



innhold

| | |
|--|----|
| Hovedtall og nøkkeltall | 2 |
| Høydepunkter 2002 | 4 |
| Kommentar fra administrerende direktør | 5 |
| Styrets årsberetning 2002 | 6 |
| Regnskap og noter | 13 |
| Revisors beretning | 39 |
| Aksjonærforhold | 40 |
| Ledelses- og virksomhetsstyring | 42 |
| Finansiell analyse/analytisk informasjon | 44 |
| Virksomhetsområde Norge | 46 |
| Virksomhetsområde Storbritannia | 48 |
| Virksomhetsområde DNO International | 50 |
| Resultatregnskap per kvartal | 52 |
| Kontaktinformasjon | 53 |



dette er dno

- DNO er et innovativt, kostnadseffektivt, kompetanseorientert oljeselskap med fokus på forlenget produksjon fra modne oljefelt, samt utvikling av mindre petroleumsfelt
- DNO har en fleksibel organisasjon bestående av personell med erfaring fra alle faser av oppstrømsvirksomhet
- DNO har gjennom satsing på og utvikling av kompetanse kunnet ta på seg operatørskap og utvikle disse i noen av verdens mest krevende områder for oljeproduksjon



hovedtall og nøkkeltall (konsern)

Millioner kroner

UTFORSKNING OG PRODUKSJON

| | | 2002 | 2001 | 2000 |
|---------------------------------------|-------------|--------|--------|-------|
| Årsproduksjon | mill. fat | 8,2 | 4,8 | 2,5 |
| Tilgang sikre og sannsynlige reserver | mill. fat | 48,0 | 26,0 | 32,9 |
| Utforskningskostnader | | 114,0 | 9,7 | 22,4 |
| Gjennomsnittlig produksjon | fat per dag | 22 399 | 13 235 | 6 920 |
| Reserveerstatningsrate | x | 5,8 | 5,4 | 13,0 |
| Produksjons- og transportkostnader | USD bbl | 7,19 | 10,2 | 13,3 |

RESULTAT

| | | | | |
|------------------------|--|-------|-------|-----|
| Totale driftsinntekter | | 1 691 | 1 199 | 673 |
| Driftsresultat | | 523 | 367 | 121 |
| Årsresultat | | -77 | 134 | 50 |

EBITDA OG NETBACK

| | | | | |
|---------------|---|-------|------|------|
| EBITDA | | 967 | 636 | 244 |
| EBITDAX | | 1 081 | 645 | 266 |
| Netback | | 552 | 530 | 232 |
| EBITDA-margin | % | 57,2 | 53,0 | 36,2 |

AVKASTNING

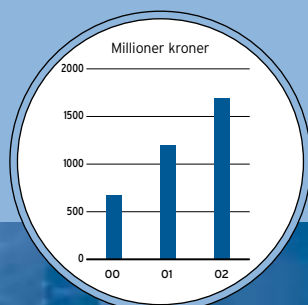
| | | | | |
|--------------------------------------|---|------|------|------|
| ROACE | % | -2,3 | 13,1 | 7,1 |
| CROCI | % | 25,5 | 21,7 | 12,0 |
| ROACE justert for spesielle forhold* | % | 15,3 | 17,3 | 14,6 |

BALANSE OG KAPITALFORHOLD

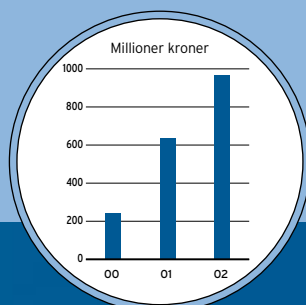
| | | | | |
|---|---|-------|-------|-------|
| Totalkapital | | 2 041 | 2 353 | 1 597 |
| Regnskapsmessige anleggsinvesteringer | | 481 | 989 | 554 |
| Anleggsmidler | | 1 777 | 2 006 | 1 254 |
| Rentebærende gjeld | | 533 | 651 | 262 |
| Rentedeckningsgrad | x | 17,0 | 11,5 | 14,5 |
| Egenkapitalandel | % | 44,0 | 40,0 | 49,9 |
| Rentebærende gjeld / sysselsatt kapital | % | 38,0 | 40,9 | 25,0 |
| Current ratio | x | 1,10 | 1,09 | 1,05 |

AKSJERELATERTE NØKKELTALL

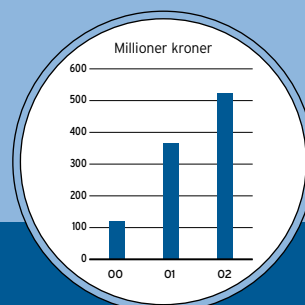
| | | | | |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|
| Børskurs 31.12. | | 14,6 | 14,5 | 19,2 |
| Antall aksjer | mill. | 54,2 | 51,6 | 50,2 |
| Børsverdi | | 791,0 | 748,2 | 963,8 |



Driftsinntekter



EBITDA



Driftsresultat

DEFINISJONER

Reserveerstatningsrate: Tilgang av nye sikre og sannsynlige reserver, inkludert kjøp og salg/produserte volumer

EBITDA: Driftsresultat justert for avskrivninger, nedskrivninger, amortiseringer og fjerningsavsetninger

EBITDAX: Driftsresultat justert for avskrivninger, nedskrivninger, amortiseringer, fjerningskostnader og letetekostnader (herunder kostnadsføring av tørre brønner samt nedskrivning av olje- og gassfelt ("impairment tests"))

Netback: EBITDA minus betalt skatt

ROACE: resultat etter skatt korrigert for rentekostnader etter skatt/gjennomsnittlig sysselsatt kapital

Rentedekningsgrad: EBITDA/rentekostnader

Rentebærende gjeld/sysselsatt kapital: rentebærende gjeld/rentebærende gjeld og egenkapital

* Justert for forhold knyttet til Petrolia Drilling ASA samt nedskrivning og amortisering knyttet til selskapets investering i Russland (Timan Pechora)

lisensportefølje

STORBRITANNIA

| Lisens | Eierandel | Operatør |
|------------------|-----------|--------------|
| Heather | 100,00% | DNO |
| Broom | 100,00% | DNO |
| Thistle | 99,00% | DNO |
| Solan/Strathmore | 3,70% | Amerada Hess |

NORGE

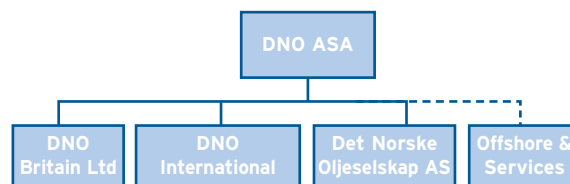
| Lisens | Eierandel | Operatør |
|----------------|-----------|-------------|
| Jotun Unit | 7,00% | Exxon/Mobil |
| PL 103B | 70,00% | DNO |
| Glitne & Enoch | 10,00% | Statoil |
| PL 203 | 15,00% | Marathon |
| PL 088BS | 15,00%* | Marathon |
| PL 036C | 15,00%* | Marathon |
| PL 148 | 50,00% | DNO |
| PL 167 + 167B | 20,00% | Statoil |
| PL 006C | 100,00% | DNO |

YEMEN

| Lisens | Eierandel | Operatør |
|-------------------|-----------|-------------|
| Tasour | 41,00% | DNO |
| Sharyoof | 24,45% | Dove Energy |
| Block 43 | 73,00% | DNO |
| Seven Heads, Irl. | 12,50% | Ramco |

* Avhengig av myndighetenes godkjenning

konsernstruktur





høydepunkter 2002

DNO har gjennom 2002 arbeidet videre etter strategien som ble lagt i forbindelse med revitalisering av selskapet i 1996. De viktigste hendelsene i 2002 var:

- DNO økte gjennom året oljeproduksjonen med 69 prosent til 22 399 fat per dag
- DNOs samlede sikre og sannsynlige petroleumsreserver økte fra 86 til 125 millioner fat
- DNO ble godkjent som operatør på norsk sokkel. Godkjennelsen innebærer at selskapet kan ta på seg større oppgaver også i den norske delen av Nordsjøen
- Boreprogrammet på Tasour i Yemen resulterte i en betydelig økning i oljeproduksjonen og en dobling av de samlede utvinnbare reservene til 20 millioner fat
- DNO inngikk "farm out"-avtale med to amerikanske oljeselskaper om en eierandel på 45 prosent i Broom-feltet (som er et nytt felt-navn som omfatter de to strukturene West Heather og North Terrace i nærheten av Heather). Avtalen innebar boring av tre brønner på feltet
- Det akselererte boreprogrammet på Broom-feltet ble avsluttet med suksess. Boringene viste at samlede utvinnbare reserver i feltet er 45 millioner fat olje
- DNO kjøpte seg inn i det irske gassfeltet Seven Heads med en 12,5 prosent eierandel. Prosjektet har beregnet produksjonsstart høsten 2003
- DNO overtok 99 prosent eierandel og operatørskap for Thistle-feltet og dette innebar en dobling av oljeproduksjonen fra britisk sokkel ved inngangen til 2003
- Selskapet hadde per 1.1. 42 429 aksjonærer og per 31.12. 10 384 aksjonærer
- Den planlagte fisjonen av Offshore & Services ble grunnet kontraktsoppsigelse i det tilknyttede selskapet Petrolia Drilling ASA og det dårlige offshoremarkedet ikke gjennomført
- Underliggende drift innen olje & gass var meget god:

| | |
|--|---------------|
| Produksjon | 8,2 mill. fat |
| Driftsresultat | 523 MNOK |
| Kontantstrøm (EBITDA) | 967 MNOK |
| Kontantstrømsavkastning på bruttoinvestert kapital (CROGI) | 25,5 prosent |
| Reserveøkning netto | 40 mill/fat |



Helge Eide
Administrerende direktør

DNO – et fremtidsrettet oljeselskap

2002 har vært et nytt rekordår for DNO. En rekke milepæler ble nådd og passert i løpet av året. Oljeproduksjonen og reservene økte betydelig. I tillegg har operatørskap for oljefelt i tre land styrket kompetansen i organisasjonen. I sum gjør dette DNO meget godt posisjonert for ytterligere verdiskaping over tid.

DNO har i løpet av 2002 befestet posisjonen som en ledende operatør innenfor utvikling av og produksjon fra mindre petroleumsfelt samt forlenget produksjon fra modne petroleumsfelt. Dette er resultatet av den strategien som ble lagt i 1996, og som siden har ligget fast. Vi sa den gang at vi skal skape verdier for våre eiere gjennom egenproduksjon av olje og ved kjøp og salg av eierandeler i oljefelt. Resultatene vi har oppnådd i segmentet olje og gass i 2002 gjør oss trygge på at denne strategien også i årene fremover skal bidra til å skape verdier over tid for DNOs aksjonærer.

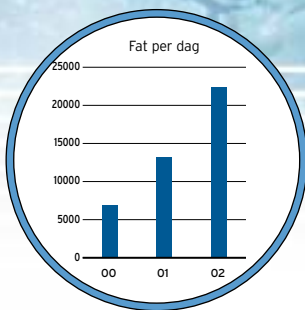
DNO er et uavhengig oljeselskap med en fleksibel, kostnadseffektiv og meget kompetent organisasjon. Dette har gjort oss ettertraktet som samarbeidspartner – også blant de største oljeselskapene i bransjen. Vi har gjennom hele vekstperioden holdt hovedfokus på prosjekter

hvor det er kort tid fra funn til produksjon og kontantstrøm. For DNO har dette vært avgjørende i et økonomisk perspektiv, men vi ser også at dette har gitt oss kunnskap og erfaring som er ettertraktet når modne petroleumsområder, som den norske delen av Nordsjøen, er på vei over i en ny fase.

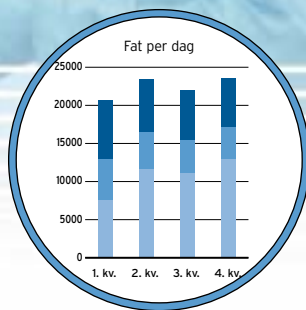
Allerede ved inngangen til 2003 er det klart at året kommer til å bli meget begivenhetsrikt for DNO. Reservegrunnlaget ble styrket betydelig gjennom fjoråret, og i årene fremover skal dette potensialet realiseres. Både i Norge, Irland og Yemen skal det i løpet av året bores nye brønner som har betydelig potensial. I tillegg er satellittfeltene rundt Heather nå godkjent som et eget felt – Broom. Dette feltet er blant DNOs mest spennende prosjekter, og i 2003 skal vi arbeide videre med feltutviklingsplanen, slik at Broom kan bygges med produksjonsstart i 2004.

Parallelt med den kraftige veksten er også DNOs organisasjon utvidet og ytterligere profesjonalisert. Vi har og skal fortsatt ha en slank organisasjon med sterkt kostnadsfokus. Dette vil bli videreført i 2003, slik at DNO i fremtiden står best mulig rustet for å kunne møte perioder preget av svakere markedsforhold enn dem vi ser i dag.

DNO har vokst hurtig og er i dag et petroleumsselskap med attraktiv kompetanse, en spennende portefølje av prosjekter og lisensandeler og et solid finansielt fundament. Samlet gjør dette DNO til et attraktivt og fremtidsrettet oljeselskap.



Gjennomsnittlig produksjon per dag



Produksjon per kvartal per segment

■ DNO AS
 ■ DNO UK Ltd
 ■ DNO International Ltd

DNO – verdiskaping over tid

2002 var et nytt år preget av sterk vekst for DNO. Selskapet innfridde i løpet av året de operative mål som var satt og på flere områder overgikk resultatene styrets forventninger. DNO fremstår ved inngangen til 2003 som et robust og fremtidsrettet oljeselskap med en solid internasjonal portefølje av prosjekter som danner et godt grunnlag for videre verdiskaping over tid.

DNO er i dag etablert som et internasjonalt olje- og gasselskap med fokus på utvikling av mindre og modne petroleumsfelt. Selskapet har ved inngangen til 2003 eierinteresser i petroleumslisenser på norsk og britisk side av Nordsjøen, i Irskesjøen, samt i Yemen. I løpet av 2002 har DNO fortsatt veksten, både i form av økt produksjon og økte reserver, samt at selskapet har videreutviklet sin operatørkompetanse. Dette har gitt resultater. DNO fikk et driftsresultat på NOK 523 millioner. Styret er meget tilfreds med den underliggende driften i olje- og gasssegmentet, men tapsavsetninger innen Offshore & Services og nedskrivning av selskapets investering i Russland gjør at det samlede resultatet ikke er tilfredsstillende. DNO fikk et resultat etter skatt på NOK -77 millioner etter belastning av NOK 220 millioner knyttet til segmentet Offshore & Services og NOK 64 millioner knyttet til selskapets investering i Russland (Timan Pechora). DNO har ved inngangen til 2003 eierandeler i en diversifisert portefølje av olje- og gassprosjekter

som til sammen gjør selskapet godt rustet for videre vekst og verdiskaping.

DNOs oljeproduksjon i Yemen i 2002 har vist meget positiv utvikling. Både Tasourfeltet og Sharyoof-feltet har utviklet seg bedre enn forutsatt, noe som har ført til at DNOs produksjon i Yemen er mer enn doblet, samtidig som reservene er økt betydelig. På britisk sokkel har DNO og selskapets partnere på Broom-feltet (tidl. West Heather- og North Terrace-strukturer) gjennom nye boreriger bekreftet de lovende resultatene fra boreriger DNO gjorde på feltet i 2001. I tillegg overtok selskapet ved utgangen av året operatørselskapet for Thistle-feltet, noe som vil medføre en betydelig produksjonsøkning fra britisk sokkel i 2003. DNO inngikk i løpet av året også avtale om kjøp av selskapet Island Petroleum Development Limited og derigjennom en 12,5 prosents eierandel i gassfeltet Seven Heads i Irland. I Norge har produksjonen på Glitne-feltet utviklet seg langt bedre enn forventet. Dessuten er ressursgrunnlaget på PL 203 vesentlig styrket.

Samlet har dette gjort at DNO hadde en gjennomsnittlig oljeproduksjon per dag på 22 399 fat, en økning på 69 prosent fra foregående år, mens beregnede petroleumsreserver ved utgangen av 2002 utgjorde 125 millioner fat oljeekvivalenter.

Operatør i tre land

DNO har vokst hurtig siden selskapet i 1997 overtok operatørskapet på Heather-feltet på britisk sokkel. Med basis i den kunnskapen og erfaringen selskapet fikk fra Heather-operasjonen er DNO blitt tildeelt operatørskap i Yemen og i løpet av 2002 også på norsk sokkel. Ved utgangen av 2002 fikk selskapet sitt andre feltoperatørskap på britisk sokkel gjennom overtagelsen av Thistle-feltet. Erfaringen og kunnskapen selskapet har fått som operatør fra tre ulike land fremstår i dag som et av DNOs sterkeste kort og viktigste konkurransefortrinn når selskapet skal utvikles videre.

Da DNO i 1996 ble revitalisert med ny hovedaksjonær, nytt styre og ny ledelse, ble det lagt en strategi hvor verdiskaping over tid var et overordnet mål. I løpet av seks år under den nye strategien har DNO økt oljeproduksjonen fra 0,3 til 8,2 millioner fat. DNO skal fortsatt være et vekstselskap.

En vesentlig del av DNOs suksess har vært evnen til raskt å kunne utnytte forretningsmessige muligheter som byr seg. Dette innebærer at DNO også i fremtiden vil være åpen for salg, bytte, eller ut-

farming av lisensandeler for å maksimere aksjonærverdier over tid. Partneravtalen som ble inngått for West Heather-feltet i 2002 er et eksempel på dette.

Som et ledd i målet om maksimering av aksjonærverdier har selskapet engasjert en finansiell rådgiver for å gjennomføre en strategisk analyse av selskapet med henblikk på å ytterligere optimalisere selskapets lisensportefølje.

DNO hadde ved årsskiftet eierandeler i 17 petroleumslisenser.

Endringer i Offshore & Services

DNO planla å fisjonere selskapets aktiviteter innen Offshore & Services våren 2002. En vesentlig del av eiendelene innenfor dette området var posisjonen som hovedaksjonær i Petrolia Drilling ASA. Våren 2002 ble certepartiet på Petrolia Drillings boreskip "Valentin Shashin" terminert. Usikkerheten dette skapte, kombinert med et meget svakt riggmarked gjorde at planene om en fisjon ble stanset.

Offshore & Services er ikke en del av kjernevirksomheten i DNO og selskapet arbeider med sikte på å finne en langsiktig eierløsning for denne delen av DNOs virksomhet. Som et ledd i dette arbeidet ble eierandelen i ClampOn avhendet i 2002.

Kraftig produksjonsvekst

DNO har i løpet av 2002 hatt en betydelig forbedring av driften i selskapet. Drifts-

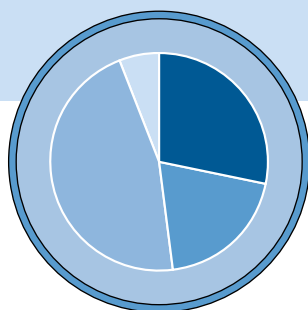
resultatet før avskrivninger og nedskrivninger (EBITDA) økte med 52 prosent til NOK 967 millioner. Driftsresultatet ble forbedret med 43 prosent til NOK 523 millioner, mens resultat før skatt ble NOK 287 millioner, en nedgang på NOK 21 millioner fra 2001. Resultat per aksje ble NOK -1,52 (etter belastninger knyttet til Timan Pechora og Offshore & Services på NOK 285 mill). Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde NOK 424 og EBITDA per aksje NOK 19,2.

Oljeprisen i 2002 har påvirket DNOs resultat innen kjerneområdet i positiv retning. Selskapet arbeider kontinuerlig med å tilpasse virksomheten til fluktasjoner i oljeprisen samt at man søker å redusere produksjonskostnadene, som i 2002 var 7,19 USD per fat, en nedgang på 3 USD per fat fra 2001. DNOs resultater innen segmentet Oil & Gas er i vesentlig grad blitt påvirket positivt både av strategiske og operasjonelle valg som ble gjort i løpet av 2002 og i de foregående årene. Dette har blant annet gitt utslag i betydelig økning både i selskapets oljeproduksjon og i selskapets petroleumsreserver.

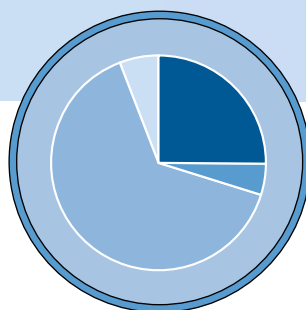
Sterk utvikling innenfor Oil & Gas

Inntekter fra Oil & Gas utgjorde NOK 1 595 millioner i 2002, mot NOK 1 088 millioner foregående år. Driftsresultatet for dette segmentet ble NOK 530 millioner mot NOK 348 millioner i 2001.

Svak utvikling innenfor Offshore & Services
Offshore & Services viste driftsinntekter



**Driftsinntekter
per forretningsområde**



**EBITDA
per forretningsområde**

■ DNO AS
■ DNO UK Ltd
■ DNO International Ltd
■ Offshore & Services

på NOK 96 millioner, mot NOK 111 millioner i 2001, mens driftsresultatet for segmentet ble NOK -7,2 millioner, NOK 26 millioner svakere enn foregående år.

Konsernregnskapet for 2002 er belastet negativt med netto NOK 220 millioner i forbindelse med investeringen i det tilknyttede selskapet Petrolia Drilling ASA.

Også styrket finansiell posisjon

Det gode driftsresultatet og den sterke konstantstrømmen i 2002 har bidratt til å styrke selskapets finansielle fleksibilitet vesentlig.

DNOs investeringsprogrammer er videreført i 2002. Selskapet har gjennomført både boring på og oppgradering av eksisterende feltandeler, samt at det er gjort betydelige investeringer i nye prosjekter. Det meget vellykkede boreprogrammet som ble gjennomført på Broom-feltet, samt videreutvikling av prosjektene i Yemen var ressurskrevende og utfordrende, og styret er godt tilfreds både med gjennomføringen og de oppnådde resultatene. Investeringsprogrammene har bidratt til å øke verdiene av selskapets eierandeler ytterligere og danner således et solid fundament for

DNOs pågående arbeid med å etablere en langsiktig finansiering av selskapet.

