



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

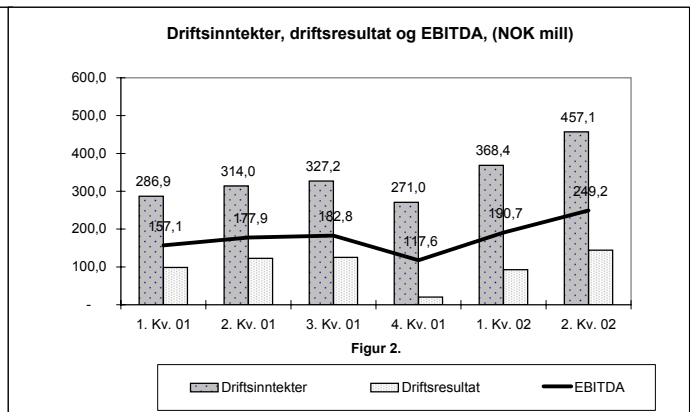
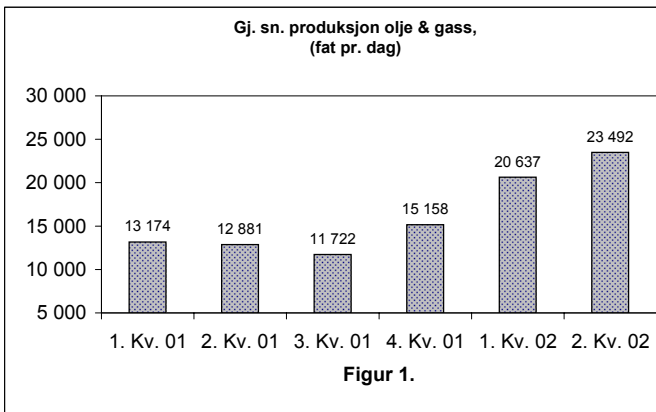
DNO ASA Delårsrapport, 2.kvartal og 1.halvår 2002

DNO's visjon og overordnede målsetning:

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

HOVEDTALL NOK mill.	1. Halvår 2002	1. Halvår 2001	2002		2001				Årsregnskap 2001
			1. Kvartal	2. Kvartal	1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	4. Kvartal	
Gj. sn. produksjon olje & gass, fat pr. dag	22 073	13 011	20 637	23 492	13 174	12 881	11 722	15 158	13 255
Driftsinntekter	825,5	600,9	368,4	457,1	286,9	314,0	327,2	271,0	1 199,0
Driftsresultat	236,8	221,3	92,7	144,1	98,6	122,7	125,3	20,2	366,8
Resultat før skatt	68,2	193,5	75,5	-7,2	100,5	93,0	111,6	2,8	307,8
EBITDA ⁽¹⁾	439,9	335,0	190,7	249,2	157,1	177,9	182,8	117,6	635,4
Egenkapitalandel i %	40 %	38 %	39 %	40 %	43 %	38 %	39 %	40 %	40 %

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



Hovedtrekk og viktigste hendelser

DNO hadde i 2. kvartal 2002 rekordhøy oljeproduksjon på 23,492 fat pr. dag og gode marginer fra ordinær drift. Samlet oljeproduksjon i 1. halvår 2002 ble 22,073 fat pr. dag, hvilket er bedre enn forventet.

DNO intensiverte arbeidet med å finne en partner til Heather satellittene i perioden, og inngikk avtale om å selge ("farme ut") 45 % andel i Heather satellittene 17 august 2002.

Samlede driftsinntekter ble i 1. halvår 2002 NOK 825,5 mill, og kontantstrøm fra driften (EBITDA) på NOK 439,9 mill, etter kostnadsføring av NOK 80 mill i nedskrivninger og letekostnader på norsk sokkel. (Tyr)

Resultat etter skatt i 1.halvår 2002 ble på NOK -43,2 mill etter nedskrivninger av engasjementet i Petroliia Drilling ASA på ca. NOK 125 mill, samt negativ resultatteffekt etter skatt på ca. NOK 23 mill knyttet til nedskrivninger og letekostnader på norsk sokkel. (Tyr)

Det ble i løpet av 2. kvartal 2002 nedbetalt NOK 96 mill i langsiktig gjeld.

Bokført egenkapital pr. 1. halvår 2002 er NOK 893,1 mill og totalkapitalen utgjør NOK 2.218,1 mill. Egenkapitalandelen var ved utgangen av 1. halvår 2002 på 40 %.

Resultat 2. kvartal (2. kvartal 2001 i parentes) og 1. halvår 2002 (1. halvår 2001 i parentes)**Resultat 1. halvår 2002**

Konsernets samlede driftsinntekter utgjorde pr. 1. halvår 2002 NOK 825,5 mill (NOK 600,9 mill). Driftsresultatet ble NOK 236,8 mill (NOK 221,3 mill), og EBITDA NOK 439,9 mill (NOK 335,0 mill).

