



DNO ASA

3. kvartal / *3rd Quarter*

2001



DNOs visjon og overordnet målsetting

DNO skal være en ledende internasjonal 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 objective

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

Hovedtrekk - 3. kvartal 2001

- Gjennomsnittlig oljeproduksjon på 11 722 fat pr. dag
- Driftsresultat (EBIT) i kvartalet utgjorde NOK 125,3 mill. og EBITDA NOK 141,8 mill.
- Selskapets andel i Claymore-feltet er avhendt i 3. kvartal. Netto regnskapsmessig gevinst etter skatt utgjorde NOK 35 mill.

Headlines - 3rd quarter, 2001

- Average oil production of 11 722 fat per day
- The operating profit (EBIT) for the quarter was NOK 125.3 mill. and EBITDA NOK 141.8 mill.
- The company's interest in the Claymore field was sold. Net sales gain was NOK 35 mill.

Hovedtall mill. NOK

Key figures mill. NOK

	2001		2001			2000				2000	Avg. prod. oil & gas, bbl/day
	Pr. 3.kv/At 3rd Q	Pr. 3.kv/At 3rd Q	1. kv/1st Q	2. kv/2nd Q	3. kv/3rd Q	1. kv/1st Q	2. kv/2nd Q	3. kv/3rd Q	4. kv/4th Q	Result/Profit (loss)	
Gj. sn. prod. olje og gass fat/dag	12 398	6 340	13 174	12 881	11 722	6 303	6 695	6 046	8 638	6 900	Avg. prod. oil & gas, bbl/day
Driftsinntekter	928,0	465,3	286,9	314,0	327,2	143,8	158,3	163,2	207,8	673,1	Operating revenues
Driftsresultat	346,6	113,7	98,6	122,7	125,3	39,2	51,7	22,8	7,3	121,0	Operating profit (loss)
Resultat før skatt	305,0	115,1	100,5	93,0	111,6	57,7	40,9	16,5	-21,0	94,1	Profit (loss) before tax
EBITDA ⁽¹⁾	476,8	171,5	157,1	177,9	141,8	54,2	67,6	49,7	72,3	243,8	EBITDA ⁽¹⁾
Egenkapitalandel i %	39%	52%	43%	38%	39%	52%	55%	52%	50%	50%	Equity ratio in %

⁽¹⁾ EBIT justert for av-/nedskrivninger og andre poster (avhendelse av virksomheter).

⁽¹⁾ EBIT adjusted for depreciation/impairment and losses and other items (sales of activities).

Resultat 3. kvartal og akkumulert pr. 3. kvartal 2001

(tall for 3. kvartal 2000, og for akkumulert pr. 3. kvartal 2000, i parentes).

Resultat 3. kvartal 2001

Konsernets samlede driftsinntekter utgjorde i 3. kvartal 2001 NOK 327,2 mill (163,2 mill). Driftsresultatet ble NOK 125,3 mill (22,8 mill), og EBITDA NOK 141,8 mill (49,7 mill).

Av selskapets samlede driftsinntekter i 3. kvartal, bidro kjernevirksomheten olje og gass med NOK 296,9 mill (139,8 mill). Driftsresultatet fra olje- og gassvirksomheten utgjorde NOK 117,6 mill (18,3 mill).

Netto resultat fra tilknyttede selskaper utgjorde i perioden NOK -0,1 mill (-13,9 mill).

Resultat før skatt utgjorde NOK 111,6 mill (16,5 mill) og resultat etter skatt NOK 42,1 mill (-12,6 mill). Periodens skattekostnad på NOK 69,4 mill relaterer seg hovedsakelig til selskapets aktivitet i Norge og Yemen.

Kvartalsregnskapet er avlagt iht. de samme regnskapsprinsipper som årsregnskapet 2000, med unntak av bruttoføring av driftsinntekter Yemen (se egen seksjon Lisenser Yemen).

Resultat pr. 3. kvartal 2001

Konsernets samlede driftsinntekter utgjorde pr. 3. kvartal 2001 NOK 928 mill (465,3 mill). Driftsresultatet ble NOK 346,6 mill (113,7 mill), og EBITDA NOK 476,8 mill (171,5 mill).

Av selskapets samlede driftsinntekter pr. 3. kvartal 2001, bidro kjernevirksomheten olje og gass med NOK 847,6 mill (402,4). Driftsresultatet fra olje- og gassvirksomheten utgjorde i perioden NOK 329,6 mill (106,1 mill).

