



**DNO ASA**  
Stranden 1, Aker Brygge  
0113 Oslo  
Telefon: 23 23 84 80  
Telefax: 23 23 84 81  
Internett: [www.dno.no](http://www.dno.no)

**Kontakter:**  
**Adm. Dir. Helge Eide**  
Telefon: 23 23 84 80/55 34 98 00  
E-mail: [helge.eide@dno.no](mailto:helge.eide@dno.no)  
**Fin. Dir. Haakon Sandborg**  
Telefon: 23 23 84 80  
E-mail: [haakon.sandborg@dno.no](mailto:haakon.sandborg@dno.no)

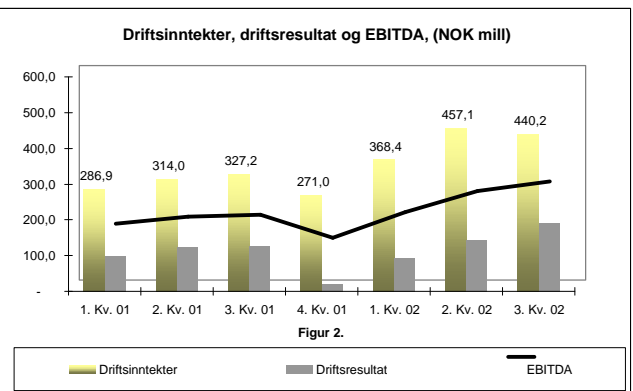
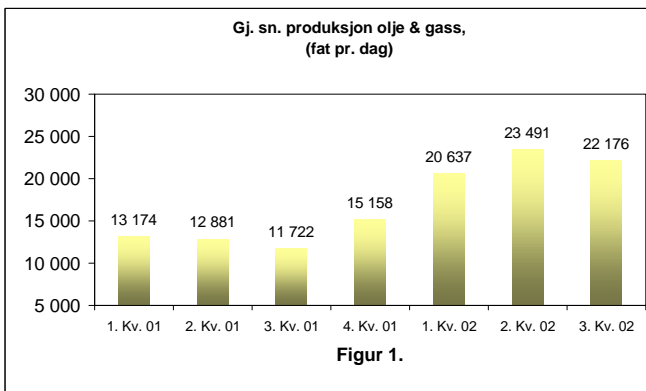
## DNO ASA Delårsrapport, 3.kvartal og pr. 3.kvartal 2002

### DNO's visjon og overordnede målsetning:

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

HOVEDTALL NOK mill.	Pr.3.kv 2002	Pr.3.kv 2001	2002			2001				Årsregnskap 2001
			1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	4. Kvartal	
Gj. sn. produksjon olje & gass, fat pr. dag	22 119	12 398	20 637	23 491	22 176	13 174	12 881	11 722	15 158	13 255
Driftsinntekter	1 265,7	928,0	368,4	457,1	440,2	286,9	314,0	327,2	271,0	1 199,0
Driftsresultat	425,8	346,6	92,7	144,1	189,0	98,6	122,7	125,3	20,2	366,8
Resultat før skatt	233,9	305,0	75,5	-7,2	165,7	100,5	93,0	111,6	2,8	307,8
EBITDA <sup>(1)</sup>	716,4	517,8	190,7	249,2	276,6	157,1	177,9	182,8	117,9	635,7
Egenkapitalandel i %	41 %	39 %	39 %	40 %	41 %	43 %	38 %	39 %	40 %	40 %

<sup>(1)</sup> EBIT justert for av-/nedskrivninger, fjerningsavsetninger og andre poster



### Hovedtrekk og viktigste hendelser

DNO hadde i 3. kvartal 2002 sitt beste resultat fra olje- og gass virksomheten noen sinne.

Oljeproduksjonen for 3. kvartal ble på 22.176 fat pr. dag, og for perioden januar - september 22.119 fat pr. dag, som er bedre enn forventet.

Samlede driftsinntekter ble i 3. kvartal 2002 NOK 440 mill, kontantstrøm fra driften (EBITDA) på NOK 277 mill og resultat etter skatt NOK 46 mill.

Bokført egenkapital pr. 3. kvartal 2002 er NOK 959 mill og totalkapitalen utgjør NOK 2.330 mill. Egenkapitalandelen var ved utgangen av 3. kvartal 2002 på 41 %.

Selskapet oppnådde positive resultater fra borer i UK og Yemen, og oljereservene i Tasour-feltet i Yemen er nå dobbelt så store som tidligere antatt.

