



# **DNO ASA**

**Resultat 1. kvartal**

**2000**



## DNO ASA

### STYRETS BERETNING FOR 1. KVARTAL 2000

Styret er godt tilfreds med resultatet for DNO ASA (DNO) for 1. kvartal 2000. Resultatet etter skatt viser et overskudd på NOK 46.7 mill., som er en bedring på NOK 54.4 mill. sammenlignet med 1. kvartal 1999. Samlede driftsinntekter var NOK 153.3 mill. mot NOK 24.4 mill. i 1. kvartal 1999.

DNO har overtatt 3 strategisk viktige lisensandeler på norsk sokkel med virkning fra 1. januar 2000, hvorav 2 er i produksjon. Dette gav en netto produksjonsøkning til DNO på omlag 1.830 fat oljeekvivalenter pr. dag i 1. kvartal 2000. De 3 nye lisensandelene er inkludert i DNO's driftsregnskap og balanse med virkning fra 1. januar 2000. Overtagelse av de 3 lisensandelene er avhengig av formell godkjenning fra norske myndigheter.

Samlet gjennomsnittlig oljeproduksjon netto til DNO var i 1. kvartal 7.009 fat pr. dag, som er en tredobling sammenlignet med 1. kvartal 1999. DNO oppnådde en gjennomsnittlig oljepris på USD 25.6 pr. fat i 1. kvartal 2000 mot USD 11.8 pr. fat i 1. kvartal 1999. Grunnet høyere oljeproduksjon og oljepris, økte inntektene fra olje- og gassvirksomheten til NOK 132.2 mill. i 1. kvartal 2000, som er nesten 7 ganger høyere enn i 1. kvartal 1999.

Boreanlegget på Heatherplattformen er nå klargjort for nye boringer og den første sidestegsbrønnen ble påbegynt i 1. kvartal 2000. Der er planlagt å bore 4 sidestegsbrønner fra Heatherplattformen i løpet av året. Disse brønnene sammen med en planlagt undervannsproduksjonsbrønn på nærmeste satelittfelt vil kunne øke oljeproduksjonen fra Heatherområdet til rundt 12.000 fat innen sommeren 2001 (DNO's andel 100 %).

Utbyggingen av Tasourfeltet på land i Yemen går som planlagt. Rørledningen fram til Masilafeltene som opereres av Canadian Occidental, er under konstruksjon og de viktigste kontraktene for feltutbyggingen er nå tildelt. Produksjonsstart er planlagt i oktober 2000, med en startproduksjon på 5,000 – 7,000 fat olje pr. dag (DNO's andel 20 %)

For å styrke selskapets egenkapital i forbindelse med planlagte feltutbygginger, gjennomførte DNO i 1. kvartal 2000 en rettet emisjon på til sammen 3.8 mill. aksjer.

#### Sammendrag av resultat for 1. kvartal 2000 (1999 tall i parentes):

- ◆ Kontantstrøm fra drift og finans var **NOK 53.3 mill.** (NOK 5.6 mill.).
- ◆ Samlede driftsinntekter ble **NOK 153.3 mill.** (NOK 24.4 mill.), hvorav **NOK 132.2 mill.** (NOK 19.5 mill.) kom fra olje- og gassvirksomheten.
- ◆ Driftsresultatet ble positivt med **NOK 42.5 mill.** (minus NOK 9.3 mill.) etter avskrivninger og fjerningsavsetninger på til sammen **NOK 15.4 mill.** (NOK 4.8 mill.)
- ◆ Etter at regnskapet var godskrevet med **NOK 8.8 mill.** som følge av resultatandel i Petrolia Drilling ASA etter egenkapitalmetoden, samt et positivt netto finansresultat på **NOK 5.5 mill.**, ble overskuddet før skatt **NOK 56.8 mill.** (minus NOK 7.6 mill.) og overskuddet etter skatt **NOK 46.7 mill.** (minus NOK 7.7 mill.)
- ◆ Kontantbeholdningen pr. 31.03.00 var **NOK 223.2 mill.**, inklusive midler avsatt til fremtidig fjerning av Heatherplattformen.
- ◆ Egenkapitalen pr. 31.03.00 utgjorde **51.0 %** av bokført total kapital.



