

DNO ASA

Resultat 3. kvartal

og

pr. 30. september

2000

STYRETS BERETNING FOR 3. KVARTAL OG PR. 30.09.00

DNO ASA

Sammendrag (1999 i parentes)

DNO konsernets samlede driftsinntekter pr. pr. 30.09.00 var **NOK 465.4 mill.** (NOK 83.6 mill.) med et driftsresultat på **NOK 118.9 mill.** (minus 23.9 mill.). Resultat før skatt ble pr. 30. september 2000 **NOK 123.1 mill.** (minus 34.7 mill.) og beregnet kontantstrøm etter drift og finans **NOK 195.9 mill.** (15.2 mill.)

Boring av en ny side-steps produksjonsbrønn på Heather feltet ble påbegynt i 3. kvartal, og brønnen er nå satt i produksjon med en startproduksjon på om lag **4.500 fat olje pr. dag.** Oljeproduksjonen fra Heatherfeltet er pr. 20 november 2000 om lag **7.300 fat pr. dag.** (DNO's andel - 100 %).

Utbyggingen av Tasourfeltet i Yemen er nå ferdig og feltet ble satt i produksjon 4 november 2000, med en startproduksjon på om lag 5.000 fat olje pr. dag. Oljeproduksjonen fra Tasourfeltet er pr. 20. november 2000 om lag **7.800 fat pr. dag.** (DNO's andel - **2.500 fat pr. dag.**)

Produksjonen fra Tasourfeltet samt den økte produksjonen fra Heatherfeltet vil ikke ha effekt på regnskapet pr. 3. kvartal 2000.

DNO har styrket sin organisasjon i Norge ytterligere i 3. kvartal 2000 og organisasjonen knyttet til aktivitetene på norsk sokkel teller nå 14 fagmedarbeidere. Dette sammen med den kompetanse og erfaring som konsernet har tilgang på gjennom sine operatørskap i UK og Yemen, gjør at selskapet er godt rustet til oppgavene på norsk sokkel.

DNO har i 2000 utstedt til sammen 8.3 mill. nye aksjer i 2 rettede emisjoner. Dette har sammen med kontantstrøm fra drift, samt etablering av en lånefasilitet tilført selskapet den nødvendige kapital til de transaksjoner og investeringer som er foretatt innen olje- og gassvirksomheten i 2000.

Resultat:

3. kvartal 2000:

- ◆ Beregnet kontantstrøm ble **NOK 71.4 mill.** (NOK 6.3 mill.).
- ◆ Samlede driftsinntekter ble **NOK 163.3 mill.** (NOK 45.6 mill.), hvorav **NOK 139.8 mill.** (NOK 35.9 mill.) kom fra olje- og gassvirksomheten.
- ◆ Driftsresultatet ble **NOK 28,1 mill.** (minus NOK 4.3 mill.) etter avskrivninger og fjerningsavsetninger på til sammen **NOK 26.2 mill.** (NOK 8.3 mill.)
- ◆ Etter at regnskapet var belastet med **NOK 13.8 mill.** som følge av netto resultatandel i tilknyttede selskap etter egenkapitalmetoden, samt et positivt netto finansresultat på **NOK 17.1 mill.**, ble overskuddet før skatt **NOK 31.4 mill.** (minus NOK 7.5 mill.) og overskuddet etter skatt **NOK 7.8 mill.** (minus NOK 7.6 mill.)

Pr.30.09 2000:

- ◆ Beregnet kontantstrøm ble **NOK 195.9 mill.** (NOK 15.2 mill.).
- ◆ Samlede driftsinntekter ble **NOK 465.4 mill.** (NOK 102.6 mill.), hvorav **NOK 402.5 mill.** (NOK 83.6 mill.) kom fra olje- og gassvirksomheten.
- ◆ Driftsresultatet ble **NOK 118.9 mill.** (minus NOK 23.9 mill.) etter avskrivninger og fjerningsavsetninger på til sammen **NOK 57.1 mill.** (NOK 22.7 mill.)
- ◆ Etter at regnskapet var belastet med **NOK 15.7 mill.** som følge av netto resultatandel i tilknyttede selskap etter egenkapitalmetoden, samt et netto positivt finansresultat på **NOK 19.9 mill.**, ble overskuddet før skatt **NOK 123.1 mill.** (minus NOK 34.7 mill.) og overskuddet etter skatt **NOK 72.6 mill.** (minus NOK 35.1 mill.)
- ◆ Egenkapitalen pr. 30.09.00 utgjorde **53.3 %** av bokført total kapital (51.0 %)