Det ble i 3. kvartal inngått avtale om overtagelse av to nye lisensandeler: Seven Heads gassfeltet i Irland og Thistle-feltet i Storbritania.

**Resultat 3. kvartal (3. kvartal 2001 i parentes) og pr. 3. kvartal 2002 (pr. 3. kvartal 2001 i parentes)****Resultat pr. 3. kvartal 2002**

Konsernets samlede driftsinntekter utgjorde pr. 3. kvartal 2002 NOK 1.265,7 mill (NOK 928,0 mill). Driftsresultatet ble NOK 428,8 mill (NOK 346,6 mill), og EBITDA NOK 716,4 mill (NOK 517,8 mill).

Av selskapets samlede driftsinntekter pr. 3. kvartal 2002, bidro kjernevirksomheten olje og gass med NOK 1.188,8 mill (NOK 847,7 mill). Driftsresultatet fra olje- og gassvirksomheten utgjorde NOK 417,4 mill (NOK 329,6 mill). Implementering av en amortiseringsplan for selskapets prosjekt i Russland medførte en belastning på driftsresultatet med omlag NOK 16,2 mill pr. 3. kvartal 2002. Resterende bokført verdi på dette prosjektet utgjør NOK 47,3 mill. I tillegg er regnskapet pr. 3. kvartal 2002 belastet med NOK 80 mill i nedskrivninger og letestkostnader på norsk sokkel. (Tyr)

Nedskrivninger og resultat fra tilknyttede selskaper utgjorde i perioden NOK -145,6 mill (NOK -20,0 mill). Dette er regnskapsført i henhold til egenkapitalmetoden, og påvirker således ikke driftsresultatet eller selskapets likviditet.

Resultat før skatt utgjorde NOK 233,9 mill (NOK 305,0 mill) og resultat etter skatt NOK 2,8 mill (NOK 102,8 mill), etter nedskrivninger av engasjementet i Petrolia Drilling ASA, samt negativ resultat effekt etter skatt på ca. NOK 23 mill knyttet til nedskrivninger og letestkostnader på norsk sokkel. (Tyr)

Kvartalsregnskapet er avlagt iht. de samme regnskapsprinsipper som årsregnskapet 2001.

**Resultat 3. kvartal 2002**

Konsernets samlede driftsinntekter utgjorde i 3. kvartal 2002 NOK 440,2 mill (NOK 327,2 mill). Driftsresultatet ble NOK 189,0 mill (NOK 125,3 mill), og EBITDA NOK 276,6 mill (NOK 182,8 mill).

Av selskapets samlede driftsinntekter i 3. kvartal, bidro kjernevirksomheten olje og gass med NOK 419,4 mill (NOK 296,9 mill). Driftsresultatet fra olje- og gassvirksomheten utgjorde NOK 189,4 mill (NOK 117,6 mill). Implementering av en amortiseringsplan for selskapets prosjekt i Russland medførte en belastning på driftsresultatet med omlag NOK 5,4 mill i 3. kvartal 2002.

Nedskrivninger og resultat fra tilknyttede selskaper utgjorde i perioden NOK -19,9 mill (NOK -0,1 mill). Dette er regnskapsført i henhold til egenkapitalmetoden, og påvirker således ikke driftsresultatet eller selskapets likviditet.

Resultat før skatt utgjorde NOK 165,7 mill (NOK 111,6 mill) og resultat etter skatt NOK 46,0 mill (NOK 42,1 mill).

Kvartalsregnskapet er avlagt iht. de samme regnskapsprinsipper som årsregnskapet 2001.

**Oljeproduksjon**

Gjennomsnittlig oljeproduksjon i 3. kvartal 2002 og pr. 3. kvartal 2002 for DNO-konsernet, var på henholdsvis 22.176 fat pr. dag (11,722 fat pr. dag) og 22.119 fat pr. dag (12,398 fat pr. dag), som er bedre enn ventet.

Produsert, men ikke solgt oljevolum i 3. kvartal er inntektsført med oljepris pr. 30 september 2002 etter rettighetsmetoden.

**Lisenser i Storbritannia**

Gjennomsnittlig oljeproduksjon fra Heather-feltet (DNO 100 %) var på 4.440 fat pr. dag i 3. kvartal (4.987 fat pr. dag), som er omtrent i tråd med planen for perioden. Feltet var nedstengt for en kortere periode i august, da det ble gjennomført arbeid knyttet til rørledningen til Ninian-feltet, hvor oljen fra Heather-feltet transporteres.

