventet gjennomsnittlig tjenestetid	16,4	14,4

Note 5 Aksjebaserte incentivordninger

Selskapet har en aksjebasert opsjonsordning for ansatte og styremedlemmer. Utøvelseskursen er satt til en verdi tilsvarende siste emisjonskurs forut for tildelingen. Opsjonene ble tildelt 1. september 2006 og har en løpetid på 1 og 2 år, fordelt med 50 % på hver kategori og kan bli utøvd mellom 2 og 3 år etter tildeling forutsatt at en fortsatt er ansatt i selskapet. Samlet er det tildelt 1 000 000 opsjoner med en utøvelseskurs på kr 15. Transaksjonskurser i desember 2006 på selskapets aksjer som er benyttet som grunnlag for verdsettelsen pr 31.12.2007 var kr 18,50. Virkelig verdi beregnet ved bruk av Black and Scholes opsjonsprisindeksmodell var kr 4 148 000. Det er benyttet en volatilitet på 45% og risikofri rente på 3,8 % i beregningene.

Note 6 Forpliktelser

	Varighet	Samlet forpliktelse	Årlig leie
Hus og kontorleie	31-12-09	2 000 000	1 900 000
IT og kontorutstyr	30-11-09	2 300 000	980 000
Sum		4 300 000	2 880 000

Note 7 Skatter

Avstemming av skattekostnaden i resultatregnskapet

	2007	2006
Resultat før skatt	-141 853 313	-76 546 502
78% av resultat før skatt	-110 645 584	-59 706 272
Effekt av lavere skattesats for finansielle poster mv	524 230	-121 054
Underskudd land ikke inkl i grunnlag utsatt skattefordel	293 569	0
Permanente forskjeller	2 049 909	559 648
Renter på underskudd til framføring	-655 196	0
Korreksjon av skattekostnaden for tidligere år	-3 613 557	72 393
Sum skatter i resultatregnskapet	-112 046 629	-59 195 285

Avstemming av grunnlag for betalbar skatt

Resultat før skatt	-141 853 313	-76 546 502
Midlertidige forskjell PetroMarker teknologi	75 200 356	0
Endringer i andre midlertidige forskjeller	1 565 052	920 353
Permanente forskjeller	2 628 089	717 498
Emisjonskostnader ført mot egenkapitalen	-775 000	-6 133 181
Skattefordel fra emisjonskostnader	150 000	
Grunnlag for betalbar skatt	-63 084 816	-81 041 832
Grunnlag for refusjonskrav iht Petroleumsskatteloven	57 434 655	71 876 158
Underskudd til framføring	-5 650 161	-9 165 674
Renter på underskudd til framføring	-840 000	0
Midlertidige forskjeller	-76 765 408	-920 353
Grunnlag for utsatt skattefordel	-83 255 569	-10 086 027
Finansielle poster ikke inkl i grunnlag for utsatt skattefordel	1 673 460	0

Grunnlag for utsatt skattefordel	-81 582 109	-10 086 027
---	--------------------	--------------------

Krav på refusjon av skatteverdien av leteknostnader, 78% av grunnlag	44 799 031	55 915 545
---	-------------------	-------------------

Spesifikasjon av utsatt skatt	2007	2006
Underskudd til framføring	21 759 882	11 052 407
Midlertidige forskjeller - anleggsmidler	1 248 116	-465 172
Midlertidige forskjeller - pensjons- og opsjonskostnader	2 099 559	1 385 525
Midlertidige forskjeller - PetroMarker teknologi	100 594 976	0
Renter på underskudd til framføring	840 000	0
Sum	126 542 533	11 972 760
Utsatt skattefordel	98 703 175	6 278 463

Selskapet har inngått avtale om bruk av PetroMarker AS' EM teknologi som gir enerett til bruk av denne teknologien på norsk sokkel i 3 år med opsjon på ytterligere 2 år. I 2006 og 2007 ble det gjennomført et testprogram for å verifisere teknologien. Kostnadene knyttet til dette testprogrammet er skattemessig aktivert som en immateriell rettighet og vil bli amortisert over eksklusivitetsperioden. Regnskapsmessig er disse kostnadene behandlet som leteknostnader og kostnadsført løpende. Forskjellen mellom regnskapsmessig og skattemessig behandling av disse kostnadene er vist som "Midlertidige forskjeller - PetroMarker teknologi" ovenfor. I regnskapet for 2006 ble de tilsvarende kostnadene behandlet som en leteknostnad også for skatteformål. Dette ble ikke godkjent ved ligningen for 2006, og selskapet har i samsvar med ligningen overført kostnadene fra grunnlag for skatterefusjon til grunnlag for utsatt skattefordel i skatteberegningen.

