



# DNO ASA

## Årsrapport 2000



## Visjon

*DNO skal være en ledende internasjonal nisjeaktør i forbindelse med utvikling av mindre petroleumsfelt samt forlenget produksjon og økt utvinning fra modne petroleumsfelt.*

## Overordnet målsetning og hovedstrategier

DNOs overordnede målsetning er å skape aksjonærverdier over tid, gjennom lønnsomme investeringer relatert til petroleumsvirksomhet.

Konsernets overordnede målsetning skal nås gjennom følgende hovedstrategier:

- Operatørskap eller aktiv deltagelse i lisenser med petroleumsfelt innen selskapets nisje
- Organisasjonsstruktur basert på operasjonelt og prosjektorientert nettverk
- Investeringer i offshore-og oljeserviceaktiviteter som støtter opp om selskapets hovedstrategier
- Optimalisering av finansiell struktur

## Hovedtrekk 2000

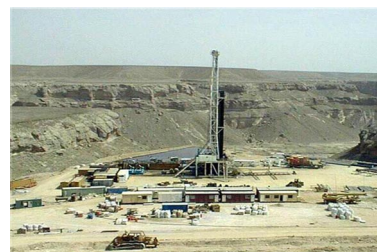
- Mer enn doblet produksjonen i 2000 sammenlignet med 1999
- God kontantstrøm fra driften
- Positive resultater fra borerer på Heather-feltet
- Vellykket utbygging og produksjonsstart i Yemen Blokk 32
- Nytt oljefunn i Yemen Blokk 53
- Godkjenning av DNO som ny aktør på norsk sokkel
- Videre kompetanseoppbygging innenfor kjernevirksomheten
- Høyt nivå på HMS knyttet til boring og produksjon



Heather-plattformen i UK



Jotun-plattformen i Nordsjøen



Tasour -feltet i Yemen

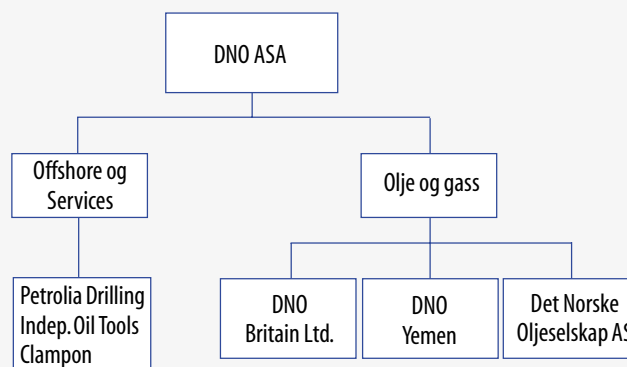
## INNHold

Styrets årsberetning .....	3
Virksomhetsområder .....	8
Resultatregnskap .....	11
Balanse - eiendeler .....	12
Balanse - egenkapital og gjeld ....	13
Kontantstrømsoppstilling .....	14
Noter .....	15
Revisjonsberetning .....	29
Kvartalsresultater 2000 .....	30

## FINANSKALENDER 2001/2002

22.mai - Delårsrapport 1. kvartal
20.juni - Ordinær generalforsamling
20.aug. - Delårsrapport 2. kvartal
19.nov. - Delårsrapport 3. kvartal
18.feb. - Delårsrapport 4. kvartal

## KONSERNSTRUKTUR



*S*tyret konstanterer at målsetningene for siste 5 år (1996 - 2000), med ny hovedaksjonær, nytt styre og ny strategi, er oppnådd og viser til utviklingen i hovedtall og nøkkeltall nedenfor.

