

DNOs visjon og overordnet målsetting

DNO skal være en ledende international nisjeaktør i forbindelse med utvikling av mindre petroleumfelt samt forlenget produksjon og økt utvinning fra modne petroleumfelt. Selskapets overordnede målsetting er å skape aksjonærverdier over tid gjennom lønnsomme investeringer relatert til slike prosjekter.

DNO's vision and overall goal

DNO aims to be a leading, international niche player engaged in both the development of small petroleum fields in the extended production and increased recovery from mature petroleum fields. DNO's overall objective is to create long-term value for its shareholders through profitable investment in petroleum activity.

Hovedtrekk - 1. kvartal 2001

- Økt oljeproduksjon samt økning av andel i Jotun-feltet med 2% til 3,25%
- Mer enn doubling av driftsresultat og EBITDA sammenlignet med 1. kvartal 2000
- Feltutbygging på Sharyooffeltet påbegynt
- Gunstige oljepriser og valutakurser

Headlines - 1st Quarter 2001

- Increased oil production and an increase of 2.0% to 3.25% in the Jotun field
- More than doubled operating profit and EBITDA from 1st Quarter 2000
- Development of the Sharyoof field commenced
- Favourable oil prices and foreign exchange rates

Hovedtall NOK mill.

Key figures NOK mill.

	2001		2000				2000	
	1. kv/1st Q	1. kv/1st Q	1. kv/1st Q	2. kv/2nd Q	3. kv/3rd Q	4. kv/4th Q		
Gj. sn. prod. olje og gass fat/dag	13 174	6 303	6 695	6 048	8 638	6 900	Average prod. oil & gas, bbl/d	
Driftsinntekter	268,4	143,8	158,3	163,2	200,5	665,8	Operating revenues	
Driftsresultat	87,3	39,2	51,7	22,8	-0,1	113,8	Operating profit (loss)	
Resultat før skatt	89,2	57,7	40,8	16,3	-28,3	86,8	Profit (loss) before tax	
EBITDA ⁽¹⁾	150,8	64,8	68,3	71,1	81,3	285,5	EBITDA ⁽¹⁾	
Egenkapitalandel i %	44%	52%	55%	52%	50%	50%	Equity ratio in %	

⁽¹⁾ Resultatet etter skattekostnad justert for skattekostnad, visse finansposter, resultat tilknyttede selskaper, av/nedskrivninger og regnskapsmessige avsetninger.

⁽¹⁾ Annual profit (loss) adjusted for tax, certain financial items, profit (loss) relating to associated companies, depreciation/impairment and losses and provisions made in the accounts.

Resultat 1. kvartal 2001 (tall for 1. kvartal 2000 i parentes)

Konsernets samlede driftsinntekter utgjorde pr. 1. kvartal 2001 NOK mill. 268,4 (143,8). Driftsresultatet ble NOK mill. 87,3 (39,2) og EBITDA NOK mill. 150,8 (64,8).

Av selskapets samlede driftsinntekter, bidro kjernevirksomheten olje og gass med NOK mill. 244,1 (124,0). Driftsresultatet fra olje- og gassvirksomheten utgjorde NOK mill. 80,4 (38).

Netto resultat fra tilknyttede selskaper utgjorde i perioden NOK mill. -6,9 (8,8). Dette er regnskapsført i henhold til egenkapitalmetoden, og således ingen likviditetsmessig effekt.

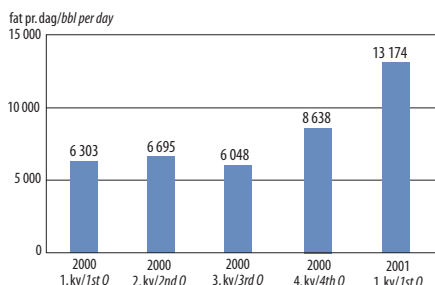
Resultat før skatt utgjorde NOK mill. 89,2 (57,7) og resultat etter skatt NOK mill. 44,6 (47,8). Periodens skattekostnad på NOK mill. 44,6 relaterer seg hovedsakelig til aktiviteten på norsk sokkel.

