



DNO ASA

Foreløpig resultat 4. kvartal

og

årsresultat

2000

DNO ASA KONSERN

STYRETS BERETNING FOR 4. KVARTAL OG PR. 31. DESEMBER 2000.

Innledning

DNO konsernet hadde i 2000 en betydelig vekst i virksomheten, og dette førte til at omsetningen i 2000 økte med **346 %** i forhold til 1999.

Selskapet startet med tiltak for å øke produksjonen på Heatherfeltet, fullførte som operatør utbyggingen av Tasourfeltet i Yemen samt re-etablerte virksomhet på norsk sokkel. Dette bidro til at konsernets oljeproduksjon ble omlag doblet fra utgangen av 1999 til utgangen av 2000.

I blokk 53, Yemen hvor DNO har 24.45 % eierandel ble det i 2000 gjort et oljefunn som anslås å inneholde omlag **25 mill. fat**, hvorav DNO's andel er omlag **6 mill. fat**.

Resultat (1999 tall i parentes):

Ulike hendelser og disposisjoner i 4. kvartal 2000 førte til at driftsresultatet ble belastet med netto **MNOK 56.0**, samt at finanspostene ble belastet med netto **MNOK 11.3**. Videre er det inntektsført i regnskapet for 2000 **MNOK 30.0** som følge av revurdering av utsatt skattefordel.

Ovennevnte hendelser og disposisjoner er beskrevet nærmere i kommentarene til regnskapet under. DNO konsernet resultat ble etter dette som følger:

4. kvartal 2000:

- ◆ Beregnet kontantstrøm ble **MNOK 78.3** (MNOK 23.6).
- ◆ Samlede driftsinntekter ble **MNOK 200.5** (MNOK 91.3), hvorav **MNOK 167.6** (MNOK 82.4) kom fra olje- og gassvirksomheten.

- ◆ Driftsresultatet ble **MNOK 1,5 mill** (MNOK 12.5) etter avskrivninger, fjerningsavsetninger og nedskrivninger på til sammen **MNOK 66.5** (MNOK 3.8).
- ◆ Etter at regnskapet er belastet med **MNOK 15.3** som følge av netto resultatandel i tilknyttede selskaper etter egenkapital-metoden, samt et negativt netto finansresultat på **MNOK 17.4**, ble resultatet før skatt negativt med **MNOK 31.2** (MNOK 6.1) og resultatet etter skatt negativt med **MNOK 17.7** (MNOK 5.2).

Pr.31.12.2000 (foreløpige tall):

- ◆ Beregnet kontantstrøm ble **MNOK 269.7** (MNOK 31.3).
- ◆ Samlede driftsinntekter ble **MNOK 665.8** (MNOK 192.4), hvorav **MNOK 570.0** (MNOK 164.5) var relatert til olje- og gassvirksomheten.
- ◆ Driftsresultatet ble **MNOK 115.1** (minus MNOK 7.6 mill.) etter avskrivninger, fjerningsavsetninger og nedskrivninger på til sammen **MNOK 124.3 mill.** (MNOK 16.8).
- ◆ Etter at regnskapet er belastet med **MNOK 31.0 mill.** som følge av netto resultatandel i tilknyttede selskaper etter egenkapitalmetoden, samt et netto positivt finansresultat på **MNOK 2.6**, ble overskuddet før skatt **MNOK 86.7** (negativt MNOK 25.0) og overskuddet etter skatt **MNOK 49.7** (negativt MNOK 26.3).
- ◆ Egenkapitalen pr. 31.12.00 utgjorde **50.0 %** av bokført total kapital (46.0 %).

Kommentarer til resultatet:

Følgende hendelser og disposisjoner er belastet driftsregnskapet til DNO konsernet i 4. kvartal 2000:

MNOK 18.4 i letekostnader i henhold til "successful efforts" metoden, hvorav **MNOK 13.9** skyldes utgiftsføring av DNO's andel av tørr avgrensningsbrønn i PL 203 på norsk sokkel. Resultatet fra denne boringen er rapportert i styrets beretning for 3. kvartal 2000.