Netto resultat fra tilknyttede selskaper utgjorde i perioden NOK -20 mill (-15,7 mill). Dette er regnskapsført i henhold til egenkapitalmetoden, og har således ingen likviditetsmessig effekt.

Resultat før skatt utgjorde NOK 305 mill (115,1 mill) og resultat etter skatt NOK 102,8 mill (55 mill). Periodens skattekostnad på NOK 202,3 mill relaterer seg hovedsakelig til aktiviteten i Norge og Yemen. Skattekostnaden er beregnet ut fra forventet skatteprosent for 2001, basert på årsprognoser med forutsetninger om oljepris og valutakurs (USD).

Results for the third quarter and the first nine months of 2001 (2000 figures in brackets)

Results for the third quarter of 2001

The Group's total operating revenues for the third quarter of 2001 were NOK 327.2 million (163.2m). The Group's operating profit was NOK 125.3 million (22.8 m), and its EBITDA was NOK 141.8 million (49.7m).

Of the company's total operating revenues for the third quarter, its core activity, oil and gas, accounted for NOK 296.9 million (139.8m). The oil and gas activity's operating profit for the period was NOK 117.6 million (18.3m).

Net result from associated companies was NOK -0.1 million for the period (-13.9m).

The Group's profit before tax was NOK 111.6 million (16.5m). Net profit was NOK 42.1 million (-12.6m). NOK 69.4 million in taxes for the period relate mainly to the company's activities in Norway and Yemen.

The financial statements have been prepared using the same accounting principles that were used for the annual financial statements for 2000, with the exception of operating revenues from Yemen, which were accounted for using the gross method (see separate paragraph on Licences Yemen).

Results for the first nine months of 2001

The Group's total operating revenues for the first nine months of 2001 were NOK 928.0 million (465.3m). The Group's operating profit was NOK 346.6 million (113.7m), and its EBITDA was NOK 476.8 million (171.5m).

Of the company's total operating revenues for the first nine months of the year, its core activity, oil and gas, accounted for NOK 847.6 million (402.4m). The oil and gas activity's operating profit for the period was NOK 329.6 million (106.1m).

Net result from associated companies was NOK -20.0 million for the period (-15.7m). The loss is accounted for using the equity method, and thus does not have any cash effect.

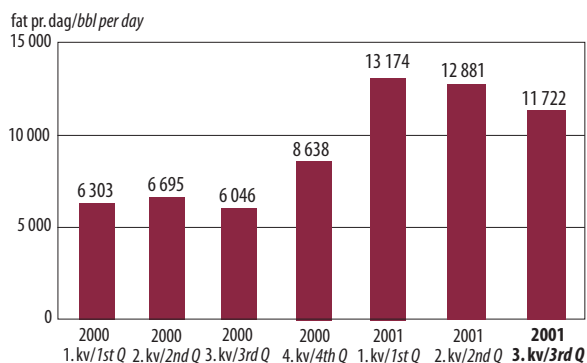
The Group's profit before tax was NOK 305.0 million (115.1m). Net profit was NOK 102.8 million (NOK 55.0). NOK 202.3 million in taxes for the period relate mainly to the company's activities in Norway and Yemen. Tax is estimated based on expected tax percentage for 2001, which is stipulated according to annual prognoses and assumptions of oil prices and exchange rates (USD).

Oljeproduksjon

Gjennomsnittlig oljeproduksjon i 3. kvartal 2001 og pr. 3. kvartal for DNO-konsernet var på henholdsvis 11 722 fat pr. dag (6 046 fat pr. dag) og 12 398 fat pr. dag (6 340 fat pr. dag).

Produsert, men ikke solgt oljevolum i perioden er inntektsført med oljepris pr. 30. september 2001 etter rettighetsmetoden.

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



Lisenser i Storbritannia

Gjennomsnittlig oljeproduksjon fra Heather-feltet (DNO 100%) var pr. 30. september 2001 på 5 386 fat pr. dag (4 581 fat pr. dag). Som en konsekvens av boring av nye sidestegsbrønner, har produksjonen fra Heather-feltet vist en økning i forhold til 2000. Produksjonen fra feltet var over 7 000 fat pr. dag i april måned, men falt tilbake til noe under 5 000 fat pr. dag i de påfølgende måneder. Etter å ha gjennomført inngrep i flere brønner på feltet, økte produksjonen igjen i løpet av 3. kvartal, og i oktober måned var produksjonen fra feltet 6 712 fat pr. dag.