Kvartalregnskapet er avlagt iht. de samme regnskapsprinsipper som årsregnskapet 2000.

Oljeproduksjon

Gjennomsnittlig oljeproduksjon i 1. kvartal var 13 174 fat pr. dag (6 303 fat pr. dag). Dette er mer enn en doubling av produksjonen sammenlignet med samme periode i fjor (se fig. 1). Produsert, ikke solgt oljevolum i perioden er inntektsført til oljepris pr. 31. 03. 2001 (USD 23.77/fat) i henhold til "rettighetsmetoden". Selskapet har benyttet en gjennomsnittlig oljepris på omlag USD 25.1 pr. fat for inntektsføring av selskapets oljeproduksjon i perioden.

Fig. 1 Gj. sn. produksjon olje og gass/Average production of oil & gas



Performance 1. Quarter of 2001 (figures for 1st Quarter of 2000 in brackets)

In the 1st Quarter of 2001 the Group had operating revenues of NOK 268.4 million (143.8). Operating profit was NOK 87.3 mill. (39.2), and EBITDA was NOK mill. 150.8 (64.8).

The core area of oil and gas contributed with NOK mill. 244.1 (NOK mill. 124.0) to the Company's total operating revenues. Operating profit from the oil and gas activity was NOK mill. 80.4 (38).

Associated companies had a net loss of NOK mill. -6.9 (8.8) in the period. This is recorded in the consolidated accounts in accordance with the equity method, and therefore has no cash effect.

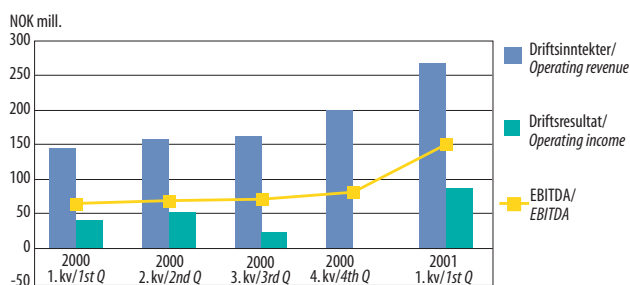
Profit before tax was NOK mill. 89.2 (57.7) and profit after tax was NOK mill. 44.6 (47.8). Tax expense for the period of NOK mill. 44.6 is primarily related to the activity on the Norwegian Continental Shelf.

The quarterly accounts are prepared in accordance with the same accounting principles as the annual accounts for 2000.

Oil production

Average oil production in the 1st Quarter of 2001 was 13,174 barrels per day (6,303 barrels per day). This is more than double production as compared with the same period last year (see figure 1). Produced but not sold oil volume in the period is recorded as income based on the oil price on 31 March 2001 (USD 23.77/barrel) in accordance with the entitlement method. The Company has applied an average oil price of approximately USD 25.1 per barrel for recording the revenues from oil production in the period.

Fig. 2 Driftsinntekter, driftsresultat og EBITDA/Operating revenues, operating profit and EBITDA



Lisenser i Storbritannia

En ny produksjonsbrønn på Heatherfeltet ble ferdigstilt i 1. kvartal 2001. Brønnen ble boret som en avansert sidestegsbrønn, og bekreftet olje i et område i utkanten av feltet. Dette bidro til en økning i produksjonen fra feltet, som i april var vel 7 000 fat pr. dag. Det blir nå et avbrudd i boringene på Heatherfeltet, slik at vanninjeksjon i reservoaret kan gjenopprettes og nødvendige inngrep kan foretas i eksisterende produksjons- og injeksjonsbrønner på feltet.

Selskapet planlegger å starte boringer på satellittene rundt Heatherfeltet (West Heather) i løpet av 2001, og det er i den forbindelse inngått intensjonsavtale om bruk av boreriggen "SS Petrolia". I henhold til de planer som nå foreligger, kan produksjon fra satellittfeltene tidligst starte i 2002.

