



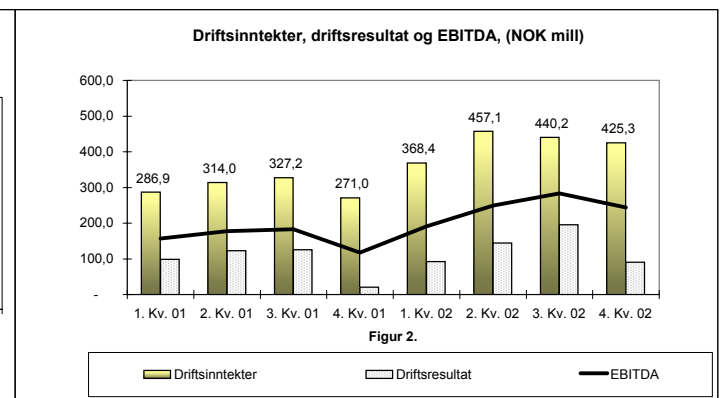
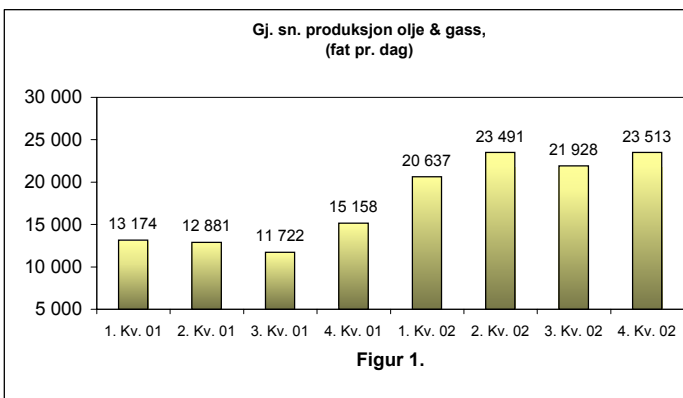
DNO ASA
Stranden 1, Aker Brygge
0113 Oslo
Telefon: 23 23 84 80
Telefax: 23 23 84 81
Internett: www.dno.no

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

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.	2002	2001	2002				2001			
			1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	4. Kvartal	1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	4. Kvartal
Gj. sn. produksjon olje & gass, fat pr. dag	22 399	13 255	20 637	23 491	21 928	23 513	13 174	12 881	11 722	15 158
Driftsinntekter	1 691,0	1 199,0	368,4	457,1	440,2	425,3	286,9	314,0	327,2	271,0
Driftsresultat	523,1	366,8	92,7	144,1	195,5	90,8	98,6	122,7	125,3	20,2
Resultat før skatt	287,5	307,8	75,5	-7,2	165,7	53,5	100,5	93,0	111,6	2,8



Hovedtrekk og viktigste hendelser

Den positive utviklingen som DNO har hatt gjennom årets 3 første kvartal, fortsatte også i årets 4. kvartal. Det ble avsluttet en ny vellykket brønn på West Heather, og selskapet oppnådde rekordhøy produksjon fra sine feltandeler i Yemen. Avtale om overtagelse av operatøransvaret for Thistle ble også sluttført i løpet av 4. kvartal.

Samtlige av selskapets hovedmålsetninger for 2002 er nådd. Oljeproduksjonen ble på 22,399 fat pr. dag, selskapet lyktes med å få inn partnere til West Heather prosjektet, DNO fikk 2 nye operatørskap, herunder sitt første på norsk sokkel, og selskapets olje-og gass ressurser økte i samtlige geografiske områder.

Samlede driftsinntekter for 4. kvartal 2002 utgjorde NOK 425 mill og kontantstrøm fra driften (EBITDA) utgjorde NOK 244 mill. Etter nedskrivninger knyttet til selskapets investeringer innen Offshore & Services og oljerettigheter i Russland, (totalt NOK 118 mill.) ble resultat etter skatt negativt med NOK 79 mill.

Samlede driftsinntekter for 2002 utgjorde NOK 1.691 mill, kontantstrøm fra driften (EBITDA) utgjorde NOK 967 mill og resultat etter skatt NOK -77 mill.

Bokført egenkapital pr. 31. desember 2002 er NOK 902 mill.og totalkapitalen utgjør NOK 2.041 mill. Egenkapitalandelen var ved utgangen av 4. kvartal 2002 på 44%.

Resultat 4. kvartal (4. kvartal 2001 i parentes) og foreløpig årsresultat 2002 (Årsresultat 2001 i parentes)

Resultat 4 kvartal 2002

Konsernets samlede driftsinntekter utgjorde i 4. kvartal 2002 NOK 425,3 mill (NOK 271,0 mill). Driftsresultatet ble NOK 90,8 mill (NOK 20,2 mill), og EBITDA NOK 244,1 mill (NOK 117,9 mill).