Netto rentebærende gjeld utgjorde NOK 469 millioner ved utgangen av 2002, sammenlignet med NOK 487 millioner ved utgangen av 2001.

I henhold til fullmakt gitt på selskapets ordinære generalforsamling i mai 2002 vedtok DNOs styre i august en aksjekapitalforhøyelse gjennom en rettet emisjon mot et investorkonsortium bestående av nye og eksisterende aksjonærer. Til sammen ble det utstedt 2 600 000 nye aksjer i selskapet. Emisjonen ble gjennomført til kurs NOK 13,60. Emisjonsprovenyet ble i hovedsak benyttet i forbindelse med forserte boringer på Broom-feltet høsten 2002.

Balansen var NOK 2 041 millioner ved utgangen av desember 2002, mot NOK 2 353 millioner ved årsavslutning 2001. Egenkapitalandelen var ved utgangen av 2002 44 prosent, mot 40 prosent ved utgangen av foregående år.

Styret bekrefter at forutsetningen om

fortsatt drift er lagt til grunn for årsregnskapet, jfr. Regnskapsloven §3-3.

Gjennombrudd på Broom-feltet

DNO har siden 1997 hatt operatørskapet på Heather-lisensen på britisk side av Nordsjøen. Selskapet har hele tiden arbeidet med å øke forståelsen av ressursgrunnlaget i Heather-området, med sikte på å forlenge produksjonen. Selskapet har lyktes med dette og feltets levetid er så langt forlenget med fem år.

Høsten 2001 gjennomførte DNO boring av en brønn på Broom-feltet. Resultatet fra boringen gjorde at DNO kunne øke de anslåtte reservene med ti millioner fat olje. Samtidig startet arbeidet med å ta inn en partner som kunne delta i den videre utviklingen av feltet.

I august inngikk DNO en "farm-out" avtale med de amerikanske selskapene Challenger Minerals Inc. og Palace Exploration Company. Avtalen innebar at de to selskapene fikk en eierandel på 45 prosent i Broom mot å dekke størsteparten av kostnadene i forbindelse med neste fase i boreprogrammet på feltet. Det ble boret to brønner og resultatene førte til ytterligere økning i ressursgrunnlaget i Heather-området. DNO planlegger sammen med partnerne å legge frem en utviklingsplan for Broom-feltet i løpet av første halvår 2003. Planen er at produksjonen skal knyttes opp til Heather-plattformen via en rørledning på 7,5 kilometer og at feltet skal ha produksjonsstart i 2004.

Heather-feltet var opprinnelig planlagt stengt ned i 1998, men DNO har allerede forlenget levetiden med fem år. Resultatet fra boringene på Broom-feltet i 2001 og 2002 innebærer at samlede påviste og sannsynlige oljereserver i Heather og Broom utgjør 75 millioner fat olje, hvorav DNOs andel utgjør 55 millioner fat. Dette gjør at det er mulig å ha produksjon fra Heather-plattformen frem til 2012 eller lengre, hvilket også innebærer en betydelig utsettelse av stenging og fjerning av plattformen.

De gode resultatene fra Heather-området viser klart potensialet som ligger i overtagelse av felt som er gått av platå, samtidig som det viser at selskapet har kompetanse og strategi til å gjennomføre denne type prosjekter. Dette har gjort at DNO i 2002 ble forespurrt om å overta operatøransvaret på Thistle-feltet, også det på britisk side av Nordsjøen. Denne avtalen ble godkjent av britiske myndigheter like før jul i 2002. Overtagelsen innebærer at DNOs oljeproduksjon fra britisk sokkel ventes å bli mer enn doblet i 2003.

Samlet har DNO styrket posisjonen på britisk sokkel i betydelig grad i 2002.

Nytt gassprosjekt for DNO

I oktober 2002 gikk DNO inn på eiersiden i Seven Heads Gas Field i den sørlige delen av Irskesjøen. Operatøren på dette gassfeltet arbeider med sikte på å sette feltet i produksjon mot slutten av 2003.

Den første produksjonsbrønnen ble boret og testet i første kvartal 2003, og resultatene var bedre enn forventet.

Økte reserver på norsk sokkel

Glitne-feltet, hvor DNO har en eierandel på ti prosent, har i løpet av 2002 utviklet seg bedre enn ventet. Feltet var ventet å gå av platå i 2002, men produksjonen har holdt seg på et høyt nivå gjennom hele året. Dette har gjort at operatøren Statoil sammen med DNO og de øvrige lisensdeltagerne planlegger boring av ytterligere én produksjonsbrønn i 2003, og at produksjonen fra feltet blir forlenget til 2004. Den positive utviklingen på Glitne viser klart potensialet i utvikling av små og mellomstore oljefelt.

I løpet av 2002 ble det foretatt bytte av operatør på produksjonslisens 203. Dette har gjort at utviklingen av feltet har tatt lengre tid enn ventet. Imidlertid har resultatet av tekniske studier som ble gjort i 2002 vært meget positivt. Reservegrunnlaget, som både omfatter olje og gass, er dermed bedret betydelig.

Sterk vekst i Yemen

En betydelig del av DNOs produksjonsvekst i 2002 kom fra Yemen. Både Tasour-feltet, hvor DNO er operatør, og Sharyoof-feltet har utviklet seg bedre enn ventet, og reservene er økt. De gode resultatene som er oppnådd i 2002 innebærer at det også i 2003 vil bli investert i borerier på begge feltene. Det vil også i 2003 bli

påbegynt boring av brønner i blokk 43, som er selskapets tredje lisens i Yemen, og hvor DNO er operatør.

Styret og selskapets ledelse følger den politiske utviklingen i Yemen og regionen for øvrig tett. Etter tre år med operasjon i landet er DNO tilfreds med at selskapet ikke har møtt problemer av spesiell karakter i forbindelse med aktivitetene i landet. Kombinert med gunstige rammebetingelser og lave kostnader, gjør dette at DNO vurderer Yemen som et attraktivt område for ytterligere investeringer.

Helse, miljø og sikkerhet

Det ble utført 127 årsverk i DNO i 2002. DNOs ansatte hadde i 2002 1 056 fraværsdager, tilsvarende 4 prosent.

DNO har de siste årene styrket satsingen på HMS. Selskapet har som mål at all virksomhet skal gjennomføres uten skader på mennesker, miljø eller materiell. Styret er svært tilfreds med at selskapet heller ikke i 2002 hadde store uhell med betydelige skader eller tap av menneskeliv, vesentlige utslipp til miljøet eller materielle skader. Virksomheten har også foregått innenfor de kravene myndighetene stiller for belastning av det ytre miljøet. DNO vil fortsette satsingen på helse, miljø og sikkerhet, samt på å videreutvikle et godt og sikkert arbeidsmiljø.

Styret takker DNOs ansatte for innsatsen som er lagt ned i 2002.

Aksjonærinformasjon

Aksjekapitalen utgjorde NOK 217 millioner per 31.12. 2002, fordelt på 54,2 millioner aksjer pålydende NOK 4. Alle aksjer har samme rettigheter. DNO ervervet 206 882 egne aksjer i løpet av 2002. Aksjene ble kjøpt til kurser mellom NOK 13,08 og NOK 16,21.

DNO-aksjen er notert på Oslo Børs. Aksjekursen per 02.01.2002 var NOK 14,50, mens kursen var NOK 14,6 per 02.01.2003.

DNO fremsatte i januar 2002 et frivillig innløsningstilbud til alle aksjeeiere i DNO ASA med et aksjeinnehav tilsvarende en verdi på NOK 500 eller mindre. I tilbudsperioden aksepterte 12 286 aksjonærer innløsningstilbudet. Etter samtykke til tvangsinnløsning fra Nærings- og handelsdepartementet ble ytterligere 20 515 aksjonærer med et aksjeinnehav under NOK 500 tvangsinnløst i løpet av 2002.

Ved utgangen av 2002 hadde DNO ASA til sammen 10 384 aksjonærer, mot 42 429 ved samme tidspunkt foregående år.

Fremtidsutsikter

DNOs overordnede målsetting er å skape aksjonærverdier over tid gjennom lønnsomme investeringer relatert til petroleumsvirksomhet. For å nå denne målsettingen skal selskapet med basis i eksisterende strategi og forretnings-

konsept videreutvikles og rendyrkes som et prosjektorientert, oppstrøms olje- og gasselskap.

DNO har fokusert virksomheten rundt Nordsjøen og Midt-Østen. Dette vil også fremover være selskapets geografiske fokus, men investeringer i andre områder vil bli vurdert. Selskapets operasjonelle fokus skal fortsatt være på utvikling og produksjon av påviste reserver, men leting kan også være aktuelt i modne områder med eksisterende olje-produksjon.

DNO står foran spennende utfordringer i 2003. Videre utvikling av eksisterende petroleumslisenser og tiltak som skal få frem de underliggende verdiene i selskapets portefølje vil bli prioritert i 2003. Broom- og Seven Heads-utbyggingene, samt videre boringer i Yemen og Norge vil være de viktigste aktivitetene i 2003.

Operatørkompetansen DNO fikk gjennom overtagelsen av operatørskapet på Heather-lisensen i 1997 har vært strategisk avgjørende for selskapets hurtige vekst.

Også i årene fremover vil den kunnskapen og erfaringen selskapet har fra operatørskap i tre land danne et viktig konkurransefortrinn i et marked preget av hurtig endring og økende konkurranse.

Disponeringer


Morselskapet hadde i 2002 et resultat etter skatt på NOK -57,2 millioner. Styret foreslår at årets resultat i sin helhet dekkes av overføringer fra annen egenkapital.

Fri egenkapital utgjorde per 31.12.2002 NOK 99 millioner.

Oslo, 31. mars 2003



Berge G. Larsen
Styreleder



Helge Eide
Administrerende direktør
Styremedlem



Anders Farestveit
Nestleder



Farouk Al-Kasim
Styremedlem

resultatregnskap

| Morselskap | | Konsern | | | | |
|------------------------|----------------|---|----------|------------------|------------------|----------------|
| 2001 | 2002 | NOK 1000 | Note | 2002 | 2001 | 2000 |
| Driftsinntekter | | | | | | |
| 280 947 | 793 920 | Driftsinntekter | | 1 685 064 | 1 157 647 | 672 689 |
| 162 | 110 | Andre driftsinntekter | 4 | 5 950 | 41 366 | 513 |
| 281 109 | 794 030 | Sum driftsinntekter | 3 | 1 691 014 | 1 199 013 | 673 202 |
| Driftskostnader | | | | | | |
| - | 19 197 | Utforskningskostnader | 5 | 114 153 | 9 718 | 22 448 |
| 45 124 | 93 474 | Produksjons- og transportkostnader | 6 | 489 576 | 476 190 | 339 384 |
| 62 681 | 104 590 | Ordinære avskrivninger og fjerningsavsetninger | 12, 17 | 367 093 | 247 088 | 93 934 |
| 21 500 | 63 500 | Nedskrivninger, amortiseringer og tapsavsetninger | 7 | 63 500 | 21 500 | 28 818 |
| 10 137 | 8 978 | Lønn og lønnsrelaterte kostnader | 8 | 35 523 | 27 140 | 20 337 |
| 37 847 | 66 282 | Andre driftskostnader | | 98 068 | 50 550 | 47 176 |
| 177 289 | 356 021 | Sum driftskostnader | 3 | 1 167 913 | 832 186 | 552 097 |
| 103 820 | 438 009 | DRIFTSRESULTAT | 3 | 523 101 | 366 827 | 121 105 |
| -33 744 | -181 714 | Nedskrivning aksjer i tilknyttede selskaper | 13 | - | - | - |
| - | - | Andel tilknyttede selskaper | 13 | -191 714 | -33 397 | -30 975 |
| 13 122 | 9 016 | Netto andre finansposter | 10 | -43 917 | -25 635 | 4 056 |
| 83 198 | 265 311 | RESULTAT FØR SKATTEKOSTNAD | | 287 470 | 307 795 | 94 186 |
| -40 220 | -322 475 | Skattekostnad | 11 | -364 101 | -173 613 | -44 463 |
| 42 978 | -57 164 | ÅRSRESULTAT | 3 | -76 631 | 134 182 | 49 723 |
| | | Resultat per aksje | 9 | -1,50 | 2,64 | 1,15 |
| | | Resultat per aksje (utvannet) | 9 | -1,50 | 2,64 | 1,10 |

balanse

| Morselskap | | Konsern | | | |
|------------------|------------------|--|------|------------------|------------------|
| 31.12.01 | 31.12.02 | NOK 1000 | Note | 31.12.02 | 31.12.01 |
| | | Eiendeler | | | |
| | | ANLEGGSMIDLER | | | |
| | | Immaterielle eiendeler | | | |
| - | - | Goodwill | 12 | 55 932 | 63 923 |
| 85 000 | 79 960 | Utsatt skattefordel | 11 | 86 141 | 85 869 |
| 85 000 | 79 960 | Sum immaterielle eiendeler | | 142 073 | 149 792 |
| | | Varige driftsmidler | | | |
| 224 274 | 263 411 | Olje- og gassfelt | | 1 267 712 | 1 177 506 |
| 67 499 | 13 548 | Andre varige driftsmidler | | 111 739 | 194 205 |
| 291 773 | 276 959 | Sum varige driftsmidler | 12 | 1 379 451 | 1 371 711 |
| | | Finansielle anleggsmidler | | | |
| 240 370 | 268 768 | Aksjer i datterselskaper | 13 | - | - |
| 44 095 | 568 283 | Langsiktige konsernforordringer | | - | - |
| 155 900 | - | Investering i tilknyttede selskaper | 13 | - | 156 589 |
| 5 261 | 10 537 | Andre investeringer og langsiktige fordringer | | 11 898 | 149 492 |
| 178 531 | 244 020 | Bundet bankinnskudd | 15 | 244 020 | 178 531 |
| 624 157 | 1 091 608 | Sum finansielle anleggsmidler | | 255 918 | 484 612 |
| 1 000 930 | 1 448 527 | Sum anleggsmidler | | 1 777 442 | 2 006 115 |
| | | OMLØPSMIDLER | | | |
| 71 995 | 75 562 | Varelager, kundefordringer og andre kortsiktige fordringer | 14 | 180 134 | 183 558 |
| 371 865 | 2 547 | Konsernmellomværende | | - | - |
| 75 490 | 29 577 | Kontanter og kontantekvivalenter | | 83 768 | 163 687 |
| 519 350 | 107 686 | Sum omløpsmidler | | 263 902 | 347 245 |
| 1 520 280 | 1 556 213 | SUM EIENDELER | | 2 041 344 | 2 353 360 |


balanse

| Morselskap | | Konsern | | | |
|---|------------------|---|------|------------------|------------------|
| 31.12.01 | 31.12.02 | NOK 1000 | Note | 31.12.02 | 31.12.01 |
| Egenkapital og gjeld | | | | | |
| EGENKAPITAL | | | | | |
| Innskutt egenkapital | | | | | |
| 206 329 | 216 729 | Aksjekapital | | 216 729 | 206 329 |
| -3 898 | -1 466 | Egne aksjer | | -1 466 | -3 898 |
| 407 987 | 431 533 | Overkursfond | | 431 532 | 407 987 |
| 7 314 | 7 314 | Annen innskutt egenkapital | | 7 314 | 7 314 |
| 617 732 | 654 110 | Sum innskutt egenkapital | | 654 109 | 617 732 |
| Opptjent egenkapital | | | | | |
| 238 893 | 179 032 | Annen egenkapital | | 244 488 | 323 954 |
| 238 893 | 179 032 | Sum opptjent egenkapital | | 244 488 | 323 954 |
| - | - | Minoritetsinteresser | | 3 320 | - |
| 856 625 | 833 142 | Sum egenkapital | 16 | 901 917 | 941 686 |
| GJELD | | | | | |
| Avsetning for forpliktelser | | | | | |
| - | 106 916 | Fjerningsforpliktelser | 17 | 275 708 | 260 193 |
| - | - | Andre forpliktelser | | - | 44 779 |
| - | - | Utsatt skatt | 11 | 70 126 | 135 612 |
| - | 106 916 | Sum avsetning for forpliktelser | | 345 834 | 440 584 |
| Annen langsiktig gjeld | | | | | |
| 64 722 | 33 591 | Langsiktig rentebærende konserngjeld | | - | - |
| 500 000 | 420 330 | Obligasjonslån | | 420 330 | 500 000 |
| 46 906 | 93 874 | Gjeld til kredittinstitusjoner | | 140 780 | 151 134 |
| 611 628 | 547 795 | Sum annen langsiktig gjeld | 18 | 561 110 | 651 134 |
| Ikke-rentebærende kortsiktig gjeld | | | | | |
| 52 027 | 68 360 | Kortsiktig gjeld | 19 | 232 483 | 319 956 |
| 52 027 | 68 360 | Sum ikke-rentebærende kortsiktig gjeld | | 232 483 | 319 956 |
| 663 655 | 723 071 | Sum gjeld og forpliktelser | | 1 139 427 | 1 411 674 |
| 1 520 280 | 1 556 213 | SUM EGENKAPITAL OG GJELD | | 2 041 344 | 2 353 360 |
| | | Pantstillelser | 18 | | |
| | | Garantiansvar | 17 | | |
| | | Finansielle instrumenter | 20 | | |

Oslo, 31. mars 2003


Berge G. Larsen
 Styreleder


Anders Farestveit
 Nestleder


Helge Eide
 Administrerende direktør
 Styremedlem


Farouk Al-Kasim
 Styremedlem

kontantstrømoppstilling

| Morselskap | | Konsern | | | | |
|----------------------------------|-----------------|--|-------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 2001 | 2002 | NOK 1000 | Note | 2002 | 2001 | 2000 |
| Operasjonelle aktiviteter | | | | | | |
| 83 198 | 265 311 | Resultat før skattekostnad | | 287 470 | 307 795 | 94 186 |
| -70 220 | -317 435 | Periodens betalte skatter | 11 | -415 312 | -105 829 | -12 172 |
| 84 181 | 168 090 | Av- og nedskrivninger av varige driftsmidler og immaterielle eiendeler | 7, 12 | 415 078 | 268 588 | 122 752 |
| 33 744 | 198 549 | Nedskrivning finansielle anleggsmidler | | 17 637 | - | - |
| - | -2 477 | (Gevinst)/tap ved salg av driftsmidler, verdipapirer og annet | | -1 788 | -40 564 | 20 908 |
| - | - | Andel resultat i tilknyttede selskaper | 13 | 191 714 | 33 397 | 30 975 |
| -276 085 | -99 840 | Endringer i netto arbeidskapital og andre tidsavgrensingsposter | | -70 755 | 170 864 | -107 038 |
| -145 182 | 212 198 | Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter | | 424 044 | 634 251 | 149 611 |
| Investeringsaktiviteter | | | | | | |
| - | -1 038 | Erverv av datterselskap | 2 | -163 | - | -5 883 |
| -125 878 | -153 138 | Utbetaling ved investering i og utvikling av olje- og gassfelt | 12 | -465 827 | -894 999 | -409 385 |
| - | - | Innbetaling ved salg av varige driftsmidler | | 1 859 | 40 418 | 4 397 |
| -14 325 | -5 167 | Utbetaling ved erverv av verdipapirer og andeler | | -5 167 | -14 375 | -24 031 |
| - | 10 898 | Innbetaling ved salg av verdipapirer og andeler | | 10 898 | - | 2 655 |
| 7 393 | -98 204 | Netto kontantstrøm fra andre investeringer og salg | | -2 412 | -14 657 | -28 119 |
| -132 810 | -246 649 | Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter | | -460 812 | -883 613 | -460 366 |
| Finansieringsaktiviteter | | | | | | |
| 549 934 | 107 850 | Opptak av rentebærende gjeld | 18 | 107 850 | 563 934 | 127 451 |
| -260 814 | -125 151 | Nedbetaling av rentebærende gjeld | 18 | -156 840 | -249 826 | -42 295 |
| 23 765 | 33 946 | Innbetaling av aksjekapital inklusive overkurs | 16 | 33 946 | 23 765 | 212 156 |
| -12 850 | -28 108 | Erverv og salg av egne aksjer | 16 | -28 108 | -12 850 | - |
| 300 035 | -11 463 | Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter | | -43 152 | 325 023 | 297 312 |
| 53 447 | 75 490 | Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter 1.1. 1) | | 163 687 | 88 026 | 101 469 |
| 75 490 | 29 576 | Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter 31.12. | | 83 768 | 163 687 | 88 026 |

1) Bundne bankinnskudd knyttet til fjerningsforpliktelser (Heather-feltet) er ikke klassifisert som kontanter og kontantekvivalenter (se note 15 vedrørende bundne bankinnskudd).

Note 1 Regnskapsprinsipper

Alle beløp er presentert i NOK 1 000 med mindre annet er angitt.

Generelt

Regnskapet er avlagt i henhold til regnskapsloven og god regnskapsskikk i Norge. Ved utarbeidelsen av regnskapet må ledelsen bygge på forutsetninger og estimater som vil påvirke enkelte eiendeler og gjeldsposter. Faktiske tall kan avvike fra disse. De tilhørende noter er en integrert del av regnskapet, både for morselskapet og konsernet.

Prinsipper for utarbeidelse av konsernregnskapet

Konsernregnskapet omfatter virksomheten til morselskapet DNO ASA og datterselskaper (se note 13) kontrollert av DNO. Selskaper hvor DNO ASA har bestemmende innflytelse, blir konsolidert inn i konsernregnskapet i sin helhet. I de tilfeller hvor datterselskaper ikke er heleide, er minoritetsinteresser trukket ut som en egen post i resultatregnskapet og balansen.

Selskapets aktiviteter i Yemen er regnskapsført i morselskapet DNO ASA. Konserninterne transaksjoner, fordringer og gjeld elimineres i konsernregnskapet. Alle selskapsregnskaper som er konsolidert er gjort opp etter ensartede regnskapsprinsipper.