DNO har inngått avtale om å farme ut 45 % av P.242 (Block 2/5 utenom Heather) og P.902 (Block 2/4a) til Challenger Minerals Inc., et datterselskap av Global Santa Fe Inc. og Palace Exploration Company. Området som er farmet ut inkluderer West Heather og North Terrace satellittene rundt Heather-feltet i Storbritannia samt andre potensielle hydrokarbon-funn. De nye partnerne skal bidra med til sammen inntil GBP 15 mill. (USD 23 mill.) for kostnader til boring av to brønner på West Heather strukturen, hvilket representerer en betydelig del av brønnskostnadene. Den første brønnen ble boret i 3. kvartal med borebiter SS "Glomar Arctic IV", og resultatene viste bedre reservoeregenskaper enn forventet. Brønnen ble produksjonstestet til 6.000 fat pr. dag, men resultatene tilsier at brønnen vil ha en maksimal produksjonskapasitet på over 10.000 fat olje pr. dag. Den andre brønnen er også ferdigboret, og resultatene bekrefter at de samlede utvinnbare oljereserverne i West Heather strukturen er på ca. 35 millioner fat, hvorav DNO's andel er ca. 19 millioner fat.

De samlede påviste + sannsynlige oljereserver i hele Heather-området er nå estimert til ca. 65 millioner fat, hvorav DNO's andel er ca. 45 millioner fat. Disse reservanslagene er bekreftet av en uavhengig ingeniør-rapport som nylig er utarbeidet.

DNO har i løpet av 3. kvartal inngått avtale om midlertidig overtagelse av 99 % samt operatørskap for Thistle-feltet på britisk sokkel. Avtalen skal blant annet godkjennes av britiske myndigheter, og overtagelse kan tidligst skje mot slutten av 2002. DNO anslår at der er potensiale for å utvinne ca. 20 millioner fat olje fra feltet gjennom tiltak for økt oljeutvinning kombinert med kostnadsbesparende tiltak.

**Lisenser - Norge**

Samlet oljeproduksjon fra norsk sokkel var i 3. kvartal 2002 på 6.689 fat pr. dag (3.944 fat pr. dag). Økningen sammenlignet med 3. kvartal 2001 skyldes produksjon fra Glitne-feltet samt at andelen i Jotun-feltet er økt med 3,75 % til 7,0 %. Økningen på 3,75 % i Jotun-feltet er gjort med virkning fra 1. januar 2002, og innebærer at selskapet er operatør i lisens 103B.

Boring av to brønner på Jotun-feltet ble gjennomført i 3. kvartal. Den ene brønnen ble satt i produksjon og dette bidro til at produksjonen har vist en mer stabil utvikling i 3. kvartal.

I lisens PL 203 fortsetter arbeidet med ulike utbyggings-scenarier hvor en samordnet utbygging for hele området er et sentralt tema. Den nye operatøren Marathon har etablert en sterk posisjon i dette området. En plan for utbygging og drift (PUD) kan bli lagt fram for norske myndigheter i løpet av 2003. DNO's andel av påviste + sannsynlige olje- og gassreserver i lisensen er nå oppgradert til over 20 millioner fat oljeekvivalenter.

**Lisenser Yemen**

Samlet oljeproduksjon fra Yemen var i 3. kvartal 2002 på 11,047 fat pr. dag (2,889 fat pr. dag). Den betydelige økningen i oljeproduksjonen fra Yemen skyldes at Sharyoof-feltet kom i produksjon mot slutten av 2001. Utviklingen av produksjonen fra begge selskapets felt i Yemen (Tasour og Sharyoof) har vært bedre enn ventet, hvilket skyldes positive resultater fra ny boring på feltene.

Basert på den positive produksjonsutviklingen samt nye tekniske studier er de samlede utvinnbare reserver i Tasour-feltet nå dobbelt så store som tidligere antatt. Samlede oljereserver i Tasour-feltet er nå estimert til ca. 20 millioner fat. Det er produsert tilsammen nesten 7 millioner fat så langt, slik at gjenværende oljereserver er ca. 13 millioner fat (DNO's andel er ca. 5,3 millioner fat - før skatt). Gjenværende oljereserver i Sharyoof-feltet er oppgradert til ca. 30 millioner fat, hvorav DNO's andel er ca. 9 millioner fat - før skatt.