Note 8 Anlegsmidler

	Innredning leide lokaler	Inventar og utstyr	Programvare	Sum
Kostpris 1.1.2007	337 222	1 216 597	6 505 525	8 059 344
Tilgang i året	0	24 680	109 500	134 180
Akkumulerte avskrivninger	-179 111	-903 761	-2 988 830	-4 071 702
Bokført verdi 31.12.2007	158 111	337 516	3 626 195	4 121 822
Årets avskrivning	168 611	391 571	1 674 927	2 235 109
Avskrivningsperiode	4 år	3-5 år	3-5 år	

Note 9 Bankinnskudd

	2007	2006
Bankinnskudd pr 31.12	18 506 706	69 327 057
Herav bundet som skattetrekk	1 128 764	776 468

Note 10 Lånefasilitet

Selskapet har etablert en lånefasilitet med en samlet ramme på NOK 225 millioner over en 3-års periode for å mellomfinansiere letekostnader som gir grunnlag for skatterefusjon iht Petroleumsloven. Lånerammen for 2007 var NOK 100 million, og pr 31.12.2007 var det trukket 41,8 millioner. Lånet vil bli tilbakebetalt med midler refundert i skatteoppgjøret for hvert enkelt år. Aktiverte lånekostnader består av kostnader i forbindelse med etablering av lånefasiliteten og blir fordelt over låneperioden. Krav på skatterefusjon er stillet som sikkerhet for lånet.

Note 11 Transaksjoner med tilknyttede selskaper

Selskapet har kjøpt tjenester knyttet til innhenting og tolkning av elektromagnetiske undersøkelser fra PetroMarker AS. PetroMarker eies 100% av Electro Magnetic Time Vision AS ("EMTV"). Største aksjonærer i EMTV er Cheyne fondene og Captrol AS, med henholdsvis 43% og 24% av aksjene. Disse selskapene eier henholdsvis 49% og 27% av aksjene i Discover Petroleum Holding AS, som igjen eier 49% av aksjene i Discover Petroleum AS. Samlet kjøp fra PetroMarker AS i 2007 var kr 87,7 millioner. Gjeld til PetroMarker AS pr 31.12.2007 utgjorde kr 45,9 millioner og inngår i posten kortsiktig gjeld til beslektet selskap i balansen. Selskapet har også kjøpt administrative tjenester fra Electro Magnetic Time Vision AS, et selskap som er 100% eide av ORG Holding AS. Administrative tjenester er fakturert på grunnlag av påløpte kostnader, og utgjorde for 2007 kr 2,4 millioner.

Note 12 Forpliktelser

Lisensforpliktelser

Selskapet har forpliktet seg til spesifikke arbeidsprogram i forbindelse med tildeling av 7 lisenser i Barentshavet og Norskehavet. Gjennom arbeidsprogrammene har selskapet forpliktet seg til kjøp og reprosessering av 3D seismiske data samt deltagelse i boring av to letebrønner. Selskapets andel av kostnadene knyttet til arbeidsprogrammet er bergnet til NOK 200 millioner og vil bli behandlet som letekostnader når dette blir gjennomført.

Avtale om elektromagnetiske undersøkelser

Selskapet har en avtale med PetroMarker AS om kjøp av tjenester knyttet til innhenting og tolkning av elektromagnetiske undersøkelser. Avtalen omfatter et minimumsprogram på 180 dager pr. år i 3 år. Kostnadene knyttet til arbeidsprogrammet blir behandlet som letekostnader når dette blir gjennomført.