Kommentarer til resultatet:

Regnskapet for DNO pr. 30. september 2000 reflekterer også produksjon fra 1.25 % andelen i Jotun feltet. Ved avleggelsen av regnskapet pr. 30. september hadde DNO ikke mottatt formell godkjenning fra norske myndigheter for overtagelse av lisensandelene på norsk sokkel. Styret i DNO avlegger derfor kvartalsregnskapet basert på "beste estimat", og det er ventet at disse formalia blir avklart i nær fremtid, slik at lisensandelene formelt kan overføres til DNO konsernet.

I DNO konsernets driftsresultat inngår et overskudd på **NOK 62.1 mill.** fra 1.25 % andelen i Jotun feltet, og resultatbidraget etter finansielle poster og estimert skattekostnad på til sammen **NOK 50.6 mill.** ble **NOK 11.5 mill.** Den beregnede skatten er en avsetning i regnskapet, og grunnet de planlagte investeringer i blant annet Glitne feltet, regner selskapet ikke med å være i skatteposisjon i Norge i inneværende år.

I forbindelse med planlagte arbeider på oljeterminalen Sullom Voe på Shetland var Heatherfeltet stengt ned for en kortere periode i august 2000. Det ble i den forbindelse gjennomført diverse vedlikeholdsarbeider til en kostnad på om lag **NOK 10.0 mill.** Dette er utgiftsført i sin helhet i 3. kvartal 2000.

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

Etablering av driftsorganisasjonen i Yemen, samt ytterligere ekspansjon i Norge har bidratt til økte kostnader i 3. kvartal 2000.

DNO har hatt en rettstvist fra 1994/1995 med et nederlandsk meglerfirma gjennom sitt tidligere datterselskap Viking Petroleum AS. Oslo byrett har dømt DNO til å betale det nederlandske meglerfirmaet omlag SEK 12 mill. pluss renter.

Dette vil bli tatt inn i regnskapet for 4. kvartal 2000. DNO har besluttet å anke dommen.

OLJE & GASS VIRKSOMHETEN -

Oljeproduksjonen

DNO konsernet hadde i 3. kvartal 2000 oljeproduksjon fra Heatherfeltet (100 %), Claymorefeltet, UK (1 %) og Jotunfeltet, (1.25 %).

DNO konsernets samlede produksjon var i 3. kvartal 2000 **556.273 oljeekvivalenter**, som tilsvarer **6.046 fat pr. dag**.

Pr. 30. September 2000 var samlet produksjon **1.726.391 fat oljeekvivalenter**, som tilsvarer **6.300 fat pr. dag**.

Prisen som oppnås for den produserte oljen er avhengig av de individuelle salgskontraktene. DNO konsernet oppnådde en gjennomsnittlig oljepris pr. 30. september 2000 på **USD 26.23 pr. fat**.

DNO har prissikret en oljeproduksjon på 4.000 fat pr. dag for hele 2001 til minimum USD 21 pr. fat. Er prisen over dette nivået vil selskapet få den gjeldende markedspris i henhold til salgskontraktene. Kostnaden for denne prissikringen er omlag USD 350.000.

Lisenser – Britisk Sokkel

Gjennomsnittlig oljeproduksjon fra **Heatherfeltet (100% og operatør)** pr. 30 september 2000 var **4.550 fat pr. dag**, og produksjonsregulariteten for Heatherplattformen var på **99.9 %**.

På grunn av planlagte arbeider på oljeterminalen Sullom Voe på Shetland var Heatherfeltet stengt ned for en kortere periode i august 2000. Dette resulterte i noe lavere oljeproduksjon fra feltet i 3. kvartal. DNO foretok i samme periode diverse vedlikeholdsarbeider på plattformen.

Boring av den 3. side-steps produksjonsbrønnen på Heatherfeltet ble påbegynt i 3. kvartal og brønnen ble satt i produksjon 14 november 2000, med en startproduksjon på om lag **4.500 fat olje pr. dag**. Pr. 20. november 2000 er samlet oljeproduksjon fra Heatherfeltet om lag **7.300 fat pr. dag**. Boring av neste side-steps produksjonsbrønn på feltet vil starte i 4. kvartal.