## Hovedtall og nøkkeltall (konsern)

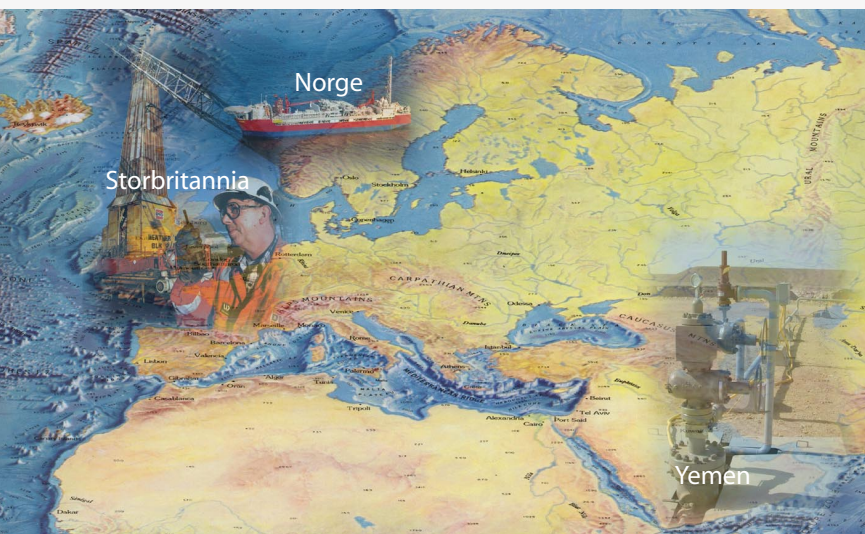
Alle tall i NOK mill. dersom ikke annet angitt

<b>RESULTAT</b>	<b>2000</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>	<b>1997</b>	<b>1996</b>	<b>1995</b>
Driftsinntekter	666	207	263	278	61	54
Driftsresultat	114	(8)	(13)	105	(3)	(56)
Årsresultat	50	(26)	1	92	4	(71)
<b>KONTANTSTRØM</b>						
Kontantstrøm fra driften	150	50	(19)	15	(1)	(9)
EBITDA *	286	42	70	174	25	(19)
<b>BALANSE</b>						
Totalkapital	1597	914	798	658	177	140
Anleggsmidler	1254	751	652	292	125	113
Omløpsmidler	343	163	146	366	52	26
Egenkapital	797	421	374	312	29	9
Avsetninger	328	235	227	219	35	30
Langsiktig gjeld	146	104	65	23	49	22
Kortsiktig gjeld	326	154	131	105	64	80
<b>AVKASTNING OG DRIFT</b>						
Avkastning på totalkapital	14%	5%	7%	38%	8%	(32%)
Årsproduksjon (mill. fat)	2.5	1.1	0.9	0.9	0.3	0.6
Gjennomsnittlig prod. (1000 fat/dag)	6.9	2.9	2.4	2.6	0.8	1.6
<b>SOLVENS OG LIKVIDITET</b>						
Egenkapitalandel	50%	46%	46%	47%	16%	6%
Likviditetsgrad	105%	106%	111%	349%	81%	33%
<b>AKSJERELATERTE NØKKELTALL</b>						
Børskurs 31.12	19.2	25.5	7.6	29.7	15.5	2.20
Antall aksjer i mill.	50.2	35.1	29.3	26.9	19.9	15.6
Børsverdi	964.0	895.0	223.0	799.0	308.0	34.3
<b>PERSONAL</b>						
Antall ansatte	105**	68	71	90	3	4

\* Resultat etter skattekostnad justert for skattekostnad, visse finansposter, resultat tilknyttede selskaper, av-/nedskrivninger og regnskapsmessige avsetninger

\*\* Antall ansatte, inklusive nettverk/prosjektmedarbeidere, utgjør tilsammen omlag 200 årsverk





## Styrets årsberetning 2000

DNOs kjernevirksomhet er økt oljeutvinning og forlenget produksjon av modne oljefelt samt utvikling av mindre oljefelt. Selskapet har også engasjementer innen offshore og oljeservice, som skal støtte opp om denne kjernevirksomheten.

DNO har andeler i tilsammen 12 petroleumslisenser, hvorav 4 er i produksjon. Selskapet er operatør for 3 lisenser i UK, og 1 lisens i Yemen.

Konsernets virksomhet drives fra hovedkontoret i Oslo, samt avdelingskontorer i Aberdeen (Skottland) og Sanaa (Yemen).