MNOK 7.3 som følge av aksjeopsjoner i DNO ASA til underkurs, tildelt styremedlemmer, ledende ansatte og nøkkelpersoner i konsernet. Tildeling av disse aksjeopsjonene er tidligere meldt i egen børsmelding.

MNOK 30.3 i nedskrivninger / tap, hvorav **MNOK 26.1** er nedskrivning av bokført verdi av lisensandel i Timan Pechora. Dette skyldes forsinkelser i fremdriften i prosjektet. Det forhandles nå med en vestlig tredjepart om fremtidig samarbeid i utviklingen av prosjektet.

Netto regnskapsmessig effekt på driftsresultatet som følge av ovennevnte hendelser og disposisjoner i 4. kvartal 2000 er negativ med **MNOK 56.0**, mens netto likviditetsmessig effekt er negativ med **MNOK 18.4**.

Videre er følgende hendelser og disposisjoner belastet finansposter:

MNOK 13.0 som følge av den såkalte Wesselius saken. Dette er tidligere meldt i egen børsmelding. DNO har anket saken.

MNOK 15.5 som følge av tap på kjøp / salg av aksjer i Petrolia Drilling ASA.

Etter at **MNOK 17.2** ble inntektsført som følge av realisert gevinst knyttet til valutainstrumenter ble netto regnskapsmessig effekt i finansregnskapet som følge av ovennevnte hendelser og disposisjoner i 4. kvartal 2000 negativ med **MNOK 11.3**, mens netto likviditetsmessig effekt ble positiv med **MNOK 17.2**.

Videre er det i forbindelse med regnskapsavslutningen inntektsført **MNOK 30.0** i regnskapet for 2000, som følge av revurdering av utsatt skattefordel i Norge.

Beregnet skatt for 2000 knyttet til aktiviteten på norsk sokkel er **MNOK 56.2**. Dette er en avsetning i regnskapet, og grunnet investeringer i blant annet Glitne feltet, regner selskapet ikke med å være i skatteposisjon i Norge i 2000.

Som følge av at salg av olje ikke alltid skjer i takt med produksjonen, er "produksjonsmetoden" for føring av regnskapet anvendt. Dette innebærer at olje som er produsert men ikke solgt i det enkelte kvartal, inntektsføres i regnskapet basert på oljepris siste dag i kvartalet.



OLJE & GASS VIRKSOMHETEN

Oljeproduksjonen

DNO konsernet hadde i 4. kvartal 2000 oljeproduksjon fra Heatherfeltet (100 %), Claymorefeltet, UK (1 %), Jotunfeltet, (1.25 %), og fra november 2000 fra Tasourfeltet (30.4 %).

DNO's netto oljeproduksjon fra de enkelte felt var som følger:

4. kvartal 2000:

| | fat totalt | fat pr. dag |
|---------------|----------------|--------------|
| Heather | 482.357 | 5.243 |
| Claymore | 30.582 | 332 |
| Jotun | 158.170 | 1.719 |
| Tasour | 123.676 | 1.344 |
| Totalt | 794.785 | 8.638 |

2000:

| | fat totalt | fat pr. dag |
|---------------|------------------|--------------|
| Heather | 1.733.130 | 4.748 |
| Claymore | 113.478 | 311 |
| Jotun | 555.387 | 1.522 |
| Tasour | 123.676 | 399 |
| Totalt | 2.525.671 | 6.920 |

DNO konsernet oppnådde en gjennomsnittlig oljepris i 4. kvartal 2000 på **USD 25.4 pr. fat**, og for hele 2000 **USD 25.95 pr. fat**.

