

DNO ASA

Resultat 2. kvartal

og

1. halvår

1999

STYRETS KOMMENTARER TIL 2. KVARTAL OG 1. HALVÅR 1999

SAMMENDRAG

DNO har vært operatør for Heather feltet i 2 år, og driften av feltet i denne perioden har vært meget tilfredsstillende. Gjennom tiltak gjennomført i 1998 er driftskostnadene redusert med **25 %** til **NOK 195 mill.** på årsbasis. Dette har medført at driften for Heather feltet hadde en "break-even" oljepris på **USD 11.60** pr. fat i 1.halvår 1999 mot **USD 14.7** pr. fat i 1. halvår 1998. DNO har påviste tilleggsreserver på 80 mill. fat olje i Heather feltet samt satellitter. Dette sammen med reduserte driftskostnader danner grunnlag for forlenget oljeproduksjon fra Heatterområdet i mange år framover.

DNO overtok som operatør for Blokk 32 på land i Yemen i november 1998, og har i løpet av 1. halvår 1999 fullført boring av 2 brønner av et 3 brønns avgrensingsprogram på Tasour feltet. Siste brønnen vil etter planen bli fullført i 3. kvartal. Dersom størrelsen på feltet er kommersielt kan utbygging starte mot slutten av 1999 med mulig oppstart av produksjon sommeren 2000.

2. kvartal 1999:

- ◆ Med en gjennomsnittlig oljepris på **USD 15.51** pr. fat i 2. kvartal 1999 ga driften av Heather feltet en positiv kontantstrøm på **NOK 16.3 mill.**, hvorav DNO's 37,5 % andel utgjør **NOK 6.1 mill.** Kontantstrømmen fra feltet vil øke ytterligere med dagens oljepris.
- ◆ Driftsinntektene ble **NOK 29.0 mill.** i 2. kvartal 1999 mot NOK 20.3 mill. i 1. kvartal, og driftsresultatet før avskrivning for 2. kvartal ble **NOK 2.5 mill.** mot minus NOK 1.8 mill i 1. kvartal.

1. halvår 1999:

- ◆ Med en oljepris på **USD 13.31** pr. fat i 1. halvår 1999 ble kontantstrøm etter drift og finans **NOK 8.5 mill.**
- ◆ DNO's andel av driftskostnadene for Heather feltet var i 1. halvår 1999 **NOK 14 mill.** lavere enn for tilsvarende periode i 1998, og driftsresultatet før avskrivning ble **NOK 0.7 mill.**
- ◆ Regnskapet for 1. halvår 1999 er belastet med minus **NOK 21.8 mill.** som følge av innberegnet resultatandel etter egenkapitalmetoden i Petrolia Drilling ASA, og etter avskrivninger og fjerningsavsetninger på til sammen **NOK 14.4 mill.**, ble resultatet etter skatt negativt med **NOK 27.7 mill.**
- ◆ Kontantbeholdningen pr. 30.06.99 utgjorde **NOK 243.5 mill.**
- ◆ Egenkapitalen ble styrket med **NOK 52,7 mill.** til **NOK 423.8 mill.** i 2. kvartal 1999, som et resultat av en rettet emisjon på 2.9 mil. aksjer, utstedelse av 2 millioner aksjer som delvis oppgjør for 24.45 % av Blokk 53 i Yemen samt innløsning av opsjoner. Egenkapital utgjør **51.3 %** av bokført totalkapital. Sammenligningstall for 1998 er omarbeidet.

PETROLEUMSVIRKSOMHETEN

Oljeproduksjonen

DNO's andel av oljeproduksjonen i 1. halvår 1999 var som følger:

	Akkumulert for 1. halvår	Gjennomsnittlig Produksjon
Heather:	350.191 fat	1.946 fat / dag
Claymore:	58.056 fat	323 fat / dag
<hr/>		
Totalt:	408.247 fat	2.269 fat / dag

Gjennomsnittlig oljepris: **1. halvår 1999 - 13.31 USD pr. fat.**
 2. kvartal 1999 - 15.51 USD pr. fat.

Prosjekter

Heather / West Heather

Med en oljepris i 2. kvartal 1999 på **USD 15.51 pr. fat** ga driften fra Heather feltet en positiv kontantstrøm på **NOK 16.3 mill.** hvorav DNO's 37.5 % andel er **NOK 6.1 mill.** Kontantstrømmen fra feltet vil ~~øke~~ ytterligere med dagens oljepris.

Årlige driftskostnader for Heather feltet er nå ca. **NOK 195 mill.** hvilket er en reduksjon på 25 % sammenlignet med 1998. DNO's andel av driftskostnadene i 1. halvår 1999 var derfor **14 mill.** lavere enn for tilsvarende periode i 1998.

Avtaler med de øvrige partnerne om fremtidige inntekter og investeringer for Heather området er nå på det nærmeste ferdigforhandlet og ventes å bli signert i nær fremtid. DNO vil da kunne gjennomføre de planlagte brønnoverhalinger og boreriger for å ~~øke~~ produksjonen fra Heather feltet i løpet av høsten 1999. Dette kan medføre betydelig ~~økte~~ inntekter for DNO.

Basert på DNO's analyser kan ytterligere 80 mill. fat olje utvinnes fra Heather feltet samt satellitter. Dette sammen med reduserte driftskostnader danner grunnlag for produksjon av olje fra Heather området i mange år fremover.

På grunn av forsinkelser av reparasjonsarbeider på boreriggen SS "Petrolia" som var kontrahert for boring på West Heather, er denne boringen utsatt til våren 2000.