DNO har foretatt betydelige investeringer i løpet av de tre siste år. Dette har ført til en vesentlig økning i selskapets oljeproduksjon, som sammen med oljepris og gunstige valutakurser har resultert i at driftsinntektene i 2000 er mer enn tre-doblet sammenlignet med 1999. Konsernets kontantstrøm (EBITDA) var i 2000 på NOK 286 mill. (NOK 42 mill. i 1999).

Ved utgangen av 2000 var DNO-konsernets oljeproduksjon vel 10.000 fat pr. dag, hvilket er i tråd med selskapets målsetning. Dette er en dobling i forhold til utgangen av 1999.

DNO har som operatør boret flere avanserte sidestegsbrønner på Heather-feltet i 2000. Boringene ga positive resultater og produksjonen fra feltet økte i 4. kvartal med vel 1.000 fat pr. dag i forhold til 3. kvartal.

I 2000 gjennomførte selskapet sin første feltutbygging som operatør - Tasour-feltet i Yemen. Prosjektet ble gjennomført på 9 måneder til en samlet kostnad på om lag USD 16 mill. (100%), hvilket var om lag 10% under budsjett. Oljeproduksjonen fra feltet startet i november.

DNO deltar også i blokk 53 i Yemen. Det ble i 2000 påvist et nytt oljefunn med anslåtte reserver på om lag 25 millioner fat i lisensen (DNOs andel er omlag 6 millioner fat).

## Lisensportefølje

### STORBRITANNIA

Lisens	Eiendel	Operatør
Heather	100.00%	DNO
W. Heather	100.00%	DNO
P.250	100.00%	DNO
Claymore	1.00%	Talisman
Solan	3.70%	Am. Hess

### NORGE

Lisens	Eiendel	Operatør
Jotun	3.25%	Exxon/Mobil
Glitne	10.00%	Statoil
PL 203	15.00%	N. Hydro
Tyr	10.00%	BP
PL 148	10.00%	Ikke bestemt

### YEMEN

Lisens	Eiendel	Operatør
Tasour	41.00%	DNO
Sharyoof	24.45%	Dove E.

### ■ Økte driftsinntekter og kontantstrøm

### ■ Økt oljeproduksjon

### ■ Positive resultater fra boring på Heather-feltet

### ■ Feltutbygging og nytt oljefunn i Yemen

Det nye oljefunnet som har fått navnet Sharyoof, skal bygges ut med samme utbyggingsløsning som Tasour. Produksjonsstart er planlagt i 4. kvartal 2001.

I 2000 re-etablerte DNO virksomhet på norsk sokkel. I den forbindelse har selskapet bygget opp en organisasjon i Norge med høyt kvalifiserte medarbeidere, og norske myndigheter har godkjent DNO som lisensdeltager på norsk sokkel. Selskapet har i løpet av 2000 ervervet 5 lisensandeler i Norge, hvorav en var i produksjon i hele år 2000 (Jotun) og ytterligere en vil komme i produksjon i 2001 (Glitne).

DNO har sterk fokus på Helse, Miljø og Sikkerhet (HMS), og styret konstanterer at selskapet i 2000 fortsatt hadde høyt nivå på HMS knyttet til boring og produksjon.

DNO forventer en sterk økning i offshore- og oljeservicemarkedet i årene framover, og selskapet ervervet derfor 100% av aksjene i Independent Oil Tools AS i januar 2000.

Styret ønsker å rette en takk til konsernets medarbeidere for god innsats gjennom året.

### Oljeproduksjonen

DNO-konsernet hadde i 2000 oljeproduksjon fra Heather-feltet (100%), Claymorefeltet, UK (1%), Jotunfeltet, (1.25%) og fra november 2000 fra Tasour-feltet (41.0%).

DNOs totale netto oljeproduksjon var i 2000 omlag 2.5 mill fat. Dette utgjør en gjennomsnittlig produksjon pr. dag på omlag 6.900 fat (ved årskiftet var produksjonen på omlag 10.000 fat pr. dag).

DNO-konsernet oppnådde en gjennomsnittlig oljepris på USD 25.95 pr. fat for 2000.

### Resultat 2000 (1999 tall i parentes)

DNO-konsernets overskudd før skatt på NOK 86.8 mill. er en betydelig bedring sammenlignet med 1999.