Aksjer i datterselskap og tilknyttede selskap er vurdert etter kostmetoden i selskapsregnskapet. Eierandeler i datterselskaper er eliminert og kostprisen for aksjene er erstattet med selskapenes eiendeler og gjeld, vurdert til kostpris for konsernet. Differansen mellom kjøpesummen for aksjene og konsernets andel av det ervervede selskaps egenkapital på ervervs-tidspunktet, henføres til de poster mer-/mindreverdien knytter seg til. Den del av kostpris som ikke kan henføres til identifiserbare eiendeler eller gjeldsposter, balanseføres som goodwill. Utsatt skatt knyttet til erverv på norsk sokkel er behandlet netto.

Tilknyttede selskaper defineres som selskaper hvor morselskapet DNO ASA eller datterselskaper ikke har kontroll, men har strategiske interesser og betydelig innflytelse (20-50% eierandel). Tilknyttede selskaper regnskapsføres etter egen-

kapitalmetoden hvor DNOs andel av årsresultat etter skatt i det tilknyttede selskapet, etter avskrivning av merverdier, resultatføres på egen linje i resultatregnskapet. I balansen inngår investeringen til kostpris korrigert for innarbeidet resultatandel, nedskrivninger samt mottatt utbytte. Behandlingen av merverdier i tilknyttede selskaper gjennomføres etter samme prinsipper som for konsolidering av datterselskaper.

Utenlandske datterselskaper er omregnet fra utenlandsk valuta til norske kroner ved at det for balansen er benyttet kurs per 31.12, med unntak for olje- og gassfelt og fjerningsforpliktelser som er omregnet til valutakurs på anskaffelsestidspunktet. For resultatet, eksklusive avskrivninger og fjerningskostnader som er omregnet til historiske kurs, er det benyttet gjennomsnittskurs for året ved omregning til norske kroner. Omregningsdifferanser er ført som en finanspost i resultatregnskapet, da de utenlandske datterselskapene anses å utgjøre en integrert del av foretakets virksomhet.

Vurderinger og klassifisering av balanseposter

Eiendeler og gjeld knyttet til virksomhetens varekrets løp klassifiseres som henholdsvis omløpsmidler og kortsiktig gjeld. Fordringer og gjeld, som ikke er knyttet til varekretsløpet, klassifiseres som omløpsmidler eller kortsiktig gjeld dersom de er av kortsiktig art, normalt med forfall innen ett år. Aksjer og investeringer som ikke er til varig eie, klassifiseres som omløpsmidler.

Øvrige eiendeler klassifiseres som anleggsmidler og øvrig gjeld klassifiseres som langsiktig. Første års avdrag på langsiktig gjeld reklassifiseres ikke til kortsiktig gjeld.

Kontanter og kontantekvivalenter inkluderer kasse-, bank- og andre likvidbeholdninger samt kapitalplasseringer med forfall innen 3 måneder fra anskaffelsestidspunktet.

Inntektsføringsprinsipper

Salgsinntekter fra olje- og gassvirksomheten regnskapsføres basert på produsert volum av olje og gass etter rettighetsmetoden.

Inntekter fra andre virksomhetsområder regnskapsføres ved leveringstidspunktet.

I år 2000 var driftsinntektene fra Yemen-aktivitetene presentert netto, det vil si eksklusiv den del av produksjonen som avgis til myndighetene. Med bakgrunn i Yemen-aktivitetenes økende betydning for konsernets finansielle stilling, ble dette endret i 2001. Yemen-aktivitetene presenteres nå brutto da dette vurderes å bedre reflektere den underliggende aktivitet. Brutto-presentasjon tilsier at driftsinntektene inkluderer den del av produksjonen som avgis til myndighetene i Yemen i form av produksjonsdeling. Den del av produksjonen som avgis til myndighetene (til dels resultat-avhengig) regnskapsføres som skattekostnad.

Aksjer, obligasjoner, sertifikater o.l.

Aksjer, obligasjoner, sertifikater og lignende som er klassifisert som omløpsmidler, er vurdert til laveste av historisk kostpris og markedsverdi. Andre aksjer klassifisert som anleggsmidler, er vurdert etter kostmetoden og nedskrives ved varig og vesentlig mindreverdi.

Utforsknings- og utviklingskostnader

DNO benytter "Successful Efforts" metoden for behandling av utforsknings- og utviklingskostnader. Alle utforskningskostnader, bortsett fra kostnader knyttet til boring av letebrønner, blir kostnadsført løpende. Kostnader knyttet til boring av letebrønner blir midlertidig balanseført i påvente av en evaluering av eventuelle funn av olje- og gassreserver. Ved tørre brønner eller funn som ikke anses utvinnbare, teknisk eller kommersielt, blir borekostnader knyttet til utforskningsbrønner kostnadsført på det tidspunkt dette fastslås av operatøren.

Alle kostnader forbundet med utbyggingen av kommersielle olje- og/eller gassfelt, inkludert kostnader til plan for utbygging og drift, blir balanseført. Utbyggingskostnader balanseføres når gjennomføring av utbyggingen er vedtatt av partnerne i lisensen eller er vurdert som overveiende sannsynlig. De balanseførte kostnadene blir avskrevet i henhold til produksjonshetsmetoden.

Rentekostnader og egne kostnader vedrørende utviklingsprosjekter

Rentekostnader og egne kostnader knyttet til utforsknings- og utviklingsprosjekter balanseføres

regnskapsprinsipper

og avskrives etter produksjonshetsmetoden. Kostnader ved låneopptak balanseføres og periodiseres over lånets løpetid.

Vedlikehold og reparasjoner

Kostnader til vedlikehold og reparasjoner kostnadsføres etter hvert som de påløper.

Varige driftsmidler

Andeler i olje- og gasslisenser regnskapsføres i henhold til bruttometoden. Gitt at selskapet har betydelig innflytelse fra avtaletidspunktet, selskapet tilfredstiller kravene fra myndighetene og godkjenning fra Olje- og Energi-departementet mottas innen utløpet av regnskapsåret, anses avtaletidspunktet å være transaksjonstidspunktet.

Anlegg under utbygging, petroleumfelt og transportsystemer i drift, bygg og eiendommer, maskiner, inventar m.m. er oppført til historisk kost etter fradrag for akkumulerte avskrivninger og eventuelle nedskrivninger.

Selskapet foretar nedskrivninger dersom regnskapsført verdi av olje- og gassfelt eller andre eiendeler hvor man kan identifisere kontantstrømmer, overstiger verdien av udiskonterte fremtidige forventede kontantstrømmer. Nedskrivningsbeløpet er forskjellen mellom regnskapsført verdi og markedsverdi. Balanseførte kostnader knyttet til utvinning fra et felt i produksjon avskrives etter produksjonshetsmetoden.

Selskapet benytter sikre og sannsynlige utviklede reserver som grunnlag for beregning av avskrivninger etter produksjonshetsmetoden. Kjøpesum for lisensrettigheter avskrives med basis i sikre og sannsynlige utviklede og ikke-utviklede reserver.

Forpliktelser knyttet til erverv av lisensandeler hvor selskapet har avtalesikret langsiktig bankfinansiering klassifiseres som langsiktige forpliktelser.

Bygg, eiendommer, inventar, maskiner m.m. avskrives lineært over antatt økonomisk levetid.

Goodwill

Goodwill avskrives lineært over økonomisk levetid.

Leieavtaler

Vesentlige leiekontrakter som i realiteten er

finansieringsavtaler, balanseføres og avskrives over antatt levetid. Leide driftsmidler klassifiseres som anleggsmidler og avdragsdelen av leieforpliktelsen klassifiseres som rentebærende gjeld i balansen. Forpliktelsen reduseres med betalt leie etter fradrag for beregnet rentekostnad. Sistnevnte kostnadsføres som finanskostnad. Operasjonelle leieavtaler kostnadsføres løpende.

Lagerbeholdninger

Beholdningen av utstyr og reservedeler vurderes til laveste verdi av anskaffelseskost og netto salgsverdi.

Mer-/mindreuttak av petroleum

Mer-/mindreuttak av petroleum følger av rettinghetsmetoden, og vurderes til salgpris per balansedagen. Mer-/mindreuttak beregnes som forskjellen mellom selskapets andel av produksjonen og selskapets faktiske salg. Mer-/mindreuttak tidsavgrenses og klassifiseres som kortsiktig gjeld/opptjent inntekt.

Avsetning til fremtidige fjerningsforpliktelser (inklusive nedstengingskostnader)

Kostnader til fremtidig fjerning av oljeinstallasjoner avsettes i regnskapet etter et antatt fjerningskonsept, som tar utgangspunkt i dagens teknologi og kostnadsnivå. Årlige amortiseringsbeløp beregnes etter produksjonshetsmetoden for feltinstallasjoner. Effekten av endringer i valutakurs fordeles i likhet med estimatendringer vedrørende reservanslag, over gjenværende produksjon, slik at fjerningsavsetninger i fremmed valuta ikke er omregnet til balansedagens kurs. I balansen klassifiseres avsetning til fjerningskostnader som avsetning for forpliktelser.

Transaksjoner i utenlandsk valuta

Pengeposter i utenlandsk valuta omregnes til balansedagens kurs. Realiserte og urealiserte kursgevinster og kurstap inngår i årets resultat. Transaksjoner i utenlandsk valuta regnskapsføres til valutakursen på transaksjonstidspunktet.

Utsatt skatt

Utsatt skatt beregnes etter gjeldsmetoden. Med utgangspunkt i vedtatte skattesatser og skatteregler på balansedagen, beregnes det utsatt skatt av midlertidige forskjeller mellom regnskapsmessige og skattemessige verdier på eiendeler og gjeld. Effekten av friinntekt, et spesielt fradrag som reduserer skattepliktig

inntekt for petroleumsskatt, blir hensyntatt i regnskapet på det tidspunkt det er foretatt investeringer, som kvalifiserer for friinntekt. Utsatt skattefordel og utsatt skattegjeld innen samme skatteregime balanseføres netto. Balanseføring av utsatt skattefordel forutsetter at fremtidig anvendelse kan sannsynliggjøres.

Pensjonsforpliktelser

Selskapet regnskapsfører pensjonsordningene i henhold til Norsk Regnskapsstandard om pensjoner. For ytelsesplaner består årets pensjonskostnad av periodens pensjonsopptjening (inkludert fremtidig lønnsvekst) og rentekostnader på forpliktelsen fratrukket estimert avkastning på pensjonsmidlene. For tilskuddsplaner kostnadsføres kun periodens innbetalte premier.

Opsjoner til styremedlemmer og ledende personell

Opsjoner tildelt til underkurs kostnadsføres på tildelingstidspunktet med motpost i annen innskutt egenkapital. Utestående opsjoner vurderes løpende og det foretas avsetning for arbeidsgiveravgift.

Finansielle instrumenter, o.l.

Selskapet benytter flere finansielle instrumenter i sin økonomiske styring av valuta-, rente- og prissisiko. Instrumenter som kvalifiserer for sikring blir vurdert sammen med det underliggende objekt (urealisert tap resultatføres ikke). Instrumenter som ikke kvalifiserer for sikring, vurderes i adskilte porteføljer, til laveste av historisk kost og markedsverdi (urealiserte tap resultatføres). Urealiserte gevinster resultatføres ikke.

Usikre forpliktelser og betingede eiendeler

I henhold til NRS om usikre forpliktelser og betingede eiendeler foretas det avsetninger for usikre forpliktelser som er sannsynlige og kvantifiserbare. Betingede eiendeler inntektsføres ikke.

Kontantstrømoppstilling

Kontantstrømoppstillingen er basert på den indirekte metode. Som kontantekvivalenter anses bankbeholdninger og likvide plasseringer med løpetid mindre enn tre måneder.

Sammenligningstall

Alle endringer i regnskapsprinsipper og presentasjon (klassifisering) innarbeides i tidligere års sammenligningstall.

Note 2 Vesentlige hendelser i perioden 01.01.2000 til 31.12.2002

Vesentlige hendelser 2002

Økning av reserver i alle geografiske områder

Som følge av erverv samt selskapets vellykkede utforsknings- og utviklingsaktiviteter i 2002, økte selskapets totale sikre og sannsynlige reserver med 48 millioner fat oljeekvivalenter.

Operatør på nytt felt på Britisk Sokkel

Utforskningserverv av 99% av Thistle-feltet samt operatørskap fra British Petroleum. Avtalen ble godkjent av britiske myndigheter i 2002.

Erverv av gasslisens i Irland

Erverv av 85,5% andel i selskapet Island Petroleum Development Ltd, herunder erverv av 12,5% andel i det irske gassfeltet Seven Heads. Se note 24.

Farm-out av Broom (tidligere West Heather og North Terrace)

DNO har i løpet av 2002 inngått avtale om farm-out av 45% av Broom til Challenger Minerals Inc., et selskap eiet av Global Santa Fe Inc. og Palace Exploration Company. Som del av avtalen ble det boret to undervannsbrønner som er klaggjort for fremtidig produksjon.

Tyr-prospektet

Boring av Tyr-prospektet i Lisens 006 C ble slutført i første kvartal 2002. Brønnen påviste ikke drivverdige hydrokarboner, og aktiverte lete- og lisenskostnader på TNOK 82 000 ble kostnadsført etter "Successful Efforts"-metoden for regnskapsføring av olje- og gassaktiviteter.

Gjennomføring av erverv av lisens på Norsk Sokkel

DNOs erverv av Conocos 3,75% andel i Jotun (37,5% andel i lisensen PI 103 B) inkludert operatøransvar for lisensen PI 103B, ble godkjent av Olje- og Energidepartementet 5. juli 2002.

Finansiell investering i PDR ASA

Utviklingen i kontraktsmessige og finansielle forhold i selskapets investering i PDR ASA påvirket resultatregnskapet negativt for 2002. Selskapets finansielle investering i PDR ASA er ved utløpet av 2002 nedskrevet i sin helhet.

Timan Pechora

Selskapets investering i Russland ble i sin helhet nedskrevet i årets siste kvartal.

Fisjonsprosess

DNOs planer om å fisjonere ut selskapets off-shore- og servicevirksomhet til et eget børs-notert selskap våren 2002, som ledd i renndyrking av selskapets olje- og gassvirksomhet, ble utsatt. Selskapet vurderer løpende tiltak for ytterligere å rendyrke virksomheten.

Vesentlige hendelser 2001

Erverv av lisens på Norsk Sokkel

DNO inngikk i november en avtale med Conoco om overdragelse av Conocos 3,75% andel i Jotun (PL 103 B), inkludert operatøransvaret for lisensen, med effektueringsdato 01.01.2002. Ervervet ble godkjent av Olje- og Energidepartementet i 2002.

Avhendelse av lisens på Britisk Sokkel

DNO inngikk i september avtale om salg av 1% lisensandel i Claymore-feltet til Talisman Oil Trading Limited. Regnskapsmessig gevinst etter skatt utgjorde TNOK 40 600.

Boring på Broom

Selskapets boreprogram på Broom har anslagsvis gitt selskapet en økning i sikre og sannsynlige oljereserver på 10 millioner fat.

Ny lisens Yemen

DNO har i 2001 signert en avtale om "farm-in" i blokk 43 i Yemen. Blokken ligger i samme geologiske provins som blokkene 53 og 32. DNO er operatør med en eierandel på 75%.

Øket eierandel i Blokk 32 i Yemen

DNO økte i april 2001 eierandelen i blokk 32, Yemen, med 9%.

Vesentlige hendelser 2000

Endring konsernstruktur

I 2000 ervervet DNO 100% av aksjene i Independent Oil Tools AS (IOT AS). Kjøpesummen var TNOK 108 000, hvorav TNOK 94 000 ble oppgjort i DNO-aksjer til kurs NOK 27,30 per aksje.

Erverv av lisenser på norsk sokkel

Erverv av 1,25% andel i Jotun (PL 103B), 15% andel i PL 203 og 10% andel i PL 148. Ervervene ble godkjent av Olje og Energidepartementet i 2000. Erverv av 10% andel i Glitne (PL 048B). Ervervet ble godkjent av Olje og Energidepartementet i 2001. Erverv av 10% i Tyr (PL 006C) ble godkjent av Olje- og Energidepartementet i 2001. I tillegg ble det i 2000 inngått avtale om kjøp av 2% andel i Jotun (PL 103B), med virkning fra 01.01.2001. Ervervet ble godkjent av Olje- og Energidepartementet i 2001.

Erverv av lisenser i Yemen.

Erverv av 12% i Tasour-feltet, blokk 32 i Yemen.

Note 3 Segmentrapportering

| | Oil&Gas UK | Oil&Gas Norge | Oil&Gas International | Total Oil&Gas | Offshore& Services | Konsern |
|------------------------------------|------------------|------------------|--------------------------|------------------|-----------------------|------------------|
| 2002 | | | | | | |
| Driftsinntekter | 333 871 | 477 465 | 778 831 | 1 590 167 | 100 847 | 1 691 014 |
| Driftskostnader | -337 881 | -406 155 | -320 634 | -1 064 670 | -103 243 | -1 167 913 |
| Herav Utforskningskostnader | -994 | -93 962 | -19 197 | -114 153 | - | -114 153 |
| Produksjons- og transportkostnader | -257 780 | -117 359 | -93 474 | -468 613 | -20 963 | -489 576 |
| Avskrivninger 1) | -42 315 | -171 861 | -165 998 | -380 174 | -50 958 | -431 132 |
| Driftsresultat | -4 010 | 71 310 | 458 197 | 525 497 | -2 396 | 523 101 |
| Resultat tilknyttet selskap | - | - | - | - | -191 714 | -191 714 |
| Årsresultat | -34 511 | 22 516 | 133 946 | 121 951 | -198 582 | -76 631 |
| EBITDA 2) | 36 417 | 240 472 | 630 314 | 907 203 | 59 861 | 967 064 |
| Sum eiendeler | 902 785 | 445 318 | 503 210 | 1 851 313 | 190 031 | 2 041 344 |
| Sum gjeld og forpliktelser | 716 677 | 231 210 | 73 337 | 1 021 224 | 118 203 | 1 139 427 |
| Herav rentefri gjeld | 329 483 | 181 981 | 60 661 | 572 125 | 6 192 | 578 317 |
| Investeringer | 66 807 | 191 589 | 204 702 | 463 098 | 18 320 | 481 418 |
| 2001 | | | | | | |
| Driftsinntekter | 483 211 | 352 773 | 246 357 | 1 082 341 | 116 672 | 1 199 013 |
| Driftskostnader | -426 948 | -179 707 | -133 046 | -739 701 | -92 485 | -832 186 |
| Herav Utforskningskostnader | -935 | -9 491 | 708 | -9 718 | - | -9 718 |
| Produksjons- og transportkostnader | -344 256 | -63 035 | -34 949 | -442 240 | -33 950 | -476 190 |
| Avskrivninger 1) | -54 596 | -92 563 | -83 084 | -230 243 | -38 345 | -268 588 |
| Driftsresultat | 56 263 | 173 066 | 113 311 | 342 640 | 24 187 | 366 827 |
| Resultat tilknyttet selskap | - | - | - | - | -33 397 | -33 397 |
| Årsresultat | 67 321 | 37 340 | 49 159 | 153 820 | -19 638 | 134 182 |
| EBITDA 2) | 110 590 | 265 432 | 196 861 | 572 883 | 62 832 | 635 715 |
| Sum eiendeler | 1 157 638 | 660 924 | 280 791 | 2 099 353 | 254 007 | 2 353 360 |
| Sum gjeld og forpliktelser | 804 948 | 401 525 | 42 850 | 1 249 323 | 162 351 | 1 411 674 |
| Herav rentefri gjeld | 411 082 | 319 613 | 13 632 | 744 327 | 16 213 | 760 540 |
| Investeringer | 324 941 | 433 994 | 109 178 | 868 113 | 121 328 | 989 441 |
| 2000 | | | | | | |
| Driftsinntekter | 444 251 | 136 522 | 26 854 | 607 627 | 65 575 | 673 202 |
| Driftskostnader | -355 927 | -60 486 | -56 425 | -472 838 | -79 259 | -552 097 |
| Herav Utforskningskostnader | -1 531 | -13 904 | -7 013 | -22 448 | - | -22 448 |
| Produksjons- og transportkostnader | -266 914 | -24 078 | -3 776 | -294 768 | -44 616 | -339 384 |
| Avskrivninger 1) | -56 251 | -12 483 | -34 484 | -103 218 | -19 538 | -122 756 |
| Driftsresultat | 88 324 | 76 036 | -29 571 | 134 789 | -13 684 | 121 105 |
| Resultat tilknyttet selskap | - | - | - | - | -30 975 | -30 975 |
| Årsresultat | 117 683 | 23 162 | -30 361 | 110 484 | -60 761 | 49 723 |
| EBITDA 2) | 129 552 | 83 832 | 4 004 | 217 388 | 26 400 | 243 788 |
| Sum eiendeler | 1 053 644 | 276 031 | 111 222 | 1 440 897 | 156 047 | 1 596 944 |
| Sum gjeld og forpliktelser | 596 406 | 118 199 | 28 281 | 742 886 | 57 332 | 800 218 |
| Herav rentefri gjeld | 422 493 | 78 815 | 25 390 | 526 698 | 11 211 | 537 909 |
| Investeringer | 244 297 | 88 161 | 94 374 | 426 832 | 47 525 | 554 262 |

1) Inkluderer av-/nedskrivninger, fjernings- og tapsavsetninger

2) Driftsresultat justert for av-/nedskrivninger, amortiseringer samt fjerningsavsetninger

Direkte henførbare poster er fordelt til tilhørende segment. Indirekte, ikke henførbare poster er henført til de geografiske områdene innen segmentet Olje- og Gass etter omsetning. Segmentet International består av selskapets investeringer i Russland (Timan Pechora), Yemen og Irland.

noter

Note 4 Andre driftsinntekter

| | Konsern | | | Morselskap | |
|--------------------------------------|--------------|---------------|------------|------------|------------|
| | 2002 | 2001 | 2000 | 2002 | 2001 |
| Andre driftsinntekter 1) | 5 950 | 802 | 513 | 110 | 162 |
| Gevinst ved salg av lisensandeler 2) | - | 40 564 | - | - | - |
| Sum andre driftsinntekter | 5 950 | 41 366 | 513 | 110 | 162 |

1) Andre driftsinntekter i 2002 vedrører i all hovedsak salg av prosjekttid til eksterne parter.

2) Selskapets 1% lisensandel i Claymore-feltet på Britisk Sokkel ble avhendet til Talisman Oil Trading Ltd i 2001.