DNO påbegynte boring i West Heather området i løpet av 3. kvartal, og boringen ble avsluttet i oktober måned. Resultatene fra boringen kan innebære en økning av DNOs oljeressurser i Heather området med omlag 10 millioner fat, til omlag 60 millioner fat, hvorav 40 millioner fat er i West Heather området. En ny brønn på West Heather strukturen planlegges boret i 4. kvartal.

Utbygging av West Heather området vil føre til produksjon av olje fra Heather-plattformen til 2010 eller lengre. West Heather vil bygges ut stegvis med produksjon fra 2003 / 2004, men med mulighet for langtidstest-produksjon allerede i 2002. Oljeproduksjonen fra fra West Heather vil bli knyttet opp mot Heather-plattformen via en 7,5 km lang rørledning. For å forsere utbyggingen av West Heather vil DNO vurdere å selge inntil 50 % av andelen.

Det er kostnadsført NOK 10,4 mill i 3. kvartal knyttet til brønnintervensjonsprogrammet (6,5 mill i 2. kvartal)

DNOs andel på 1% i Claymore-feltet ble avhendet i 3. kvartal. Salget gir konsernet en regnskapsmessig gevinst etter skatt på NOK 35 mill.

Lisenser i Norge

DNOs fem lisensandeler på norsk sokkel er godkjent av olje-og energidepartementet. Dette omfatter:

PL 103B (32,5%) - Jotun (3,25 %)
PL 203 (15%)
PL 148 (30%)
PL 048B - Glitne (10%)
PL 006C – Tyr-prospektet (10%)

Finansdepartementets godkjenning av 10% andel i PL 006C ("Tyr"-prospektet) forventes å foreligge i 4. kvartal.

Jotun-feltet har nå gått av platå og produksjonen er avtagende. I 3. kvartal var oljeproduksjonen fra feltet 85 300 fat pr. dag, hvorav DNOs andel utgjorde 2 770 fat pr. dag. I oktober var produksjonen 70 770 fat pr. dag, hvorav DNOs andel var 2 300 fat pr. dag. DNO har solgt oljeproduksjonen fra Jotun-feltet til medio 1. kvartal 2002 til en oljepris på 25.90 USD/fat.

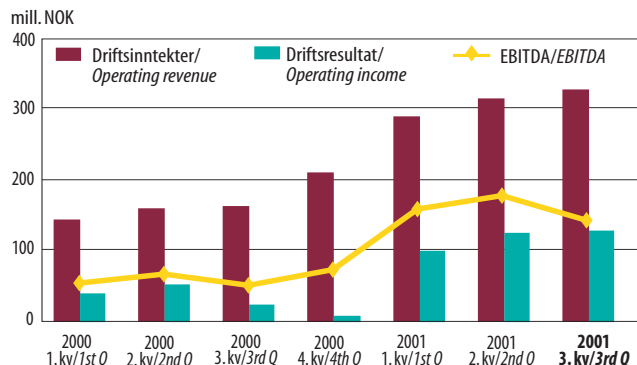
Produksjonen på Glitne-feltet starter 29. august. Platåproduksjonen ble oppnådd etter 11 dager og har vært stabil på ca 40 000 fat pr. dag hvorav 4 000 fat pr. dag utgjør DNOs andel.

Oil production

The DNO Group's average oil production for the third quarter and for the first nine months of 2001 was 11 722 barrels per day (6 046 bbl/d) and 12 398 barrels per day (6 340 bbl/d), respectively.

Produced, not sold oil volumes in the period have been recognised using oil prices at 30 September, 2001 (entitlement method).

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



Licences in the UK

Average oil production from the Heather field (DNO 100%) for the first nine months of 2001 was 5 386 barrels per day (4 581 bbl/d). This is an increase from 2000 due to the drilling of new sidetrack wells. In April, production from the field exceeded 7 000 barrels per day, but was down below 5 000 barrels per day in the subsequent months. After intervention in a number of wells, production increased again during the third quarter, and in October amounted to 6 712 barrels per day.

In the third quarter, DNO began drilling in the West Heather area. The drilling activity was concluded in October. The results of the drilling may increase DNO's oil resources in the Heather area by about 10 million barrels, to some 60 million barrels, of which 40 million barrels relate to the West Heather area. A new well in the West Heather structure is planned to be drilled in the fourth quarter.