Av selskapets samlede driftsinntekter i 4. kvartal, bidro kjernevirksomheten olje og gass med NOK 406,2 mill (NOK 240,0 mill). Driftsresultatet fra olje- og gassvirksomheten utgjorde NOK 106,4 mill (NOK 18,4 mill). Amortisering og nedskrivning av rest bokført verdi pr. 31.12.02 av Timan Pechora prosjektet i Russland samt nedskrivninger knyttet til tidligere regnskapsførte utleieinntekter, medførte en belastning på driftsresultatet med omlag NOK 60 mill i 4. kvartal 2002.

Nedskrivninger og resultat fra tilknyttede selskaper utgjorde i perioden NOK -46,1 mill (NOK -13,4 mill). Dette er regnskapsført i henhold til egenkapitalmetoden, og påvirker således ikke driftsresultatet eller selskapets likviditet.

Resultat før skatt utgjorde NOK 53,5 mill (NOK 2,8 mill) og resultat etter skatt NOK -79,4 mill (NOK 31,4 mill).

Foreløpig årsresultat 2002

Konsernets samlede driftsinntekter utgjorde i 2002 NOK 1.691,0 mill (NOK 1.199,0 mill). Driftsresultatet ble NOK 523,1 mill (NOK 366,8 mill), og EBITDA NOK 967,1 mill (NOK 635,7 mill).

Av selskapets samlede driftsinntekter i 2002, bidro kjernevirksomheten olje og gass med NOK 1.595,0 mill (NOK 1.087,7 mill). Driftsresultatet fra olje- og gassvirksomheten utgjorde NOK 530,3 mill (NOK 348,0 mill). Amortisering og nedskrivning av rest bokført verdi pr. 31.12.02 av Timan Pechora prosjektet i Russland medførte en belastning på driftsresultatet med NOK 63,5 mill i 2002. I tillegg er regnskapet for 2002 belastet med NOK 80 mill i nedskrivninger og letekostnader på norsk sokkel (Tyr) samt nedskrivninger knyttet til tidligere regnskapsførte utleieinntekter.

Nedskrivninger og resultatandel fra tilknyttet selskap utgjorde i perioden NOK -191,7 mill (NOK -33,4 mill). Dette er regnskapsført i henhold til egenkapitalmetoden, og påvirker således ikke driftsresultatet eller selskapets likviditet.

Resultat før skatt utgjorde NOK 287,5 mill (NOK 307,8 mill) og resultat etter skatt NOK -76,6 mill (NOK 134,2 mill).

Oljeproduksjon

Gjennomsnittlig oljeproduksjon for DNO konsernet i 4. kvartal 2002 og for året 2002, ble henholdsvis 23.513 fat pr. dag (15,158 fat pr. dag) og 22,399 fat pr. dag (13,255 fat pr. dag), som er bedre enn ventet.

Produsert, men ikke solgt oljevolum i 4. kvartal er inntektsført med oljepris pr. 31. desember 2002 etter rettighetsmetoden.

Lisenser i Storbritannia/Irland

Gjennomsnittlig oljeproduksjon fra Heather-feltet (DNO 100 %) var på 4,274 fat pr. dag i 4. kvartal (5,801 fat pr. dag). For året 2002 ble oljeproduksjonen fra Heather-feltet 4,781 fat pr. dag (5,491 fat pr. dag). Dette er noe lavere enn den planlagte produksjon på 5,000 fat per. dag.

DNO har sammen med de nye partnerne Challenger Minerals Inc. og Palace Exploration Company avsluttet boring av en ny brønn på West Heather strukturen i 4. kvartal. Der er nå ferdigboret 3 produksjonsbrønner på West Heather strukturen, og resultatene bekrefter at de samlede påviste + sannsynlige oljereservene i 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. 74 millioner fat, hvorav DNO's andel er ca. 54 millioner fat. Disse reserveanslagene er bekreftet i en uavhengig ingeniør-rapport som nylig er utarbeidet. DNO planlegger å presentere utbyggingsplanen for West Heather for britiske myndigheter i løpet av 1. kvartal 2003.

DNO har i løpet av 4. kvartal gjennomført overtagelse av 99 % samt operatørskap for Thistle-feltet på britisk sokkel, med virkning fra 1. januar 2003. Avtalen er nå godkjent av britiske myndigheter. DNO anslår at der er potensiale for å utvinne ca. 20 millioner fat olje fra feltet gjennom økt oljeutvinning kombinert med kostnadsbesparende tiltak.

Utbyggingen av Seven Heads gass prosjektet i Irland (DNO 12,5 %) går etter planen, og oppstart av produksjon er forventet rundt 1. oktober 2003. Boring av den første av 5 produksjonsbrønner skal etter planen starte i mars 2003.