**Kommentarer til regnskapet:**

Regnskapet for DNO for 1. kvartal 2000 reflekterer produksjon fra andelene i Jotun- og Tor feltene. Pr. avleggelsen av regnskapet for 1. kvartal 2000 har DNO ikke mottatt formell godkjenning fra norske myndigheter. Styret i DNO avlegger kvartalsregnskapet basert på "beste estimat", og det er således styrets vurdering at disse formalia blir avklart i nær fremtid, slik at lisensandelene formelt overføres til DNO konsernet.

I DNO konsernets driftsresultat inngår et overskudd på **NOK 17.6 mill.** fra de norske lisensandelene, og resultatbidraget etter finansielle poster og estimert skattekostnad er **NOK 1.7 mill.**

Som følge av at salg ikke alltid skjer i takt med produksjonen, har styret anvendt "produksjonsmetoden" for føring av regnskapet.

Økning i administrasjonskostnader er et resultat av at DNO nå opererer Heatherfeltet på 100 % basis, samt den nye virksomheten på norsk sokkel.



## - OLJE & GASS VIRKSOMHETEN -

Samlet produksjon netto til DNO fra lisensene i UK og på norsk sokkel var i 1. kvartal 2000 **630.845 fat oljeekvivalenter**, som tilsvarer **7.009 fat pr. dag** i gjennomsnitt. Prisen som oppnås for den produserte oljen er avhengig av de individuelle salgskontraktene. DNO har inngått avtale om salgspris for en fremtidig oljeproduksjon på 3,000 fat pr. dag i perioden 12. januar 2000 og frem til 31. desember 2000. Selskapet mottar minimum USD 17 pr. fat og maksimum USD 25,82 pr. fat for den angitte fremtidige oljeproduksjon. DNO konsernet oppnådde en gjennomsnittlig oljepris i 1. kvartal 2000 på **USD 25.64 pr. fat**, mot USD 11.80 pr. fat i 1 kvartal 1999.

### Lisenser - UK

#### Heather (100 % rettigheter og operatør).

Gjennomsnittlig oljeproduksjon fra Heatherfeltet var i 1. kvartal 2000 **4.750 fat pr dag**, som var i henhold til planen. Produksjonsregulariteten for Heatherplattformen var i 1. kvartal **99.98 %**.

Boreanlegget på Heather plattformen ble klargjort for boringer ved årsskiftet, og den første sidestegsbrønnen ble fullført i 1. kvartal. Brønnen var planlagt som en vanninjeksjonsbrønn i den sydlige delen av feltet. Brønnen påviste uventet høye oljemetninger i nedre delen av Brent reservoaret. Brønnen er nå midlertidig forlatt, og basert på de positive resultatene blir det utarbeidet en ny plan for å øke oljeutvinningen i dette området av feltet.

Den andre sidestegsbrønnen er nå påbegynt. Den er planlagt som en produksjonsbrønn i den sentrale delen av feltet. Brønnen skal bores inn i et område av feltet som antas ikke å være drenert. Planen er at det skal bores ytterligere 2 sidestegs produksjonsbrønner i løpet av året.

Parallelt med boringene på Heatherfeltet arbeides det med planer for boring av en undervannsproduksjonsbrønn på nærmeste satellittfelt. Sammen med boringene på selve Heatherfeltet vil dette kunne øke oljeproduksjonen til om lag **12.000 fat pr. dag** innen sommeren 2001.

Basert på DNO's estimater er der om lag **80 millioner fat** gjenværende oljeressurser i Heatherområdet. De pågående aktivitetene er første fase i en trinnvis plan for utvinning av disse oljeressursene. I henhold til nåværende plan vil tilleggsreserver på om lag 50 millioner fat olje kunne utvinnes fra Heatherområdet, og produksjon av olje vil i så fall kunne fortsette til rundt 2010. Det arbeides videre med undersøkelser for å se på mulighetene for kommersiell utvinning av de resterende 30 mill. fat oljeressurser i området, og planen for Heatherområdet vil bli fortløpende oppdatert i tråd med resultatene fra dette arbeidet.

I tillegg til ovennevnte oljeressurser er der identifisert flere leteprospekter i Heather / West Heatherområdet. Disse prospektene kan inneholde betydelige tilleggsreserver.