Note 13 Hendelser etter balansedagen

Selskapet fikk tildelt 4 nye lisenser på norsk sokkel i februar 2008 (TFO 2007). I mars og april 2008 ble det gjennomført to emisjoner som til sammen tilførte selskapet kr 37 millioner i ny egenkapital.



ERNST & YOUNG

Statsautoriserte revisorer
Ernst & Young AS

Varebotnen 11 Forus, NO-1313 Sandnes
Postboks 6015 NO-4088 Stavanger

Foretaksregisteret, NO 976 389 187 EYVA
Tlf.: +47 51 70 66 00
Fax: +47 51 70 66 01
www.eyno

Medlemmer av Den norske Revisorforening

Til generalforsamlingen i
Discover Petroleum AS

19

Revisjonsberetning for 2007

Vi har revidert årsregnskapet for Discover Petroleum AS for regnskapsåret 2007, som viser et underskudd på kr 29 806 684. Vi har også revidert opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til dekning av underskuddet. Årsregnskapet består av resultatregnskap, balanse, kontantstrømoppstilling og noteopplysninger. Regnskapslovens regler og god regnskapsskikk i Norge er anvendt ved utarbeidelsen av regnskapet. Årsregnskapet og årsberetningen er avgitt av selskapets styre og administrerende direktør. Vår oppgave er å uttale oss om årsregnskapet og øvrige forhold i henhold til revisorlovens krav.

Vi har utført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder revisjonsstandarder vedtatt av Den norske Revisorforening. Revisjonsstandardene krever at vi planlegger og utfører revisjonen for å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon. Revisjon omfatter kontroll av utvalgte deler av materialet som underbygger informasjonen i årsregnskapet, vurdering av de benyttede regnskapsprinsipper og vesentlige regnskapsestimater, samt vurdering av innholdet i og presentasjonen av årsregnskapet. I den grad det følger av god revisjonsskikk, omfatter revisjon også en gjennomgåelse av selskapets formuesforvaltning og regnskaps- og interne kontrollsystemer. Vi mener at vår revisjon gir et forsvarlig grunnlag for vår uttalelse.

Vi mener at

- årsregnskapet er avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettviseende bilde av selskapets økonomiske stilling 31. desember 2007 og av resultatet og kontantstrømmene i regnskapsåret i overensstemmelse med god regnskapsskikk i Norge
- ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av selskapets regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringsskikk i Norge
- opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til dekning av underskuddet er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

Stavanger, 6. mai 2008
ERNST & YOUNG AS

Tor Inge Skjellevik

Tor Inge Skjellevik
statsautorisert revisor

Fokus på nordområdene

Discover Petroleum AS fokuserer på leting og forretningsutvikling i nordområdene - dvs. Norskehavet og Barentshavet. I Nordsjøen har vi et mål om å delta i spesifikke områder hvor vår kompetanse og teknologi er konkurransedyktig.

Barentshavet

Lisensporteføljen i Barentshavet består av tre lisenser (PL 396, PL 449 og PL 491) hvor selskapet er partner i alle tre. PL 396 ble tildelt i 19. konsesjonsrunde, mens de to siste ble tildelt i hhv. Tildeling i Forhåndsdefinerte Områder 2006 (TFO 06) og TFO 07. Arbeidsforpliktelsen i alle disse lisensene, er 3D seismisk innsamling/prosessering, som skal danne grunnlag for beslutning om leteboring eller tilbakelevering av areal. I PL396 vil en slik beslutning tas i 2009, mens den vil tas i 2010 og 2011 i hhv. PL 449 og 491.

Ressurspotensialet i PL 396 er betydelig, og det er størst sannsynlighet for å finne gass dersom det gjøres funn. Det er gjort et gassfunn ca. 50 km sydvest for PL 396 som viser at det er generert hydrokarboner i området. Lisensene 449 og 491 ligger ca. 30 km nord for Snøhvit, og ligger således i et område med bekreftede hydrokarbonsystem. Innenfor lisensarealene er det kartlagt nye letemodeller som tidligere ikke har blitt testet med leteboring, og både olje og/eller gass kan være tilstede i de kartlagte prospektene.

