

# **DNO ASA**

Resultat for 4. kvartal

samt

årsresultat 1998

## STYRETS KOMMENTARER TIL 4. KVARTAL SAMT ÅRSRESULTAT 1998

*DNO har som forretningsstrategi å drive øket oljeutvinning fra felt i sluttproduksjon og i tidskritiske, marginale petroleumsfelt. Investering i borerigger og oljeservice skal fortrinnsvis støtte opp om denne forretningsstrategien.*

### SAMMENDRAG

- Ordinært resultat 1998 før skatt for DNO-konsernet ble NOK 24,1 og etter skatt NOK 23,9 mill.
- Netto finansinntekter for 1998 ble på NOK 36,9 mill., som i det vesentlige består av gevinster ved aksjesalg, NOK 23,0 mill., samt renteinntekter/agiogevinster på NOK 13,9 mill.
- Resultat etter skatt for 4. kvartal 1998 ble NOK 0,6 mill.
- Som et resultat av vesentlig økning av vanninjeksjonen på Heather-feltet, var oljeproduksjonen noe høyere enn forventet i 4. kvartal. Til tross for den lave oljeprisen ble derfor resultatet for 4. kvartal noe bedre enn antatt.
- DNO har i 1998 gjennomført tiltak som vil resultere i 25% reduksjon av driftskostnadene på Heather-feltet. Dette tilsvarer ca. NOK 25 mill. i sparte kostnader for DNO på årsbasis.
- Kontantstrøm for 1998 var NOK 54 millioner; tilsvarende NOK 1,91 per aksje.
- Kontantbeholdningen 31 desember 1998 utgjorde NOK 238 mill. inkl. depositum for fjerningskostnader. I tillegg vil selskapet motta USD 15 mill. fra en bankgaranti innen 1. juli år 2002 for dekning av fjerningskostnader på Heather feltet.
- Egenkapitalen 31 desember 1998 var NOK 355,7 mill og utgjør nå 46% av bokført totalkapital.

## OLJEPRODUKSJONEN

	Akkumulert pr. 31. desember-98	Gjennomsnittlig produksjon 1998
Heather:	736.919 fat	2.019 fat / dag
Claymore:	125.864 fat	344 fat / dag
<hr/>		
Totalt:	862.783 fat	2.363 fat / dag
<hr/>		

Gjennomsnittlig salgspris i 1998 var på 12,85 USD / fat.

## PROSJEKTER

### Heather / West Heather

Produksjonen fra Heather feltet på 100 % basis var i 4. kvartal 5.396 fat pr. dag (DNO's andel 2.022 fat pr. dag). Gjennomsnittlig produksjon fra feltet for 1998 var 5.384 fat pr. dag (DNO's andel 2.019 fat pr. dag).

DNO har som Operatør øket vanninjeksjonen på feltet med ca. 50 % i 4. kvartal uten større tilleggskostnader. Dette har bidratt til at produksjonen har vært høyere enn forventet mot slutten av året.

Parallelt med økning av vanninjeksjonen, har DNO gjennomført kostnadsbesparende tiltak i 1998, som har redusert driftskostnadene for Heather feltet med 25% i 1999. Totale driftskostnader for Heather operasjonen i 1999 vil etter planen bli ca. *GPB 15.5 millioner* (ca. *NOK 194 millioner*) på 100 % basis. Dette er vesentlig lavere driftskostnader enn de fleste sammenlignbare felt i Nordsjøen.

Det har ikke vært boret brønner på Heather-feltet siden 1991, og ca. *120 mill. fat*, tilsvarende kun 25 % av tilstedeværende olje er utvunnet fra feltet. DNO regner med å ta ut ca. 35 % av oljen, hvilket betyr at ytterligere ca. *40 mill. fat* kan hentes ut fra feltet.

De gjenværende oljereservene for Heather området er av DNO anslått til ca. *80 mill fat*. Den lovende *Øvre Jura strukturen* på West Heather som ble identifisert på ny seismikk fra 1995 kan imidlertid alene inneholde mer enn 100 mill. fat utvinnbar olje. DNO ønsker derfor å bore en brønn på West Heather i 1999.

En endelig avtale med de øvrige partnerne om fremtidig drift og investeringer i Heather-området, forventes klar i løpet av første halvår 1999.

## Yemen Blokk 32

DNO inngikk i 1998 avtale med Norsk Hydro om overtagelse av 20 % av Hydros 45 % andel i Blokk 32 på land i Yemen.

Hydro foreslo DNO som ny Operatør for lisensen, og dette ble godkjent av myndighetene i Yemen i november 1998. DNO har nå etablert kontor i Sana'a, hovedstaden i Yemen.

Arbeidsprogrammet for 1999 er boring av 3 brønner. De første 2 brønnene skal bores på *Tasour strukturen* hvor det ble påvist olje i 1997. Testen som ble utført på denne strukturen ga ca. 5.000 fat pr. dag. Total produksjonskapasitet fra brønnen antas å være flere tusen fat høyere, da utstyret i brønnen hadde en begrensende effekt på produksjonstesten.

Myndighetene har godkjent arbeidsprogrammet for 1999 og boring av første brønnen vil starte i slutten av februar 1999. Hvis boringene bekrefter kommersiell størrelse på oljefunnet i *Tasour strukturen* kan utbygging starte allerede i 1999. Planen er da og knytte produksjonen til eksisterende rørledning i naboblokken, hvor *Canoxy* er Operatør og produserer ca. 200.000 fat pr. dag. Feltet vil kunne være kommersielt også ved oljepris under USD 10/fat.