Note 5 Utforskningskostnader

| | Konsern | | | Morselskap | |
|---|----------------|--------------|---------------|---------------|----------|
| | 2002 1) | 2001 | 2000 | 2002 | 2001 |
| G&G, seismikk og feltstudier | 21 115 | 9 705 | 8 545 | 8 092 | - |
| Kostnadsføring av aktiverte utforskningskostnader tidligere år | 13 201 | - | - | - | - |
| Kostnadsføring av aktiverte utforskningskostnader inneværende år | 17 671 | - | 13 903 | - | - |
| Nedskrivning av aktiverte lisenskostnader | 51 061 | - | - | - | - |
| Annen utforskningskostnad herunder konsulenttenester og kostnader egen organisasjon | 11 105 | 13 | - | 11 105 | - |
| Sum utforskningskostnader | 114 153 | 9 718 | 22 448 | 19 197 | - |

1) Årets utforskningskostnader knytter seg i all hovedsak til Tyr-prospektet i Lisens 006 C.

Note 6 Produksjons- og transportkostnader

| | Konsern | | | Morselskap | |
|--|----------------|----------------|----------------|---------------|----------------|
| | 2002 | 2001 | 2000 | 2002 | 2001 |
| Produksjonskostnader 1) | 432 037 | 435 332 | 294 768 | 60 705 | 45 124 |
| Transportkostnader | 36 576 | 6 908 | - | 32 769 | - |
| Sum produksjons- og transportkostnader Olje og Gass | 468 613 | 442 240 | 294 768 | 93 474 | -45 124 |
| Driftskostnader Offshore & Services | 20 963 | 33 950 | 44 616 | - | - |
| Sum produksjons- og transportkostnader | 489 576 | 476 190 | 339 384 | 93 474 | 45 124 |

1) Produksjonskostnader består av kostnader knyttet til utvinning av olje og gass, herunder drift og vedlikehold av plattformer og installasjoner, brønnintervensjon- og workover-aktiviteter, forsikringer, CO₂-avgifter og produksjonsavhengige avgifter til staten (royalty).

Note 7 Nedskrivninger, amortiseringer og tapsavsetninger

| | Konsern | | | Morselskap | |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2002 | 2001 | 2000 | 2002 | 2001 |
| Amortisering og nedskrivning 1) | 63 500 | 21 500 | 26 142 | 63 500 | 21 500 |
| Andre tapsavsetninger | - | - | 2 676 | - | - |
| Sum nedskrivninger, amortiseringer og tapsavsetninger | 63 500 | 21 500 | 28 818 | 63 500 | 21 500 |

1) DNO har i løpet av 4. kvartal 2002 nedskrevet selskapets russiske prosjekt (Timan Pechora) i sin helhet med TNOK 41 900. Dette kommer i tillegg til ordinær amortisering på TNOK 21 600. Bakgrunnen for at investeringen nedskrives er at det er betydelig usikkerhet knyttet til estimering av fremtidige kontantstrømmer fra prosjektet. DNO vil fortsatt ha fokus på prosjektet med formål å realisere potensielle verdier.

Note 8 Opplysninger om godtgjørelser, sluttvederlag, lønn, aksjer, opsjoner og pensjoner

| | Konsern | | | Morselskap | |
|--|---------------|---------------|---------------|--------------|---------------|
| | 2002 | 2001 | 2000 | 2002 | 2001 |
| Lønnskostnader | | | | | |
| Lønnskostnader, bonus mv. | 82 055 | 80 509 | 58 802 | 6 670 | 18 143 |
| Arbeidsgiveravgift | 9 800 | 9 803 | 7 754 | 1 736 | 2 195 |
| Pensjonskostnader | 2 817 | 1 241 | 564 | -244 | 332 |
| Andre personalkostnader | 4 870 | 3 388 | 1 155 | 816 | 2 141 |
| Reklassifisering lønn og lønnsrelaterte ytelser til utforskning og produksjon 1) | -64 019 | -67 801 | -47 938 | - | -12 674 |
| Lønn og lønnsrelaterte ytelser | 35 523 | 27 140 | 20 337 | 8 978 | 10 137 |
| Gjennomsnittlig antall ansatte | 127 | 121 | 105 | 6 | 17 |

Endring i antall ansatte i morselskap fra 2001 til 2002 skyldes at 13 ansatte ble overført fra morselskapet til Det Norske Oljeselskap AS.

1) Lønnskostnader knyttet til deltagelse i lisenser

Lønnskostnader knyttet til deltagelse i lisenser hvor DNO ikke er operatør, er i resultatregnskapet klassifisert som utforsknings- og produksjonskostnader.

Pensjoner

DNO etablerte i 2001 en tilskuddsbasert pensjonsordning for ansatte i morselskapet. Ordningen er også etablert for ansatte i Det Norske Oljeselskap AS i forbindelse med overføring av ansatte fra morselskapet. I 2002 er det kostnadsført totalt TNOK 1 346 mot TNOK 534 i 2001 knyttet til ordningen. Selskapets forpliktelser begrenser seg til de årlige tilskudd. Konsernet har en kollektiv pensjonsordning for ansatte i IOT AS. Netto pensjonsmidler utgjorde TNOK 1 361 per 31.12.2002 og TNOK 1 361 per 31.12.2001, og er klassifisert som andre langsiktige fordringer. Også i UK foreligger det en tilskuddsordning hvor det i 2002 er innbetalt TNOK 1 400 til ordningen.

Godtgjørelse til styret og ledende ansatte

Godtgjørelse til styrets medlemmer utgjorde TNOK 525 for hvert av årene 2002 og 2001.

Selskapet har i 2002 sagt opp avtalene vedrørende sluttvederlag til styrets formann og to av styremedlemmene. De to styremedlemmene har akseptert de endrede avtalevilkår, mens tidligere styreformann har stevnet selskapet med krav om gjennomføring av opprinnelig avtale. Kravet er i størrelsesorden TNOK 8 000. Utbetalinger til de to øvrige styremedlemmene etter de endrede avtalevilkår utgjør samlet TNOK 5 100 (konsulenthonorar).

Lønn og styrehonorar til konsernsjef i 2002 utgjorde TNOK 372 (TNOK 600 i 2001) og konsulenthonorar til IOR Ltd for innleie av konsernsjef utgjorde TNOK 3 006 i 2002 (TNOK 1 031 i 2001). Avtalen med IOR Ltd om innleie av konsernsjef kan sies opp med tre måneders varsel. Konsernsjefen har ikke avtale om sluttvederlag. Se forøvrig note 23.

noter

Konsernsjefens samlede lønn og styrehonorar for perioden 96-juli 2001 utgjorde totalt TNOK 2 820. For samme periode har tidligere styreformann mottatt styre- og konsulenthonorarer i størrelsesorden TNOK 7 330.

Lønn, bonus og annen godtgjørelse til administrerende direktør utgjorde TNOK 2 095 i 2002 og TNOK 2 097 i 2001. Godtgjørelsen i 2002 består av lønn og bonus TNOK 1 811, styrehonorar TNOK 100, pensjonstilskudd TNOK 36 og andre ytelser TNOK 148. Administrerende direktør har ved fratreden rett til et sluttvederlag tilsvarende 2-3 ganger årsgodtgjørelse, avhengig av omstendighetene.

Det foreligger ikke lån eller garantistillelser til ledende ansatte, aksjonærer eller styremedlemmer.

Som ledende ansatte utover konsernsjef og administrerende direktør, regnes daglig leder UK, leder International, daglig leder Det Norske Oljeselskap AS, daglig leder IOT AS og finansdirektør.

Daglig leder av datterselskapet IOT AS har resultatavhengig bonus.

Ytterligere fire ledende ansatte har avtaler om sluttvederlag (1-2 års lønn).

Aksjer og opsjoner til styret og ledende ansatte per 31.12.02.

| Styret og ledende ansatte | Antall aksjer | Antall opsjoner |
|---|------------------|------------------|
| Selskaper kontrollert av konsernsjef Berge G. Larsen | 9 369 790 | - |
| Anders Farestveit, viseformann | - | 112 500 |
| Helge Eide, administrerende direktør og styremedlem | 100 000 | 225 000 |
| Farouk Al-Kasim, styremedlem | - | 112 500 |
| Haakon Sandborg, finansdirektør | - | 100 000 |
| Torstein Sannes, daglig leder i Det Norske Oljeselskap AS | 166 | 225 000 |
| Magne Norman, daglig leder i DNO International | 75 000 | - |
| Stewart Watson, daglig leder DNO Britain Ltd. | - | - |
| Andre | - | 705 000 |
| Sum antall aksjer/opsjoner | 9 544 956 | 1 480 000 |

Samlet er det utstedt 1 480 000 opsjoner med en gjennomsnittlig utøvelseskurs på NOK 20,6 (i intervallet 20,4 til 21,5). Samtlige opsjoner utløper innen avholdelse av ordinær generalforsamling 2003.

| Revisors godtgjørelse | Konsern | | | Morselskap | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2002 | 2001 | 2000 | 2002 | 2001 |
| Eks. mva | | | | | |
| Revisjonshonorar | 1 744 | 1 724 | 1 095 | 700 | 600 |
| Revisjonstjenester knyttet til regnskaper iht IFRS/USGAAP samt fisjonsprospekt | 1 149 | 418 | 924 | 1 149 | 418 |
| Annen finansiell revisjon (royalty rapportering UK) | 160 | 156 | 146 | | |
| Sum revisjon | 3 053 | 2 298 | 2 165 | 1 849 | 1 018 |
| Annen rådgivning og bistand | 1 052 | 910 | 878 | 829 | 298 |
| Sum godtgjørelse til revisor | 4 105 | 3 208 | 3 043 | 2 678 | 1 316 |

Note 9 Resultat per aksje

Resultat per aksje er basert på tidsveiet, gjennomsnittlig utestående antall aksjer. Utvannet resultat per aksje hensyntar utestående opsjoner og konvertible lån. Egne aksjer inngår ikke i beregningene. Resultat per aksje er beregnet ved å dividere konsernresultatet på tidsvektet antall utestående ordinære aksjer (51 102 747).

Der er ingen instrumenter som gir utvanningseffekt for 2002 (se note 8). Følgelig er utvannet resultat per aksje for 2002 lik det ordinære resultatet per aksje.

noter

Note 10 Netto andre finansposter

| | Konsern | | | Morselskap | |
|---|----------------|----------------|--------------|--------------|---------------|
| | 2002 | 2001 | 2000 | 2002 | 2001 |
| Renteinntekter | 12 757 | 40 748 | 19 582 | 10 177 | 19 427 |
| Renteinntekter innen konsernet | - | - | - | 57 802 | 33 879 |
| Mottatt utbytte | - | - | - | 34 000 | - |
| Andre finansinntekter 1) | 54 685 | 1 780 | - | 55 316 | 703 |
| Rentekostnader | -56 959 | -55 528 | -17 243 | -48 426 | -47 345 |
| Rentekostnader innen konsernet | - | - | - | -942 | -1 705 |
| Aktiverte rentekostnader | 557 | 11 471 | 12 262 | 557 | 8 247 |
| Netto gevinst (tap) på salg av verdipapirer | 2 193 | -2 180 | -22 508 | 2 193 | -2 180 |
| Netto gevinst (tap) på valuta (agio/disagio) 2) | -35 054 | 7 373 | 24 963 | -84 773 | -2 792 |
| Andre finanskostnader, inklusive valuta- og oljeprissikring | -5 261 | -29 299 | -13 000 | -18 053 | -24 026 |
| Tapsførte renter og avsetning til tap på utlån til PDR ASA | -16 835 | - | - | -16 835 | - |
| Mottatt konsernbidrag | - | - | - | 18 000 | 28 914 |
| Netto andre finansposter | -43 917 | -25 635 | 4 056 | 9 016 | 13 122 |

1) Andre finansinntekter består hovedsakelig av gevinst ved realisasjon av terminkontrakter og rente- og valutawapper.

2) Posten disagio i 2002 er i all hovedsak urealisert.

Note 11 Skattekostnad

| | Konsern | | | Morselskap | |
|--|-----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|
| | 2002 | 2001 | 2000 | 2002 | 2001 |
| Betalbar skatt | -120 633 | -67 142 | -10 892 | -164 | -53 |
| Endring utsatt skatt | 73 803 | -36 304 | -26 211 | - | 38 096 |
| Skatt på konsernbidrag | - | - | - | -5 040 | -8 096 |
| Olje avgitt til myndighetene etter produksjonsdelingsavtaler (Yemen) | -317 271 | -70 167 | -7 360 | -317 271 | -70 167 |
| Skattekostnad | -364 101 | -173 613 | -44 463 | -322 475 | -40 220 |

Effektive skattesatser

| | Konsern | | | Morselskap | |
|---|----------------|----------------|---------------|----------------|---------------|
| | 2002 | 2001 | 2000 | 2002 | 2001 |
| Resultat før skattekostnad | 287 470 | 307 795 | 94 112 | 265 311 | 83 198 |
| Forventet skatt etter nominell skattesats (28%) | 80 492 | 86 183 | 31 671 | 74 287 | 23 295 |
| Forventet petroleumsskatt | 39 877 | 87 011 | 29 196 | - | - |
| Effekt av opptjent friinntekt | -22 951 | -13 463 | -1 285 | - | - |
| Olje avgitt til myndighetene etter produksjonsdelingsavtaler (Yemen) utover 28% | 159 553 | 29 698 | - | 159 553 | 29 698 |
| Endring tidligere år | 4 516 | 776 | -538 | - | - |
| Endring ikke regnskapsført skattefordel | 37 580 | -65 135 | - | 37 580 | -38 113 |
| Andre poster | 65 035 | 48 543 | -14 581 | 51 055 | 25 340 |
| Sum skattekostnad (-inntekt) | 364 101 | 173 613 | 44 463 | 322 475 | 40 220 |
| Effektiv skattesats (inkl. endring utsatt skatt) | 127% | 56% | 47% | 122% | 48% |

noter

Skatteeffekten av midlertidige forskjeller og fremførbare underskudd utgjør:

| | Konsern | | Morselskap | |
|---|-----------------|----------------|-----------------|-----------------|
| | 2002 | 2001 | 2002 | 2001 |
| Andre kortsiktige poster | 944 | -19 700 | - | - |
| Varige driftsmidler | 85 496 | 184 913 | -37 956 | -20 160 |
| Friinntekt | -19 933 | -10 112 | - | - |
| Andre langsiktige poster (fordringer-fjerning etc.) | -169 372 | -144 687 | -89 645 | -64 960 |
| Fremførbare underskudd og "cost oil" til fremføring | -12 726 | -22 861 | -9 745 | -19 880 |
| Sum grunnlag utsatt skatt/(skattefordel) | -115 591 | -12 447 | -137 346 | -105 000 |
| Nedvurdering av skattefordel | 99 576 | 62 190 | 57 386 | 20 000 |
| Sum utsatt skatt | -16 015 | 49 743 | -79 960 | -85 000 |
| Balanseført utsatt skattefordel | 86 141 | 85 869 | 79 960 | 85 000 |
| Balanseført utsatt skattegjeld | 70 126 | 135 612 | - | - |

Skattesatser gjeldende per 31.12.2002 er lagt til grunn ved beregning av utsatt skatt. Skattesatsene er 78% for petroleumsrelatert virksomhet på norsk sokkel, inklusive 50% særskatt, og 28% for øvrige inntekter og kostnader i Norge.

Ved investering på norsk sokkel opptjenes friinntekt som en prosentandel (30%) av samlede investeringer. Friinntekten kan fratrekkes særskattepliktig inntekt lineært over en seksårsperiode fra investeringstidspunktet. Selskapet har opparbeidet seg en fremtidig friinntekt på TNOK 19 933. Ubenyttet friinntekt fra tidligere perioder kan føres til fradrag i senere år ved utligning av særskatt uten tidsbegrensning. Selskapet hadde ikke ubenyttet friinntekt til fremføring per 31.12.02. Samlet friinntekt utgjør dermed TNOK 19 933. Regnskapsmessig hensyntar selskapet fordelene ved friinntektsfradraget i opptjeningsåret.

Balanseført utsatt skattefordel henfører seg til aktiviteter skattepliktige til Norge. Utsatt skattefordel knyttet til virksomheten i UK er ikke balanseført.

Fremførbare underskudd relatert til virksomhet i Norge utløper i perioden 2005-2010.

Inntektsskatt i Yemen betales på basis av produksjonsdelingsavtaler i form av avgivelse av olje til myndighetene, herunder kompensasjon for investeringer og kostnader dekket på vegne av myndighetene. I konsernregnskapet er dette klassifisert som skattekostnad, da grunnlaget er å anse som et netto resultatbegrep. Ulike "bonuser" og "royalties" til myndighetene er klassifisert som produksjonskostnader. Skattebelastningen i Yemen øker vesentlig når selskapet har nådd maksimum "cost oil" og dermed fått tilbakebetalt andel av investeringer foretatt på vegne av myndighetene.

På blokk 53 har selskapet i 2002 nådd maksimum "cost oil". For blokk 32 forventes maksimum "cost oil" nådd i løpet av 1. halvår 2003. I Norge kreves kreditfradrag for skatt betalt i Yemen.

noter

Note 12 Olje og gass, andre driftsmidler og goodwill

| | Utforsknings- kostnader | Lisens- kostnader | Oil & Gas Felt under utbygging | Felt i produksjon | Annet Andre varige driftsmidler 2) | Sum varige driftsmidler | Goodwill 3) |
|--|----------------------------|----------------------|--------------------------------------|----------------------|--|----------------------------|----------------|
| DNO - konsern | | | | | | | |
| Anskaffelseskost 1.1.2002 | 257 364 | 87 709 | 12 677 | 1 571 244 | 291 524 | 2 220 518 | 79 905 |
| Tilgang i år | 66 382 | 13 059 | 57 492 | 320 425 | 24 060 | 499 089 | - |
| Avgang i år | - | - | - | -35 902 | -13 525 | -49 427 | - |
| Overføringer | - | 4 430 | -12 677 | 8 247 | - | - | - |
| Anskaffelseskost 31.12.2002 | 323 746 | 105 198 | 57 492 | 1 864 014 | 302 059 | 2 670 180 | 79 905 |
| Akk. avskr. 1.1.2001 | - | - | - | -751 488 | -97 319 | -848 807 | -15 982 |
| Avskrivninger i år | - | - | - | -302 420 | -41 167 | -343 587 | -7 991 |
| Nedskrivninger 1) | -30 872 | -51 531 | - | - | -63 500 | -145 903 | - |
| Avgang og overføringer i år | - | - | - | 35 902 | 11 666 | 47 568 | - |
| Akk. av- og nedskrivninger 31.12.2002 | -30 872 | -51 531 | - | -1 018 006 | -190 320 | -1 290 729 | -23 973 |
| Regnskapsført verdi 31.12.2002 | 310 545 | 53 667 | 57 492 | 846 008 | 111 739 | 1 379 451 | 55 932 |
| Regnskapsført verdi 31.12.01 | 257 364 | 87 709 | 12 677 | 819 756 | 194 205 | 1 371 711 | 63 923 |

1) Kostnadsføring av tørre brønner inneværende og tidligere år og nedskrivning av lisenskostnader klassifiseres som utforskningskostnader, se note 5.

2) Inkluderer balanseført verdi av finansielle leieavtaler med TNOK 42 700.

3) Balanseført goodwill relaterer seg til merverdier ved kjøp av IOT AS, og avskrives lineært med 10%. 10 år er forventet økonomisk levetid basert på en konservativ vurdering.

Beregninger foretatt per 31.12.02 tilsier at det er merverdier knyttet til investeringen i IOT AS og at nedskrivning av konsernets regnskapsførte goodwill ikke er påkrevet.

| | Utforsknings- kostnader | Lisens- kostnader | Oil & Gas Felt under utbygging | Felt i produksjon | Annet Andre varige driftsmidler | Sum varige driftsmidler |
|--|----------------------------|----------------------|--------------------------------------|----------------------|---------------------------------------|----------------------------|
| Morselskapet | | | | | | |
| Anskaffelseskost 1.1.2001 | - | - | 12 677 | 679 090 | 126 612 | 707 237 |
| Tilgang i år | 1 706 | 13 059 | - | 127 645 | 10 867 | 153 277 |
| Avgang i år | - | - | - | - | -10 316 | -10 316 |
| Overføringer | - | 4 430 | -12 677 | 8 247 | - | - |
| Anskaffelseskost 31.12.2002 | 1 706 | 17 489 | - | 814 982 | 16 021 | 850 198 |
| Akk. avskr. 1.1.2001 | - | - | - | -467 493 | -11 471 | -478 964 |
| Avskrivninger i år | - | - | - | -103 273 | -1 317 | -104 590 |
| Nedskrivninger | - | - | - | - | -63 500 | -63 500 |
| Avgang og overføringer i år | - | - | - | - | 10 315 | 10 315 |
| Akk. av- og nedskrivninger 31.12.2002 | - | - | - | -570 766 | -113 615 | -684 381 |
| Regnskapsført verdi 31.12.2002 | 1 706 | 17 489 | - | 244 216 | 13 548 | 276 959 |
| Regnskapsført verdi 31.12.01 | - | - | 12 677 | 211 597 | 67 499 | 291 773 |

Note 13 Datterselskaper og tilknyttede selskaper

| | Selskapets forretnings- kontor | Eier- og stemmeandel i prosent | Selskapets aksjekapital i hele 1 000 | Balanseført verdi i 1 000 kroner |
|---|--------------------------------------|--------------------------------------|--|--|
| Datterselskap eiet av Morselskapet | | | | |
| Det Norske Oljeselskap AS | Oslo | 100% | 11 500 NOK | 110 500 |
| Independent Oil Tools AS | Stavanger | 100% | 660 NOK | 108 021 |
| DNO Britain Ltd. | Aberdeen | 100% | 5 008 GBP | 21 849 |
| Island Petroleum Developments Ltd 1) | Isle of Man | 85,5% | 7 602 GBP | 28 398 |
| Sum 2002 | | | | 268 768 |
| Sum 2001 | | | | 240 370 |

1) Selskapet Island Petroleum Development Ltd ble ervervet med regnskapsmessig virkning 31.12.02. Kjøpesummen utgjorde TNOK 28 000 (oppgjør i egne aksjer). Merverdier utover balanseført egenkapital i selskapet på oppkjøpstidspunktet er i sin helhet allokert til merverdi olje- og gassfelt med TNOK 5 000. Resterende 14,5% av aksjene ble i januar 2003 ervervet for ytterligere TNOK 5 000 (oppgjør i egne aksjer). Det knytter seg visse rettigheter til tidligere aksjonærer ved at disse kan få ytterligere oppgjør forutsatt at visse produksjonskriterier nås.