Lisenser - Norge

DNO's samlede oljeproduksjon fra norsk sokkel var i 4. kvartal 2002 på 6,338 fat pr. dag (6,076 fat pr. dag). For året 2002 ble oljeproduksjonen fra norsk sokkel 6,843 fat pr. dag (4,380 fat pr. dag).

For å analysere resultatene fra de første brønnene ble det en pause i boring av nye produksjonsbrønner på Jotun-feltet i 4. kvartal. Boringene ble gjenopptatt mot slutten av året, og dette er ventet å gi en økning i produksjonen i 1. kvartal 2003.

I lisens PL 203 fortsatte arbeidet med ulike utbyggings-scenarier hvor en samordnet utbygging for hele området er et sentralt tema. Dette har videre resultert i at DNO sammen med de øvrige deltagerne har økt sine eierandel i nabolisensene til PL 203. Under forutsetning av at norske myndigheter godkjenner avtalene, vil DNO's andel nærme seg 15 % i PL 203 området og selskapets andel av påviste + sannsynlige olje- og gassressurser øker til ca. 35 millioner fat. En plan for utbygging og drift (PUD) kan bli lagt fram for norske myndigheter i løpet av 2003.

DNO har nå også overtatt 20 % i lisens 167, hvor Statoil er operatør med 80 %. Det planlegges boring av et letesprospekt med et potensiale på over 200 millioner fat olje-ekvivalenter i løpet av 2003. DNO har også blitt operatør og økt sin andel til 100 % i lisensene 148 og 006C. Der er et mindre oljefunn i begge lisensene, og DNO skal i løpet av 2003 vurdere det kommersielle potensiale for disse funnene.

DNO planlegger å delta i tilsammen 7 brønner på norsk sokkel i 2003, derav 3 produksjonsbrønner og 4 lete / avgrensingsbrønner.

Lisenser Yemen

Samlet oljeproduksjon fra Yemen var i 4. kvartal 2002 på 13,458 fat pr. dag (3,281 fat pr. dag), som er rekord for selskapet. For året 2002 ble oljeproduksjonen 10,742 fat pr. dag (3,384 fat pr. dag), som er langt bedre enn planen. Den betydelige økningen i oljeproduksjonen fra Yemen skyldes at Sharyoof-feltet kom i produksjon mot slutten av 2001, samt at produksjonen fra begge selskapets felt i Yemen (Tasour og Sharyoof) har vært betydelig bedre enn ventet, grunnet vellykkede boringer av nye brønner på begge felt. Produksjonskapasiteten for Tasour-feltet er nå over 20.000 fat pr. dag, og DNO vil i løpet av 1. kvartal 2003 øke eksportkapasiteten for feltet.

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 ca. 7 millioner ved utgangen av 2002, 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 ved utgangen av 2002 ca. 28 millioner fat, hvorav DNO's andel er ca. 8 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 løpet av 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.

DNO planlegger å delta i tilsammen 11 brønner i Yemen i 2003, derav 3 produksjonsbrønner og 8 letebrønner.

Offshore and Services

DNO har belastet regnskapet i 4. kvartal med NOK -46 mill., og pr. 4. kvartal 2002 med NOK -191,7 mill knyttet til engasjementet i PDR. Dette påvirker ikke driftsresultatet eller selskapets likviditet.

Segmentet Offshore & Services hadde et driftsresultat på NOK -7,2 mill i 2002.

Investeringer

Totale regnskapsmessige investeringer i 4. kvartal utgjorde NOK 168,6 mill og for året 2002 NOK 427,1 mill.

Finansielle forhold

Konsernets totale likvide beholdning utgjorde pr. 31.12.02 NOK 327,8 mill hvorav NOK 82,0 mill utgjorde fri likviditet. Bundet likviditet er avsatt til fremtidige fjerningskostnader på Heather-feltet.

Rentebærende langsiktig gjeld utgjorde NOK 552,5 mill (NOK 651,1 mill) ved utgangen av 4. kvartal 2002.

Regnskapsført egenkapital pr. 31.12.2002 utgjorde NOK 901,9 mill. Endringen i egenkapital i perioden 01.01 til 31.12 relaterer seg til periodens resultat, emisjon samt kjøp av egne aksjer. Av den totale egenkapitalen på NOK 901,9 mill utgjør NOK 3,3 mill minoritetsinteressentenes andel.