Prisen som oppnås for den produserte oljen er avhengig av de individuelle salgskontraktene. DNO konsernet har salgskontrakter for månedlig levering for oljen fra Heatherfeltet og Tasourfeltet, mens en

avtale for oljen fra Jotunfeltet er under forhandling. Av DNO's netto oljeproduksjon fra Jotunfeltet i 4. kvartal 2000 ble 125.807 fat

ikke solgt, og derfor inntektsført i henhold til "produksjonsmetoden", som beskrevet over.

DNO har nominert for levering i april/mai et oljevolum på 800.000 fat av sin andel av oljen fra Jotunfeltet. Dette inkluderer den oljen som er produsert, men ikke solgt i 4. kvartal 2000.

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, som vil bli periodisert over 2001.

I forbindelse med at selskapet har nominert en last på 800.000 fat olje fra Jotun feltet for levering i april/mai 2001, har selskapet prissikret et tilsvarende oljevolum til USD 26.32 pr. fat. Dette er maksimum oljepris som selskapet vil oppnå for dette volumet. Det er ingen kostnad knyttet til inngåelsen av denne prissikringen.

Lisensaktiviteter

UK

DNO gjennomførte i 2000 tiltak for å øke produksjonen fra Heatherfeltet, ved blant annet boring av nye sidestegsbrønner fra plattformen på feltet. Dette resulterte i en økning av produksjonen fra feltet i 4. kvartal 2000. Produksjonen var **over 7.000 at pr. dag** for en kortere periode, men var mot slutten av året redusert til om lag **5.200 fat pr. dag**. Dette skyldes blant annet at vanninjeksjonen i feltet har vært avstengt i forbindelse med boreaktivitetene samt behov for inngrep i enkelte brønner. Det vil nå bli et avbrudd i boreaktivitetene på feltet slik at vanninjeksjonen kan gjenopprettes, og tiltak kan gjennomføres for å bedre produksjonen fra de eksisterende brønnene på feltet. Den foreløpig siste sidestegsbrønnen forventes å bli satt i produksjon i løpet av 1. kvartal 2001.



DNO planlegger også å starte boring på satellittfeltene rundt Heather i 2001, og det er i den forbindelse inngått intensjonsavtale om bruk av boreriggen SS Petrolia. I forbindelse med utbygging av satellittfeltene rundt Heatherfeltet vurderer DNO å ta inn et annet oljeselskap som partner. I henhold til de planer som nå foreligger kan produksjonen fra satellittfeltene starte i 2002.

Norge

DNO ble i november 2000 godkjent som lisensdeltager på norsk sokkel. Dette gjelder følgende lisensandeler:

PL 103B – Jotun (1.25 %)
PL 203 (15 %)
PL148 (10 %)

Øvrige lisensandeler er ventet å bli godkjent i løpet av 1. kvartal 2001. Dette omfatter:

PL103B – Jotun (2.0 %)
PL 048B – Glitne (10 %)
PL 006C (10 %)

Jotunfeltet, hvor Exxon/Mobil er operatør, ble satt i produksjon mot slutten av 1999, og produksjonen fra feltet har i 2000 vært bedre enn forventet: omlag **122.000 fat pr. dag** mot 90.000 i henhold til PUD.

Boring av produksjonsbrønner på Glitnefeltet ble påbegynt i 2. halvår 2000. Produksjonen fra feltet skal etter planen starte i juli 2001. Petrojarl 1 skal benyttes som flytende produksjonsenhet på feltet og startproduksjonen ventes å bli omlag 40.000 fat pr. dag (DNO,s andel 4.000 fat pr. dag).

I PL 203 hvor Norsk Hydro er operatør ble det boret en avgrensingsbrønn i 2000. Denne brønnen påviste ikke hydrokarboner. Det er tidligere påvist både olje og gass i lisensen og det er ventet at operatøren vil framsette

forslag om kommersiell utbyggingsløsning for lisensen i 1. halvår 2001.

I PL 006C planlegges det boring av en letebrønn i 2. halvår 2001.