For å kunne ha muligheter til å akselerere utbyggingsplanen for Heatherområdet samt delfinansiere letebrønner på de ulike prospektene vurderer DNO å ta inn et annet oljeselskap som partner i Heatherområdet, gjennom ut-farming eller ved salg av deler av rettighetene.



## Lisenser - Norsk Sokkel.

DNO har i 1. kvartal 2000 overtatt 3 strategiske lisensandeler på norsk sokkel:

- ◆ 1.25% i Jotunfeltet
- ◆ 8.737% i Torfeltet
- ◆ 10.00% i Glitnefeltet

Lisensandelene er overtatt med virkning fra 1. januar 2000. Jotun- og Tor feltene er begge i produksjon, og samlet produksjon netto til DNO fra disse to lisensandelene var i 1. kvartal 2000 om lag **1.830 fat olieekvivalenter pr. dag.**

Overtagelsen av de 3 lisensandelene er avhengig av formell godkjenning fra norske myndigheter.

Ervervet av disse lisensandelene gir DNO en viktig strategisk posisjon med hensyn til videre satsing på utvikling av mindre oljefelt og haleproduksjon på norsk sokkel.

### Jotunfeltet (1.25%)

Jotunfeltet, som opereres av Esso, ble satt i produksjon mot slutten av 1999. Jotunfeltet produseres fra en brønnhode plattform tilknyttet et produksjonsskip. De utvinnbare oljereserver i Jotunfeltet er anslått til om lag **200 mill. fat**, hvorav DNO's andel er om lag **2.5 mill. fat**. I tillegg inneholder feltet mindre mengder gass. Gjennomsnittlig produksjon fra Jotunfeltet var i 1. kvartal 2000 om lag **110.400 fat olieekvivalenter pr. dag**, hvorav DNO's andel var **1.380 fat pr. dag**. Jotunfeltets reservoar har fellestrekk med flere mindre oljefunn i denne delen av Nordsjøen og vil gi viktig erfaring med hensyn til utvikling og produksjon av slike felt. (Reserve- og produksjonstall er basert på informasjon fra operatøren).

### Torfeltet (8.737%)

Torfeltet, som opereres av Phillips, produseres fra en selvstendig plattform som er tilknyttet Ekofisksenteret. Feltet har vært i produksjon siden 1978. Gjenværende reserver i Torfeltet er anslått til om lag **40 mill.fat olieekvivalenter**, hvorav DNO's andel utgjør om lag **3.5 mill. fat**. Torfeltet inneholder også mindre mengder gass og NGL. Gjennomsnittlig produksjon fra Torfeltet var i 1. kvartal 2000 om lag **5.150 fat olieekvivalenter pr. dag**, hvorav DNO's andel var **450 fat pr dag**. (Reserve- og produksjonstall er basert på informasjon fra operatøren).

### Glitnefeltet (10.00%)

En plan for utvikling og drift (PUD) for Glitnefeltet er under utarbeidelse av operatøren Statoil, og skal etter planen overleveres myndighetene for godkjenning sommeren 2000. Produksjonsstart for Glitnefeltet er planlagt sommeren 2001. Utvinnbare oljereserver i Glitnefeltet er anslått til omlag **25 mill. fat**, hvorav DNO's andel er **2.5 mill. fat**. I henhold til planen vil feltet bli produsert over en 3 års periode, og utbyggingskonseptet for Glitnefeltet kan bli en modell for utvikling av andre mindre oljefelt på norsk sokkel. (Reservetall er basert på operatørens anslag).



## Lisenser - Yemen

### Blokk 32 - Tasour (20.00 % og operatør)

Som operatør for blokk 32 lisensen, gjennomførte DNO 3 borer i Tasourområdet i 1999. Dette er de første boreoperasjonene som DNO har hatt ansvaret for som operatør. Basert på resultatene fra disse boringene, ble Tasour B feltet erklært kommersielt i desember 1999. Utbyggingen av feltet ble påbegynt i 1. kvartal 2000, og fremdriften går etter planen. En 65 km rørledning, som skal føre oljen fra Tasour B feltet til Masila feltene, er under konstruksjon, og de viktigste kontraktene for feltinstallasjonene er tildelt. Oljen skal føres videre til kysten i hovedrørledningen fra Masilafeltene. Masilafeltene opereres av Canadian Occidental, og har en daglig oljeproduksjon på over 200.000 fat.