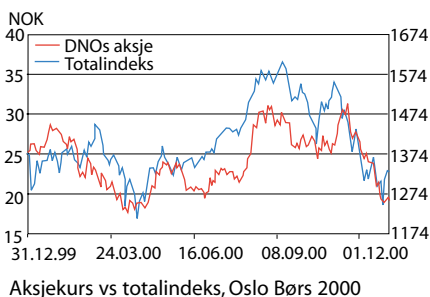
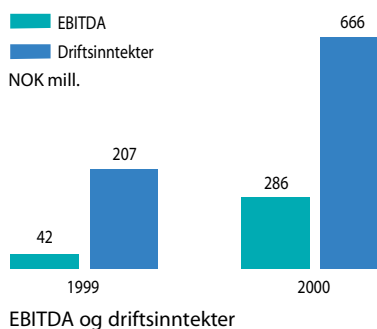
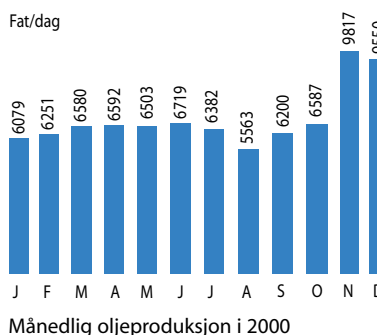
Samlet for 2000 ble hovedtallene som følger:

- EBITDA for året ble NOK 286 mill. (NOK 42 mill.)
- Samlede driftsinntekter ble NOK 665.8 mill. (NOK 206.9 mill.), hvorav NOK 570 mill. (NOK 179 mill.) var relatert til olje- og gassvirksomheten.
- Driftsresultatet ble NOK 113.8 mill. (minus NOK 7.6 mill) etter avskrivninger, fjerningsavsetninger og nedskrivninger på til sammen NOK 124.3 mill. (NOK 16.8 mill.)
- Resultat før skatt ble NOK 86.8 mill. (minus NOK 24.9 mill.), og resultatet etter skatt ble NOK 49.7 mill. (minus NOK 26.3 mill).
- Egenkapitalen pr. 31.12.2000 utgjorde 50% av bokført totalkapital (46%).

### Re-etablert virksomhet på norsk sokkel

### Høyt nivå på Helse, Miljø og Sikkerhet

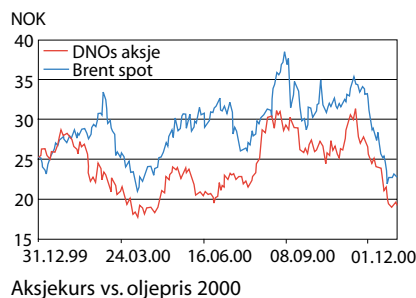
### Bedret marked innen Offshore og Oljeservice



Resultatet for 2000 er påvirket av følgende spesielle forhold:

NOK 31 mill. i negativt resultat fra tilknyttede selskaper, utgiftsføring av NOK 22.4 mill. i letestkostnader, NOK 7.3 mill. i avsatt lønn i forbindelse med tildeling av opsjoner til underkurs, NOK 13 mill. avsatt i forbindelse med Wesseliussaken, NOK 26.1 mill. i nedskrivning av bokført verdi av Timan Pechora, NOK 17.2 mill. i gevinst knyttet til valutainstrumenter og inntektsføring på NOK 30 mill. i forbindelse med revurdering av utsatt skattefordel. Investeringen i Timan Pechora er restrukturert i 2001, ved at et børsnotert kanadisk selskap med produksjon i Russland nå deltar sammen med DNO for å utvikle prosjektet.

Samlet regnskapsmessig effekt som følge av ovennevnte spesielle forhold ble i 2000 negativ med NOK 52.6 mill., og netto likviditetsmessig effekt ble negativ med NOK 5.2 mill.