Etter positive resultat fra Goliat - og Nucula brønnene (2005/2006), har det blitt boret få brønner i Barentshavet. StatoilHydro konkluderte høsten 2007 at oljesonen på Snøhvit hadde for lite ressursgrunnlag til at det kunne bygges ut.

ENI har besluttet å utvikle Goliat feltet som en offshore løsning med bøyelasting, mens det enda gjenstår mer analyse av Nucula funnet før det tas stilling til videre aktivitet.

StatoilHydro's olje/gassfunn (Obesum) i PL228 er svært interessant. Det er ikke kommet opplysninger om funnets størrelse, men potensialet er betydelig og det åpner opp for nye leteområder i Barentshavet. Lisenstildelinger i TFO 07 viser at interessen for Barentshavet er voksende, og nye aktører er kommet til.

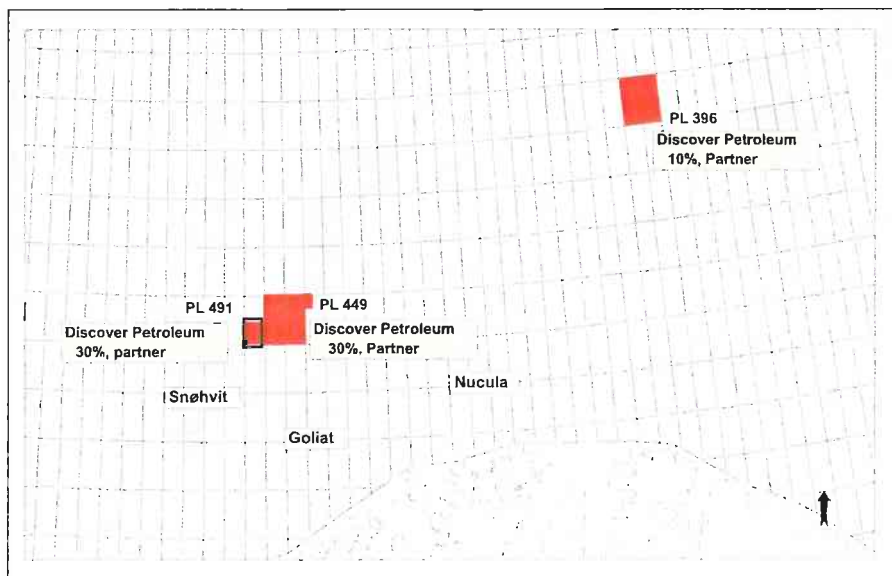
I 2008 vil det bli leteboring i lisenser tildelt i 19. konsesjonsrunde som vil kunne danne grunnlag for nye utbyggingsprosjekt, gitt funn.

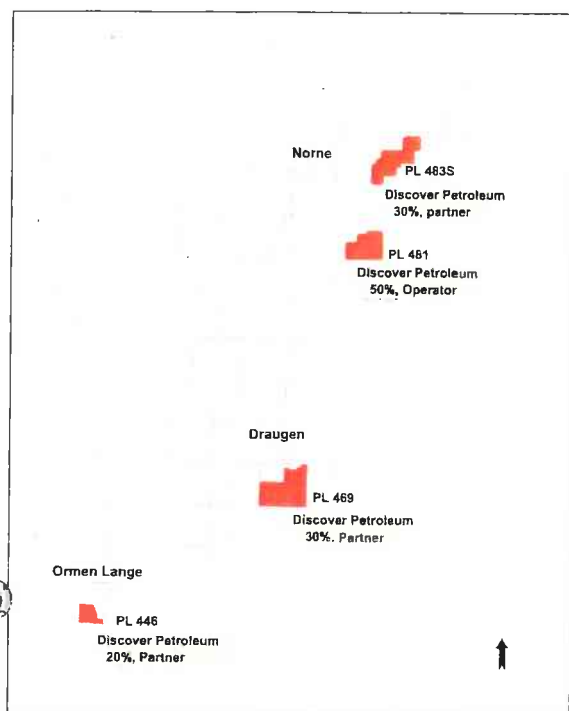
I forslaget til utlysning av blokker til 20. konsesjonsrunde, er det en fordeling av blokker fra vest i Barentshavet, kystnære områder langs Finnmark samt nord og øst for Snøhvit. I forhold til det som ble nominert, er antallet betydelig redusert, men mange spennende områder vil bli utlyst.