DNO planlegger en trinnvis utbygging av satelittfeltene rundt Heatherfeltet, gjennom boring av undervannsbrønner som skal knyttes opp mot plattformen via en ny rørledning. Det planlegges å bore minst en brønn på disse satelittene i 2001. I forbindelse med utbygging av satelittfeltene rundt Heatherfeltet samt ytterligere utforskning av Heather området vurderer DNO å ta inn et annet oljeselskap som partner.

Gjennomsnittlig oljeproduksjon fra **Claymorefeltet (1.0 %)** var pr. 30. September 2000 omlag 34.000 fat pr. dag hvorav DNO's andel var **340 fat pr. dag**.

Lisenser - Norsk Sokkel.

Jotunfeltet (1.25 %), som opereres av Exxon/Mobil, ble satt i produksjon mot slutten av 1999. Produksjonen fra Jotunfeltet har i 2000 vært betydelig bedre enn planen, og gjennomsnittlig produksjon fra feltet pr. 30. september 2000 var 115.920 oljeekvivalenter pr. dag, hvorav DNO's andel var **1.449 fat pr. dag**.

Gjennomsnittlig oljeproduksjon fra Jotunfeltet i november 2000 er **142.000 fat pr. dag**, hvorav DNO's andel er **1.775 fat pr. dag**. DNO har i 3. kvartal 2000 inngått avtale om overtagelse av ytterligere 2 % i Jotun feltet fra Statoil med virkning fra 1. januar 2001, og DNO's oljeproduksjon fra Jotunfeltet vil øke til om lag **4.000 fat pr. dag** fra samme tidspunkt.

Glitne feltet (10 %), ble erklært kommersielt i juni 2000, og Plan for Utbygging og Drift (PUD) ble godkjent 4. oktober 2000 og boring av produksjonsbrønner er igangsatt. Produksjonsstart for Glitnefeltet forventes sommeren 2001, men en startproduksjon på **40.000 fat olje pr. dag**, hvorav DNO's andel er **4.000 fat pr. dag**.

I **PL 203 (15 %)** ble det boret en avgrensingsbrønn i 3. kvartal 2000. Brønnen påviste ikke hydrokarboner.

I de øvrige lisensene på norsk sokkel, **PL 006C (10 %)** og **PL 148 (10 %)** har det ikke vært aktivitet av betydning i 3. kvartal 2000.

Samtlige lisenskjøp på norsk sokkel skal godkjennes av norske myndigheter.

Lisenser - Yemen

Der var høy aktivitet knyttet til utbyggingen av **Tasour B feltet i blokk 32** i 3. kvartal 2000, og feltet startet produksjonen 4. november 2000, 9 måneder etter utbyggingen av feltet ble godkjent av myndighetene i Yemen. Startproduksjonen fra feltet var 5.000 fat olje pr. dag. Produksjonen fra Tasourfeltet er pr. 20. november 2000 økt til **7.800 fat pr. dag**, hvorav DNO's andel er **2.500 fat pr. dag**.

Etter avtale med myndighetene i Yemen samt øvrige partnere i lisensen, vil 25 % andelen som DNO overtok fra Norsk Hydro tidligere i år bli re-fordelt. DNO vil etter dette ha **32 %** andel i lisensen, og DNO vil i den forbindelse motta om lag USD 3.8 mill. fra de øvrige partnerne i lisensen.

De totale utbyggingskostnadene for Tasour B feltet, inklusive boring av en 3. produksjonsbrønn, ble omlag **USD 15.7 mill.**, hvilket er mer enn 10 % under opprinnelig estimat. DNO planlegger boring av en 4 produksjonsbrønn innen utgangen av året.

I **blokk 53 (24.45 %)** ble boring av en ny letebrønn avsluttet i tidligere i år. Boringen påviste olje i en ny struktur i samme reservoarformasjon som Tasour feltet, og brønnen testet **4.850 fat olje pr. dag**. Boring av en avgrensingsbrønn er nå ferdig, og foreløpige resultater indikerer at oljefunnet er større enn antatt. Operatøren vil fremlegge søknad om utbygging av feltet for myndighetene i Yemen innen utgangen av året.

Det nye funnet i blokk 53 kan knyttes opp mot Tasour feltet, og utbygging av feltet vil i så fall innebære lavere investeringer enn for Tasour utbyggingen.