Reservene i Tasour B feltet er anslått til omlag **8 mill. fat**, hvorav DNO's andel er **1.6 mill. fat**. Oljeproduksjonen fra Tasour B feltet skal etter planen starte i oktober 2000, med en startproduksjon på om lag **5.000 – 7.000 fat pr. dag**. DNO har 20 % av denne oljeproduksjonen. De totale utbyggingskostnadene for Tasour feltet er estimert til omlag **USD 17 mill.**, hvor DNO's andel er **USD 3.4 mill.** Med en oljepris på 17 USD pr. fat, vil investeringene kunne være tilbakebetalt innen 12 måneder etter oppstart av produksjonen.

Innenfor lisensområdet som er godkjent for utbygging er der identifisert flere strukturer som kan inneholde olje. Det planlegges borer på disse strukturene etter at oljeproduksjonen fra Tasour B feltet er startet. Disse boringene vil i det vesentlige bli finansiert gjennom kontantstrømmen fra Tasour B feltet. Ytterligere oljefunn kan settes i produksjon med lave tilleggsinvesteringer.

### Blokk 53 (24.45 %)

Blokk 53 grenser til blokk 32 og den første letebrønnen ble avsluttet sommeren 1999. Der ble observert olje under boring gjennom reservoaret men det ble ikke produsert olje under testing av brønnen.

Innsamling av ny seismikk i blokk 53 ble avsluttet ved årsskiftet og det skal bores en ny letebrønn i løpet av sommeren 2000. Nærheten til blokk 32 gjør at et eventuelt oljefunn i blokk 53 kan settes i produksjon med lave investeringer.

## Lisenser - Timan Pechora

### MMT-feltene (10.00 %)

Situasjonen i Russland synes nå mer stabil, og vestlige investeringer er på veg tilbake. Det har vært fremgang i forhandlingene med den russiske samarbeidspartneren Arkhangelskgeoldobycha (AGD) vedrørende rammevilkårene for oljeproduksjon fra MMT feltene i Timan Pechora. DNO's investering i oljelisensene i Timan Pechora er imidlertid beheftet med en viss usikkerhet da disse forhandlingene ikke er slutført.



En terminal for eksport av olje via sjøveien er nå under bygging om lag 25 km vest for MMT feltene. DNO's samarbeidspartner AGD er deltager i denne oljeterminalen, og dette kan få positiv betydning for fremdriften av planene for MMT feltene.

Der er boret til sammen 23 brønner på MMT feltene, hvorav 19 av brønnene påviste olje. Oljereservene i MMT feltene er anslått til om lag **570 mill. fat** på 100 % basis.

## **- OFFSHORE & SERVICES -**

Virksomheten innen Offshore & Services gav et samlet positivt bidrag **på NOK 11.3 mill.** til DNO's resultat for 1. kvartal 2000. **NOK 8.8 mill.** av dette beløpet er DNO's andel av resultatet i Petrolia Drilling ASA som er godskrevet regnskapet til DNO etter egenkapitalmetoden.

DNO's største engasjement innen dette virksomhetsområdet er eierandelen på 33.4 % i Petrolia Drilling ASA (PDR). DNO forventer at etterspørselen etter borerigger vil øke i 2000, og anser derfor mulighetene for at de øvrige boreenhetene kommer på kontrakt som gode. DNO har behov for en boreenhet for boring av undervannsproduksjonsbrønner på satelittfeltene rundt Heatherfeltet, og "SS Petrolia" vurderes til dette oppdraget.

DNO har siden 1998 hatt mindre aktiviteter innen utleie av offshoreutstyr. Da styret mener fremtidsutsiktene for slike tjenester er gode, overtok DNO 100 % av aksjene i selskapet Independent Oil Tools AS (IOT), med virkning fra 1. januar 2000. IOT's hovedvirksomhet er utleie av offshoreutstyr.

DNO overtok også 24.45 % av aksjene ClampOn AS pr. 31.12.99. ClampOn tilbyr instrumenter for ulike målinger i olje- og gassbrønner.