Lisenser i Norge

DNO ble godkjent som rettighetshaver etter det nye regelverket på norsk sokkel i november 2000. Selskapet har ervervet 5 lisensandeler, og olje- og energidepartementet har nå godkjent følgende andeler:

- PL 103B - Jotun (1,25%)
- PL 203 (15%)
- PL 148 (30%)
- PL 048B - Glitne (10%)

Godkjennelse av den resternede 2%-andelen i PL 103 (Jotun) samt 10% i PL 006C (Tyr) forventes å foreligge i 2. kvartal 2001.

Jotunfeltet produserer bedre enn prognosen i henhold til Plan for Utbygging og Drift (PUD). Produksjonen var i 1. kvartal 126 107 fat pr. dag, hvorav DNOs andel utgjør 4 098 fat pr. dag. I april var produksjonen fra feltet 116 000 fat pr. dag, hvorav DNOs andel utgjør 3 770 fat pr. dag.

Boring av produksjonsbrønner på Glitnefeltet, ble avsluttet i 1. kvartal 2001 i henhold til plan. Brønnene bekreftet forventet produksjonskapasitet, og produksjonsstart fra feltet er planlagt i løpet av sommeren 2001. Statoil er operatør for lisensen, og "Petrojarl 1" skal benyttes som flytende produksjonsskip.

I lisens PL 203 er det vår forventning at operatøren, Norsk Hydro, vil presentere en mulig utbyggingsplan for området i løpet av året. I PL 006C er det planlagt boring av en letebrønn mot slutten av 2001.

Lisenser i Yemen

Oljeproduksjonen fra Tasourfeltet i Blokk 32 startet i november 2000 og produksjonsutviklingen har så langt vært noe bedre enn forventet. DNO er operatør for lisensen og fullførte i løpet av 1. kvartal boring av en ny produksjonsbrønn på feltet. Dette har bidratt til en økning i oljeproduksjonen i perioden. Gjennomsnittlig oljeproduksjon i 1. kvartal fra Tasourfeltet var 8 804 fat pr. dag, hvorav DNOs andel utgjør 3 429 fat pr. dag. I april var produksjonen 8 750 fat pr. dag, hvorav DNOs andel utgjør 3 408 fat pr. dag. DNO planlegger ytterligere boringer på Tasourfeltet eller omliggende strukturer mot slutten av 2001. Etter fordeling av 25 % eierandel, som DNO overtok fra Norsk Hydro i 2000, er selskapets andel i lisensen nå 41,00 %.

Det ble påvist et nytt oljefunn i Blokk 53 i 2000. Feltet, som har fått navnet Sharyoof, er anslått å inneholde omlag 25 mill. fat utvinnbar olje, hvorav DNOs andel utgjør 6 mill. fat (24,45 %). Utbyggingsplan for Sharyoof ble godkjent av myndighetene i Yemen i februar 2001, og produksjonsstart er planlagt i 4. kvartal 2001. Utbyggingskonseptet vil bli tilsvarende som for Tasourfeltet.

Lisenses in UK

A new production well on the Heather field was completed during the 1st Quarter of 2001. The well was drilled as an advanced deviated well, and confirms the presence of oil in the field's periphery. This contributed to increased production from the field, which in April was more than 7,000 barrels per day. There will now be a break in the drilling on the Heather field in order to resume the water injection into the reservoir, and to perform necessary interventions in existing production and injection wells on the field.

The Company plans to start drilling on the satellite fields on Heather (West Heather) during 2001, and a letter of intent has been signed for the use of the drilling rig "SS Petrolia" for this work. Based on existing plans, production from the satellite fields can commence in 2002 at the earliest.

Lisenses in Norway

In November of 2000, DNO was approved as a licensee on the Norwegian Continental Shelf in accordance with the new regulations. The Company has acquired five licenses, and the Norwegian Ministry for Oil and Energy has now approved the following shares:

- PL 103B - Jotun (1.25%)*
- PL 203 (15%)*
- PL 148 (30%)*
- PL 048B - Glitne (10%)*

Approval of the remaining 2% share of PL 103B (Jotun) and of the 10% share of PL 006C (Tyr), is expected to be confirmed during the 2nd Quarter of 2001.