Aksjekurs vs. oljepris 2000

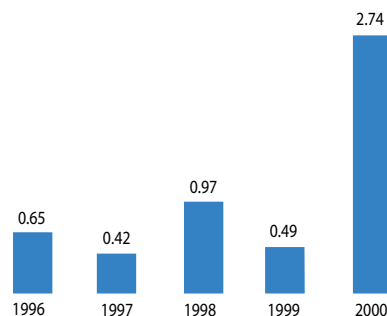
### Aksjekurs 2000 NOK

30.12.99	25.50
Høyeste	31.40
Laveste	17.70
29.12.00	19.20

DNO-aksjen er notert på Oslo Børs. Nær 137 mill. aksjer ble registrert omsatt i 2000, nær 2.74 ganger antall utestående aksjer. Dette er en vesentlig økning i aksjens likviditet i forhold til foregående år.

Pr. 31.12.2000 hadde DNO 42.600 aksjonærer, mot 41.600 året før. Ved utgangen av året var 6% av aksjene eiet av utenlandske investorer, samme forhold som ved inngangen til året.

Ved utgangen av 2000 var DNO-aksjen notert til kr. 19.20. Markedsverdien var 964 mill. kroner, hvilket er 69 mill. høyere enn pr. 31.12.1999.



DNOs aksjelicviditet

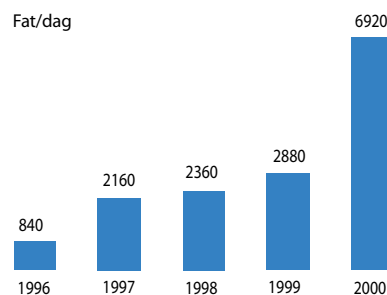
### Verdiskapning 1996 - 2000

Styret har som målsetting at selskapets virksomhet skal bidra til god lønnsomhet og verdiskapning over tid for selskapet og dets aksjonærer.

I 1996 da nåværende strategi ble lagt, ble det satt ambisiøse mål for selskapets utvikling og vekst. Med de positive resultater som er oppnådd i 2000 kan styret konstatere at målene for de første 5 år, under den nye strategien, er nådd.

I denne perioden har konsernets oljeproduksjon økt fra omlag 800 fat pr. dag til omlag 10.000 fat pr. dag, driftsinntektene har økt fra NOK 54 mill. til NOK 666 mill., EBITDA har økt fra minus NOK 19 mill. til NOK 286 mill. og bokført egenkapital har økt fra NOK 9 mill. (31.12.95) til NOK 797 mill. (31.12.2000).

Selskapet stod foran store utfordringer i 1996, og overtagelse av operatørskapet på Heather-feltet i 1997 markerte den første viktige milepæl i DNOs nye strategi. Det ble gjennomført restrukturering av driften for feltet, noe som resulterte i en reduksjon av driftskostnadene på 25%.



Gjennomsnittlig oljeproduksjon

I etterkant viste dette seg å være av stor betydning da nedgangen i oljeprisen kom i 1998. Selskapet foretok i den påfølgende periode med lav oljepris, investeringer i boreanlegget på plattformen, slik at boring av nye brønner på feltet kunne gjennomføres i 2000 ved høyere oljepriser.

I forbindelse med inntreden i blokk 32 i Yemen, ble selskapet tildelt sitt andre operatørskap. Som operatør for denne lisensen har DNO over en periode på 2 år, boret 6 brønner og fullført sin første utbygging av et oljefelt.

De tiltak som ble gjennomført på Heather-feltet samt beslutningen om å investere i Yemen, med lave utbyggings- og produksjonskostnader, har vært viktige ledd i selskapets strategi med hensyn til å være mot-syklisk, og viser selskapets evne til å tilpasse seg lav oljepris.

Sentralt i en slik mot-syklisk strategi, er evnen til å forutse endringer i tide, for derved å kunne gjøre riktige grep og tilpasninger på riktig tidspunkt. Selskapets organisasjonsstruktur med korte beslutningslinjer og utstrakt bruk av prosjektorientert nettverk, har vært av stor betydning i denne sammenheng.

Selskapets engasjementer innen rigg og oljeservice har også vært vellykket. Gevinst på riggandeler ved etablering av Petrolia Drilling ASA i 1996/97, bidro sterkt til å kapitalisere opp selskapet, slik at selskapet kunne foreta investeringer i petroleumslisenser.