Datterselskaper eiet av andre konsernselskaper

| | | |
|--------------------------------|----------|------|
| DNO Heather Limited | Aberdeen | 100% |
| DNO (Heather Oilfield) Ltd. | Aberdeen | 100% |
| The Norwegian Oil Company Ltd. | London | 100% |
| DNO Limited. | London | 100% |

Morselskapet har en opsjon på erverve aksjene i DNO Production Ltd til regnskapsmessig verdi av egenkapitalen. Dette selskapet yter management-tjenester til DNO Heather Ltd.

| | Selskapets forretnings- kontor | Eier- og stemmeandel i prosent | Selskapets aksjekapital i hele 1 000 | Balanseført verdi i 1 000 31.12.02 | Balanseført verdi i DNO ASA 31.12.02 |
|--|--------------------------------------|--------------------------------------|--|--|--|
| Tilknyttede selskap eiet av DNO ASA | | | | | |
| Petrolia Drilling ASA | Bergen | 23,77% | 230 872 | - | - |
| Sum 2002 | | | | - | - |

Petrolia Drilling har i løpet av desember 2002 gjennomført en konvertering av obligasjonslån og annen gjeld totalt TNOK 208 080 til aksjekapital (kurs 0,50 per aksje). Morselskapet DNO ASA sin andel av denne gjelden var TNOK 35 800, noe som tilførte morselskapet 71,6 millioner nye PDR aksjer. I tillegg ble obligasjoner med pålydende TNOK 10 000 eiet av datterselskapet IOT AS konvertert. Konsernets totale beholdning av aksjer i Petrolia Drilling ASA per 31.12 var 109,8 millioner. Aksjene i Petrolia Drilling ASA er per 31.12.02 nedskrevet i sin helhet i morselskapet. Etter konvertering eier konsernet 23,77% av Petrolia Drilling ASA.

Selskapets 36% eierandel i ClampOn AS ble avhendet i løpet av 2. kvartal 2002.

noter

Anskaffelseskost Petrolia Drilling ASA

| | |
|---------------------------------------|----------------|
| Kostpris per 01.01.2002 | 269 837 |
| Netto tilgang/avgang i 2002 | 607 |
| Anskaffelseskost 31.12.2002 1) | 270 444 |

Regnskapsført verdi Petrolia Drilling ASA

| | |
|--|----------|
| Årets resultatandel | -87 105 |
| Nedskrivninger i år | -104 609 |
| Resultat og nedskrivninger tidligere år | 78 730 |
| Regnskapsført verdi 31.12.2002 2) | - |

1) Anskaffelseskost består av aksjer ervervet ved kontantutlegg og aksjer ervervet ved tinginskudd uten kontantutlegg i forbindelse med salg av rigger og riggandeler.

2) Per 31.12.2002 var børsverdien av Petrolia Drilling ASA TNOK 46 200 (100%) og TNOK 11 000 for DNO sin andel (23,77%).

Konsernets resultatregnskap for 2002 er belastet med andel tilknyttet selskap inklusive nedskrivninger med TNOK 191 700, tapsføring renter samt nedskrivninger knyttet til utlån TNOK 16 800 og etablering av delkrederavsetning lik TNOK 11 700 slik at samlet kostnadsføring utgjør TNOK 220 200. DNO-konsernet leier ut utstyr til PDR ASA. Ved eventuelt mislighold av leieavtalene, vil DNO-konsernet kunne overta utstyret.

Andre investeringer

I posten andre finansielle investeringer og langsiktige fordringer inngår en 19% eierandel i DNO Explorations Scandinavia AS. Aksjekapitalen til DNO Explorations Scandinavia AS er på TNOK 262 og regnskapsført verdi hos morselskapet per 31.12.02 er TNOK 50. Morselskapet eier også en mindre aksjepost i Sterling Energy Plc (tidligere Lepco) regnskapsført til TNOK 3 300.

Note 14 Andre kortsiktige fordringer

| | Konsern | | Morselskap | |
|--|----------------|----------------|---------------|---------------|
| | 2002 | 2001 | 2002 | 2001 |
| Varelager | 9 067 | 10 897 | 1 920 | 3 948 |
| Kundefordringer | 112 710 | 110 066 | 48 308 | 16 219 |
| Underlift, forskuddsbetalinger og opptjent inntekt | 14 753 | 20 693 | 8 005 | 11 034 |
| Andre kortsiktige fordringer | 43 604 | 41 722 | 17 329 | 40 614 |
| Kortsiktige finansielle investeringer | - | 180 | - | 180 |
| Sum andre kortsiktige fordringer | 180 134 | 183 558 | 75 562 | 71 995 |

Note 15 Bundne bankinnskudd

Morselskapet har stillet et bankinnskudd klassifisert som anleggsmiddel som sikkerhet for fjerningsforpliktelser knyttet til Heather-feltet (se note 18 vedrørende sikkerhets- og pantstillelser). Per 31.12.2002 og per 31.12.2001 utgjorde dette henholdsvis TNOK 244 000 og TNOK 178 500. Årets endring skyldes utbetaling av TUSD 15 300 fra UNOCAL knyttet til fremtidig fjerning av Heather-plattformen.

Bundne bankinnskudd for øvrig (inklusive skattetreksmidler) utgjør per 31.12.2002 og per 31.12.2001 henholdsvis TNOK 1 800 og TNOK 3 300.

Note 16 Egenkapital

Egenkapitalbevegelse i konsernet

| | Aksjekapital | Egne aksjer | Innskutt egenkapital, egne aksjer | Overkursfond | Annen innskutt egenkapital | Annen EK | Minoritetsinteresser | Sum |
|-----------------------------------|----------------|---------------|-----------------------------------|----------------|----------------------------|----------------|----------------------|----------------|
| Egenkapital per 01.01.2002 | 206 329 | -3 898 | - | 407 987 | 7 314 | 323 954 | | 941 686 |
| Kjøp egne aksjer | - | -828 | 3 260 | | - | -3 179 | | -747 |
| Emisjoner | 10 400 | | | 23 546 | | | | 33 946 |
| Annet 1) | | | | | | 343 | | 343 |
| Minoritetsinteresser | | | | | | | 3 320 | 3 320 |
| Årets resultat | - | | | - | - | -76 631 | | -76 631 |
| Egenkapital per 31.12.2002 | 216 729 | -4 726 | 3 260 | 431 533 | 7 314 | 244 487 | 3 320 | 901 917 |

Egenkapitalbevegelse i Morselskapet

| | Aksjekapital | Egne aksjer | Innskutt egenkapital, egne aksjer | Overkursfond | Annen innskutt egenkapital | Annen EK | Sum |
|-----------------------------------|----------------|---------------|-----------------------------------|----------------|----------------------------|----------------|----------------|
| Egenkapital per 01.01.2002 | 206 329 | -3 898 | - | 407 987 | 7 314 | 238 893 | 856 625 |
| Kjøp egne aksjer | | -828 | 3 260 | | - | -3 179 | -747 |
| Emisjoner | 10 400 | | | 23 546 | | | 33 946 |
| Annet 1) | | | | | | 482 | -482 |
| Årets resultat | - | - | | - | - | -57 164 | -57 164 |
| Egenkapital per 31.12.2002 | 216 729 | -4 726 | 3 260 | 431 533 | 7 314 | 179 032 | 833 142 |

1) Posten består hovedsakelig av avsatt utbytte for 1999 som er tilbakeført til selskapet i løpet av 2002.

Selskapets styre har fullmakt fra generalforsamlingen til å erverve egne aksjer innenfor aksjelovens rammer. Selskapet har en beholdning på 1 181 382 egne aksjer per 31.12.2002. Selskapets beholdning av egne aksjer er blant annet benyttet som oppgjør i forbindelse med erverv av selskapet Island Petroleum Development Ltd.

Morselskapet kjøpte 13. desember tilbake 400 000 egne aksjer til kurs NOK 15,50. Dato for oppgjør og overtagelse er satt til 18. mars 2003. Morselskapet kjøpte i tillegg 20. desember tilbake 1 050 000 egne aksjer til kurs NOK 14,69 med levering og oppgjør dato 28. mars 2003.

Se for øvrig note 24 vedrørende betingede utfall og hendelser etter balansedagen.

Egenkapital i konsernet siste 5 år

| | 2002 | 2001 | 2000 | 1999 | 1998 |
|-----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Egenkapital 01.01 | 941 686 | 796 728 | 420 770 | 354 782 | 270 273 |
| Aksjekapital | 10 400 | 5 660 | 60 441 | 23 000 | 9 536 |
| Egne aksjer | -828 | -3 838 | - | -233 | - |
| Innskutt egenkapital, egne aksjer | 3 260 | - | - | - | - |
| Overkursfond | 23 546 | 18 106 | 266 479 | 49 851 | 51 384 |
| Annen innskutt egenkapital | - | - | 7 314 | - | - |
| Minoritetsinteresser | 3 320 | | | | |
| Annen egenkapital | -79 467 | 125 030 | 41 723 | -6 630 | 23 589 |
| Egenkapital 31.12 | 901 917 | 941 686 | 796 727 | 420 770 | 354 782 |

noter

Aksjekapitalbevegelse i konsernet siste 5 år

| År | Hendelse | Aksjekapital | | Pålydende (NOK) | Antall Aksjer endring | Balanse |
|-------------|---|---------------|----------------|-----------------|-----------------------|---------------|
| | | Endring | Balanse | | | |
| 1998 | Åpningsbalanse | | 107 692 | 4 | | 26 923 |
| | Emisjon | 9 536 | 117 228 | 4 | 2 384 | 29 307 |
| | Utgående balanse | | 117 228 | 4 | | 29 307 |
| 1999 | Rettet emisjon | 11 600 | 128 828 | 4 | 2 900 | 32 207 |
| | Utøvelse av opsjoner | 3 400 | 132 228 | 4 | 850 | 33 057 |
| | Kjøp oljelisens | 8 000 | 140 228 | 4 | 2 000 | 35 057 |
| | Utgående balanse | | 140 228 | 4 | - | 35 057 |
| 2000 | Kjøp av IOT | 13 800 | 154 028 | 4 | 3 450 | 38 507 |
| | Utøvelse av opsjoner | 600 | 154 628 | 4 | 150 | 38 657 |
| | Rettet emisjon | 33 200 | 187 828 | 4 | 8 300 | 46 957 |
| | Kjøp av oljelisens | 3 241 | 191 069 | 4 | 810 | 47 767 |
| | Konvertering obligasjonslån | 9 600 | 200 669 | 4 | 2 400 | 50 167 |
| | Utgående balanse | | 200 669 | 4 | - | 50 167 |
| 2001 | Utøvelse av opsjoner | 5 420 | 206 089 | 4 | 1 355 | 51 522 |
| | Konvertering obligasjonslån | 240 | 206 329 | 4 | 60 | 51 582 |
| | Utgående balanse | | 206 329 | 4 | - | 51 582 |
| 2002 | Rettet emisjon knyttet til boringer på Broom-feltet | 10 400 | 216 729 | 4 | 2 600 | 54 182 |
| | Utgående balanse | | 216 729 | 4 | - | 54 182 |

På ordinær generalforsamling i 2002 ble det også gitt fullmakt til å forhøye selskapets aksjekapital med inntil TNOK 20 000 ved utstedelse av inntil 5 millioner aksjer pålydende NOK 4,-. Tegningskurs og øvrige tegningsvilkår fastsettes av styret. Fullmakten gjelder i to år fra generalforsamlings-tidspunktet. Per 31. desember 2002 har styret utstedt 2,6 millioner nye aksjer i henhold til denne fullmakten. Fullmakten skal også omfatte kapitalforhøyelse mot innskudd i annet enn penger, herunder i forbindelse med fusjon.

Inntil 2,5 millioner aksjer eller opsjoner kan tildeles selskapets ledende ansatte, prosjektmedarbeidere eller selskaper kontrollert av ovennevnte personer. Per 31. desember 2002 har styret ikke utstedt opsjoner i henhold til denne fullmakten. Generalforsamlingen vedtok også å videreføre inntil 1 705 000 eksisterende opsjoner til ordinær Generalforsamling 2003. Det vises forøvrig til note 8.

Oversikt over selskapets aksjonærer per 31.12.02:

| | Aksjer | Eierandel |
|--|-------------------|----------------|
| Increased Oil Recovery AS * | 6 563 142 | 12,11% |
| Det Stavangerske Dampskipsselskap | 2 000 000 | 3,69% |
| Larsen Oil & Gas AS * | 1 802 148 | 3,33% |
| The Law Debenture Trust | 1 710 000 | 3,16% |
| Unistar Holdings Inc | 1 537 000 | 2,84% |
| Skagen Vekst | 1 399 759 | 2,58% |
| Sletthei AS Leif Inge | 1 371 333 | 2,53% |
| DNO ASA | 1 181 382 | 2,18% |
| KAS Depository Trust Clients Account | 1 045 000 | 1,93% |
| Livius Interiør AS C/O Larsen Oil & Gas AS * | 1 004 500 | 1,85% |
| Vesta Liv AS Aksjer | 884 000 | 1,63% |
| BUS AS | 801 000 | 1,48% |
| Sparebanken Sogn og Fjordane | 603 000 | 1,11% |
| First Nordic Norge | 600 000 | 1,11% |
| Andre aksjonærer | 31 679 933 | 58,47% |
| Sum | 54 182 197 | 100,00% |

Oversikten viser aksjeeiere som eier mer enn 1% av utestående aksjer per 31.12.02.

* Selskaper kontrollert av konsernsjef Berge G. Larsen

Note 17 Garantier og forpliktelser

a) Fjerning av feltinstallasjoner

I følge konsesjonsvilkårene på norsk kontinentalsokkel har selskapet ved produksjonsopphør eller når konsesjon utløper, plikt til å fjerne anleggene på kontinentalsokkelen dersom dette blir besluttet av myndighetene. Eventuelle fjerningskostnader fordeles mellom staten og den enkelte rettighetshaver avhengig av den skatt rettighetshaveren har betalt over anleggenes levetid. Eventuelt kan staten kreve å overta anleggene vederlagsfritt. Avsetningen er foretatt på basis av et antatt fjerningskonsept. Dette konsept er forankret i Petroleumloven av 1985, § 30, Lov av 1996 om fordeling av utgifter til fjerning av innretninger på kontinentalsokkelen samt internasjonale regler og retningslinjer. Følgende forutsetning for fjerningen er normalt lagt til grunn:

- mindre, herunder flytende installasjoner; fjerning i sin helhet.
- store installasjoner; kun delvis fjerning av dekk og utrustning.
- undervannsinstallasjoner og rørledninger; resnses og eventuelt overfylles.
- nedstenging og frakobling av brønner inkluderes i ordinære driftskostnader

På britisk sokkel må rettighetshaverne bære kostnadene for fjerning basert på en fjerningsplan som er godkjent av myndighetene. Avsetning for selskapets andel til slike fjerningskostnader, i henhold til produksjonshetsmetoden, er reflektert i balansen under avsetning for forpliktelser og utgjorde per 31.12.2002 og 31.12.2001 henholdsvis TNOK 258 300 og TNOK 254 000. Oppgjør av fordring på Unocal i forbindelse med ervervet av Heather er i selskapsregnskapet klassifisert som en forskuddsbetalt fjerningsforpliktelse.

Spesifikasjon av årets endring i fjerningsforpliktelser er vist nedenfor:

| Fjerningsforpliktelse | UK | Norge | Konsern |
|---|----------------|---------------|----------------|
| 01.01.2002 | 254 036 | 6 157 | 260 193 |
| Årets avsetning til fremtidig fjerning | 4 283 | 11 232 | 15 515 |
| Fjerningsforpliktelse 31.12.2002 | 258 319 | 17 389 | 275 708 |

Fjerningskostnader for Heather-feltet er anslått til TGBP 67 900 (DNO Heather Ltd andel utgjør 37,5%). Vedrørende Heather-feltet står tidligere lisenspartnere ansvarlige for 62,5% av fjerningsforpliktelsene. I denne forbindelse er det avgitt garantier.

Selskapet har et bundet bankinnskudd (se note 15) på TNOK 244 000 til dekning av de forpliktelser som påhviler DNO-konsernet ved en fremtidig fjerning av Heather-plattformen.

Selskapet har ikke vesentlige forpliktelser knyttet til fjerning i Yemen, da driftsmidlene antas overtatt av myndighetene ved endt produksjon.

b) Kontraktsforpliktelser/lisensforpliktelser til fremtidige investeringer.

Selskapet har gjennom sine eierinteresser i egenopererte og partneropererte olje- og gassfelt følgende forpliktelser:

| Kontrakts- og lisensforpliktelser | 2003 |
|--|----------------|
| Bore- og utforskningsforpliktelser 1) | 181 000 |
| Kontraktsforpliktelser, prosjekter under utbygging 2) | 123 000 |
| Sum kontraktsforpliktelser/lisensforpliktelser til fremtidige investeringer | 304 000 |

1) Inkluderer utforsknings-, produksjons- og injeksjonsbrønner i hhv Norge og Yemen

2) Inkluderer feltutbygging Seven Heads

noter

c) Leasingforpliktelser

Konsernet har følgende operasjonelle leasingforpliktelser, hvorav det vesentligste er gjennom eierinteresser i egenopererte og partneropererte olje- og gassfelt:

| Kalenderår | |
|---|---------------|
| 2003 | 47 115 |
| 2004 | 46 852 |
| 2005 | 1 616 |
| 2006 og videre | - |
| Totale minimum operasjonelle leasingforpliktelser 1) | 95 583 |

1) Operasjonelle leasingforpliktelser vedrører i all hovedsak aktiviteten på Norsk Sokkel og leie av produksjonsskipet Petrojarl på Glitne-feltet.

d) Erstatningsansvar/forsikring

Som andre rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel har selskapet et ubegrenset ansvar for skadeforvoldelse, inkludert forurensning. Selskapet har forsikret sitt pro rata ansvar i norsk og internasjonal sektor på linje med øvrige oljeselskaper. Anleggene og ansvaret er dekket av en driftsforsikringspolise.

e) Rettstvister

DNO har hatt en rettstvist fra 1994/95 med et nederlandsk meglerfirma gjennom sitt tidligere datterselskap Viking Petroleum AS. DNO ble høsten 2000 dømt i Oslo byrett til å betale det nederlandske meglerfirmaet omlag TSEK 12 000 pluss renter. Forlik ble inngått mellom partene i 2002 med endelig oppgjør i 3. kvartal 2002.

Selskapet er stevnet av tidligere styreformann i forbindelse med oppsigelse av etterlønnssavtaler for styremedlemmene. Selskapet har tatt høyde for kravet i regnskapet.

Det foreligger et krav om et mindre introduksjonshonorar mot selskapet knyttet til Blokk 53 fra en ekstern part.

f) Garantier per 31.12.2002

| | |
|--|----------------|
| Morselskapets garantier avgitt på vegne av konsernselskaper til eksterne parter 1) | 505 500 |
| Garantier avgitt av datterselskaper til eksterne parter | - |
| Morselskapets garantier overfor tilknyttede selskaper 2) | - |
| Andre garantier avgitt av morselskapet overfor eksterne parter | 1 000 |
| Sum garantier | 506 500 |

1) Vedrører hovedsaklig garanti avgitt overfor Unocal i forbindelse med fjerningsforpliktelse på Heather-feltet og garanti avgitt i forbindelse med erverv av Thistle-feltet.

2) Det er ikke avgitt garantier overfor det tilknyttede selskapet Petrolia Drilling ASA.

I tilknytning til låneavtaler er det også avgitt selvskyldnergarantier overfor långivere.

Note 18 Langsiktige lån, forfallsstruktur, pantstillelser og lånebetingelser

| Oversikt over langsiktige lån | Valuta | Lånebeløp i | | Forfall | Balanse | Balanse |
|-------------------------------|---------|-------------|---------------|------------|----------------|----------------|
| | | valuta | Rente | | 31.12.02 | 31.12.01 |
| Valutalån | USD | 2 722 | Libor+2% | 28.06.2003 | 18 975 | 49 126 |
| Obligasjonslån | NOK | 325 000 | Nibor+4% | 01.06.2004 | 325 000 | 325 000 |
| Obligasjonslån 1) | NOK | 95 330 | Nibor+3% | 01.06.2004 | 95 330 | 175 000 |
| Flervalutalån | USD/NOK | 10 700 | Nib+2%/Lib+2% | 01.03.2004 | 74 899 | - |
| Netto andre langsiktige lån | NOK | 4 250 | Nibor+1,3% | 01.05.2004 | 4 250 | 11 030 |
| Finansiell leasing 2) | USD | 6 124 | 3,5%-8,5% | 2003-2006 | 42 656 | 90 978 |
| Totalt utestående | | | | | 561 110 | 651 134 |

1) Obligasjonslånet løper til juni 2004, men obligasjonseierne har en opsjon til å kreve lånet innløst i 2. kvartal 2003.

2) Består av flere leasingavtaler med varierende betingelser samt ulike forfallstidspunkt.

Forfallsstruktur (forutsatt ikke erklært opsjoner) på selskapets rentebærende lån:

| År | Konsern | Morselskapet |
|---------------|----------------|----------------|
| 2003 | 77 053 | 62 375 |
| 2004 | 465 445 | 451 830 |
| 2005 | 9 305 | - |
| 2006 | 9 138 | - |
| 2007 | 169 | - |
| Totalt | 561 110 | 514 205 |

| Pantstillelser (bokført verdi på pantstilte eiendeler) | Note | Konsern | Morselskap |
|--|------|----------------|----------------|
| Aksjer | | - | 218 521 |
| Fordringer og varelager | | 44 007 | 1 920 |
| Olje- og gassfelt | | 352 004 | - |
| Andre anleggsmidler | | 106 403 | - |
| Bankinnskudd | | 22 218 | - |
| Sum pantstillelser | | 524 632 | 220 441 |
| Bundne bankinnskudd | 15 | 244 020 | 244 020 |
| Sum | | 768 652 | 464 461 |

Lånebetingelser:

Selskapets låneavtaler inneholder krav til blant annet finansielle forholdstall og restriksjoner vedrørende låneopptak og egenkapitaltransaksjoner. Selskapet oppfyller samtlige krav i låneavtalene per 31. desember 2002.