## Block 53 Yemen

DNO har overtatt management for en 24.45 % andel i Blokk 53 i Yemen. DNO har førsterett til å overta alle rettigheter til lisensandelen, forutsatt at det oppnås enighet om de kommersielle betingelser. Myndighetene i Yemen har godkjent DNO som lisensdeltager. Blokk 53 grenser til Blokk 32, og første brønnen i lisensen ble påbegynt i 4. kvartal 1998. Testresultatene fra brønnen forventes å foreligge i løpet av 1. kvartal 1999.

## Timan Pechora - Nord Vest Russland

Aktiviteten i DNO's lisens i Timan Pechora har i 1998 vært primært knyttet til undersøkelser i forbindelse med etablering av tidlig-produksjon via sjøveien fra feltene som DNO har andel i.

DNO har 10 % i lisensen og er nå tilbudt å overta som Operatør. DNO vil vurdere dette i lys av mulighetene til å etablere tidlig-produksjon.

DNO vurderer Timan Pechora som et interessant fremtidig område for utvinning av olje. Prosjekter i Russland er imidlertid beheftet med en viss usikkerhet grunnet den generelle situasjonen i Russland. Inntil dette er mer avklart vil det ikke påløpe kostnader av betydning i relasjon til prosjektet.

De total oljereserver i feltene påvist ved boringer er anslått til ca. 570 mill fat, hvorav DNO's andel er 57 mill. fat.

## OFFSHOREVIRKSOMHETEN

SS " Petrolia" har vært på kontrakt til Talisman i UK for hele 1998, og frem til 21. januar 1999. Gjennom DNO's 34 % andel i Petrolia Drilling ASA (PDR) arbeider selskapet aktivt med å utvikle PDR til et større boreselskap. Kontrakten med Petrobras for boreskipet "Valentin Shashin" i Brasil gir verdifull erfaring med kostnadseffektiv boring på dypt vann, hvor en større del av verdens gjenværende reserver befinner seg.

DNO vurderer også å gjøre bruk av SS "Petrolia" for boring og eventuelt testproduksjon på West Heather feltet og andre felt i UK hvor DNO ønsker å bli lisensdeltager.

I lys av den lave oljeprisen har DNO sett interessante forretningsmuligheter for utleie av boreutstyr. DNO har således foretatt investeringer innenfor dette området i 4. kvartal 1998, og forventer positive resultater fra denne virksomheten i de kommende år.

## VIRKSOMHETSRAPPORTERING 1998

	<b><u>NOK Mill.</u></b>			
	Driftsinntekter	Driftsresultat før avskr. og adm.	Avskrivninger	Driftsresultat før adm.
Olje og gass	91,0	(23,6)	(30,1)	(53,7)
Offshorevirksomhet	172,9	59,9	0,0	59,9
	<u>263,9</u>	<u>36,3</u>	<u>(30,1)</u>	6,2
		Administrasjon		<u>(19,0)</u>
		<b>Netto driftsresultat</b>		<u>(12,8)</u>

*Styret i DNO ASA*

*Oslo, 22. februar 1999*

# DNO ASA KONSERN

MILL. NOK

## RESULTAT

	4.kv. -98	4.kv. -97	1998	1997
<b>DRIFTSINNEKTER</b>				
Salg olje, gass	18,9	34,9	91,0	90,2
Inntekter rigg/offshore	35,3	16,5	141,6	59,1
Gevinst salg KS andeler	3,1	23,6	31,3	128,2
	<b>57,3</b>	<b>75,0</b>	<b>263,9</b>	<b>277,5</b>
<b>DRIFTSKOSTNADER</b>				
Driftskostnader olje og gass	(23,0)	(23,8)	(112,3)	(68,8)
Kostnader rigg/offshore	(28,2)	(16,5)	(113,0)	(49,5)
Administrasjonskostnader	(6,4)	(15,1)	(19,0)	(23,7)
Prosjektkostnader	(0,7)	0,0	(2,3)	0,0
	<b>(58,3)</b>	<b>(55,4)</b>	<b>(246,6)</b>	<b>(142,0)</b>
<b>Driftsresultat før avskrivninger</b>	<b>(1,0)</b>	<b>19,6</b>	<b>17,3</b>	<b>135,5</b>
Avskrivninger olje gass	(4,7)	(7,1)	(30,1)	(23,4)
Avskrivninger Petrolia KS	0,0	0,0	0,0	(7,2)
<b>Driftsresultat etter avskrivninger</b>	<b>(5,7)</b>	<b>12,5</b>	<b>(12,8)</b>	<b>104,9</b>
<b>FINANSINNEKTER/KOSTNADER</b>				
<b>Netto finans</b>	<b>6,2</b>	<b>21,2</b>	<b>36,9</b>	<b>38,2</b>
<b>Resultat før skattekostnad</b>	<b>0,5</b>	<b>33,7</b>	<b>24,1</b>	<b>143,1</b>
Skattekostnad (UK)	0,1	11,9	(0,2)	16,8
<b>Resultat etter skattekostnad</b>	<b>0,6</b>	<b>45,6</b>	<b>23,9</b>	<b>159,9</b>
Resultat pr. aksje (ikke utvannet)	0,02	1,94	0,85	6,81
Kontantstrøm pr aksje	0,19	2,25	1,91	8,12
			<b>1998</b>	<b>1997</b>
<b>EIENDELER</b>				
Omløpsmidler			146,6	366,5
Anleggsmidler			633,2	250,2
<b>Sum eiendeler</b>			<b>779,8</b>	<b>616,7</b>
<b>GJELD OG EGENKAPITAL</b>				
Kortsiktig gjeld			131,9	104,7
Langsiktig gjeld			65,4	23,0
Fjerningskostnader			226,8	218,7
Egenkapital			355,7	270,3
<b>Sum gjeld og egenkapital</b>			<b>779,8</b>	<b>616,7</b>