I lys av den overordnede målsetning om "verdiskapning over tid", kan styret konstatere at markedsverdien på selskapets aksjer er nesten ti-doblet i løpet av de 5 år en har operert etter den nye strategien.

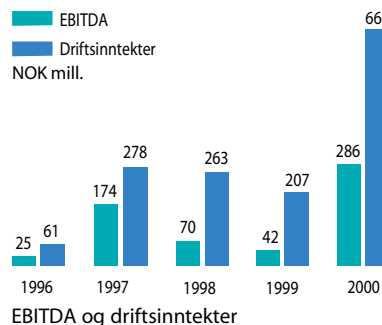
I begynnelsen av 1996 tok selskaper kontrollert av nåværende konsernsjef kontroll over DNO ved kjøp av nærmere 40 % av aksjene i selskapet. I den forbindelse ble en ny strategi innført, som var utarbeidet gjennom flere år av konsernsjefen og hans norske og internasjonale nettverk. Andeler i riggprosjekter og petroleumslisenser ble også tilført selskapet, hvilket har resultert i en betydelig verdiskapning for selskapet i løpet av siste 5 år.

I perioder med fluktuerende oljepriser i en syklisk industri der selskapet endrer strategi og gjennomgår store forandringer er det etter styrets oppfatning viktig med en eierstruktur som er stabil og langsiktig. Av dagens 10 største aksjonærer er selskaper kontrollert av konsernsjefen eneste eiere som har vært med siden 1996, og er fremdeles selskapets største aksjonær. Den suksess som selskapet har oppnådd i løpet av 5 siste år skal derfor også i stor grad tilskrives selskapets største aksjonær og dennes nettverk.

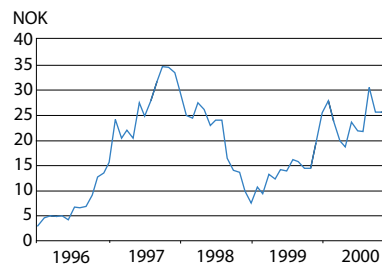
**Fremtidsutsikter**

Selskapet vil i årene framover bygge videre på de positive resultater som er oppnådd i perioden 1996 - 2000.

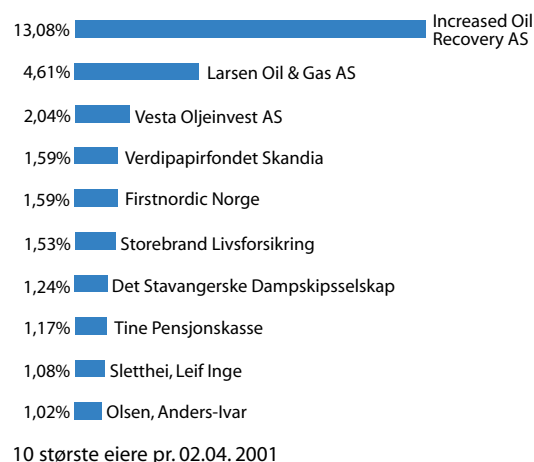
Heather-området skal videreutvikles, og satelittfeltene rundt Heather-feltet vil bli bygget ut stegvis og med lav risikoprofil. Dette vil kunne gi produksjon fra Heather-området til 2010 eller lenger.



EBITDA og driftsinntekter



DNOs aksjekursutvikling



10 største eiere pr. 02.04. 2001



Produksjonstart fra Tasour-feltet markerer starten på et langsiktig engasjement i Yemen og Midt-Østen, hvor selskapet allerede i 2001 skal delta på sin andre feltutbygging, Sharyoof-feltet i blokk 53 (Yemen).

De 5 lisensandeler som er ervervet på norsk sokkel i 2000, er første steg i selskapets satsing i et område med spennende muligheter innen selskapets nisje.

Selskapets operatørskap og deltagelse i eksisterende lisensportefølje, skaper et godt grunnlag for videre vekst i årene framover. Investeringer i nye lisensandeler som passer inn i selskapets hovedstrategi vil også bli vurdert fortløpende.

Det er styrets målsetting at selskapets oljeproduksjon skal nå et nivå på 30.000 fat pr. dag i løpet av neste 5-års periode.