Development of West Heather may extend oil production from the Heather platform to year 2010 or beyond. In such case, West Heather will be a phased development with production from 2003/2004, but with possibilities of long-term test production as early as in 2002. West Heather will be tied to the Heather platform by a 7.5 km long pipeline. In order to accelerate the West Heather development, DNO is considering selling up to 50 per cent of its interest.

NOK 10.4 million relating to the well intervention programme was expensed in the third quarter (NOK 6.5m in the second quarter)

DNO's 1.0 per cent interest in the Claymore field was sold in the third quarter. The Group's net sales gain after tax was NOK 35 million.

Licences in Norway

DNO's five licence interests on the Norwegian shelf have been approved by the Norwegian Ministry of Petroleum and Energy. These licence interests include:

PL 103B (32.5%) - Jotun (3.25%)
PL 203 (15%)
PL 148 (30%)
PL 048B - Glitne (10%)
PL 006C – Tyr prospect(10%)

The Norwegian Ministry of Finance's approval of the 10 per cent interest in PL 006C (the Tyr prospect) is expected in the fourth quarter.

Jotun field production is off plateau and declining. In the third quarter of 2001, oil production from the field was 85 300 barrels per day, of which DNO's share was 2 770 barrels per day. In October, daily production from the field was 70 770 barrels, of which DNO's share amounted to 2 300 barrels. DNO has sold its oil production from Jotun until the middle of the first quarter of 2002 at a price of USD 25.90 per barrel.

Production from the Glitne field started on 29 August. Plateau production was achieved after 11 days, and has been stable at approximately 40 000

I følge operatøren for PL 203 (Norsk Hydro), vil en utbyggingsplan for gassreservene bli lagt frem for lisenspartnerne våren 2002. DNO har utdret forskjellige avsetningsmuligheter for sin del av gassreservene.

I PL 006C hvor Amerada Hess er operatør, er det planlagt borestart medio november av "Tyr"-prospektet.

Lisenser i Yemen

Oljeproduksjonen fra Tasour-feltet startet i november 2000, og produksjonsutviklingen fra feltet har så langt vært bedre enn forventet. DNOs andel av gjennomsnittlig oljeproduksjon (brutto) fra Tasour-feltet var pr. 30. september 2001 på 3 204 fat pr. dag. DNO har i november måned startet boring av en ny produksjonsbrønn på Tasour-feltet. Den nye produksjonsbrønnen har et potensiale på 3 000 - 4 000 fat pr. dag, hvilket tilsier at oljeproduksjonen fra Tasour-feltet kan øke til over 10 000 fat pr. dag (DNOs andel over 4 000 fat pr. dag) innen utgangen av året. Deretter planlegges det boring av en letebrønn på en ny struktur i nærheten av feltet. Hvis det blir påvist kommersielle oljereserver i en slik ny struktur kan oljen knyttes opp mot Tasour-feltet mot lave tilleggsinvesteringer.

I blokk 53 er utbyggingen av Sharyoof-feltet i avslutningsfasen, og oljeproduksjonen skal etter planen starte innen utgangen av året. Det vil i begynnelsen bli produksjon fra 2 brønner, som er ventet å gi en startproduksjon på omlag 10 000 - 15 000 fat pr. dag (DNOs andel omlag 2 500 - 3 700 fat pr. dag). I 1. halvår 2002 vil det bli boret ytterligere 3 produksjonsbrønner, som etter planen vil øke produksjonen til et maksimumsnivå på omlag 25 000 fat pr. dag (DNOs andel omlag 6 000 fat pr. dag).

Den nye produksjonsbrønnen på Tasour-feltet samt oppstart av produksjon fra Sharyoof-feltet vil kunne øke DNOs oljeproduksjon fra Yemen med over 3 000 til over 6 000 fat pr. dag innen utgangen av året.

Med bakgrunn i Yemen-aktivitetenes økende betydning for konsernets finansielle utvikling, har styret funnet at en brutto presentasjon bedre reflekterer den underliggende aktivitet. Brutto presentasjon tilsier at driftsinntektene inkluderer den del av produksjonen som avgis i form av "production sharing" til myndighetene i Yemen. Sistnevnte kostnadsføres som skattekostnad i konsernregnskapet slik at Yemen-aktivitetene presenteres på lik linje med de andre enhetene i konsernet. Akkumulert effekt av endring av prinsipp utgjør NOK 57 mill på driftsresultatet men har ingen effekt på resultat etter skatt. Sammenligningstallene er endret tilsvarende.