Yemen - blokk 32

DNO, som operatør har i 1. halvår 1999 fullført boring av 2 brøner, av et samlet 3 brøns avgrensingsprogram for å kartlegge et oljefunn som er gjort på Tasour feltet i Masila området sentralt på land i Yemen. Funnet ble gjort under boring av Tasour 1 i 1997/98, og brønen testet **ca. 4.800 fat olje** pr. dag.

Siste avgrensingsbrøn skal bores ca. 2 km vest for Tasour 1. Brønen forventes å være ferdig innen utgangen av september.

Hvis resultatene etter dette avgrensingsprogrammet påviser oljereserver av kommersiell størrelse vil utbygging etter all sannsynlighet starte mot slutten av 1999. Oppstart av oljeproduksjon kan da være mulig sommeren 2000. Planen er å knytte produksjonen fra Tasour feltet til eksisterende rørdning i naboblokken hvor Canadian Occidental (Canoxy) produserer ca. 200.000 fat olje pr. dag. Dette betyr at feltet kan bygges ut med lave investeringer.

DNO har, som operatør reforhandlet bedre lisensbetingelser for Tasour feltet, og avventer nå myndighetenes endelige godkjenning.

Yemen - blokk 53

DNO ervervet i 2. kvartal 1999 **24.45 %** andel i blokk 53 som grenser til blokk 32. Forpliktelsesprogrammet er boring av 2 brøner samt innhenting av ny seismikk. Første brønen ble påbegynt i november 1998, og det ble observert spor av olje under boring gjennom to reservoarsoner.

Operatøren, Dove Energy Ltd. er i ferd med å re-evaluere eksisterende seismikk fra lisensen, og det vil også bli samlet inn ny seismikk mot slutten av 1999. Neste brøn forventes å bli boret i løpet av 1. halvår 2000. Der er identifisert flere lovende prospekter i lisensen.

Timan Pechora

Det har i denne lisensen ikke vært virksomhet av betydning i 2. kvartal 1999. Samtalene med den russiske partneren fortsetter med tanke på å få etablert en produksjonsdelingsavtale for feltene.

OFFSHOREVIRKSOMHETEN

Regnskapet for 1. halvår 1999 er belastet med minus **NOK 21.8 mill.** som følge av innberegnet resultatandel etter egenkapitalmetoden i Petrolia Drilling ASA. Dette har ingen likviditetsmessig effekt for selskapet.

VIRKSOMHETSRAPPORTERING

NOK Mill.

	<u>Driftsinntekter</u>	<u>Driftsresultat føavskr. og adm.</u>	<u>Avskrivninger og fjernings- avsetning</u>	<u>Driftsresultat føadm.</u>
Olje og gass	49,3	5,3	(14,4)	(9,1)
Offshorevirksomhet	9,3	9,3	0,0	9,3
	<u>58,6</u>	<u>14,6</u>	<u>(14,4)</u>	0,2
		Administrasjon		<u>(13,9)</u>
		Netto driftsresultat		<u>(13,7)</u>

Styret i DNO ASA

Oslo, 20. August 1999

DNO ASA KONSERN

MILL. NOK

RESULTAT

	<u>2.kvartal-99</u>	<u>2.kvartal-98</u>	<u>1.halvår-99</u>	<u>1.halvår-98</u>	<u>1998</u>
DRIFTSINNEKTER					
Olje & gass	29,0	22,9	49,3	48,3	91,0
Offshore	4,7	38,8	9,3	70,2	141,1
Gevinst salg KS andeler	0,0	3,1	0,0	25,1	31,3
	33,7	64,8	58,6	143,6	263,4
DRIFTSKOSTNADER					
Driftskostnader olje og gass	(22,7)	(26,6)	(44,0)	(56,1)	(112,5)
Driftskostnader offshore	0,0	(32,4)	0,0	(56,3)	(112,5)
Prosjektutviklingskostnader	0,0	0,0	0,0	0,0	(2,3)
Administrasjonskostnader	(5,4)	(4,8)	(10,8)	(8,4)	(19,0)
Andre kostnader	(3,1)	0,0	(3,1)	(1,5)	0,0
	(31,2)	(63,8)	(57,9)	(122,3)	(246,3)
Driftsresultat før avskrivninger	2,6	1,0	0,7	21,3	17,1
Avskrivninger olje gass	(6,9)	(8,8)	(14,4)	(16,8)	(29,9)
Driftsresultat etter avskrivninger	(4,4)	(7,8)	(13,7)	4,5	(12,8)
FINANSINNEKTER/KOSTNADER					
Netto finans	(14,5)	3,8	(13,7)	31,8	36,6
Resultat før skattekostnad	(18,9)	(4,0)	(27,4)	36,3	23,8
Skattekostnad	(0,2)	(6,1)	(0,3)	(12,3)	(23,2)
Resultat etter skattekostnad	(19,1)	(10,1)	(27,7)	24,0	0,6
Kontantstrøm	1,8	(1,3)	8,5	40,8	30,5
Resultat pr. aksje (ikke utvannet)	(0,59)	(0,36)	(0,86)	0,85	0,02
Kontantstrøm pr aksje	0,06	(0,05)	0,26	1,45	1,13

BALANSE

	<u>30.06.99</u>	<u>30.06.-98</u>	<u>1998</u>
EIENDELER			
Anleggsmidler	698,8	500,6	657,7
Omløpsmidler	127,2	361,1	145,7
Sum eiendeler	826,0	861,7	803,4
EGENKAPITAL OG GJELD			
Egenkapital	423,8	403,3	379,8
Avsetning og forpliktelser	229,8	226,3	227,2
Langsiktig gjeld	62,3	13,1	117,5
Kortsiktig gjeld	110,1	219,0	78,9
Sum egenkapital og gjeld	826,0	861,7	803,4