Vi forventer en formell utlysning av blokkene sommer 2008, med en søknadsfrist årsskiftet 2008/2009. Tildeling vil sannsynligvis skje 2. kvartal 2009.

Discover Petroleum AS er godt i gang med forberedelsene til runden, og planlegger en omfattende innsamling av elektromagnetiske data som et ledd i dokumentasjonen av søknaden. I tillegg til 20. konsesjonsrunde, har myndighetene invitert industrien til å delta i TFO 08, med en søknadsfrist i slutten av september 2008.

Discover Petroleum AS forbereder i denne sammenheng en søknad på utvalgte blokker.





Norskehavet

Selskapet har gjennom tildelinger i TFO 06 og TFO 07 fått en portefølje i Norskehavet på fire lisenser hvorav ett operatørskap (PL481). Sistnevnte lisens er lokalisert ca. 60 km nordøst for Heidrunplattformen, og det vil i løpet av 2008 (evt. 2009) bli samlet inn ca. 400 km² 3D seismikk samt elektromagnetisk data, som vil danne grunnlag for en eventuell borebeslutning i 2011. Det er avdekt interessante strukturer innenfor lisensarealet, og innsatsen fremover vil være fokusert på å redusere risikoen knyttet til evt. leteboring.

PL 483 S som er lokalisert ca. 40 km øst for Norne installasjonen, har Discover Petroleum AS 30 % andel og det skal bores en fast letebrønn innen 3 år. Slik planene ligger i dag, vil brønnen bli boret høsten 2009. Potensialet i lisensen er betydelig, og det er muligheter for både olje og gass gitt funn.

I området sydvest for Ormen Lange er Discover Petroleum AS deltaker med 20 % andel i PL 446. I 2008 vil det bli reprocessert 3 D seismiske data samt innsamlet elektromagnetiske data som vil danne grunnlag for en eventuell borebeslutning i 2009.

I blokkene (PL 469) syd for Draugen, har Discover Petroleum AS 30 % andel som partner. Lisensen har forpliktet å bore en letebrønn innen 2 år og det ligger an til at denne blir boret høst 2009.

Høsten 2007 ble Ormen Lange feltet satt i produksjon og øker dermed gass produksjonen fra Norskehavet med ca. 15 GSm³ gass/år. I tillegg er det i løpet av det siste året gjort flere mindre olje/gass funn på grunt vann i Norskehavet. Disse vil sannsynligvis knyttes opp mot eksisterende infrastruktur.

Skarv/Idun funnene er nye vedtatte feltutviklingsprosjekt som vil innebære ny olje/gass produksjon fra Norskehavet. I tillegg er det forventninger til at Onyx (Shell) og Victoria (Total) også vil kunne representere ny infrastruktur i Norskehavet. I Vøring er det gjort interessante gassfunn (Luva), men det er så langt ikke foretatt investeringsbeslutninger. I 2008 vil det bli boret en ny avgrensingsbrønn på Stetind (StatoilHydro) som vil kunne gi grunnlag for ny gassproduksjon fra dypt vann.

Resultatet av 20. runde utlysningen, viser at petroleumsindustrien ser mange muligheter i Norskehavet. Et stort antall blokker er foreslått utlyst på dypt vann i Møre og Vøring hvor potensialet for gass ihht. OD's ressursanslag er betydelig. I tillegg er mange blokker i kystnære områder fra Møre i syd til Lofoten i nord, foreslått utlyst.

Det vil være viktig at petroleumsindustrien og andre næringsinteresser finner gode løsninger ift. miljø, beredskap, overvåkning etc. når disse områdene utlyses.