Offshore og Services

DNO har 37,5% eierandel i Petrolia Drilling ASA (PDR), samt 1 mill. aksjeopsjoner. DNOs andel av resultatet (egenkapitalmetoden) i PDR er negativt med NOK 20 mill. pr. 3. kvartal 2001. Samtlige enheter til PDR var på kontrakt i 3. kvartal.

Segmentet Offshore og Services hadde et driftsresultat på NOK 17 mill. pr. 3. kvartal 2001.

Investeringer

Totale regnskapsmessige investeringer i 3. kvartal utgjør NOK 230,2 mill. Dette knytter seg hovedsakelig til boring på West Heather-feltet samt andel utbyggingskostnader i Glitne-feltet i Norge og Sharyoof-feltet i Yemen.

Finansielle forhold

Konsernets totale likvide beholdning utgjorde pr. 30.09.2001 NOK 406,5 mill hvorav NOK 222,3 mill utgjorde fri likviditet.

Rentebærende langsiktig gjeld utgjorde NOK 650,1 mill (0,0 mill) ved utgangen av 3. kvartal 2001.

Regnskapsført egenkapital pr. 30.09.2001 utgjorde NOK 915,9 mill. Økningen i egenkapital i perioden 01.01 til 30.09 relaterer seg til periodens resultat, innløsning av opsjoner tildelt ansatte og ledende nøkkelpersonell samt kjøp av egne aksjer.

barrels per day, of which DNO's share is 4 000 barrels per day.

According to the operator for PL 203, Norsk Hydro, a development plan for the gas reserves will be presented to the licensees in the spring of 2002. DNO has considered various sales opportunities for its share of the gas reserves.

Drilling in the Amerada Hess operated Tyr prospect, PL 006C, is scheduled to begin in mid-November.

Licences in Yemen

Oil production from the Tasour field commenced in November 2000, and so far the field's production performance has exceeded expectations. At 30 September 2001, DNO's share of the average daily (gross) oil production from Tasour was 3 204 barrels. In November, DNO began drilling a new production well in the field. The new well has a production potential of 3 000 to 4 000 barrels a day, which means that by the end of the year, oil production from the Tasour field may increase to over 10,000 barrels per day (DNO's share over 4 000 barrels per day). An exploration well is planned to be drilled in a new, adjacent structure. Should the new structure prove to contain commercial oil reserves, the additional investments required to tie in oil production from the structure with the Tasour field will be low.

The development of the Sharyoof field in block 53 is in its final phase, with oil production scheduled to start by the end of the year. Initially, production will take place from two wells at an expected rate of approximately 10 000 to 15 000 barrels per day (DNO's share approximately 2 500 - 3 700 barrels per day). Three additional production wells will be drilled in the first half of 2002, and this is expected to increase production to a maximum level of some 25 000 barrels per day (DNO's share approximately 6 000 barrels per day).

The new production well in the Tasour field and the start of production from the Sharyoof field may increase DNO's oil production from Yemen by more than 3 000 barrels per day to over 6 000 barrels per day by the end of the year.

Based on the increasing importance of the Yemen activities for the Group's financial development, the Board of Directors have decided that a gross presentation better reflects the underlying activity. Gross presentation means that operating revenues include the share of production paid to the authorities in Yemen in the form of production sharing. This share of production is recognised as tax in the Group's financial statements in order that the Yemen activities be presented in the same way as the other units of the Group. The accumulated effect of the change of principle on the year to date operating profit is NOK 57 million. There is no effect on the net result. Comparable figures have been changed correspondingly.

Offshore and Services

DNO has a 37.5 per cent ownership interest in Petrolia Drilling ASA (PDR) as well as one million share options. DNO's share of the net result (equity method) in PDR for the first nine months of 2001 was NOK -20.0 million. In the third quarter of 2001, all PDR units were on contract.

The Offshore and Services segment had an operating profit of NOK 17.0 million for the first nine months of 2001.

Investments

Total investments for the third quarter amounted to NOK 230.2 million, relating mainly to drilling in the West-Heather field and the company's share of the development costs for the Norwegian Glitne field and the Sharyoof field in Yemen.