Av selskapets samlede driftsinntekter pr 1. halvår 2002, bidro kjernevirksomheten olje og gass med NOK 769,4 mill (NOK 550,8 mill). Driftsresultatet fra olje- og gassvirksomheten utgjorde NOK 228,0 mill (NOK 212,0 mill). Implementering av en amortiseringsplan for selskapets prosjekt i Russland medførte en belastning på driftsresultatet med omlag NOK 10,8 mill i 1. halvår 2002. I tillegg er halvårsregnskapet belastet med NOK 80 mill i nedskrivninger og letekostnader på norsk sokkel. (Tyr)

Nedskrivninger og resultat fra tilknyttede selskaper utgjorde i perioden NOK -125,7 mill (NOK -19,9 mill). Dette er regnskapsført i henhold til egenkapitalmetoden, og påvirker således ikke driftsresultatet eller selskapets likviditet.

Resultat før skatt utgjorde NOK 68,2 mill (NOK 193,5 mill) og resultat etter skatt NOK -43,2 mill (NOK 60,6 mill), etter nedskrivninger av engasjementet i Petrolia Drilling ASA, samt negativ resultatteffekt etter skatt på ca. NOK 23 mill knyttet til nedskrivninger og letekostnader på norsk sokkel. (Tyr)

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

Resultat 2. kvartal 2002

Konsernets samlede driftsinntekter utgjorde i 2. kvartal 2002 NOK 457,1 mill (NOK 314,0 mill). Driftsresultatet ble NOK 144,1 mill (NOK 122,7 mill), og EBITDA NOK 249,2 mill (NOK 177,9 mill).

Av selskapets samlede driftsinntekter i 2. kvartal, bidro kjernevirksomheten olje og gass med NOK 431,7 mill (NOK 288,1 mill). Driftsresultatet fra olje- og gassvirksomheten utgjorde NOK 139,4 mill (NOK 118,4 mill). Implementering av en amortiseringsplan for selskapets prosjekt i Russland medførte en belastning på driftsresultatet med omlag NOK 5,4 mill i 2. kvartal 2002. I tillegg er kvartalsregnskapet belastet med NOK 51 mill i nedskrivninger av aktiverte lisenskostnader knyttet til PL006C. (Tyr)

Nedskrivninger og resultat fra tilknyttede selskaper utgjorde i perioden NOK -121,8 mill (NOK -13,0 mill). Dette er regnskapsført i henhold til egenkapitalmetoden, og påvirker således ikke driftsresultatet eller selskapets likviditet.

Resultat før skatt utgjorde NOK -7,2 mill (NOK 93,0 mill) og resultat etter skatt NOK -67,7 mill (NOK 23,3 mill), etter nedskrivninger av engasjementet i Petrolia Drilling ASA, samt negativ resultatteffekt etter skatt på ca. NOK 16 mill i nedskrivninger og letekostnader på norsk sokkel. (Tyr)

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

Oljeproduksjon

Gjennomsnittlig oljeproduksjon i 2. kvartal 2002 og 1. halvår 2002 for DNO-konsernet var på henholdsvis 23,492 fat pr. dag (12,881 fat pr. dag) og 22,073 fat pr. dag (13,011 fat pr. dag), som er bedre enn ventet.

Produsert, men ikke solgt oljevolum i 2. kvartal er inntektsført med oljepris pr. 30 juni 2002 etter rettighetsmetoden.

Lisenser i Storbritannia

Gjennomsnittlig oljeproduksjon fra Heather-feltet (DNO 100 %) var på 4,985 fat pr. dag i 2. kvartal (6,198 fat pr. dag), som er omtrent i tråd med planen for perioden. Det planlegges en kortere nedstengning på feltet i løpet av august, da det skal foretas ulike arbeid knyttet til rørledningen til Ninian-feltet, hvor oljen fra Heather-feltet transporteres.

DNO fortsatte arbeidet med å finne en partner til West Heather prosjektet i 2. kvartal, og 17 august inngikk DNO en 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 partnene vil 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 brønnekostnadene. Den første brønnen vil bli gjennomført med boreriggen SS "Glomar Arctic IV", og boringen vil starte om kort tid. Avhengig av resultatene fra den første brønnen planlegges den andre brønnen påbegynt i løpet av 1. halvår 2003. Som tidligere rapportert av DNO vil utbygging av satellittene rundt Heather-feltet muliggjøre gjennomføring av flere prosjekter knyttet til hovedfeltet for å øke utvinningen av olje, og samlet vil dette kunne innebære produksjon fra Heather-plattformen til 2012.