RESULTATREGNSKAP NOK mill.	2002	2001	2002				2001			
			1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	4. Kvartal	1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	4. Kvartal
Driftsinntekter	1 691,0	1 199,0	368,4	457,1	440,2	425,3	286,9	314,0	327,2	271,0
Driftskostnader	603,7	485,9	153,6	180,1	125,9	144,1	108,6	122,1	127,3	127,9
Av-/nedskrivn. og fjerningskostn.	430,8	268,6	98,0	105,0	87,6	140,2	58,5	55,2	57,5	97,4
Lønn og andre driftskostnader	133,4	77,7	24,1	27,9	31,2	50,2	21,2	13,9	17,1	25,5
Driftsresultat	523,1	366,8	92,7	144,1	195,5	90,8	98,6	122,7	125,3	20,2
Resultat tilknyttede selskaper	-191,7	-33,4	-3,9	-121,8	-19,9	-46,1	-6,9	-13,0	-0,1	-13,4
Finansinntekter	109,4	68,6	25,3	27,1	4,4	52,7	21,4	11,5	21,8	13,9
Finanskostnader	-153,4	-94,2	-38,6	-56,6	-14,4	-43,8	-12,6	-28,2	-35,4	-18,1
Resultat før skatt	287,5	307,8	75,5	-7,2	165,7	53,5	100,5	93,0	111,6	2,8
Skattekostnad *)	-364,1	-173,6	-51,0	-60,5	-119,7	-132,9	-63,2	-69,7	-69,4	28,6
Resultat etter skatt	-76,6	134,2	24,5	-67,7	46,0	-79,4	37,3	23,3	42,1	31,4
Resultat pr. aksje	-1,52	2,64	0,49	-1,34	0,91	-1,58	0,74	0,46	0,83	0,61
Resultat pr. aksje, utvannet	-1,52	2,64	0,49	-1,34	0,91	-1,58	0,73	0,48	0,82	0,61

*) Skattekostnaden vedrører hovedsaklig virksomheten i Yemen.

SEGMENTRAPPORTERING NOK mill.	2002	2001	2002				2001			
			1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	4. Kvartal	1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	4. Kvartal
Driftsinntekter olje & gass	1 595,0	1 087,7	337,7	431,7	419,4	406,2	262,7	288,1	296,9	240,0
Driftsinntekter offshore/services	96,1	111,3	30,7	25,4	20,8	19,1	24,2	25,9	30,2	31,0
Sum driftsinntekter	1 691,0	1 199,0	368,4	457,1	440,2	425,3	286,9	314,0	327,2	271,0
Driftsresultat, olje & gass	530,3	348,0	88,6	139,4	195,9	106,4	93,6	118,4	117,6	18,4
Driftsresultat offshore/services	-7,2	18,8	4,1	4,7	-0,4	-15,6	5,0	4,3	7,7	1,8
Sum driftsresultat	523,1	366,8	92,7	144,1	195,5	90,8	98,6	122,7	125,3	20,2

KONTANTSTRØMOPPSTILLING

NOK mill.	2002		2001	
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		424		634
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter		-461		-884
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter		-43		325
Netto endring i kontanter og kontantekvivalenter		-80		76
Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter 1.1.		164		88
Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter *)		84		164

*) I tillegg har selskapet NOK 244 mill i langsiktige bankinnskudd knyttet til fremtidig fjerningskostnad.

BALANSE		
Eiendeler		
NOK mill.	31.12.2002	31.12.2001
Immaterielle eiendeler	142,1	149,8
Varige driftsmidler	1 379,5	1 371,7
Finansielle anleggsmidler	255,9	484,6
Anleggsmidler	1 777,4	2 006,1
Varer	9,1	10,9
Fordringer	171,1	172,5
Kortsiktige investeringer	-	0,2
Kontanter og kontantekvivalenter	83,8	163,7
Omløpsmidler	263,9	347,2
Sum eiendeler	2 041,3	2 353,4
Gjeld og egenkapital	31.12.2002	31.12.2001
Egenkapital	901,9	941,7
Rentebærende langsiktig gjeld	552,5	651,1
Avsetning til forpliktelser	345,8	440,6
Sum langsiktig gjeld	898,4	1 091,7
Rentebærende kortsiktig gjeld	-	-
Annen kortsiktig gjeld	241,0	320,0
Sum kortsiktig gjeld	241,0	320,0
Sum gjeld og egenkapital	2 041,3	2 353,4

EGENKAPITALBEVEGELSE		
KONSERN, NOK mill.	2002	2001
	01.01-31.12	01.01-31.12
Egenkapital pr 01.01	941,7	796,7
Konvertering obligasjonslån	-	0,3
Kjøp egne aksjer	-0,7	-12,9
Emisjoner	33,9	-
Opsjoner ansatte og nøkkelpersonell		23,4
Andre poster	0,3	-
Periodens resultat	-76,6	134,2
Minoritetsinteresser	3,3	-
Egenkapital	901,9	941,7