Production on the Jotun field was better than forecasted in the Plan for Development and Operation (PUD). During the 1st Quarter of 2001 the field produced 126,107 barrels per day, of which DNO's share is 4,098 barrels per day. During April the production from the field was 116,000 barrels per day, of which DNO's share is 3,770 barrels per day.

Drilling of production wells on the Glitne field was completed during the 1st Quarter of 2001 according to plan. Production testing of the wells confirmed the anticipated production capacity, and production from the field is expected to commence during the summer of 2001. Statoil is operator of the license, and "Petrojarl 1" will be used as a floating production vessel.

The Company expects that Norsk Hydro, the operator of the license PL 203, will present a possible development plan for the area during the year. In license PL 006C an exploration well is planned to be drilled towards the end of 2001.

Lisenses in Yemen

Production of oil from Block 32 in the Tasour field started in November 2000, and so far the production performance is higher than anticipated. DNO is the operator of the license and completed the drilling of a new production well on the field during the 1st Quarter. This contributed to increased oil production in the period. Average oil production from the Tasour field in the 1st Quarter was 8,804 barrels per day, of which DNO's share is 3,429 barrels per day. In April the production was 8,750 barrels per day, of which DNO's share is 3,408 barrels per day. Towards the end of 2001, DNO plans to drill additional wells on the Tasour field or on adjacent structures. After a re-allocation of a 25% ownership share that DNO acquired from Norsk Hydro in 2000, the Company's share of the license is now 41,00%.

A new discovery was made in Block 53 in 2000. The field has been named Sharyoof, and is expected to contain approximately 25 million barrels of recoverable oil, of which DNO's share is 6 million barrels (24.45%). The development plan for the Sharyoof field was approved by the authorities in Yemen in February of 2001, and production start is planned for the 4th Quarter of 2001. The development concept is similar to the one for the Tasour field.



Investeringer

Regnskapsmessige investeringer i 1. kvartal knytter seg hovedsaklig til følgende forhold:

- Boring av nye brønner på Heather og Tasour
- Erverv for Glitne-andelen, samt andel av utbyggingskostnader
- Erverv av 2%-andel i Jotun
- Utbygging av Sharyooffeltet i Yemen

Totale regnskapsmessige investeringer i perioden utgjør NOK mill. 419,3.

Finansielle forhold

Konsernets totale likvide beholdning utgjorde pr. 31.03.2001 NOK mill. 243,6 (242,5) hvorav NOK mill. 59,6 (75,5) utgjorde fri likviditet.

Rentebærende langsiktig og kortsiktig gjeld utgjorde NOK mill. 337,2 (140,8) ved utgangen av 1. kvartal 2001. Selskapet har i perioden trukket opp NOK mill. 36 til finansiering av påløpte investeringer. Banklån, NOK mill. 101, er pr. 31.03.2001 klassifisert som kortsiktig. Selskapet er i forhandlinger med långiver, slik at lånet kan klassifiseres som langsiktig gjeld.

Finansiering av påløpte og fremtidige investeringer vil hovedsaklig være basert på fremmedkapital, og selskapet har besluttet å ta opp et obligasjonslån med en øvre ramme på NOK mill. 500. Endelig lånebeløp vil bli klarlagt i 2. kvartal 2001, og utbetaling forventes ca. 1. juni 2001. Obligasjonslånet vil bli notert på Oslo Børs. Selskapet forhandler også med et banksyndikat om en lånefasilitet med en total ramme på MUSD 65.

Regnskapsført egenkapital pr. 31.03.2001 utgjorde NOK mill. 841,3 (638,9). Økningen i egenkapital i perioden på NOK mill. 45 relaterer seg til periodens resultat.

Andre forhold

Det har ikke oppstått hendelser etter delperiodens utløp som har vesentlig innvirkning på selskapets resultat eller finansielle stilling pr. 31.03.2001.

I forbindelse med at selskapet har nominert en last på 800 000 fat olje fra Jotunfeltet for levering i april/mai 2001, har selskapet prisikret et tilsvarende oljevolum til USD 26,32 pr. fat. Dette utgjør høyeste oljepris selskapet vil kunne oppnå for dette volumet. Det er ingen kostnad knyttet til inngåelse av prissikringen.