DNO's andel av de totale gjenværende P50 oljeresurser i Heatherområdet (Heather samt satellitter) etter gjennomføring av Farm-in avtalen er beregnet til ca.42 millioner fat.

DNO har inngått en intensjonsavtale om mulig midlertidig overtagelse og operatørskap av Thistle-feltet på britisk sokkel. Selskapet gjennomgår nå tekniske og kommersielle data for å undersøke potensialet for forlenget produksjon gjennom økt oljeutvinning og reduserte driftskostnader. En eventuell overtagelse kan tidligst skje mot slutten av 2002.

Lisenser - Norge

Samlet oljeproduksjon fra norsk sokkel var i 2. kvartal 2002 på 6,935 fat pr. dag (3,383 fat pr. dag). Økningen sammenlignet med 2. 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. Avtalen og operatørskapet er nå godkjent av norske myndigheter.

Forberedelser til boring av nye brønner ble gjennomført i 2. kvartal, og boring av den første brønnen er nå fullført. Boringene på Jotun feltet er ventet å øke produksjonen for feltet i 2. halvår sammenlignet med 1. halvår.

I lisens PL 203 utredes 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 olje- og gassreservene i lisensen er omlag 10 millioner fat oljeekvivalenter.

I PL 006C hvor Amerada Hess er operatør, ble boringen av "Tyr" avsluttet i 1. kvartal. Brønnen påviste ikke hydrokarboner og DNO har nedskrevet lisensen til NOK 0 i 2. kvartal 2002.

Lisenser Yemen

Samlet oljeproduksjon fra Yemen var i 2. kvartal 2002 på 11,572 fat pr. dag (3,300 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, og ved utgangen av 2. kvartal var DNO's samlede produksjon fra Yemen økt til ca. 12.000 fat pr. dag.

Etter at ytterligere produksjonsbrønner på Sharyoof-feltet ble ferdigstilt i 1. kvartal, økte produksjonen fra feltet til ca. 25.000 fat pr. dag ved utgangen av 2. kvartal (DNO's andel ca. 7.500 fat pr. dag).

Basert på den positive produksjonsutviklingen samt nye tekniske studier er de samlede utvinnbare reserver i Tasour-feltet og Sharyoof-feltet økt til henholdsvis ca. 10 millioner fat og ca. 30 millioner fat, hvorav DNO's andel (før skatt) er henholdsvis ca. 4 millioner fat og ca. 9 millioner fat. Tasour-feltet hadde ved utgangen av 2. kvartal 2002 produsert ca. 5 millioner fat hvorav DNO's andel er ca. 2 millioner fat. Det betyr at omlag halvparten av oljereservene i Tasourfeltet er produsert.

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 1. halvår 2002 med NOK -125,7 mill knyttet til engasjementet i PDR. Dette påvirker ikke driftsresultatet eller selskapets likviditet. På bakgrunn av situasjonen i PDR vedrørende kontrakten med Petrobras, samt salget av eierandelen i ClampOn AS, er grunnlaget for en utfisjonering av Offshore & Services til våre aksjonærer blitt betydelig endret, og er derfor mindre aktuelt.

Segmentet Offshore & Services hadde et driftsresultat på NOK 8,8 mill pr. 1. halvår 2002.

Investeringer

Totale regnskapsmessige investeringer i 2. kvartal utgjorde NOK 29,0 mill og knytter seg i all vesentlighet til investeringer i Yemen.

Finansielle forhold

Konsernets totale likvide beholdning utgjorde pr. 30.06.02 NOK 285,6 mill hvorav NOK 136,9 mill utgjorde fri likviditet. Bundet likviditet er avsatt til fremtidige fjerningskostnader på Heather-feltet.

Rentebærende langsiktig gjeld utgjorde NOK 624,9 mill (NOK 674,5 mill) ved utgangen av 2. kvartal 2002, etter nedbetaling av langsiktige lån med NOK 96 mill.

Regnskapsført egenkapital pr. 30.06.2002 utgjorde NOK 893,1 mill. Reduksjonen i egenkapital i perioden 01.01 til 30.06 relaterer seg til periodens resultat samt kjøp av egne aksjer.