Yemen

DNO fullførte, som operatør, utbyggingen av Tasourfeltet i 2000 og feltet ble åpnet i november. Produksjonen fra feltet har så langt gått etter planen, og oljeproduksjonen fra feltet var ved slutten av 2000 omlag **7.000 fat pr. dag**, hvorav DNO's andel var om lag **2.100 fat pr. dag**. Det vil i 1. kvartal 2001 bli ferdigstilt ytterligere 1 produksjonsbrønn på feltet. Det vurderes også å bore 1–2 letebrønner på strukturer i nærheten av feltet i 2001.

I blokk 53 ble det gjort et oljefunn i 2000. Det ble boret 2 brønner som testet til sammen 20.000 fat olje pr. dag. Reservene i det nye funnet, som har fått navnet Sharyoof, er anslått til om lag **25 millioner fat**, hvorav DNO's andel er om lag **6 millioner fat**. Utbyggingsplan for feltet ble overlevert myndighetene i Yemen i desember 2000 og produksjonsstart er planlagt i 4. kvartal 2001. Det er ventet at utbyggingsløsningen vil bli tilsvarende som for Tasourfeltet i blokk 32. DNO har 24.45 % andel i lisensen.

OFFSHORE & SERVICES

Driften innen Offshore & Services har vist en god utvikling i løpet av 2000, og virksomhetsområdet gav et positivt bidrag på **MNOK 16.6.** til DNO konsernets driftsresultat for året totalt.

Som et resultat av at oljeselskapenes økte investeringer forventer DNO at aktiviteten innen offshoremarkedet vil øke i årene framover, hvilket forventes å føre til forbedrede resultater i Petrolia Drilling ASA.



STYRETS RAPPORT FOR 4. KVARTAL 2000
RESULTATREGNSKAP

| Resultatregnskap <i>Alle tall i MNOK</i> | 4. kvartal | | Pr. 4. kvartal | |
|---|--------------|-------------|----------------|--------------|
| | 2000 | 1999 | 2000 | 1999 |
| DRIFTSINTEKTER | | | | |
| Driftsinntekter Olje og Gass | 167,6 | 82,4 | 570,2 | 164,5 |
| Driftsinntekter Offshore | 32,9 | 8,9 | 95,6 | 27,9 |
| Sum driftsinntekter | 200,5 | 91,3 | 665,8 | 192,4 |
| DRIFTSKOSTNADER | | | | |
| Driftskostnader Olje og Gass | 72,4 | 57,7 | 275,1 | 128,2 |
| Letekostnader og G&G | 18,4 | 0,0 | 22,4 | 7,5 |
| Prosjektutviklingskostnader | 6,7 | 0,0 | 18,1 | 0,0 |
| Sum driftskostnader Olje og Gass | 97,5 | 57,7 | 315,6 | 135,7 |
| Driftskostnader Offshore | 14,1 | 4,7 | 44,7 | 15,0 |
| Sum driftskostnader Offshore | 14,1 | 4,7 | 44,7 | 15,0 |
| Personal- og adm. kostnader | 21,0 | 9,2 | 64,5 | 19,2 |
| Andre driftskostnader | -0,1 | 3,4 | 1,6 | 13,3 |
| Sum driftskostnader | 132,5 | 75,0 | 426,4 | 183,2 |
| Driftsresultat før avskrivninger og fjerning | 68,0 | 16,3 | 239,4 | 9,2 |
| Ordinære avskrivninger og fjerningsavs. | 34,4 | 3,8 | 86,0 | 16,8 |
| Driftsres. før avskr. goodwill og nedskrivninger | 33,6 | 12,5 | 153,4 | -7,6 |
| Avskrivning goodwill | 1,8 | 0,0 | 8,0 | 0,0 |
| Nedskrivninger | 30,3 | 0,0 | 30,3 | 0,0 |
| Driftsresultat | 1,5 | 12,5 | 115,1 | -7,6 |
| Resultatandel tilknyttede selskaper | -15,3 | -15,1 | -31,0 | -42,4 |
| Netto finans | -17,4 | 8,7 | 2,6 | 25,0 |
| Resultat før skattekostnad | -31,2 | 6,1 | 86,7 | -25,0 |
| Skattekostnad | 13,5 | -0,9 | -37,0 | -1,3 |
| Resultat etter skatt | -17,7 | 5,2 | 49,7 | -26,3 |
| Kontantstrøm* | 78,3 | 23,6 | 269,7 | 31,3 |
| <i>Resultat etter skatt justert for avskrivninger, nedskrivninger, regnskapsmessige avsetninger, resultat TS og skattekostnad</i> | | | | |
| Resultat per aksje (ikke utvannet) | -0,35 | 0,16 | 1,17 | -0,82 |
| Kontantstrøm per aksje * | 1,56 | 0,74 | 6,33 | 0,98 |