Discover Petroleum AS legger opp til et omfattende søknadssamarbeid i Norskehavet, med sentrale internasjonale aktører på norsk sokkel. Selskapet har også ambisjon om å delta i TFO 08 i områder hvor vår kunnskap og teknologi vil være et konkurransefortrinn.

Nordsjøen

Selskapet søkte i et begrenset antall blokker i TFO 07, og vil følge opp noen interessante muligheter i TFO 08. 20. runde utlysningen et begrenset antall blokker som vurderes interessante. Dette har sammenheng med at mye areal ligger innenfor TFO området samt at letebrønner i nye områder har gitt negativt resultat. Imidlertid har leteboringer i modne områder medført noen svært oppløftende olje funn som for eksempel Luno (Lundin) i Sleipner området.

Likeledes synes ENI's "Afrodite" funn i nordlige Nordsjøen å være interessant. Discover Petroleum AS vil fortsette sin strategi i Nordsjøen ved å satse på utvalgte blokker hvor teknologi og kompetanse kan utgjøre et fortrinn samt søke samarbeid med andre selskap.

Konkurransen om areal i Nordsjøen er krevende, og nye selskap som har etablert seg på norsk sokkel det siste året har definert Nordsjøen som satsings område. Denne tendensen vil forplante seg i Norskehavet og Nordsjøen i kommende konsesjonsrunder slik at det vil bli en stor utfordring å få tilgang til attraktivt areal.

EM teknologi som leteverktøy

Olje- og gassprospektering i marint miljø ved hjelp av elektromagnetiske metoder (EM), har i de senere år fått en stadig større anvendelse. Metoden er basert på at hydrokarbonfylte reservoar har høy elektrisk motstand i forhold til vannførende bergarter. Elektromagnetiske målinger gir derfor verdifull informasjon for oljeselskaper for å vurdere sannsynlighet for funn i prospektene.

Det forventes økt fokus på teknologien i de kommende år, noe som vil føre til at en vil se en akselerert utvikling og at flere leverandører vil tilby tjenesten. Dette forsterkes av et vanskelig riggmarked, høye oljepriser og stor konkurranse om det mest attraktive arealet fra mange nye aktører.

Det er i dag 3-4 selskaper som tilbyr denne teknologien i tillegg til PetroMarker.

PetroMarker benytter imidlertid en markert forskjellig konfigurasjon av utstyret. Det elektromagnetiske feltet etableres ved å sende strøm vertikalt i vannsøylen. Modelleringer viser at denne metoden "ser" dypere og mindre akkumulasjoner enn konkurrentenes verktøy som alle bruker horisontal kilde og mottagere.

PetroMarker teknologien ble utprøvd på Trollfeltet i 2007. Resultatene var i overensstemmelse med forventningene og var basis for Discover's beslutning om videreføring av avtalen om bruk og eksklusive rettigheter for bruk av teknologien på norsk sokkel.