Videre foreligger sikkerhetsstillelse i kontantstrøm fra driften, krav om forsikring og krav knyttet til prissikring.

Note 19 Kortsiktig gjeld

| | Konsern | | Morselskap | |
|---|----------------|----------------|---------------|---------------|
| | 2002 | 2001 | 2002 | 2001 |
| Betalbar skatt | 62 303 | 39 711 | - | - |
| Leverandørgjeld | 16 738 | 45 854 | 1 220 | 11 259 |
| Skyldige offentlige avgifter | 6 254 | 7 555 | 1 211 | 1 927 |
| Påløpne renter | 4 326 | 4 297 | 4 326 | 4 297 |
| Påløpne kostnader og annen kortsiktig gjeld | 142 862 | 222 539 | 61 603 | 34 544 |
| Sum kortsiktig gjeld | 232 483 | 319 956 | 68 360 | 52 027 |

Påløpne kostnader og annen kortsiktig gjeld er i all vesentlighet knyttet til petroleumsaktiviteten i Norge og i UK. Forpliktelser knyttet til erverv av lisensandeler hvor selskapet har avtalesikret langsiktig bankfinansiering er klassifisert som langsiktige forpliktelser.

Note 20 Finansielle instrumenter og risikostyring

DNO er eksponert for endringer i oljepris knyttet til oljeaktiviteter. Virksomheten medfører også en markedsrisiko knyttet til endring i valutakurser. Risikoeksponeringen er under kontinuerlig oppsikt og selskapet benytter forskjellige finansielle instrumenter for å redusere denne risikoen. Selskapet benytter ikke finansielle instrumenter for spekulasjonsformål.

DNO benytter følgende finansielle instrumenter:

a) Styring og kontroll av valutarisiko

Størsteparten av DNOs inntekter er i US dollar, mens løpende utbetalinger til investeringer og drift normalt betales i norske kroner (NOK) og engelske pund (GBP). En nedgang i verdien av US dollar vil ved konvertering gi et lavere beløp i NOK/GBP. DNO er derfor eksponert for endringer i verdien av US dollar mot NOK og GBP. DNO sikrer seg delvis mot denne risikoen ved å selge USD forward mot NOK og GBP.

b) Terminkontrakter, valutaswaper og valutaopsjoner

Selskapet har en portefølje av valutaterminkontrakter med forfall i perioden januar 2003 til juni 2003. Selskapet har per 31.12.2002 totalt solgt TUSD 26 000 og kjøpt TGBP 10 200 og TNOK 76 200. Netto urealisert gevinst (ikke resultatført) på disse kontraktene utgjør per 31.12.2002 TNOK 6 000.

Det er i 2002 inngått en valuta- og renteswap på TNOK 175 000 av obligasjonslånet fra NOK til USD med forfall i 2004. Urealisert gevinst (ikke resultatført) utgjør per 31.12.02 TNOK 10 400.

c) Styring og kontroll av renterisiko

DNO er eksponert for renteendring på alle lån som er basert på flytende rente, hovedsakelig LIBOR og NIBOR. DNO hadde per 31.12.2002 ikke inngått noen avtaler om renteswapper eller andre renteinstrumenter. Valutaswap beskrevet i punkt b ovenfor innebærer at renter swappes fra Niborbasert til Liborbasert flytende rente.

d) Styring og kontroll av prisrisiko

DNO er eksponert for prisrisiko knyttet til fluktasjoner i råoljeprisene, og benytter råvarederivater for sikringsformål. Det er i 2002 inngått en sikringskontrakt knyttet til oljepris. Kontrakten lyder på salg av totalt 840 000 fat a USD 23 per fat og løper fra desember 2002 til og med november 2003. Per 31.12.02 er der et urealisert tap (ikke resultatført) på TNOK 17 700 ved sammenstilling mot markedsverdi.

noter

e) Kredittrisiko

I avtalene som er inngått for de finansielle instrumentene, er DNO utsatt for kredittrisiko dersom avtalepartene i kontraktene ikke skulle oppfylle sine forpliktelser. I et slikt tilfelle vil risikoen for tap være forskjellen mellom markedsrenten/vekslingskursen og avtalte swaprenter og vekslingkurser. Kredittrisikoen for rente-, valuta- og råoljederivater vil være representert ved markedsverdier ved kontrakter med positiv verdi ved utgangen av hver regnskapsperiode, jfr. Beregnede markedsverdier i oppstillingen nedenfor. Avtalepartene godkjennes internt i henhold til visse kriterier. DNO mener at kredittrisikoen ikke er vesentlig da avtalene er inngått med anerkjente finansinstitusjoner.

f) Markedsverdi på finansielle instrumenter

Markedsverdier av selskapets finansielle instrumenter er blitt beregnet på grunnlag av markedspriser, og verddivurderingen er beskrevet nedenfor. Imidlertid tilrådes forsiktighet ved tolkning av markedsdata til en estimert markedsverdi. Estimaten presentert her vil derfor ikke nødvendigvis være indikative på de beløp selskapet ville kunne oppnå ved realisasjon.

g) Risiko knyttet til andre poster

DNO har per 31.12.02 en 23,77% eierandel i Petrolia Drilling ASA, et selskap notert på Oslo Børs. DNO har i løpet av 2002 nedskrevet investeringen i sin helhet slik at det er ingen kursrisiko knyttet til denne. Se også note 13 og 24.

Beregnet markedsverdi på finansielle instrumenter per 31.12.

| | 2002 | | 2001 | |
|---|-------------------|--------------|-------------------|--------------|
| | Balanseført verdi | Markedsverdi | Balanseført verdi | Markedsverdi |
| Finansielle eiendeler: | | | | |
| Kontanter og kontantekvivalenter | 83 768 | 83 768 | 163 687 | 163 687 |
| Finansielle forpliktelser: | | | | |
| Langsiktige rentebærende lån, inklusive 1. års avdrag | 561 110 | 561 110 | 651 134 | 651 134 |
| Instrumenter benyttet til styring av valutarisiko: | | | | |
| Eiendeler | - | 16 430 | - | -6 220 |
| Forpliktelser | | | | |
| Instrumenter benyttet til styring av råoljepriser: | | | | |
| Eiendeler | - | -17 690 | - | - |
| Forpliktelser | | | | |

De følgende metoder og forutsetninger er benyttet for å beregne markedsverdi for finansielle instrumenter:

Kontanter og kontantekvivalenter

Regnskapsført verdi gir et rimelig anslag på markedsverdiene på grunn av den korte løpetiden for disse instrumentene.

Langsiktige lån

For banklån med flytende rente er markedsverdi satt lik regnskapsført verdi.

Valutaopsjoner/råvarederivater

Markedsverdien av finansielle instrumenter som ikke er børsnoterte er basert på markedskvoteringer og beregninger med grunnlag i gjeldende markedskurser på balansedagen.

Note 21 Sikre og sannsynlige reserver av olje og gass (urevidert)

Tabellen nedenfor viser DNOs beregnede sikre og sannsynlige reserver av olje og gass og endringene i disse for årene 2002, 2001 og 2000. I tillegg viser tabellen sikre og sannsynlige utviklede reserver av olje og gass for samme periode. Selskapet benytter sikre og sannsynlige utviklede reserver som grunnlag for beregning av avskrivninger og avsetning til fjerningsforpliktelser etter produksjonensmetoden (felt i produksjon).

Reservene er basert på selskapets beregninger for felt hvor DNO er operatør, og basert på uavhengige beregninger for felt, hvor DNO er lisensdeltager. Sikre og sannsynlige utviklede reserver representerer beregnede volum av olje, gass og NGL som, basert på geologiske og tekniske data, med rimelig grad av sikkerhet kan utvinnes i fremtiden fra kjente reservoarer under gjeldende økonomiske og driftstekniske forhold.

På grunn av iboende usikkerhet og begrensninger knyttet til reservedata, vil reserveestimatene endres over tid etterhvert som ny informasjon blir tilgjengelig.

Sikre og sannsynlige reserver

| | NORGE | | UK | | INT | | KONSERN | |
|---|-------------------|----------------------|-------------------|----------------------|-------------------|----------------------|-------------------|----------------------|
| | Olje mill. fat | Gass 1) mill. fat | Olje mill. fat | Gass 1) mill. fat | Olje mill. fat | Gass 1) mill. fat | Olje mill. fat | Gass 1) mill. fat |
| Sum sikre og sannsynlige reserver per 31.12.1999 | - | - | 34,0 | - | - | - | 34,0 | - |
| Revisjon av tidligere anslag | - | - | 19,9 | - | - | - | 19,9 | - |
| Utvidelser og funn | - | - | 1,0 | - | 9,6 | - | 10,6 | - |
| Erverv og salg av reserver | 2,4 | - | - | - | - | - | 2,4 | - |
| Produksjon 2000 | -0,6 | - | -1,8 | - | -0,2 | - | -2,6 | - |
| Sum sikre og sannsynlige reserver per 31.12.2000 | 1,8 | - | 53,1 | - | 9,4 | - | 64,3 | - |
| Revisjon av tidligere anslag | -0,3 | - | 2,6 | - | 1,4 | - | 3,7 | - |
| Utvidelser og funn | 3,3 | 6,4 | 8,1 | - | - | - | 11,4 | 6,4 |
| Erverv og salg av reserver | 5,4 | 0,1 | -1,0 | - | - | - | 4,4 | 0,1 |
| Produksjon 2001 | -1,6 | - | -2,0 | - | -1,2 | - | -4,8 | - |
| Sum sikre og sannsynlige reserver per 31.12.2001 | 8,6 | 6,5 | 60,8 | - | 9,6 | - | 79,0 | 6,5 |
| Revisjon av tidligere anslag 2) | 7,1 | 6,6 | 7,0 | - | 7,7 | - | 21,8 | 6,6 |
| Utvidelser og funn | - | - | 8,8 | - | - | - | 8,8 | - |
| Erverv og salg av reserver 3) | 4,2 | - | - | - | - | 6,6 | 4,2 | 6,6 |
| Produksjon 2002 | -2,5 | - | -1,7 | - | -3,9 | - | -8,2 | - |
| Sum sikre og sannsynlige reserver per 31.12.2002 | 17,4 | 13,1 | 74,9 | 6,6 | 13,4 | - | 105,7 | 19,7 |

Herav sikre og sannsynlige utviklede reserver inkludert ovenfor:

| | | | | | | | | |
|---------------------|------------|------------|-------------|---|-------------|---|-------------|------------|
| Per 31.12.99 | - | - | 10,1 | - | - | - | 10,1 | - |
| Per 31.12.00 | 1,8 | - | 10,7 | - | 6,3 | - | 18,8 | - |
| Per 31.12.01 | 5,3 | 0,1 | 11,7 | - | 5,9 | - | 22,9 | 0,1 |
| Per 31.12.02 | 7,4 | 0,1 | 11,1 | - | 11,1 | - | 29,6 | 0,1 |

1) Gass gitt i fat olje ekvivalenter

2) Revisjon i 2002 av PL 203 lisensen er operatørens P50 reserve estimat.

3) Inkluderer tilgang 20 millioner fat i fbm erverv av Thistle samt avgang 20 millioner fat knyttet til "farm-out" avtale Broom.

Note 22 Helse, miljø og sikkerhet

Virksomheten har foregått innenfor de krav som myndighetene stiller med hensyn til belastning av det ytre miljø.

Det har ikke forekommet alvorlige skader eller ulykker i 2002.

Note 23 Transaksjoner med nærstående parter, relaterte parter og nettverksselskap

Alle transaksjoner, kontrakter og forretningsforhold med nærstående, relaterte parter og nettverksaktører, baseres på markedsmessige vilkår.

DNO Britain Ltd har i løpet av 2002 leiet inn fra to til tre konsulenter fra Increased Oil Recovery Ltd. I tillegg har DNO Britain Ltd leiet ut et mindre kontorlokale til Increased Oil Recovery Ltd.

Det foreligger leasingavtaler mellom konsernselskaper, hvor også morselskapet er part, samt leasingavtaler mellom datterselskapet IOT AS og det tilknyttede selskap PDR ASA.

I henhold til nåværende avtale får Larsen Oil & Gas AS dekket faktiske administrative kostnader, herunder kostnader knyttet til kontorlokaler i Bergen, kostnader til IKT, kostnader til reiser og sekretærtjenester. Det er etter denne avtalen kostnadsført hhv TNOK 1 906 i 2002, TNOK 1 800 i 2001 og TNOK 1 475 i 2000.

For å etablere en sterkere kontakt med det internasjonale olje- og finansieringsmiljøet, har selskapet i løpet av 2001 opprettet et kontor i London. I den forbindelse ble morselskapets avtale med konsernsjef endret. Tjenestene leies nå inn fra selskapet Increased Oil Recovery Ltd til omforenet dagsrate. Se for øvrig note 8.

Vedrørende godtgjørelse til tillitsmenn og ledende ansatte, herunder opsjoner og etterlønsavtaler, vises det til note 8.

Per 31.12.2002 har morselskapet DNO ASA, etter nedskrivninger og konvertering av gjeld til aksjer, fordringer på det tilknyttede selskap PDR ASA på TNOK 24 200, hvorav TNOK 21 900 er oppgjort i 2003. Tilsvarende fordringer på konsernnivå etter nedskrivning og konvertering utgjør TNOK 36 200.

For perioden 1996-2002 har DNO utbetalt i samlede sponsormidler TNOK 2 320, hvorav TNOK 1 660 er utbetalt til fotballklubben Hartlepool hvor konsernsjef har en indirekte eierandel på 32%. Sponsingen av Hartlepool har sin bakgrunn i profilering av selskapet i Storbritannia og hatt stor betydning for den posisjonen selskapet har oppnådd som operatør for to produserende felt i UK.

Note 24 Usikre forpliktelser og hendelser etter balansedagen

I forbindelse med avtaleverket med den russiske partneren knyttet til Timan Pechora prosjektet, herunder akisjonæravtalen knyttet til DNO Explorations Scandinavia AS, kan hver av partenes eierandel i DNO Explorations Scandinavia AS endres, således at DNO-konsernet igjen kan bli hovedaksjonær i selskapet, eventuelt at aksjeinnehavet avhendes. DNO har i forbindelse med avtaleverket utstedt visse garantier.

DNO har i 2003 overtatt resterende 14,5% av Island Petroleum Development (IPD) Ltd.

Gassprosjektet Seven Heads er i 2003 blitt godkjent av irske myndigheter. DNO deltar med 12,5% i prosjektet gjennom sitt heleide datterselskap Island Petroleum Development (IPD) Ltd. Operatøren på feltet (Ramco) eier de resterende 87,5% i prosjektet.

For ervervene av IPD og Thistle, er det i avtalene klausuler som gjør at DNO under visse omstendigheter kan levere tilbake de ervervede eiendeler til kostpris.

Heather-satelittene har i 2003 fått formell feltstatus og vil for fremtiden bli betraktet som ett felt under navnet "Broom".

I 2003 har datterselskapet Det Norske Oljeselskap AS sammen med Marathon og ConocoPhillips ervervet andeler i PL 088B og PL 036C fra TotalFinaElf. Etter planen vil det i løpet av 2003 bli boret 3 brønner i PL 203/PL 088B for å verifisere og øke reservene i området. Plan for utbygging og drift (PUD) forventes å foreligge i løpet av året. DNO overtar 15% i PL 088B og 6,8% i PL 036C. Avtalen forutsetter myndighetsgodkjenning for selve overdragelsene samt utskilling fra eksisterende lisenser i hhv PL 088 og PL 036.

Datterselskapet Det Norske Oljeselskap AS har overtatt BP's 20% andel i lisens PL 167. Overtagelsen er i 2003 godkjent av norske myndigheter. Statoil er operatør med 80% interesse i lisensen. Det planlegges boring av en brønn på dette prospektet i 2003.

Datterselskapet Det Norske Oljeselskap AS er i 2003 blitt godkjent som operatør for lisens PL 148 og PL 006C. DNO sitter med 100% eierskap i begge lisensene og vil i løpet av 2003 revurdere det kommersielle potensialet i lisensene, herunder vurdere ulike utbyggingsløsninger. Da arbeidet i all hovedsak vil bestå av ulike studier og analyser av seismiske data, vil kostnadene forbundet med dette arbeidet være av begrenset karakter.

DNO har engasjert investeringsbanken Lehman Brothers til å foreta en strategisk gjennomgang av den fremtidige utviklingen av selskapet. Formålet med gjennomgangen er å optimalisere lisensporteføljen for å sikre fremtidig lønnsom vekst og verdiskapning.

DNO har i 2003 mottatt TNOK 21 900 i oppgjør fra Petrolia Drilling ASA i forbindelse med lån ytet høsten 2002.

Det er i 2003 inngått en sikringskontrakt knyttet til oljepris. Kontrakten lyder på 75 000 fat per måned (600 000 fat totalt) for perioden juli 2003 til februar 2004. Avtalt pris per fat utgjør USD 26,10 per fat. Avtalen sikrer selskapet en fast oljepris på 26,10 USD per fat for det angitte volum.

DNO har i 2003 fortsatt å erverve egne aksjer iht fullmakt fra generalforsamlingen i 2002. I mars 2003 solgte DNO 2 millioner aksjer til kurs 14. Samtidig ble det kjøpt en kjøpsopsjon på 2 millioner aksjer med strike kr. 7 og opsjonspremie på kr. 7,43 per aksje og utstedt en salgsoption med strike kr. 7 per aksje for samme antall aksjer. DNO mottok for dette kr. 0,10 per aksje i opsjonspremie. Opsjonene har forfall 23. juni 2003.

revisors beretning



■ Statsautoriserte revisorer

Ernst & Young AS
Drønningsveien 16/5
Postboks 228 Skøyen
N-0213 Oslo

Medlemmer av Den norske Revisorforening

■ Foretaksregister:
NO 584 328 745 MVA
Tel. +47 22 92 00 00
Fax. +47 22 92 09 00
www.ey.no

Til generalforsamlingen i
DNO ASA

Revisjonsberetning for 2002

Vi har revidert årsregnskapet for DNO ASA for regnskapsåret 2002, som viser et underskudd på kr 57.164.000 for morselskapet og et underskudd på kr 76.631.000 for konsernet. Vi har også revidert opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til dekning av underskuddet. Årsregnskapet består av resultatregnskap, balanse, kontantstrømpstilling, noteopplysninger og konsernregnskap. Årsregnskapet og årsberetningen er avgitt av selskapets styre og administrerende direktør. Vår oppgave er å uttale oss om årsregnskapet og øvrige forhold i henhold til revisorlovens krav.

Vi har utført revisjonen i samsvar med revisorloven og god revisjonsskikk i Norge. God revisjonsskikk krever at vi planlegger og utfører revisjonen for å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon. Revisjon omfatter kontroll av utvalgte deler av materialet som underbygger informasjonen i årsregnskapet, vurdering av de benyttede regnskapsprinsipper og vesentlige regnskapsestimater, samt vurdering av innholdet i og presentasjonen av årsregnskapet. I den grad det følger av god revisjonsskikk omfatter revisjon også en gjennomgåelse av selskapets formuesforvaltning og regnskaps- og interne kontrollsystemer. Vi mener at vår revisjon gir et forsvarlig grunnlag for vår uttalelse.

Vi mener at

- årsregnskapet er avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et uttrykk for selskapets og konsernets økonomiske stilling 31. desember 2002 og for resultatet og kontantstrømmene i regnskapsåret i overensstemmelse med god regnskapsskikk i Norge
- ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god regnskapsskikk i Norge
- opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til dekning av underskuddet er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

Oslo, 31. mars 2003
ERNST & YOUNG AS

Asbjørn Rødal
statsautorisert revisor

■ Arendal, Bergen, Bæ, Drammen, Fosen/Ås, Fredrikstad,
Halden/Sund, Horten, Høylandet, Kongsberg, Kragerø,
Kviteseid, Larvik, Levanger, Lillehammer, Moss, Ållene,
Nesodden, Oslo, Otta, Porsgrunn/Skien, Sandefjord, Sorland,
Strangen, Steinkjer, Trondheim, Trondheim, Vikersund, Ålesund

Aksjonærforhold

DNOs overordnede målsetning er å skape aksjonærverdier over tid gjennom lønnsomme investeringer relatert til petroleumsvirksomhet. Dette skal over tid gi verdøkning av selskapets aksjer og anledning til å utbetale utbytte.

Selskapet har ikke betalt utbytte siden regnskapsåret 1997, som følge av at selskapet har investert betydelige beløp i oljelisenser samt i leting og utvikling. Utbetaling av utbytte i fremtiden vil være avhengig av investeringsnivå og fremtidig oljepris. Tabellen nedenfor viser utbytte og resultat per aksje siden 1997.

| NOK | Resultat per aksje | Utbytte per aksje |
|------|--------------------|-------------------|
| 1997 | 6,81 | 1,01 |
| 1998 | 0,84 | 0 |
| 1999 | -0,82 | 0 |
| 2000 | 1,15 | 0 |
| 2001 | 2,64 | 0 |
| 2002 | -1,50 | 0 |

Investor Relations

DNO skal ha en profil som sikrer tillit og transparens ved å gi aksjemarkedet relevant og utfyllende informasjon, og legger vekt på å øke interessen for selskapet blant norske og utenlandske investorer.

Selskapet har en åpen dialog med aksjemarkedet og gir fortløpende informasjon om forhold som er av betydning for vurdering av verdiskapningen i selskapet.

DNO avholder kvartalsvise presentasjoner vedrørende selskapets virksomhet og resultater. I tillegg sender selskapet en rapport om selskapets oljeproduksjon på månedsbasis, og har for øvrig en regelmessig dialog med markedet gjennom børsmeldinger, ulike selskapspresentasjoner samt deltagelse på relevante fagkonferanser.