Lisenser – Timan Pechora

DNO har fortsatt forhandlinger med selskapet Arkhangelskgeoldobycha (AGD) vedrørende rammevilkårene for oljeproduksjon fra MMT feltene i Timan Pechora. Det foreligger ingen endelig avklaring om dette pr. 3. kvartal 2000, og det har ikke påløpt kostnader av betydning for lisensen i 2000.

OFFSHORE & SERVICES -

Driften innen Offshore & Services har vist en jevn bedring i løpet av året, og virksomhetsområdet gav et positivt bidrag på **NOK 13.7 mill.** til DNO konsernets driftsresultat pr. 3. kvartal 2000.

DNO's andel av resultatet i Petrolia Drilling ASA (PDR) er i 3. kvartal belastet regnskapet til DNO med **NOK 14.1 mill.** etter egenkapitalmetoden. Pr. 30. september 2000 er resultatandelen i PDR belastet regnskapet i DNO med **NOK 16.2 mill.**

DNO kontrollerer en eierpost på om lag 36 % i Petrolia Drilling ASA (PDR). DNO har behov for en borenhet for boring av undervannsproduksjonsbrønner på satelittfeltene rundt Heatherfeltet, og "SS Petrolia" vurderes til dette oppdraget.

Som et resultat av oljeselskapenes økte investeringer har aktiviteten innen offshoremarkedet vist en økning gjennom 2000, og DNO venter at aktiviteten innen dette markedet vil øke ytterligere i årene framover.

STYRETS RAPPORT FOR 3. KVARTAL 2000
BOD REPORT 3rd QUARTER 2000
**RESULTATREGNSKAP
BALANSE MILL. NOK**
**PROFIT AND LOSS STATEMENT
BALANCE SHEET MILL. NOK**

	3.kvartal/3rd Quarter		Pr. 3.kv./Per 3rd Q.		1999	
	2000	1999	2000	1999		
DRIFTSINTEKTER						OPERATING REVENUES
Driftsinntekter Olje og Gass	139,8	35,9	402,5	83,6	179,0	Operating revenue Oil and Gas
Driftsinntekter Offshore	23,5	9,7	62,9	19,0	27,9	Operating revenue Offshore
Sum driftsinntekter	163,3	45,6	465,4	102,6	206,9	Total operating revenue
DRIFTSKOSTNADER						OPERATING COSTS
Driftskostnader Olje og Gass	78,9	25,9	202,7	69,9	142,7	Operating costs Oil and Gas
Letekostnader og G&G	1,5	0,0	4,0	0,0	6,0	Exploration and G&G
Prosjektutviklingskostnader	6,3	0,0	11,4	0,0	1,4	Project development costs
Sum driftskostnader olje og gass	86,7	25,9	218,1	69,9	150,1	Total operating costs Oil and Gas
Driftskostnader Offshore	8,4	4,5	30,5	10,4	15,0	Operating costs Offshore
Sum driftskostnader Offshore	8,4	4,5	30,5	10,4	15,0	Total operating costs Offshore
Personal- og adm. kostnader	12,8	4,4	38,4	13,7	19,3	Personnel- and adm. costs
Andre driftskostnader	1,1	6,8	2,4	9,8	13,3	Other operating costs
Sum driftskostnader	109,0	41,6	289,4	103,8	197,7	Total operating costs
Driftresultat før avskrivninger mv.	54,3	4,0	176,0	(1,2)	9,2	Operating profit before depreciation etc.
Avskrivning goodwill	2,1	0,0	6,2	0,0	0,0	Depreciation goodwill
Ordinære avskrivn. og fjerningsavs.	24,1	8,3	50,9	22,7	16,8	Ordinary depreciation and abandonment prov.
Driftresultat	28,1	(4,3)	118,9	(23,9)	(7,6)	Operating income
Resultatandel tilknyttet selskap	(13,8)	(5,5)	(15,7)	(27,2)	(42,4)	Income from related companies
Netto finans	17,1	2,3	19,9	16,4	25,0	Net finance
Resultat før skattekostnad	31,4	(7,5)	123,1	(34,7)	(25,0)	Profit before tax
Skattekostnad	(23,6)	(0,1)	(50,5)	(0,4)	(1,3)	Tax expense
Resultat etter skatt	7,8	(7,6)	72,6	(35,1)	(26,3)	Profit after tax
Kontantstrøm*	71,4	6,3	195,9	15,2	34,2	Cash flow*
<small>*Resultat etter skatt justert for avskrivninger, resultat TS og skattekostnad</small>						
<small>*Profit after tax adjusted for depreciation, income from related companies and tax expense</small>						
Resultat pr. aksje (ikke utvannet)	0,16	(0,24)	1,70	(1,09)	(0,82)	Earnings per share (not diluted)
Kontantstrøm pr. aksje	1,50	0,20	4,60	0,47	1,07	Cash flow per share