STYRETS RAPPORT FOR 4. KVARTAL 2000
BALANSE OG VIRKSOMHETSRAPPORTERING

| Balanse <i>Alle tall i MNOK</i> | Pr. 4. kvartal | |
|---------------------------------|----------------|--------------|
| | 2000 | 1999 |
| Anleggsmidler | 1.252,0 | 750,6 |
| Omløpsmidler | 343,0 | 163,0 |
| Sum eiendeler | 1.595,0 | 913,6 |
| EGENKAPITAL OG GJELD | | |
| Egenkapital | 798,0 | 420,8 |
| Avsetninger og forpliktelser | 315,0 | 234,7 |
| Langsiktig gjeld | 158,0 | 104,3 |
| Kortsiktig gjeld | 324,0 | 153,8 |
| Sum egenkapital og gjeld | 1.595,0 | 913,6 |

| Virksomhetsrapportering | 4. kvartal 2000 | | | 4. kvartal 1999 | | |
|---|-----------------|-------------|--------------|-----------------|-------------|-------------|
| | Olje og gass | Offshore | SUM | Olje og gass | Offshore | SUM |
| Driftsinntekter | 167,6 | 32,8 | 200,4 | 82,4 | 8,9 | 91,3 |
| Driftsresultat før avskr. fjerning og og adm. | 70,1 | 18,7 | 88,8 | 24,7 | 4,2 | 28,9 |
| Avskrivinger, fjerning og nedskrivning | -55,1 | -11,3 | -66,4 | -3,8 | 0,0 | -3,8 |
| Driftsresultat før lønn og adm. | 15,0 | 7,4 | 22,4 | 20,9 | 4,2 | 25,1 |
| Lønn og administrasjon | -16,2 | -4,7 | -20,9 | -11,2 | -1,4 | -12,6 |
| Netto driftsresultat | -1,2 | 2,7 | 1,5 | 9,7 | 2,8 | 12,5 |
| | | | | | | |
| | Pr. 31.12.00 | | | Pr. 31.12.99 | | |
| | Olje og gass | Offshore | SUM | Olje og gass | Offshore | SUM |
| Driftsinntekter | 570,0 | 95,8 | 665,8 | 164,5 | 27,9 | 192,4 |
| Driftsresultat før avskr. fjerning og adm. | 254,4 | 51,2 | 305,6 | 28,7 | 12,9 | 41,6 |
| Avskrivinger, fjerning og nedskrivning | -104,7 | -19,5 | -124,2 | -16,8 | 0,0 | -16,8 |
| Driftsresultat før lønn og adm. | 149,7 | 31,7 | 181,4 | 11,9 | 12,9 | 24,8 |
| Lønn og administrasjon | -51,0 | -15,1 | -66,1 | -30,0 | -2,6 | -32,6 |
| Netto driftsresultat | 98,7 | 16,6 | 115,1 | -18,1 | 10,3 | -7,6 |

OSLO, 19. FEBRUAR 2001

STYRET I DNO ASA