DNO har også internettsider der blant annet årsrapporter, delårsrapporter og presentasjonsmateriale er tilgjengelig sammen med øvrig relevant informasjon om selskapet

Selskapets regnskapsår følger kalender-

året. Selskapet avlegger delårsrapporter på kvartals-basis. Regnskapene er utarbeidet i norske kroner.

Børsverdi, kursutvikling og omsetning

Over er en grafisk fremstilling av selskapets kursutvikling i løpet av 2002. DNOs kursutvikling er sammenlignet med OSE energiindeks og oljepris.

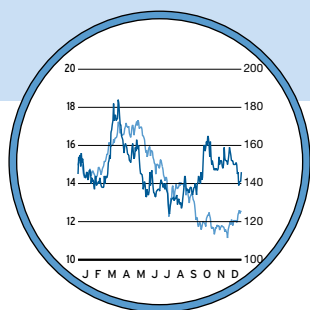
Det ble omsatt i overkant av 58 millioner DNO aksjer i løpet av 2002. Dette tilsvarer en omsetningshastighet på 107,8 prosent.

Antall aksjer og pålydende

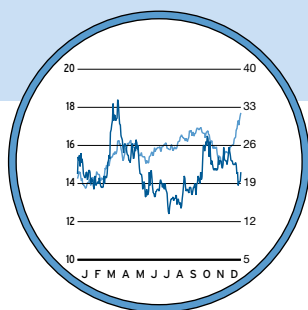
Antall aksjer ved utløpet av 2002 var 54 182 197 pålydende NOK 4.

Beholdning av egne aksjer

På DNOs ordinære generalforsamling 21. mai 2002 fikk styret fullmakt til kjøp av egne aksjer. Fullmakten er begrenset oppad



DNO aksjekurs/
OSE Energiindeks



DNO aksjekurs/
Oljepris Brent Blend

til 10 prosent av aksjekapitalen og gjelder frem til neste ordinære generalforsamling.

Selskapets beholdning av egne aksjer tilsvarte 1 181 382 aksjer per 31.12.02, hver pålydende NOK 4. Aksjene som ble ervervet i 2002, ble ervervet til markedspris gjennom megler.

Aksjonærer

DNO ASA hadde per 31.12.02 totalt 10 384 aksjonærer. På samme tidspunkt var det registrert 157 utenlandske aksjonærer som til sammen eide 5 968 907 aksjer, tilsvarende en eierandel på 11,02 prosent i selskapet. Tabellen til høyre viser selskapets største aksjonærer per 31.12.02 i henhold til registrering i VPS.

DNO benytter opsjonsprogrammer for å tiltrekke og motivere nøkkelmedarbeidere og ledelse. (Se tabell til høyre.)

DNO ASAs største aksjonærer per 31. desember 2002

| Aksjonær | Antall aksjer | Andel |
|--|---------------|---------|
| Increased Oil Recovery AS * | 6 563 142 | 12,11% |
| Det Stavangerske Dampskipsselskap | 2 000 000 | 3,69% |
| Larsen Oil & Gas AS * | 1 802 148 | 3,33% |
| The Law Debenture Trust | 1 710 000 | 3,16% |
| Unistar Holdings Inc | 1 537 000 | 2,84% |
| Skagen Vekst | 1 399 759 | 2,58% |
| Sletthei AS Leif Inge | 1 371 333 | 2,53% |
| DNO ASA | 1 181 382 | 2,18% |
| KAS Depository Trust Clients Account | 1 045 000 | 1,93% |
| Livius Interiør AS C/O Larsen Oil & Gas AS * | 1 004 500 | 1,85% |
| Vesta Liv AS Aksjer | 884 000 | 1,63% |
| BUS AS | 801 000 | 1,48% |
| Sparebanken Sogn og Fjordane | 603 000 | 1,11% |
| First Nordic Norge | 600 000 | 1,11% |
| Andre aksjonærer | 31 679 933 | 58,47% |
| Sum | 54 182 197 | 100,00% |

Beholdning av aksjer og aksjeopsjoner direkte og indirekte eiet og kontrollert av styret og ledelsen i DNO per 31.12.2002

| Navn | Aksjer | Opsjoner |
|---|-----------|-----------|
| Selskaper kontrollert av konsernsjef Berge G. Larsen | 9 369 790 | - |
| Anders Farestveit, viseformann | - | 112 500 |
| Helge Eide, administrerende direktør og styremedlem | 100 000 | 225 000 |
| Farouk Al-Kasim, styremedlem | - | 112 500 |
| Haakon Sandborg, finansdirektør | - | 100 000 |
| Torstein Sannes, daglig leder i Det Norske Oljeselskap AS | 166 | 225 000 |
| Magne Norman, daglig leder i DNO International | 75 000 | - |
| Stewart Watson, daglig leder DNO Britain Ltd. | - | - |
| Andre | - | 705 000 |
| Sum aksjer/opsjoner | 9 544 956 | 1 480 000 |

Ledelses- og virksomhetsstyring (Corporate Governance)

DNO har vært i en vekstfase med operasjonell fokus. Dette har skjedd parallelt med et økende fokus på virksomhetsstyring (Corporate Governance) både internasjonalt og i Norge.

OECD, Oslo Børs, LSE m.fl. er i ferd med å konkludere retningslinjer og anbefalinger for ledelses- og virksomhetsstyring. Retningslinjene og anbefalingene omhandler blant annet kapitalmarkedets krav til ekstern rapportering, dokumentasjon, forvaltning og intern kontroll, transparens, ansvarlighet, likebehandling og uavhengighet i roller og beslutninger.

For å møte nye behov og krav DNO stilles overfor, vil selskapet arbeide med å videreutvikle sine rutiner for virksomhetsstyring.

Styrets organisering

DNOs vedtekter fastsetter at selskapets styre skal bestå av minimum tre og maksimum fem medlemmer.

Styret består i dag av styreformann og tre styremedlemmer. For å tilpasse organisasjonen til internasjonale og nasjonale krav for virksomhetsstyring arbeider DNO med restrukturering av selskapets styrende organer. Dette vil blant annet kunne føre til endringer i styrets fremtidige sammensetning og kan innebære at det fremtidige

styret vil bestå av flere styremedlemmer som ikke er ansatt i selskapet (non-executive directors).

Sammensetningen av styret og styremedlemmenes bakgrunn og kompetanse skal gjenspeile de utfordringene DNO står overfor i årene som kommer. Man vil derfor søke å etablere et styre bestående av personer med ulik og kompletterende bakgrunn og innsikt.

Styret skal ha overordnet kontroll over strategi, finans, budsjetter og organisasjonsmessige problemstillinger. Alle styremedlemmene har et likeverdig ansvar for forvaltningen av selskapets virksomhet. Styremedlemmer som ikke er ansatt i selskapet (non-executive directors) har et særskilt ansvar for at strategier og tilhørende tiltak som er foreslått av selskapets administrasjon blir nøye diskutert og vurdert.

For at styret skal kunne gjøre sine plikter, har det tilgang på all relevant informasjon fra selskapet. Styret har også anledning til å innhente ekstern ekspertise på selskapets regning hvis det er nødvendig.

Styremøter avholdes regelmessig, med ekstra møter ved behov. Styret har også løpende kontakt med selskapets ledelse for å følge opp aktiviteter i selskapet.

Utvalg og komiteer

Som et ledd i tilpasning til internasjonale og nasjonale krav og retningslinjer for virksomhetsstyring, arbeides det med å opprette ulike utvalg og komiteer. Utvalgene og komiteene skal bestå av styremedlemmer i DNO ASA samt personer som ikke er ansatt i selskapet. Det arbeides med opprettelse av følgende utvalg og komiteer:

Audit Committee

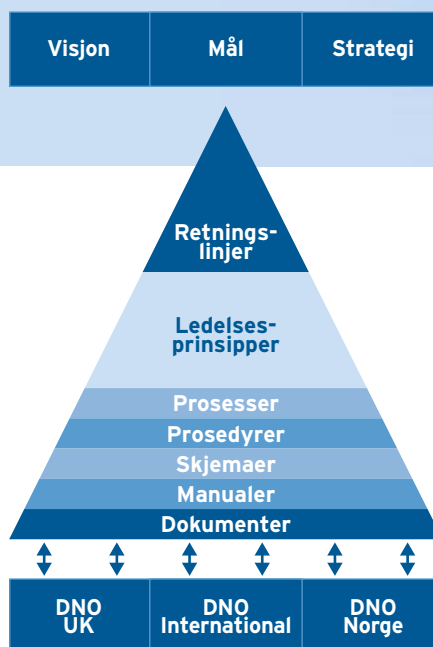
Revisjonsutvalg som behandler og overvåker selskapets internkontroll, forvaltning, rapporteringsrutiner samt ivaretar forholdet til ekstern revisor.

Risk Committee

Risikokomiteé som vurderer risikoen vedrørende prosjekter selskapet er involvert i samt selskapet selv

Remuneration Board

Et utvalg som bestemmer og overvåker



betingelsene til selskapets ledelse og styre

Advisory Board

Rådgivende styre som assisterer i forbindelse med selskapets strategi- og forretningsutvikling

Styringsverktøy

Styret er ansvarlig for forsvarlig organisering og forvaltning av selskapet. Styret fastsetter overordnede planer og budsjetter for virksomheten. Dessuten skal styret løpende holde seg orientert om at definerte målsettinger nås og at eventuelle korrigerende tiltak som styret finner nødvendige blir iverksatt. Styret skal ellers forvise seg om at virksomheten er gjenstand for betryggende kontroll.

Styret har i løpet av 2001 og 2002 investert betydelig tid og ressurser i å utvikle og implementere systemer og rutiner for de prosessene som er vurdert å være viktige for selskapet. Samtlige prosesser er beskrevet, dokumentert og systematisert i et overordnet styringsverktøy (Business Management System).

DNOs Business Management System (BMS) har følgende overordnede formål:

- Å dokumentere og kommunisere internt hvordan selskapet skal styres og ledes
- Å etablere en struktur for konsernet og det enkelte forretningsområde som skal bidra til å sikre en felles forståelse av konsernets overordnede målsettinger, kritiske prosesser og individuelle ansvar i forhold til måloppnåelse

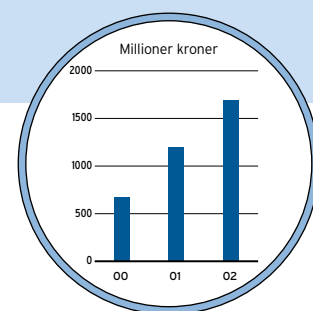
Kommunikasjon med aksjemarkedet

Kommunikasjonen med aksjemarkedet er gitt høy prioritet. DNO avholder kvartalsvise presentasjoner vedrørende selskapets virksomhet og resultater. Selskapet sender også en rapport om sin oljeproduksjon på månedsbasis. DNO har for øvrig en regelmessig dialog med markedet gjennom børsmeldinger, ulike selskapspresentasjoner samt deltagelse på relevante fagkonferanser. DNO har også internettsider som inneholder informasjon om selskapet.

Selskapet arbeider løpende med videreutvikling av internrapporteringen til selskapets ledelse og styre. Internrapporteringen i konsernet er basert på Value Based Management-konseptet og prinsippene for balansert målstyring. Det er videre selskapets ambisjon å kombinere finansiell og ikke-finansiell informasjon i rapportering til aksjemarkedet for å gi best mulig informasjon om den underliggende verdiskaping og dermed kunne bidra positivt til en best mulig analyse og evaluering av selskapet.

Finansiell analyse/analytisk informasjon

DNOs målsetting er å skape aksjonærverdier gjennom lønnsom vekst i modne segmenter av petroleumsindustrien basert på operatørskap eller aktiv deltagelse i lisenser. Selskapets petroleumsvirksomhet er organisert i forretningsområdene Norge, UK og International.



Driftsinntekter

Et viktig element i DNOs strategi er å fokusere på felt der DNO raskt kan bringe hydrokarboner til markedet. Dette innebærer overtagelse av modne felt i produksjon eller felt med en nærhet til eksisterende infrastruktur og hvor utbyggingstiden kan reduseres til et minimum.

Selskapets finansielle resultater og kontantstrøm blir påvirket av flere faktorer.

Produksjon og reserver

En av de viktigste av faktorene som påvirker selskapets inntjening er produksjonsvolum for olje og gass, som avhenger av omfang av reserver i produksjon samt tilgang og utvikling av nye reserver. DNO oppnådde 69 prosent vekst i produksjonen i 2002 gjennom høy aktivitet innen boring og feltutvikling.

Utvikling i reservebase og reserveerstatningsrate er avgjørende for DNOs langsiktige inntektsutvikling og lønnsomhet. Selskapet oppnådde i 2002 47 prosents økning av sikre og sannsynlige reserver. Tilførsel av nye reserver var 4,3 ganger

større enn produksjonen i året. Dette gir et viktig bidrag til fortsatt vekst i selskapet.

Oljepris og valutakurser

For et oljeselskap er utvikling i nivå og volatilitet for priser på råolje en sentral del av inntjeningen. Utviklingen i oljepriser de siste årene har vært preget av en usikker verdensøkonomi. Etter nedgang i fjerde kvartal 2001 økte prisene på råolje i andre og tredje kvartal 2002, noe som medvirket til en betydelig inntektsøkning i disse kvartalene. For 2002 totalt økte Brent Dated-prisen med ca. 2 prosent sammenlignet med 2001.

DNOs inntekter er hovedsakelig i USD. Selskapets regnskaper føres i NOK og en vesentlig andel av totale kostnader er basert på NOK og GBP. Utviklingen mellom USD i forhold til NOK og GBP har en vesentlig betydning for selskapets resultater. Nedgang i kursen på USD mot NOK på ca. 18 prosent gjennom 2002 hadde en negativ resultat effekt. Effekten av svingninger i valutakurser søkes redusert gjennom bruk av sikringsinstrumenter.

Produksjonskostnader

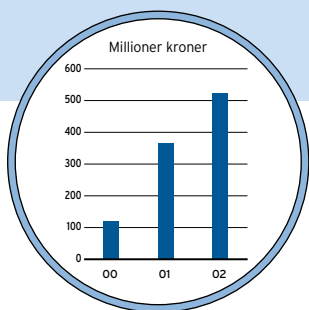
For å kunne vurdere lønnsomheten til DNO er det viktig å ta hensyn til selskapets nivå på direkte produksjons- og transportkostnader. DNO oppnådde en ytterligere reduksjon i direkte produksjons- og transportkostnader per fat på 29 prosent i løpet av 2002. Nedgangen skyldes i hovedsak at selskapet har lykkes med aktiviteter for å øke totalproduksjon samt at man har fått en økning i produksjon fra felt med lave produksjons- og transportkostnader.

Skatt og avgifter

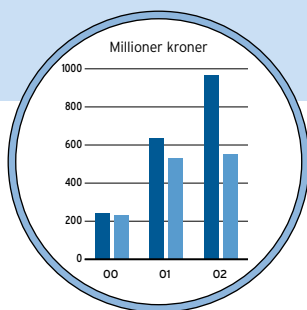
Skatter og avgifter på petroleumsvirksomhet, herunder vilkår for avtaler vedrørende produksjonsdeling med de enkelte lands myndigheter, setter viktige rammevilkår for selskapets resultatmuligheter. DNOs skattekostnader økte betydelig i 2002, primært som følge av høyere produksjon og inntekter, samt reduksjon av selskapets skattemessige fradrag i Yemen og Norge.

Sensitivitetsanalyse

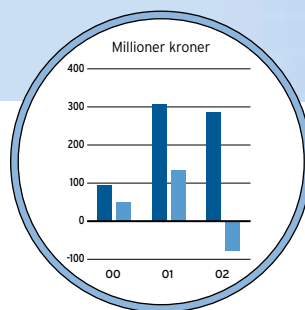
Tabellen nedenfor viser hvordan endringer



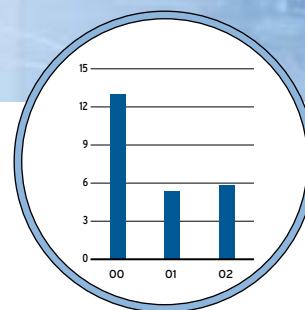
Driftsresultat



**EBITDA/
Netback**



**Resultat før skatt/
Resultat etter skatt**



Reserveverstatningsrate

i prisen på råolje og valutakursen mellom norske kroner og amerikanske dollar kan påvirke henholdsvis driftsresultat før finans og skatt (EBIT) ut fra et aktivitetsnivå som i 2002.

| | NOK mill | EBIT |
|---------------------------|----------|------|
| Oljepris (+/- US\$ 1/bbl) | 65 | N/A |
| USD/NOK (+/- NOK 0,5) | 100 | N/A |

Nøkkeltall

Selskapets styringssystemer er i stor grad basert på kontantstrømvkastning og oppfølging av likviditet. I målstyring og rapportering legger DNO følgerig særlig vekt på finansielle nøkkeltall knyttet til selskapets tilgang til kontanter fra drift.

Kontantstrømvkastning på brutto investeringer (CROGI) er et nøkkeltall som beskriver forholdet mellom investeringer og kontantstrømvkastning fra disse. Dette er DNOs hovedstyringsparameter. CROGI overstiger i betydelig grad selskapets kapital-kostnader, dette forholdet understreker den positive verdiskapingen som er oppnådd i 2001-2002.

| | 2002 | 2001 |
|------------------|------|------|
| ROACE % | -2,3 | 13,1 |
| ROACE korrigert* | 15,3 | 17,3 |
| CROGI % | 25,5 | 21,7 |

* korrigert for Petrolia Drilling ASA og Timan Pechora

DNO har i perioden 1998-2002 gjennomgående vist en positiv utvikling i disse nøkkeltallene.

Verdivurdering

Materielle verdier

Blant ulike metoder for verdivurdering legger DNO vekt på diskontert kontantstrøm og nåverdberegning for lisensandeler og aggregert for virksomhetsområder. En alternativ vurdering som selskapet også benytter, er å legge til grunn en antatt verdi per fat av sikre og sannsynlige reserver for å gi et raskt estimat av markedsverdien.

Immaterielle verdier

Immaterielle verdier er av stor betydning for markedsverdien av DNOs aktiva. Blant immaterielle verdier regnes ekspertise og erfaring innen selskapets satsningsområder, utvikling av styringssystemer og "track record".



Torstein Sannes, leder Det Norske Oljeselskap AS. Sannes har vært ansatt i DNO siden 2000. I perioden 1972 til 1999 var han ansatt i ulike ledende stillinger i Saga Petroleum, både i Norge og internasjonalt. Sannes er utdannet geolog fra NTH.

DNOs aktiviteter på norsk sokkel

DNO ble i 2002 godkjent som operatør på norsk sokkel. Dette har vært viktig for DNO og viser at selskapet har utviklet en organisasjon som tilfredsstillers norske myndigheters krav. Selskapet vil dermed være i stand til å påta seg mer omfattende oppgaver på norsk sokkel i fremtiden.

DNO reetablerte virksomheten på norsk sokkel i 2000. Dette var et ledd i å posisjonere selskapet for en utvikling med kraftig økt fokus på å utvikle mindre funn samt forlenge produksjon fra modne felt. DNO har i dag eierskap i seks lisenser i Norge.

Høydepunkter i 2002

2002 var et fremgangsrikt år for DNO i Norge.

- Etter at DNO overtok Conocos 37,5 prosents andel i PL 103B ble selskapet 5. juli 2002 godkjent som operatør på norsk sokkel.
- Produksjonen fra Glitne-feltet, der Statoil er operatør, har utviklet seg positivt. Produksjonen er fortsatt nært platå og synker mindre enn partnerskapet forventet.
- DNO overtok BPs andel (20 prosent) i PL 167, hvor Statoil er operatør (80 prosent eierandel).

Lisensaktiviteter

De siste årenes utvikling, med en økende modenhet på norsk sokkel, har åpnet for å erverve ytterligere andeler. Selskapet er i dag godt posisjonert på den modne delen av norsk sokkel.

Jotun-feltet

Produksjonen fra Jotun-feltet, der DNO deltar gjennom eierandelen i PL 103B, startet i 1999/2000. Overtagelsen av Conocos 37,5 prosents andel i 2001 var

det avgjørende steget på vei til operatørskap på norsk sokkel. DNOs eierandel i PL 103B er som en følge av overtagelsen nå økt til 70 prosent, og derigjennom innehar DNO en sju prosents andel i Jotun-feltet.

Produksjonen fra Jotun-feltet var i 2002 noe lavere enn prognosen, grunnet forsinkelser i boring av tilleggsbrønner. Flere tilleggsbrønner er nå boret med positivt resultat. Målsettingen er en produksjon på 44 000 fat olje per dag i 2003, hvorav DNOs andel er ca. 3 000 fat per dag.

Fokus er å finne nye mål for tilleggsboringer basert på tolkning av brønndata og ny 4D-seismikk, slik at produksjonen og reservene kan økes. Siden produksjonsstart er det per 31.12.2002 produsert i underkant av 100 millioner fat av utvinnbare reserver på 184 millioner fat fra Jotun-feltet.

Glitne-feltet

I august 2001 kom oljefeltet Glitne i Nordsjøen, der Statoil er operatør, i produksjon. Glitne ble oppdaget i 1995 og er det minste feltet på norsk sokkel som er utviklet med en selvstendig utbyggingsløsning. Feltet ligger rundt 40 km nordvest for Sleipner-området.

Feltet drives med produksjons- og lager-skipet Petrojarl 1, som er tilknyttet fire pro-

duksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn.

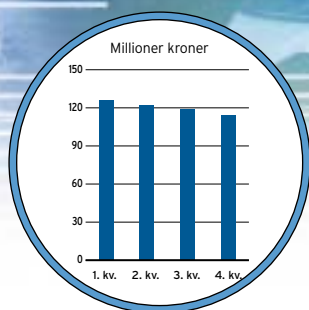
Produksjonen fra Glitne-feltet har utviklet seg positivt og er fortsatt ca. 32 000 fat per dag. Glitne har ikke fått det forventede vanngjennombruddet som reservoar-simuleringene tilsa. Dette innebærer at partnerne på Glitne vil kunne holde i gang produksjonen lenger enn forventet.

Som følge av disse resultatene har partene besluttet å bore ytterligere én brønn til på Glitne i 2003, og oljereservene er oppjustert til ca. 38 millioner fat.