RESULTATREGNSKAP NOK mill.	1. Halvår 2002	1. Halvår 2001	2002		2001				Årsregnskap 2001
			1. Kvartal	2. Kvartal	1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	4. Kvartal	
Driftsinntekter	825,5	600,9	368,4	457,1	286,9	314,0	327,2	271,0	1 199,0
Driftskostnader	333,7	230,7	153,6	180,1	108,6	122,1	127,3	127,9	485,9
Av-/nedskrivn. og fjerningskostn.	203,0	113,7	98,0	105,0	58,5	55,2	57,5	97,4	268,6
Lønn og andre driftskostnader	52,0	35,2	24,1	27,9	21,2	13,9	17,1	25,5	77,7
Driftsresultat	236,8	221,3	92,7	144,1	98,6	122,7	125,3	20,2	366,8
Resultat tilknyttede selskaper	-125,7	-19,9	-3,9	-121,8	-6,9	-13,0	-0,1	-13,4	-33,4
Finansinntekter	52,4	32,9	25,3	27,1	21,4	11,5	21,8	13,9	68,6
Finanskostnader	-95,2	-40,8	-38,6	-56,6	-12,6	-28,2	-35,4	-18,1	-94,2
Resultat før skatt	68,2	193,5	75,5	-7,2	100,5	93,0	111,6	2,8	307,8
Skattekostnad *)	-111,5	-132,8	-51,0	-60,5	-63,2	-69,7	-69,4	28,6	-173,6
Resultat etter skatt	-43,2	60,6	24,5	-67,7	37,3	23,3	42,1	31,4	134,2
Resultat pr. aksje	-0,86	1,20	0,49	-1,34	0,74	0,46	0,83	0,61	2,64
Resultat pr. aksje, utvannet	-0,86	1,21	0,49	-1,34	0,73	0,48	0,82	0,61	2,64

*) Skattekostnaden vedrører hovedsaklig virksomheten i Yemen.

SEGMENTRAPPORTERING NOK mill.	1. Halvår 2002	1. Halvår 2001	2002		2001				Årsregnskap 2001
			1. Kvartal	2. Kvartal	1. Kvartal	2. Kvartal	3. Kvartal	4. Kvartal	
Driftsinntekter olje & gass	769,4	550,8	337,7	431,7	262,7	288,1	296,9	240,0	1 087,7
Driftsinntekter offshore/services	56,1	50,1	30,7	25,4	24,2	25,9	30,2	31,0	111,3
Sum driftsinntekter	825,5	600,9	368,4	457,1	286,9	314,0	327,2	271,0	1 199,0
Driftsresultat, olje & gass	228,0	212,0	88,6	139,4	93,6	118,4	117,6	18,4	348,0
Driftsresultat offshore/services	8,8	9,3	4,1	4,7	5,0	4,3	7,7	1,8	18,8
Sum driftsresultat	236,8	221,3	92,7	144,1	98,6	122,7	125,3	20,2	366,8

KONTANTSTRØMOPPSTILLING NOK mill.	1. Halvår 2002	1. Halvår 2001	Årsregnskap 2001
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	82	355	634
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	-89	-362	-884
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter	-20	394	325
Netto endring i kontanter og kontantekvivalenter	-27	387	76
Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter 1.1.	164	88	88
Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter *)	137	475	164

*) I tillegg har selskapet NOK 149 mill i langsiktige bankinnskudd knyttet til fremtidig fjerningskostnad.

BALANSE			
Eiendeler			
NOK mill.	30.06.2002	30.06.2001	31.12.2001
Immaterielle eiendeler	145,9	123,8	149,8
Varige driftsmidler	1 331,5	1 029,8	1 371,7
Finansielle anleggsmidler	309,2	497,7	484,6
Anleggsmidler	1 786,5	1 651,4	2 006,1
Varer	5,5	8,3	10,9
Fordringer	289,1	142,9	172,5
Kortsiktige investeringer	-	10,0	0,2
Kontanter og kontantekvivalenter	136,9	474,5	163,7
Omløpsmidler	431,5	635,8	347,2
Sum eiendeler	2 218,1	2 287,1	2 353,4
Gjeld og egenkapital	30.06.2002	30.06.2001	31.12.2001
Egenkapital	893,1	880,2	941,7
Rentebærende langsiktig gjeld	624,9	674,5	651,1
Avsetning til forpliktelser	554,8	356,0	440,6
Sum langsiktig gjeld	1 179,7	1 030,4	1 091,7
Rentebærende kortsiktig gjeld	-	-	-
Annen kortsiktig gjeld	145,3	376,5	320,0
Sum kortsiktig gjeld	145,3	376,5	320,0
Sum gjeld og egenkapital	2 218,1	2 287,1	2 353,4

EGENKAPITALBEVEGELSE	2002	2001	2001
KONSERN, NOK mill.	01.01-30.06	01.01-30.06	01.01-31.12
Egenkapital pr 01.01	941,7	796,7	796,7
Konvertering obligasjonslån	-	-	0,3
Kjøp egne aksjer	-4,8	-	-12,9
Emisjoner	-	-	-
Opsjoner ansatte og nøkkelpersonell	-	22,8	23,4
Andre poster	-0,6	-	-
Periodens resultat	-43,2	60,6	134,2
Egenkapital	893,1	880,2	941,7