For å gi selskapet nødvendig finansiell handlekraft og fleksibilitet til fremtidige investeringer, planlegger DNO opptak av et større obligasjonslån som skal noteres på Oslo Børs.

Markedet innen offshore og oljeservice har vist en markant økning i 2000, og denne utviklingen er ventet å forsette de nærmeste årene. Dette vil bidra til å øke verdien av selskapets investeringer innen denne markedsektoren.

### Øvrige forhold

Arbeidsmiljøet i selskapet er godt. DNO har som målsetting at all virksomhet skal gjennomføres uten skade på mennesker eller miljø, og uten tap av materielle verdier. Styret konstaterer med tilfredshet at det i løpet av 2000 ikke har funnet sted alvorlige skader. Virksomheten har også foregått innenfor de krav som myndighetene stiller med hensyn til belastning av det ytre miljø. Konsernet har implementert et nytt styrings-system for HMS i 2000.

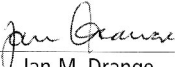
Antall sykefraværsdager i DNO-konsernet var i 2000 247 (ca.1%).

### Disponeringer

Den bokførte egenkapitalen pr. 31. desember 2000 var NOK 797 mill. for konsernet, og NOK 803 mill. for morselskapet. Morselskapet hadde i 2000 et negativt resultat på NOK 21 mill. Styret foreslår resultatet dekket av annen egenkapital. Av bokført egenkapital pr. 31.12.2000 på NOK 803 mill. (konsern NOK 797 mill.), utgjør NOK 205 mill. (konsern NOK 199 mill.) annen egenkapital.

Styret bekrefter at årsregnskapet er avlagt under forutsetningen av fortsatt drift og at forutsetningen er tilstede jfr. regnskapsloven § 3-3.

Oslo, 4. mai 2001  
Styret i DNO ASA

  
Jan M. Drange  
Formann

  
Anders Farestveit  
Viseformann

  
Helge Eide  
Adm. dir.

  
Farouk Al-Kasim

  
Berge G. Larsen





Fra Heather-plattformen



Prosessanlegget, Tasour



Petrojarl 1, Glitne

## Virksomhetsområder

### Olje og gass

En oversikt over DNOs lisensportefølje er presentert i note 18.

DNOs netto oljeproduksjon fra de enkelte felt var i 2000 som følger:

	Andel	Fat totalt	Fat pr. dag (snitt)
Heather	100.00%	1.733.130	4.748
Claymore	1.00%	113.478	311
Jotun	1.15%	555.387	1.522
Tasour	41.00%	158.460	434
<b>Totalt</b>		<b>2.525.671</b>	<b>6.920</b>

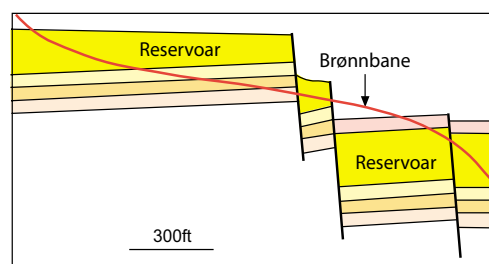
### Lisenser - UK

DNO gjennomførte i 2000 tiltak for å øke produksjonen fra Heather-feltet, ved blant annet boring av nye sidestegsbrønner fra plattformen på feltet. Dette resulterte i en økning av produksjonen fra feltet i 4. kvartal 2000. Produksjonen var over 7.000 fat pr. dag for en kortere periode, men var mot slutten av året redusert til om lag 5.200 fat pr. dag. Dette skyldes fall i produksjonen fra den nye brønnen, at vanninjeksjonen i feltet har vært avstengt i forbindelse med boreaktivitetene, samt behov for inngrep i enkelte brønner.

Det vil nå bli et avbrudd i boreaktivitetene på feltet slik at vanninjeksjonen kan gjenopprettes, og tiltak kan gjennomføres for å bedre produksjonen fra de eksisterende brønnene på feltet. Den foreløpig siste sidestegs-brønnen ble satt i produksjon i mars 2001, og produksjonen fra feltet var i april 2001 om lag 7.000 fat pr. dag.