I den nye lisensen, blokk 43, som ble tildelt høsten 2001, har DNO identifisert flere interessante prospekter, og borestart i denne lisensen planlegges i 1. kvartal 2003. Tilsvarende som for Tasour- og Sharyoof-feltene, grenser også blokk 43 til blokk 14, hvor Nexen er operatør med en produksjon på ca. 230.000 fat pr. dag.

**Offshore and Services**

DNO har ca. 39% eierandel i Petrolia Drilling ASA (PDR). DNO har belastet regnskapet i 3. kvartal med NOK -20 mill., og pr. 3. kvartal 2002 med NOK -145,6 mill knyttet til engasjementet i PDR. Dette påvirker ikke driftsresultatet eller selskapets likviditet. Selskapet har gitt et kortsiktig likviditetsslån på ytterligere ca. USD 1,7 mill. i løpet av 3. kvartal. Lånet er sikret mot fordring fra Petrobras til PDR.

Segmentet Offshore & Services hadde et driftsresultat på NOK 8,4 mill pr. 3. kvartal 2002.

**Investeringer**

Totale regnskapsmessige investeringer i 3. kvartal utgjorde NOK 108,0 mill og knytter seg i all vesentlighet til investeringer på West Heather og i Yemen.

**Finansielle forhold**

Konsernets totale likvide beholdning utgjorde pr. 30.09.02 NOK 474,8 mill hvorav NOK 209,5 mill utgjorde fri likviditet. Bundet likviditet er avsatt til fremtidige fjerningskostnader på Heather-feltet.

Rentebærende langsiktig gjeld utgjorde NOK 617,9 mill (NOK 650,1 mill) ved utgangen av 3. kvartal 2002.

Regnskapsført egenkapital pr. 30.09.2002 utgjorde NOK 959,1 mill. Økningen i egenkapital i perioden 01.01 til 30.09 relaterer seg til periodens resultat, emisjon samt kjøp av egne aksjer.

RESULTATREGSKAP NOK mill.	Pr.3.kv 2002	Pr.3.kv 2001	2002			2001				Årsregnskap 2001
			1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	4. Kvartal	
Driftsinntekter	1 265,7	928,0	368,4	457,1	440,2	286,9	314,0	327,2	271,0	1 199,0
Driftskostnader	459,6	358,0	153,6	180,1	125,9	108,6	122,1	127,3	127,9	485,9
Av-/nedskrivn. og fjerningskostn.	290,6	171,2	98,0	105,0	87,6	58,5	55,2	57,5	97,4	268,6
Lønn og andre driftskostnader	89,7	52,2	24,1	27,9	37,7	21,2	13,9	17,1	25,5	77,7
<b>Driftsresultat</b>	<b>425,8</b>	<b>346,6</b>	<b>92,7</b>	<b>144,1</b>	<b>189,0</b>	<b>98,6</b>	<b>122,7</b>	<b>125,3</b>	<b>20,2</b>	<b>366,8</b>
Resultat tilknyttede selskaper	-145,6	-20,0	-3,9	-121,8	-19,9	-6,9	-13,0	-0,1	-13,4	-33,4
Finansinntekter	56,8	54,7	25,3	27,1	4,4	21,4	11,5	21,8	13,9	68,6
Finanskostnader	-103,1	-76,2	-38,6	-56,6	-7,9	-12,6	-28,2	-35,4	-18,1	-94,2
<b>Resultat før skatt</b>	<b>233,9</b>	<b>305,0</b>	<b>75,5</b>	<b>-7,2</b>	<b>165,7</b>	<b>100,5</b>	<b>93,0</b>	<b>111,6</b>	<b>2,8</b>	<b>307,8</b>
Skattekostnad *)	-231,2	-202,3	-51,0	-60,5	-119,7	-63,2	-69,7	-69,4	28,6	-173,6
<b>Resultat etter skatt</b>	<b>2,8</b>	<b>102,8</b>	<b>24,5</b>	<b>-67,7</b>	<b>46,0</b>	<b>37,3</b>	<b>23,3</b>	<b>42,1</b>	<b>31,4</b>	<b>134,2</b>
Resultat pr. aksje	0,05	2,03	0,49	-1,34	0,91	0,74	0,46	0,83	0,61	2,64
Resultat pr. aksje, utvannet	0,05	2,03	0,49	-1,34	0,91	0,73	0,48	0,82	0,61	2,64

\*) Skattekostnaden vedrører hovedsaklig virksomheten i Yemen.