Finances

The Group's total cash position at 30 September, 2001 was NOK 406.5 million, of which NOK 222.3 million was free cash.

At the end of the third quarter of 2001, long-term interest-bearing debt was NOK 650.1 million (0.0m).

Shareholders' equity at 30 September, 2001 was NOK 915.9 million. The increase in shareholders' equity during the period 1 January to 30 September relates to the results for the period, to the exercise of options granted to employees, directors and executives, and to the purchase of own shares.

Resultatregnskap mill. NOK
Profit and loss statement mill. NOK

	2001		2001			2000				2000		
	Pr. 3. kv/At 3rd Q	Pr. 3. kv/At 3rd Q	1. kv/1st Q	2. kv/2st Q	3. kv/3rd Q	1. kv/1st Q	2. kv/2nd Q	3. kv/3rd Q	4. kv/4th Q	Resultat/Profit (loss)		
Driftsinntekter	928,0	465,3	286,9	314,0	327,2	143,8	158,3	163,2	207,8	673,1	Operating revenues	
Driftskostnader	358,0	248,6	108,6	122,1	127,3	75,2	78,3	95,1	113,2	361,8	Operating expenses	
Av-/nedskr. og fjerning	171,2	57,8	58,5	55,2	57,5	15,0	15,9	26,9	65,0	122,8	Depr., write-downs, aband.	
Lønn og andre driftskostnader	52,2	45,2	21,2	13,9	17,1	14,4	12,4	18,4	22,3	67,5	Payroll and other operating expenses	
Driftsresultat	346,6	113,7	98,6	122,7	125,3	39,2	51,7	22,8	7,3	121,0	Operating profit (loss)	
Resultat tilknyttede selskaper	-20,0	-15,7	-6,9	-13,0	-0,1	8,8	-10,6	-13,9	-15,3	-31,0	Interests in associated companies	
Finansinntekter	55,4	67,4	30,2	22,4	2,9	26,8	12,1	28,5	21,6	89,0	Financial revenues	
Finanskostnader	-77,0	-50,3	-21,4	-39,1	-16,5	-17,1	-12,3	-20,9	-34,6	-84,9	Financial expenses	
Resultat før skatt	305,0	115,1	100,5	93,0	111,6	57,7	40,9	16,5	-21,0	94,1	Profit (loss) before tax	
Skattekostnad ¹⁾	-202,3	-60,1	-63,2	-69,7	-69,4	-9,9	-21,1	-29,1	15,7	-44,4	Taxes ¹⁾	
Resultat etter skatt	102,8	55,0	37,3	23,3	42,1	47,8	19,8	-12,6	-5,3	49,7	Profit (loss) after tax	
Resultat pr. aksje	2,03	1,33	0,74	0,46	0,83	1,36	0,38	-0,41	-0,18	1,15	Basic earnings per share	
Resultat pr. aksje, utvannet	2,03	1,26	0,73	0,48	0,82	1,24	0,37	-0,35	-0,16	1,10	Diluted earnings per share	

¹⁾ Skattekostnaden vedrører hovedsakelig virksomheten i Norge og Yemen

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

Virksomhetsrapportering mill. NOK
Reporting by area mill. NOK

	2001		2001			2000				2000		
	Pr. 3. kv/At 3rd Q	Pr. 3. kv/At 3rd Q	1. kv/1st Q	2. kv/2st Q	3. kv/3rd Q	1. kv/1st Q	2. kv/2nd Q	3. kv/3rd Q	4. kv/4th Q	Resultat/Profit (loss)		
Driftsinntekter Olje og Gass	847,6	402,4	262,7	288,1	296,9	124,0	138,6	139,8	174,9	577,3	Operating revenues Oil & Gas	
Driftsinnt. Offshore og Services	80,4	62,9	24,2	25,9	30,3	19,8	19,7	23,4	32,9	95,8	Op. rev. Offshore & Services	
Sum driftsinntekter	928,0	465,3	286,9	314,0	327,2	143,8	158,3	163,2	207,8	673,1	Total operating revenues	
Driftsresultat Olje og Gass	329,6	106,1	93,6	118,4	117,6	37,8	50,0	18,3	-1,6	104,5	Operating profit Oil & Gas	
Driftsres. Offshore og Services	17,0	7,6	5,0	4,3	7,7	1,4	1,7	4,5	8,9	16,5	Op. profit Offshore & Services	
Sum driftsresultat	346,6	113,7	98,6	122,7	125,3	39,2	51,7	22,8	7,3	121,0	Total operating profit	