Selskapet opplyste i børsmelding datert 20.04.01, om avtale om overtagelse av en kontrollerende eierpost i Lepco plc. som er notert på børsen i London. Avtalen om overtagelse av en kontrollerende eierpost ble ikke gjennomført.

Investeringen i Timan Pechora er restrukturert i perioden, ved at et børsnotert kanadisk selskap med produksjon i Russland nå deltar sammen med DNO i prosjektet.

Investment

Investment items in the accounts for the 1st Quarter 2001 are for the most part associated with the following:

- *Drilling of new wells on the Heather and Tasour fields*
- *Acquisition of the Glitne license share, and DNO's share of development costs for the period*
- *Acquisition of an additional 2% share in Jotun*
- *Development of the Sharyoof field in Yemen*

Investment items in the accounts for the 1st Quarter amount to NOK million 419.3.

Financial matters

The Group's total cash reserves as per 31.03.2001 amounted to NOK million 243.6 (242.5), of which NOK 59.6 million (75.5) were unrestricted cash reserves.

Interest-bearing long-and short-term debt was NOK 337.2 million (140.8) at the end of the 1st Quarter of 2001. During the period the Company acquired NOK 36 million in new debt for the financing of accrued investments. A bank loan of NOK 101 million is per 31 March 2001 classified as short-term debt. The Company is in negotiations with the lender, to arrange for the loan to be classified as long term debt.

Financing of accrued and future investments will primarily be based on external capital, and the Company has decided to acquire a bond loan with an upper limit of NOK 500 million. The final loan amount will be decided during 2nd Quarter, and proceeds from the loan are expected around 1 June 2001. The bond will be listed on the Oslo Stock Exchange. The Company is also negotiating with a bank syndicate in respect of a loan facility with an upper limit of MUSD 65.

The book value of shareholders' funds as at 31 March 2001 was NOK 841.3 million (NOK million 638.9). The increase in shareholders' funds of NOK million 45 has been generated by the profit for the period.

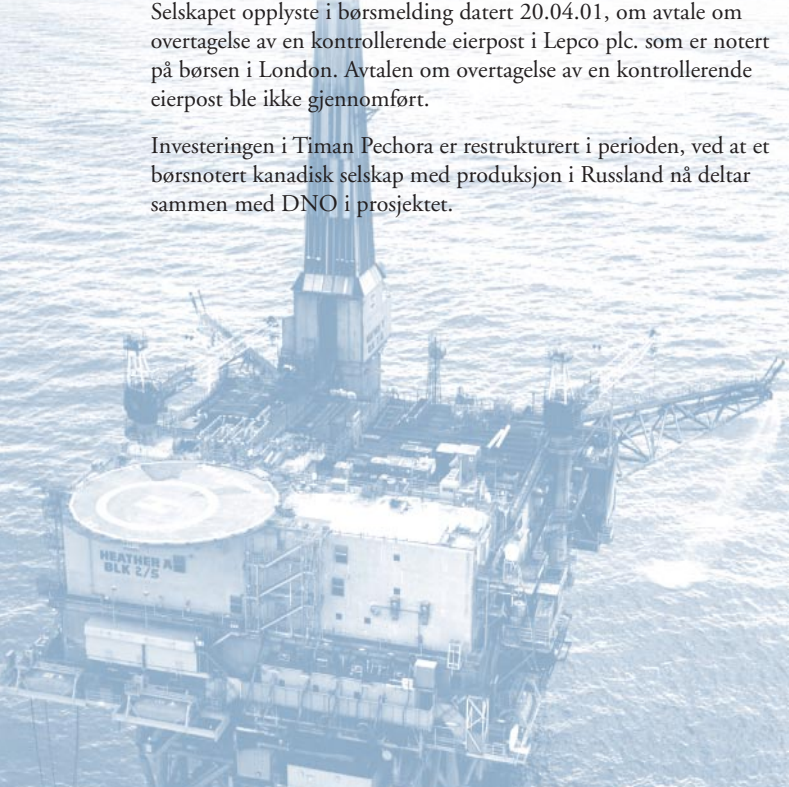
Other matters

No events have occurred after the end of the 1st Quarter which will significantly alter the Company's profits or its financial position as at 31 March 2001.