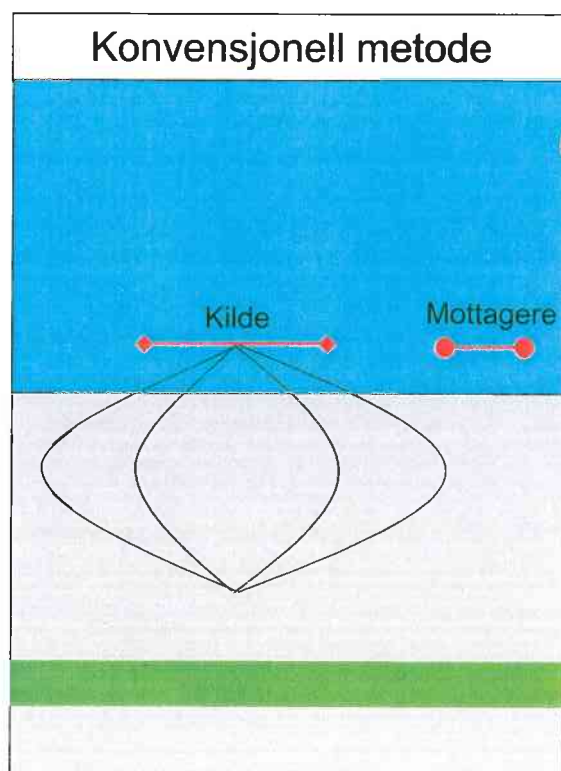
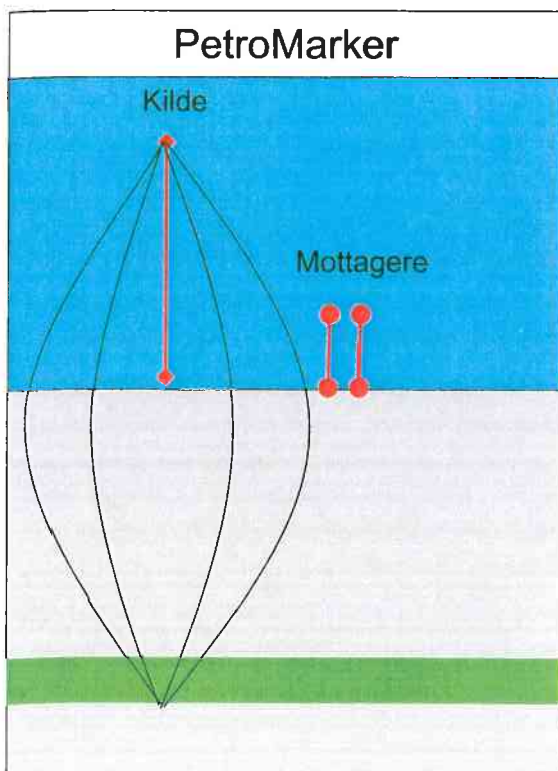
Et omfattende innsamlingsprogram på 6 måneder vil bli gjennomført i 2008. I hovedsak er det rettet mot undersøkelse av prospekter som er aktuelle for 20. konsesjonsrunde og tildelings-runde i forhåndsdefinerte områder i 2008.

Flere større internasjonale aktører med stor virksomhet på norsk sokkel har fattet interesse for dette verktøyet. Halvparten av innsamlingsprogrammet er derfor i samarbeid med andre selskaper, mens den andre halvparten vil bli for Discover's egen regning i områder der selskapet ønsker å søke om tildelinger i konsesjonsrundene.

For noen prospekt som skal undersøkes vil kjente forekomster bli undersøkt som referanse. Dette vil gi vesentlig informasjon om teknologiens rekkevidde med tanke på hvor dype reservoar den kan benyttes på.

Basert på årets sesong vil det derfor være mulig å demonstrere verktøyet's potensial spesielt for identifikasjon av de beste prospektene. I tillegg er det grunn til å forvente at verktøyet kan benyttes for avgrensning av kjente forekomster og identifikasjon av mindre satellittfelt nær infrastruktur.

Resultatene vil derfor ikke bare være viktig for rundesøknadene, men også for å skaffe Discover posisjoner for samarbeid knyttet til farm in og strategisk samarbeid som kan gi tilgang til egen produksjon.



Discover Petroleum HMS pris 2007

Discover Petroleums HMS pris for 2007 ble tildelt PetroMarker AS, som en anerkjennelse av det proaktive og systematiske HMS arbeidet selskapet har gjort i forbindelse med 2007 programmet for innsamling av EM data.

EM programmet ble gjennomført uten uhell og PetroMarker har hatt fokus på HMS både i planlegging og gjennomføring av programmet. Rutiner og prosedyrer var på plass før undersøkelsene startet, og underveis i programmet ble det gitt fortløpende rapporter som viste at systemene var i aktiv bruk.

PetroMarker har med dette bidratt til å ivareta Discover Petroleums null-filosofi på skader og uhell.

23



Trond Hofseth, direktør PetroMarker, mottar prisen fra Lars Bjerke, direktør Discover Petroleum. Prisen er laget av Glasshytta Blåst i Tromsø.



discover petroleum

Tromsø
Discover Petroleum AS
Roald Amundsens plass 1,
N-9257 Tromsø

Stavanger
Discover Petroleum AS
Skogstøstraen 37,
N-4029 Stavanger

Telefon +47 85 22 08 80
www.discoverpetroleum.com