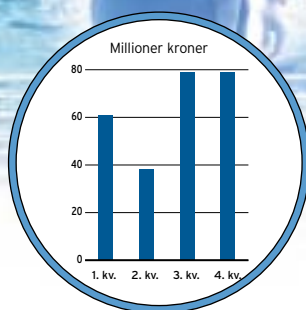
PL 203

PL 203 er en letelisens nordvest for Jotun-feltet. DNO har i dag 15 prosents eierandel i PL 203. Lisensen har tre tidligere borede strukturer med funn av olje og gass. Dette omfatter Gekko og Kameleon, der det både er olje og gass, samt Kobra, der det bare er olje. Den fjerde strukturen, Kneler, ble boret i første kvartal 2003. Her fant man bare olje. Størrelsen på det nye oljefunnet er under vurdering.

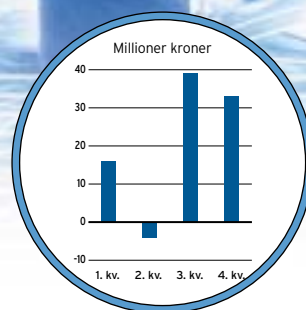
Som et resultat av at Marathon Oil overtok Norsk Hydros 35 prosents andel i PL 203, har Marathon overtatt som operatør av lisensen. DNO samarbeider godt med Marathon om å vurdere utbyggingsløsninger og plassering av avgrensningsbrønner.



Driftsinntekter



EBITDA



Driftsresultat

PL 148

På PL 148 trakk Amerada Hess seg ut i 2002, og DNO eier nå 100 prosent i lisensen. Dette innebærer at DNO i løpet av 2003 vil tre inn som operatør, forutsatt at nødvendige godkjenninger fra myndighetene blir gitt.

PL 006c

Etter at det såkalte Tyr-prospektet ble boret uten at det ble påvist hydrokarboner i 2002, har DNO overtatt 100 prosents eierandel og operatørskap i den delen av PL 006c som inneholder funnet Sørøst Tor. Selskapet vil arbeide med å modne dette prosjektet videre til mulig kommersialitet.

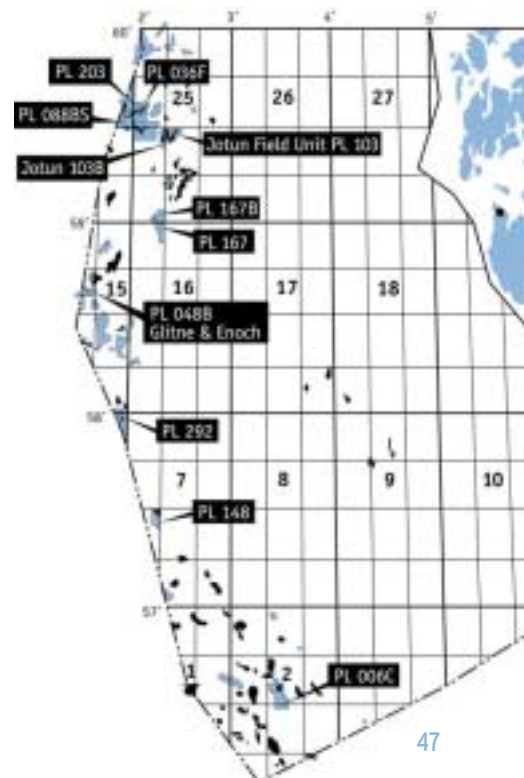
PL 167

DNO har overtatt BPs 20 prosents andel i denne letelisensen, hvor Statoil er operatør med 80 prosent. Det er i 2003 planlagt boring på et prospekt med betydelig potensial.

Fremtidsutsikter

Som godkjent operatør har DNO styrket sin posisjon på norsk sokkel og vil kunne påta seg mer omfattende oppgaver i fremtiden, og derigjennom utnytte det potensialet selskapet ser på norsk sokkel. Dette underbygger DNOs langsiktige strategi om å være en komplementær aktør til de store aktørene, ved å fokusere på forlenget produksjon av modne felt og utvikling av petroleumfelt.

DNO er, i tråd med myndighetenes ønsker, en av de mest aktive aktørene på norsk sokkel. Selskapet vil delta i en rekke av de planlagte boringene i 2003. Dette omfatter boringer på de produserende feltene Jotun og Glitne, på PL 203, hvor der et påvist betydelige volumer olje og gass, samt på PL 167, som har stort potensial.





Stewart Watson, leder DNO Britain Ltd.

Watson har vært ansatt i DNO siden 1997. Han har 22 års erfaring fra britisk og internasjonal oljeindustri, og har tidligere vært ansatt i DSM Energy, BP Exploration, Britoil and Shell International. Watson har doktorgrad i geologi fra University of St. Andrews, MSc i geologi fra University of Newcastle upon Tyne og BSc i geologi fra University of St. Andrews.

DNOs aktiviteter i Storbritannia

I august 2002 inngikk DNO en avtale om å "farme ut" en andel på 45 prosent av Broom-feltet (tidl. West Heather- og North Terrace-området). Det ble boret to brønner på feltet i 2002, og brønnene bekreftet at feltet inneholder over 100 millioner fat tilstedeværende olje, hvorav rundt 35 millioner fat kan utvinnes.

På den britiske kontinentalsokkelen arbeider DNO gjennom det heleide datterselskapet DNO Britain Limited. Bakgrunnen for virksomheten er at DNO i 1997 overtok operatøransvaret for Heather-feltet gjennom oppkjøpet av Unocal Britain Ltd. Dermed ble DNO det første norske selskapet som ble operatør for produserende felt på den britiske sokkelen. På den tiden produserte DNO rundt 800 fat per dag og hadde ca. 3 millioner fat i oljereserver. I 2002 utvidet DNO engasjementet sitt gjennom ytterligere erverv av operatørskap og 99 prosents andel i Thistle- og Deveron-feltene. I første kvartal 2003 produserte selskapet ca. 9 000 fat olje per dag fra britisk sokkel. Selskapets påviste og sannsynlige oljereserver på britisk sokkel er nå ca. 75 millioner fat.

Høydepunkter i 2002

DNO Britain hadde et spesielt godt år i 2002:

- I august inngikk DNO en avtale om å "farme ut" en andel på 45 prosent i Broomfeltet.
- I andre halvår boret DNO to brønner på Broom-feltet. Resultatene fra disse brønnene var bedre enn forventet.
- Ved utgangen av året overtok DNO operatørskap og 99 prosents andel i feltene

Thistle og Deveron. Avtalen har virkning fra 1. mai 2002.

Lisensaktiviteter

DNOs aktiviteter på den britiske sokkelen omfatter blokkene 2/4 og 2/5 (Heather-området), blokk 211/18 (Thistle og Deveron), 210/29a, samt blokk 205/26a, vest for Shetland.

Heather-feltet

Heather-feltet er en viktig del av DNOs virksomhet på den britiske sokkelen. Fra oljeproduksjonen startet i 1978 og frem til i dag er det produsert over 127 millioner fat olje fra Heather.

I 1997 overtok DNO operatøransvaret og økte sin andel i blokk 2/4 og 2/5 til 37,5 prosent. I 1999 økte DNO sin andel til 100 prosent, men er kun ansvarlig for 37,5 prosent av fremtidige avviklingskostnader.

For femte år på rad var driftsregulariteten for Heather-plattformen på over 99 prosent. Gjennomsnittsproduksjonen i 2002 lå på rundt 4 800 fat olje per dag.

Broom-feltet

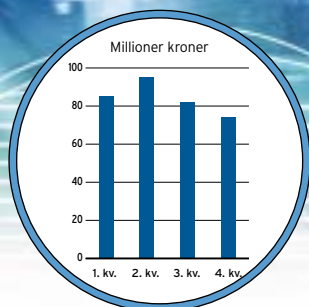
I tillegg til Heather-feltet omfatter DNOs lisensandeler i blokk 2/4 og 2/5 to satel-

littfelt med påviste oljeforekomster, West Heather og North Terrace, som til sammen utgjør Broom-feltet. Disse satellittene ligger ca. 8 kilometer fra produksjonsplattformen på Heather-feltet.

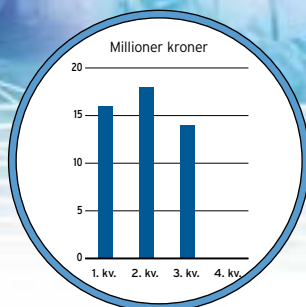
For å kunne fremskynde utviklingen av Broom-feltet inngikk DNO i 2002 en avtale med Challenger Minerals Inc., et datterselskap av Global Santa Fe Inc., og Palace Exploration Company, om overdragelse av en 45 prosents andel i lisens P.242 (Blokk 2/5 utenfor Heather) og lisens P.902 (Blokk 2/4a). I henhold til avtalen betalte de nye samarbeidspartnerne ca. 80 prosent av kostnadene forbundet med boringen av de to brønnene på Broomfeltet.

Boreresultatene fra de to brønnene var bedre enn forventet og bekreftet ca. 35 millioner fat i utvinnbare oljereserver fra den ene strukturen (West Heather). I tillegg er det bekreftet utvinnbare reserver på ca. 10 millioner fat i North Terrace-strukturen, slik at de samlede utvinnbare påviste pluss sannsynlige oljereservene i Broomfeltet er ca. 45 millioner fat, hvorav DNOs andel er ca. 25 millioner fat.

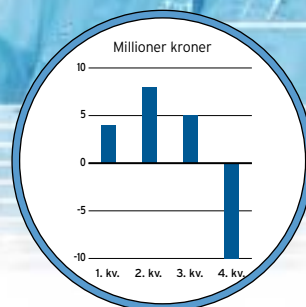
En utbyggingsplan for Broom skal etter planen legges frem for britiske myndig-



Driftsinntekter



EBITDA



Driftsresultat

heter i løpet av første halvår 2003, med planlagt produksjonstart i 2004. Som følge av utbygging av Broom-feltet vil produksjonen fra Heather-plattformen kunne fortsette til 2012 eller lengre. Det vil innebære at til sammen ca. 75 millioner fat olje vil kunne utvinnes fra Heather- og Broom-feltene, hvorav DNOs andel er ca. 55 millioner fat.

Thistle-feltet

I tråd med selskapets strategi om videreutvikling og forlengelse av produksjonen fra modne oljefelt, inngikk DNO i september en avtale med BP og Conoco om å ta over operatøransvaret og en andel på 99 prosent i feltene Thistle og Deveron i den britiske blokken 211/18. I tillegg overtok DNO forskjellige minoritetsinteresser i rørledningen Northern North Sea og i terminalanlegg, tilsvarende en transportkapasitet på 15 000 fat olje per dag til Sullom Voe-terminalen på Shetland.

Thistle-feltet ble oppdaget i juli 1972.

Siden feltet ble satt i drift i oktober 1978, har det produsert over 400 millioner fat av de opprinnelige reservene på 850 millioner fat olje.

Basert på erfaringene fra Heather-feltet er DNOs plan med Thistle-feltet å forlenge produksjonen fra feltet gjennom å redusere driftskostnader og øke utvinningen av olje gjennom ulike tiltak. DNO ser et potensial for å utvinne ytterligere 20 millioner fat olje fra feltet.

Fremtidsutsikter

Overtakelse av operatøransvaret for Thistle-feltet har styrket DNOs stilling på britisk sokkel. Gjennom utbygging av Broomfeltet samt forlenget produksjon fra Heather og Thistle, er det potensial for å tredoble produksjonen fra britisk sokkel i løpet av de neste to årene. DNO vil videreutvikle sin virksomhet på britisk sokkel basert på positive erfaringer som operatør for modne felt.

Nye engasjementer på britisk sokkel vil bli vurdert i tråd med DNO-konsernets overordnede strategi.





Magne Normann, leder DNO Yemen. Normann har vært ansatt i DNO siden 1999. I perioden 1974 til 1999 var han ansatt i ulike stillinger i Smedvig, Mobile Exploration og Saga Petroleum. Normann er utdannet petroleumsingeniør og mekanisk ingeniør fra NTH.

DNOs internasjonale virksomhet i Yemen og Irland

DNO har ytterligere styrket sin posisjon i Yemen. Selskapets engasjement i Yemen har vist en betydelig sterkere produksjonsøkning enn forventet. I løpet av 2002 økte selskapets produksjon fra Yemen med over 70 prosent.

DNO International er et av tre geografiske virksomhetsområder i DNO ASA. DNO International har tre lisenser og to operatørskap i Yemen, samt eierandel i gassfeltet Seven Heads i Irland.

DNO Internationals strategi er å tilegne seg flere lisenser med nærhet til eksisterende infrastruktur og dermed enkel tilknytning for avsetning av olje og/eller gass, samtidig som de har en tidshorisont som sikrer en tidlig kontantstrøm.

Høydepunkter i 2002

- DNOs engasjement i Yemen hadde i 2002 en stabil og øket oljeproduksjon, betydelig over det som er budsjettert.
- Positive resultater fra boring av avgrensingsbrønn på Tasour-feltet innebar at reservene økte med nær 100 prosent.
- Positive resultater fra boring av avgrensingsbrønner på Sharyoof feltet innebar at reservene økte med ca. 40 prosent.

Lisensaktiviteter

Tasour-feltet (blokk 32)

Tasour-feltet ble satt i produksjon mot slutten av 2000. Dette er den første feltutviklingen DNO har gjennomført som operatør, noe som har gitt selskapet meget verdifull erfaring og kompetanse.

Som følge av boring av en avgrensings-

brønn (Tasour-7) på Tasourfeltet i 2002 ble reservene betydelig oppjustert. Tasour-7 ble satt i produksjon i november 2002. Basert på resultatene fra denne brønnen er reservene økt fra 10,7 millioner til 19,7 millioner fat utvinnbar olje.

I januar 2003 satte DNO en ny produksjonsbrønn (Tasour-8) i drift. Dette er den sjette produksjonsbrønnen på feltet. Med alle produksjonsbrønnene i full drift kan feltet produsere nesten 20 000 fat per dag, hvorav DNOs andel er i underkant av 8 000 fat per dag.

DNO planlegger å bore flere brønner i blokk 32 i løpet av 2003, både på selve Tasour-feltet og på andre strukturer i lisensen. Ny seismikk samlet inn mot slutten av 2002 har bidratt til å definere de ulike geologiske strukturer i blokken bedre.

Sharyoof-feltet (blokk 53)

Sharyoof-feltet ble påvist i 2000, og feltet ble utviklet gjennom 2001.

Utbyggingsløsningen for Sharyoof er den samme som for Tasour. Som aktiv lisenspartner har DNO medvirket til å bringe de positive erfaringene fra Tasour med videre i utbyggingen av Sharyoof. DNO vil i løpet av 2003 delta i flere boringer til i

blokk 53, både på selve feltet og på andre strukturer i lisensen.

Blokk 43

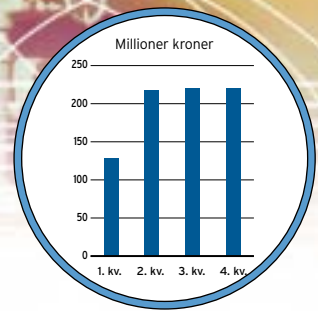
DNO overtok i september 2001 operatørskapet samt en 75 prosent andel i blokk 43. Blokk 43 er en letelisens og blokken er lokalisert nær eksisterende infrastruktur. Blokk 43 grenser til blokk 14, hvor Nexen er operatør, med en produksjon på om lag 230 000 fat per dag.

Etter at DNO overtok operatørskapet av blokken, har et nytt arbeidsprogram blitt godkjent av myndighetene i Yemen. Opprinnelig hadde myndighetene i Yemen pålagt DNO å gjennomføre 500 kilometer med seismikk og to brønner. DNO har fått endret dette arbeidsprogrammet til i overkant av 130 kilometer seismikk og boring av tre brønner. Dette innebærer at DNO vil bore tre brønner på denne blokken innen utforskningsperioden utløper i april 2004. DNO har identifisert flere interessante strukturer i blokken.

Seven Heads Gas Field (Irland)

I oktober 2002 overtok DNO Island Petroleum Developments Limited (IPDL), et privat eid selskap som er registrert på Isle of Man.

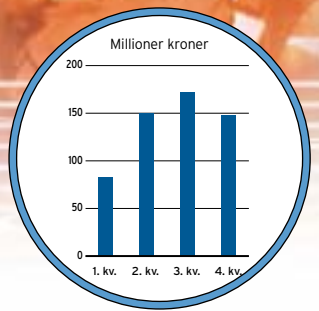
IPDL har en 12,5 prosents andel i Seven



Driftsinntekter



EBITDA



Driftsresultat

Heads Gas Field i Celtic Sea utenfor kysten av Irland. Operatøren for Seven Heads, Ramco Oil and Gas Limited, har nylig erklært feltet for kommersielt og planlegger å bygge ut feltet med forventet produksjonsstart mot slutten av 2003. Seven Heads inneholder utvinnbare gassreserver i størrelsesorden 300 milliarder kubikkfot (300 bcf), som tilsvarer ca. 50 millioner fat oljeekvivalenter. DNOs andel er ca. 7 millioner fat oljeekvivalenter. Seven Heads-feltet er forventet å produsere frem til 2018.

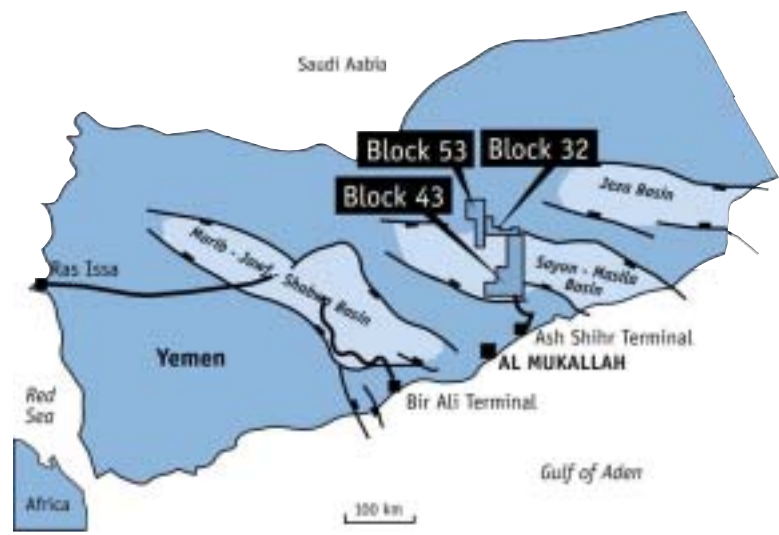
Fremtidsutsikter

DNO International skal i fremtiden fokusere på områder utenfor Nordsjøen, med særlig fokus på Midtøsten. DNO forventer oljepro-

duksjon fra eksisterende oljefelt i Yemen i ytterligere 10-12 år.

DNO er i første kvartal 2003 blitt tildelt en mindre andel av en offshore-lisens i Ekvatorial-Guinea, hvilket er selskapets første engasjement i Vest-Afrika. For DNO er det viktig med en diversifisert portefølje av petroleumslisenser. Da gass er en ressurs som ofte har en lengre produksjons-

periode enn olje og dessuten er mindre påvirket av variasjon i oljeprisen, kan det bli aktuelt for selskapet å gå inn i andre gassprosjekter i fremtiden.



resultatregnskap (urevidert) per kvartal 2002 (konsern)

Millioner kroner

| DRIFTSINNTEKTER | 1. kvartal | 2. kvartal | 3. kvartal | 4. kvartal | 2002 |
|---|------------|------------|------------|------------|------------|
| Driftsinntekter | 368 325 | 456 838 | 435 089 | 424 812 | 1 685 064 |
| Andre driftsinntekter | 60 | 297 | 5 101 | 492 | 5 950 |
| Sum driftsinntekter | 368 385 | 457 135 | 440 190 | 425 304 | 1 691 014 |
| DRIFTSKOSTNADER | | | | | |
| Utforskningskostnader | -33 154 | -53 125 | -6 868 | -21 006 | -114 153 |
| Produksjons- og transportkostnader | -120 431 | -126 972 | -119 032 | -123 141 | -489 576 |
| Ordinære avskrivninger og fjerningsavsetninger | -92 623 | -99 625 | -82 156 | -93 228 | -367 632 |
| Nedskrivninger, amortiseringer og tapsavsetninger | -5 400 | -5 400 | -5 400 | -46 925 | -63 125 |
| Lønn og lønnsavhengige kostnader | -6 821 | -6 605 | -8 970 | -13 127 | -35 523 |
| Andre driftskostnader | -17 291 | -21 267 | -22 237 | -37 109 | -97 904 |
| Sum driftskostnader | -275 720 | -312 994 | -244 663 | -334 536 | -1 167 913 |
| DRIFTSRESULTAT | 92 665 | 144 141 | 195 527 | 90 768 | 523 101 |
| FINANSINNTEKTER OG FINANSKOSTNADER | | | | | |
| Andel tilknyttede selskaper | -3 925 | -121 812 | -19 888 | -46 089 | -191 714 |
| Netto finansposter | -13 272 | -29 549 | -9 964 | 8 868 | -43 917 |
| RESULTAT FØR SKATTEKOSTNAD | 75 468 | -7 220 | 165 675 | 53 547 | 287 470 |
| Skattekostnad | -50 979 | -60 487 | -119 701 | -132 934 | -364 101 |
| DELÅRS- / ÅRSRESULTAT | 24 489 | -67 707 | 45 974 | -79 387 | -76 631 |

adresser

Det Norske Oljeselskap
Stranden 1, Aker Brygge
Postboks 1345 Vika
NO-0250 Oslo
Norge

Telefon (+47) 23 23 84 80
Telefaks (+47) 23 23 84 81
E-post dno@dno.no

DNO Britain Ltd
Salvesen Tower, Blaikies Quay
Aberdeen AB 11 5pw
Scotland UK

Telefon (+44) 1224 57 3181
Telefaks (+44) 1224 58 2946
E-post lynne.barclay@dnoheather.no

DNO ASA Yemen
Diplomatic Area
Street 22C House no 10
Sana'a
Republic of Yemen

Telefon (+96) 71 24 33 88
Telefaks (+96) 71 26 77 61
E-post dnoyem@y.net.ye