	Pr. 3.kv./Per 3rd Q.		1999	
	2000	1999		
BALANSE				BALANCE SHEET
EIENDELER				ASSETS
Anleggsmidler	1.156,1	692,0	751,0	Fixed assets
Omløpsmidler	382,9	111,0	163,0	Current assets
Sum eiendeler	1.539,0	803,0	914,0	Total assets
EGENKAPITAL OG GJELD				SHAREHOLDERS' FUNDS AND LIABILITIES
Egenkapital	820,3	409,3	421,0	Shareholders' funds
Avsetning og forpliktelser	246,7	231,9	235,0	Reserves and liabilities
Langsiktig gjeld	169,1	101,1	104,0	Long term debt
Kortsiktig gjeld	302,9	60,7	154,0	Short term debt
Sum egenkapital og gjeld	1.539,0	803,0	914,0	Total shareholders' funds and liabilities

VIRKSOMHETS RAPPORT MILL. NOK
REPORTING BY SEGMENTS MILL. NOK

3. KVARTAL 2000	Olje og gass	Offshore	Sum	3rd QUARTER 2000
Driftsinntekter	139,9	23,5	163,4	Operating revenues
Driftsresultat før avskr. fjerning og adm.	52,0	15,1	67,1	Operating profit before depr. and adm.
Avskrivninger og fjerning	(23,4)	(2,8)	(26,2)	Deprecation
Driftsres. før personellkost. og adm.	28,6	12,3	40,9	Op. profit before pers. cost and adm.
Personellkostnader og adm.	(5,9)	(6,9)	(12,8)	Personnel costs and adm.
Netto driftsresultat	22,7	5,4	28,1	Net operating profit

3. KVARTAL 1999	Olje og gass	Offshore	Sum	3rd QUARTER 1999
Driftsinntekter	35,9	9,7	45,6	Operating revenues
Driftsresultat før avskr. fjerning og adm.	3,2	5,2	8,4	Operating profit before depr. and adm.
Avskrivninger og fjerning	(8,3)	0,0	(8,3)	Deprecation
Driftsres. før personellkost. og adm.	(5,1)	5,2	0,1	Op. profit before pers. cost and adm.
Personellkostnader og adm.	(3,0)	(1,4)	(4,4)	Personnel costs and adm.
Netto driftsresultat	(8,1)	3,8	(4,3)	Net operating profit

PR. 3. KVARTAL 2000	Olje og gass	Offshore	Sum	PER 3rd QUARTER 2000
Driftsinntekter	402,7	62,7	465,4	Operating revenues
Driftsresultat før avskr. fjerning og adm.	182,1	32,3	214,4	Operating profit before depr. and adm.
Avskrivninger og fjerning	(48,9)	(8,2)	(57,1)	Deprecation
Driftsres. før personellkost. og adm.	133,2	24,1	157,3	Op. profit before pers. cost and adm.
Personellkostnader og adm.	(28,0)	(10,4)	(38,4)	Personnel costs and adm.
Netto driftsresultat	105,2	13,7	118,9	Net operating profit

PR. 3. KVARTAL 1999	Olje og gass	Offshore	Sum	PER 3rd QUARTER 1999
Driftsinntekter	83,6	19,0	102,6	Operating revenues
Driftsresultat før avskr. fjerning og adm.	3,9	8,6	12,5	Operating profit before depr. and adm.
Avskrivninger og fjerning	(22,7)	0,0	(22,7)	Deprecation
Driftsres. før personellkost. og adm.	(18,8)	8,6	(10,2)	Op. profit before pers. cost and adm.
Personellkostnader og adm.	(9,2)	(4,5)	(13,7)	Personnel costs and adm.
Netto driftsresultat	(28,0)	4,1	(23,9)	Net operating profit