In connection with the Company's placement of a cargo of 800,000 barrels of oil from the Jotun field for delivery in April/May of 2001, the Company has hedged the price for a corresponding volume of oil at USD 26.32 per barrel. This is the highest price the Company will receive for this oil. There is no cost associated with placing this hedging.

In its stock exchange report dated 20 April 2001, the Company announced an agreement for the acquisition of a controlling share of Lepco plc., a company listed on the London Stock Exchange. The agreement to acquire such a controlling share was not implemented.

The investment in Timan Pechora has been restructured during the period, in that a listed Canadian company with production in Russia, now participates in the project together with DNO.



Resultatregnskap NOK mill.

Profit and loss statement NOK mill.

	2001	2000				2000	
	1. kv/1st Q	1. kv/1st Q	2. kv/2nd Q	3. kv/3tr Q	4. kv/4th Q	Resultat/Profit (loss)	
Driftsinntekter	268,4	143,8	158,3	163,2	200,5	665,8	Operating revenues
Driftskostnader	107,4	75,2	78,3	95,1	113,2	361,8	Operating expenses
Av-/nedskrivn. og fjerningskostn.	51,2	15,0	15,9	26,9	65,0	122,7	Depreciation, write-downs, abandonment costs
Lønn og andre driftskostnader	22,4	14,4	12,4	18,4	22,4	67,5	Payroll and other operating expenses
Driftsresultat	87,3	39,2	51,7	22,8	-0,1	113,8	Operating profit (loss)
Resultat tilknyttede selskaper	-6,9	8,8	-10,6	-13,9	-15,3	-31,0	Interests in associated companies
Finansinntekter	28,2	17,0	6,5	20,5	12,8	56,8	Financial revenues
Finanskostnader	-19,4	-7,3	-6,8	-13,1	-25,7	-52,9	Financial expenses
Resultat før skatt	89,2	57,7	40,8	16,3	-28,3	86,8	Profit (loss) before tax
Skattekostnad ¹⁾	-44,6	-9,9	-21,1	-29,1	-23,0	-37,1	Taxes ¹⁾
Resultat etter skatt	44,6	47,8	19,7	-12,8	-5,3	49,7	Profit (loss) after tax
Resultat pr. aksje	0,89	1,26	0,42	-0,39	0,12	1,15	Basic earnings per share
Resultat pr. aksje utvannet	0,87	1,15	0,39	0,01	0,11	1,10	Diluted earnings per share

¹⁾ Skattekostnaden vedrører hovedsakelig virksomheten i Norge

¹⁾ The tax expense is primary related to the operation in Norway

Virksomhetsrapportering NOK mill.

Reporting by area NOK mill.

	2001	2000				2000	
	1. kv/1st Q	1. kv/1st Q	2. kv/2nd Q	3. kv/3tr Q	4. kv/4th Q	Resultat/Profit (loss)	
Driftsinntekter olje og gass	244,1	124,0	138,8	139,8	139,8	570,1	Operating revenues Oil & Gas
Driftsinntekter Offshore og Services	24,2	19,8	19,5	23,4	23,4	95,8	Operating revenues Offshore & Services
Sum driftsinntekter	268,4	143,8	158,3	163,2	163,2	665,8	Total operating revenues
Driftsresultat olje og gass	80,4	38,0	32,2	17,4	9,6	97,2	Operating profit Oil & Gas
Driftsresultat Offshore og Services	6,9	1,2	19,5	5,4	-9,6	16,5	Operating profit Offshore & Services
Sum driftsresultat	87,3	39,2	51,7	22,8	0,0	113,7	Total operating profit

Kontantstrømoppstilling NOK mill.

Cash flow statement NOK mill.