## - VIRKSOMHETOMRÅDERAPPORTERING -

	<u>1.kv.00</u>			<u>1.kv.99</u>		
	Olje og Gass	Offshore & Services	TOTAL	Olje og Gass	Offshore & Services	TOTAL
Driftsinntekter	132,2	21,1	153,3	19,6	4,8	24,4
Driftsresultat før avskr. og adm.	62,6	8,9	71,5	-1,7	2,1	0,4
Avskrivninger	-11,9	-3,5	-15,4	-4,8	0,0	-4,8
Driftsresultat før adm.	50,7	5,4	56,1	-6,5	2,1	-4,4
Administrasjon	-10,7	-2,9	-13,6	-4,2	-0,7	-4,9
<b>Netto driftsresultat</b>	<b>40,0</b>	<b>2,5</b>	<b>42,5</b>	<b>-10,7</b>	<b>1,4</b>	<b>-9,3</b>

	<u>1999</u>		
	Olje og Gass	Offshore & Services	TOTAL
Driftsinntekter	179,0	27,9	206,9
Driftsresultat før avskr. og adm.	15,6	12,9	28,5
Avskrivninger	-16,8	0,0	-16,8
Driftsresultat før adm.	-1,2	12,9	11,7
Administrasjon	-16,7	-2,6	-19,3
<b>Netto driftsresultat</b>	<b>-17,9</b>	<b>10,3</b>	<b>-7,6</b>

Oslo, 22. Mai 2000

Styret i DNO ASA





## DNO ASA KONSERN

### RESULTAT

(MILL. NOK)

	1.kvartal-00	1.kvartal -99	1999
<b>DRIFTSINTEKTER</b>			
Olje og Gass	132,2	19,5	179,0
Offshore & Services	21,1	4,9	27,9
	<b>153,3</b>	<b>24,4</b>	<b>206,9</b>
<b>DRIFTSKOSTNADER</b>			
Driftskostnader Olje og Gass	(67,8)	(21,3)	(142,7)
Letekostnader	0,0	0,0	(6,0)
Driftskostnader Offshore & Services	(12,2)	(2,7)	(15,0)
Prosjektutviklingskostnader	(1,1)	0,0	(1,4)
Administrasjonskostnader	(13,6)	(4,9)	(19,3)
Andre driftskostnader	(0,7)	0,0	(13,3)
	<b>(95,4)</b>	<b>(28,9)</b>	<b>(197,7)</b>
<b>Driftsresultat før avskrivninger</b>	<b>57,9</b>	<b>(4,5)</b>	<b>9,2</b>
Avskrivning goodwill	(2,1)	0,0	0,0
Avskrivninger/fjerningsavsetn. Olje og Gass	(13,3)	(4,8)	(16,8)
<b>Driftsresultat etter avskrivninger</b>	<b>42,5</b>	<b>(9,3)</b>	<b>(7,6)</b>
<b>Resultatandel tilknyttet selskap</b>	<b>8,8</b>	<b>(8,5)</b>	<b>(42,4)</b>
<b>Netto finans</b>	<b>5,5</b>	<b>10,2</b>	<b>25,0</b>
<b>Resultat før skattekostnad</b>	<b>56,8</b>	<b>(7,6)</b>	<b>(25,0)</b>
Skattekostnad	(10,1)	(0,1)	(1,3)
<b>Resultat</b>	<b>46,7</b>	<b>(7,7)</b>	<b>(26,3)</b>
<b>Kontantstrøm</b>	<b>53,3</b>	<b>5,6</b>	<b>32,9</b>
Resultat pr. aksje (ikke utvannet)	1,20	(0,26)	(0,84)
Kontantstrøm pr aksje	1,38	0,19	1,02

### BALANSE

	31.03.-00	31.03.-99	31.12.-99
<b>EIENDELER</b>			
Anleggsmidler	980,7	650,6	750,6
Omløpsmidler	275,9	126,2	163,0
<b>Sum eiendeler</b>	<b>1 256,6</b>	<b>776,8</b>	<b>913,6</b>
<b>EGENKAPITAL OG GJELD</b>			
Egenkapital	637,7	371,1	420,8
Avsetning og forpliktelser	238,3	228,7	234,6
Langsiktig gjeld	109,2	66,8	104,3
Kortsiktig gjeld	271,4	110,2	153,9
<b>Sum egenkapital og gjeld</b>	<b>1 256,6</b>	<b>776,8</b>	<b>913,6</b>