Kontantstrømoppstilling mill. NOK
Cash flow statement mill. NOK

	2001		2000		2000		
	Pr. 3. kv/At 3rd Q	Pr. 3. kv/At 3rd Q	Pr. 3. kv/At 3rd Q	Pr. 3. kv/At 3rd Q	Resultat/Profit (loss)		
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	525	178	178	150	150	Net cash flow from operating activities	
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	-749	-325	-325	-460	-460	Net cash flow from investing activities	
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter	358	267	267	297	297	Net cash flow from financing activities	
Netto endring i kontanter og kontantekvivalenter	134	120	120	-13	-13	Net change in cash and cash equivalents	
Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter 1.1	88	102	102	102	102	Cash and cash equivalents at 1 January	
Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter¹⁾	222	222	222	88	88	Cash and cash equivalents¹⁾	

¹⁾ I tillegg har selskapet NOK 184,2 mill. i langsiktige bankinnskudd knyttet til fremtidig fjerningskostnad.

¹⁾ In addition, the Company has NOK 184,2 mill. in long-term bank deposits for future platform abandonment

EIENDELER	30.09.2001	30.09.2000	31.12.2000	ASSETS
Immaterielle eiendeler	121,8	103,0	127,7	Intangible assets
Varige driftsmidler	1 204,5	560,9	631,7	Tangible assets
Finansielle anleggsmidler	502,2	502,5	494,9	Financial fixed assets
Anleggsmidler	1 828,5	1 166,5	1 254,3	Total fixed assets
Varer	10,3	9,7	34,1	Inventory
Fordringer	263,8	146,4	215,2	Accounts receivable
Kortsiktige investeringer	2,1	5,2	5,3	Short-term financial assets
Kontanter og kontantekvivalenter	222,3	221,5	88,0	Cash and cash equivalents
Omløpsmidler	498,5	382,8	342,6	Total current assets
Sum eiendeler	2 326,9	1 549,3	1 596,9	Total assets
GJELD OG EGENKAPITAL				DEPT AND SHAREHOLDERS' FUNDS
Egenkapital	915,9	808,2	796,7	Shareholders' funds
Rentebærende, langsiktig gjeld	650,1	0,0	158,5	Interest-bearing long-term debt
Avsetning til forpliktelser	391,5	246,6	315,6	Provisions for liabilities and charges
Sum langsiktig gjeld	1 041,6	246,6	474,1	Total long-term liabilities
Rentebærende kortsiktig gjeld	0,0	174,2	103,8	Interest-bearing short-term debt
Annen kortsiktig gjeld	369,5	320,3	222,3	Other short-term debt
Sum kortsiktig gjeld	369,5	494,4	326,1	Total short-term debt
Sum gjeld og egenkapital	2 326,9	1 549,3	1 596,9	Total debt & shareholders' funds

EGENKAPITALBEVEGELSE (KONSERN)	2001 1. jan.-30. sept.	2000 1. jan.-30. sept.	2000 1. jan.-31. des.	CHANGES IN SHAREHOLDERS' FUNDS (GROUP)
Egenkapital pr. 01.01	796,7	420,8	420,8	Shareholders' funds at 1 January 2001
Konvertering obligasjonslån	0,3	-	12,0	Conversion, debentures
Kjøp egne aksjer	-6,8	-	-	Purchase of own shares
Emisjoner	-	332,4	314,9	Issues
Opsjoner ansatte og nøkkel personer	22,9	-	7,3	Options, employees
Reversering gjeldsettergivelse	-	-	-8,0	Reversal of debt relief
Periodens resultat	102,8	55,0	49,7	Profit for the year
Egenkapital	915,9	808,2	796,7	Shareholders' funds

Styret i DNO ASA 20. november 2001
Board of Directors of DNO ASA, 20 of November, 2001



KONTORADRESSER/ VISITING ADDRESSES

DNO Britain Ltd
Salvesen Tower, Blaikies Quay
Aberdeen AB11 5PW
Scotland UK

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

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

DNO ASA YEMEN
Diplomatic Area
Street 19A
Sanaa
Republic of Yemen

Telefon/Phone : +44 1224 57 8000
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

Telefon/Phone : +967 1 268844
Fax/Telefax : +967 1 268715
E-mail : dnoyem@y.net.ye