	2001	2000	2000	
	1. kv/1st Q	1. kv/1st Q	Resultat/Profit (loss)	
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	215	7	150	Net cash flow from operating activities
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	-277	-109	-460	Net cash flow from investing activities
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter	34	76	297	Net cash flow from financing activities
Netto endring i kontanter og kontantekvivalenter	-29	-26	13	Net change in cash and cash equivalents
Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter 1.1	88	102	102	Cash and cash equivalents at 1 January
Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter ¹⁾	59	76	88	Cash and cash equivalents ¹⁾

¹⁾ I tillegg har selskapet NOK mill. 184 i langsiktige bankinnskudd knyttet til fremtidig fjerningskostnad.

¹⁾ In addition, the Company has NOK million 184 in long-term bank deposits for future platform abandonment

EIENDELER	31.03.2001	31.03.2000	31.12.2000	ASSETS
Immaterielle eiendeler	125,8	106,0	127,7	Intangible assets
Varige driftsmidler	922,2	349,1	631,7	Tangible assets
Finansielle anleggsmidler	570,6	498,2	495,0	Financial fixed assets
Anleggsmidler	1.618,6	953,3	1.254,4	Total fixed assets
Varer	118,2	31,6	34,1	Inventory
Fordringer	125,0	160,5	215,1	Accounts receivable
Kortsiktige investeringer	12,9	-	5,4	Short-term financial assets
Kontanter og kontantekvivalenter	59,1	75,5	88,0	Cash and cash equivalents
Omløpsmidler	315,2	267,6	342,6	Total current assets
Sum eiendeler	1.933,8	1.220,9	1.597,0	Total assets
GJELD OG EGENKAPITAL				Debt and shareholders' funds
Egenkapital	841,3	638,9	796,7	Shareholders' funds
Rentebærende, langsiktig gjeld	235,9	109,2	146,2	Interest-bearing long-term debt
Avsetning til forpliktelser	335,7	238,2	327,6	Provisions for liabilities and charges
Sum langsiktig gjeld	571,6	347,4	473,8	Total long-term liabilities
Sum langsiktig gjeld	101,3	31,6	103,8	Interest-bearing short-term debt
Rentebærende kortsiktig gjeld	419,6	203,0	222,7	Other short-term debt
Sum kortsiktig gjeld	520,9	234,5	326,5	Total short-term debt
Sum gjeld og egenkapital	1.933,8	1.220,9	1.597,0	Total debt & shareholders' funds
EGENKAPITALBEVEGELSE (KONSERN)	2001 1 Jan.-31 Mar.	2000 1 Jan.-31 Mar.	2000 1 Jan.-31 Mar.	Changes in shareholders' funds (Group)
Egenkapital pr. 01.01	797	421	421	Shareholders' funds at 1 January 2001
Konvertering obligasjonslån	-	-	12	Conversion, debentures
Emisjoner	-	170	315	Issues
Opsjoner ansatte	-	-	7	Options, employees
Justeringer forrige år	-	-	-8	Adjustment previous year
Periodens resultat	45	48	50	Profit for the year
Egenkapital	841	639	797	Shareholders' funds

Styret i DNO ASA 22. mai 2001
Board of Directors, 22 of May 2001

KONTORADRESSER/ VISITING ADDRESSES

DNO Britain Ltd
Salvesen Tower, Blaikies Quay
Aberdeen AB 11 5pw
Scotland UK

DNO ASA
Stranden 1, Aker Brygge
N-0250 Oslo, NORWAY

POSTADRESSE/POSTAL ADDRESS
P.O.B. 1345, Vikå
N-0113 Oslo, NORWAY

Telefon/Phone : +44 1224 57 3181
Fax/Telefax : +44 1224 58 2946
E-mail : lynne.barclay@dnoheather.co.uk

Telefon/Phone : +47 23 23 84 80
Fax/Telefax : +47 23 23 84 81
E-mail : dno@dno.no



DNO ASA YEMEN
Diplomatic Area
Street 22C House no 10
Sanaa
Republic of Yemen

Telefon/Phone : +96 71 24 33 88
Fax/Telefax : +96 71 26 77 61
E-mail : dnoyem@y.net.ye



DNO ASA

1. kvartal/1st Quarter

2001