SEGMENTRAPPORTERING NOK mill.	Pr.3.kv 2002	Pr.3.kv 2001	2002			2001				Årsregnskap 2001
			1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	4. Kvartal	
Driftsinntekter olje & gass	1 188,8	847,7	337,7	431,7	419,4	262,7	288,1	296,9	240,0	1 087,7
Driftsinntekter offshore/services	76,9	80,3	30,7	25,4	20,8	24,2	25,9	30,2	31,0	111,3
<b>Sum driftsinntekter</b>	<b>1 265,7</b>	<b>928,0</b>	<b>368,4</b>	<b>457,1</b>	<b>440,2</b>	<b>286,9</b>	<b>314,0</b>	<b>327,2</b>	<b>271,0</b>	<b>1 199,0</b>
Driftsresultat, olje & gass	417,4	329,6	88,6	139,4	189,4	93,6	118,4	117,6	18,4	348,0
Driftsresultat offshore/services	8,4	17,0	4,1	4,7	-0,4	5,0	4,3	7,7	1,8	18,8
<b>Sum driftsresultat</b>	<b>425,8</b>	<b>346,6</b>	<b>92,7</b>	<b>144,1</b>	<b>189,0</b>	<b>98,6</b>	<b>122,7</b>	<b>125,3</b>	<b>20,2</b>	<b>366,8</b>

KONTANTSTRØMOPPSTILLING NOK mill.	Pr.3.kv 2002	Pr.3.kv 2001	Årsregnskap 2001
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	261	525	634
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	-206	-749	-884
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter	-9	358	325
<b>Netto endring i kontanter og kontantekvivalenter</b>	<b>46</b>	<b>134</b>	<b>76</b>
Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter 1.1.	164	88	88
<b>Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter *)</b>	<b>210</b>	<b>222</b>	<b>164</b>

\*) I tillegg har selskapet NOK 265 mill i langsiktige bankinnskudd knyttet til fremtidig fjerningskostnad.

<b>BALANSE</b>			
<b>Eiendeler</b>			
NOK mill.	<b>30.09.2002</b>	<b>30.09.2001</b>	<b>31.12.2001</b>
Immaterielle eiendeler	143,9	121,8	149,8
Varige driftsmidler	1 348,6	1 204,5	1 371,7
Finansielle anleggsmidler	299,0	501,9	484,6
<b>Anleggsmidler</b>	<b>1 791,5</b>	<b>1 828,2</b>	<b>2 006,1</b>
Varer	6,2	10,3	10,9
Fordringer	322,1	264,1	172,5
Kortsiktige investeringer	-	2,1	0,2
Kontanter og kontantekvivalenter	209,8	222,3	163,7
<b>Omløpsmidler</b>	<b>538,1</b>	<b>498,7</b>	<b>347,2</b>
<b>Sum eiendeler</b>	<b>2 329,6</b>	<b>2 327,0</b>	<b>2 353,4</b>
<b>Gjeld og egenkapital</b>	<b>30.09.2002</b>	<b>30.09.2001</b>	<b>31.12.2001</b>
<b>Egenkapital</b>	<b>959,1</b>	<b>915,9</b>	<b>941,7</b>
Rentebærende langsiktig gjeld	617,9	650,1	651,1
Avsetning til forpliktelser	478,8	391,5	440,6
<b>Sum langsiktig gjeld</b>	<b>1 096,6</b>	<b>1 041,6</b>	<b>1 091,7</b>
Rentebærende kortsiktig gjeld	-	-	-
Annen kortsiktig gjeld	273,9	369,5	320,0
<b>Sum kortsiktig gjeld</b>	<b>273,9</b>	<b>369,5</b>	<b>320,0</b>
<b>Sum gjeld og egenkapital</b>	<b>2 329,6</b>	<b>2 327,0</b>	<b>2 353,4</b>

<b>EGENKAPITALBEVEGELSE</b>			
<b>KONSERN, NOK mill.</b>	<b>2002</b>	<b>2001</b>	<b>2001</b>
	<b>01.01-30.09</b>	<b>01.01-30.09</b>	<b>01.01-31.12</b>
<b>Egenkapital pr 01.01</b>	<b>941,7</b>	<b>796,7</b>	<b>796,7</b>
Konvertering obligasjonslån	-	0,3	0,3
Kjøp egne aksjer	-19,2	-6,8	-12,9
Emisjoner	33,9	-	-
Opsjoner ansatte og nøkkelpersonell	-	22,9	23,4
Andre poster	-	-	-
Periodens resultat	2,8	102,8	134,2
<b>Egenkapital</b>	<b>959,1</b>	<b>915,9</b>	<b>941,7</b>