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

### ■ Avanserte boreriger på Heather-feltet



Skjematisk profil fra avansert boring på Heather-feltet

DNOs andel av produksjonen fra Claymore-feltet, hvor DNO har 1.0% eierandel, var i 2000 på 311 fat pr. dag. Der har i 2000 ikke vært aktivitet av betydning i DNOs øvrige lisensandeler i UK.

### Lisenser - Norge

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

- PL 103B – Jotun (1.25%)
- PL 203 (15%)
- PL 148 (10%)

Øvrige lisensandeler som er/forventes å bli godkjent i 2001 omfatter:

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

Jotun-feltet, hvor Exxon/Mobil er operatør, ble satt i produksjon mot slutten av 1999, og produksjonen fra feltet har i 2000 vært bedre enn forventet: omlag 122.000 fat pr. dag (DNOs andel 1.522 fat pr. dag) mot 90.000 i henhold til Plan for Utbygging og Drift (PUD). Produksjonen i april 2001 var omlag 116.000 fat pr. dag (DNOs andel utgjør 3.770 fat pr. dag).

Boring av produksjonsbrønner på Glitne-feltet ble påbegynt i 2. halvår 2000, og disse boringene ble avsluttet i løpet av 1. kvartal 2001. Produksjonen fra feltet skal etter planen starte i juli 2001. Petrojarl 1 skal benyttes som flytende produksjonshenhet på feltet, og start-produksjonen ventes å bli omlag 40.000 fat pr. dag (DNOs andel utgjør 4.000 fat pr. dag).

I PL 203 hvor Norsk Hydro er operatør, ble det boret en avgrensingsbrønn i 2000. Denne brønnen påviste ikke hydrokarboner. Det er tidligere påvist både olje og gass i lisensen og det er ventet at operatøren vil framsette forslag om kommersiell utbyggingsløsning for lisensen i 2. halvår 2001.

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

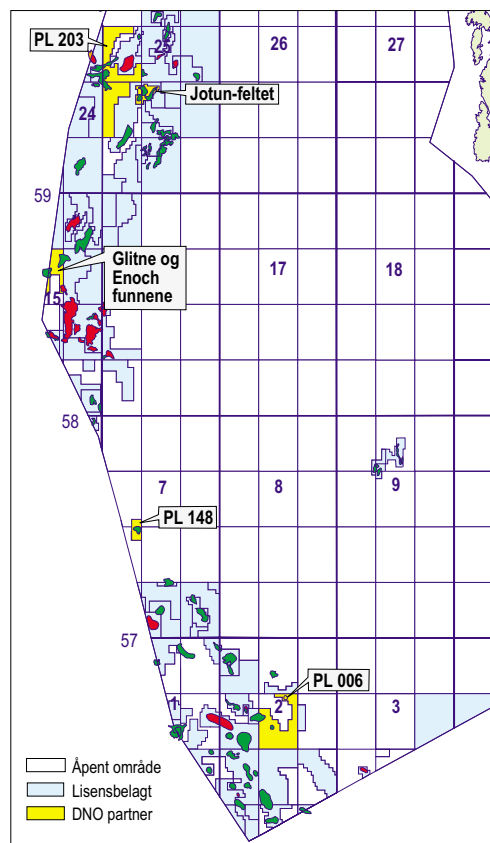
### Lisenser - Yemen

DNO fullførte, som operatør, utbyggingen av Tasour-feltet i 2000 og feltet ble åpnet i november. De samlede kostnader til feltutbyggingen ble om lag USD 16 mill. hvilket var 10% under budsjett. Produksjonen fra feltet har så langt gått etter planen, og oljeproduksjonen fra feltet var, ved slutten av 2000, omlag 7.000 fat pr. dag, hvorav DNOs andel var om lag 2.730 fat pr. dag.

En ny produksjonsbrønn ble ferdigstilt i februar 2001, og produksjonen fra feltet var i april 2001 om lag 8.750 fat pr. dag (DNOs andel utgjør 3.408 fat pr. dag). Det vurderes å gjennomføre ytterligere boringer på feltet eller omliggende strukturer i 2. halvår 2001.

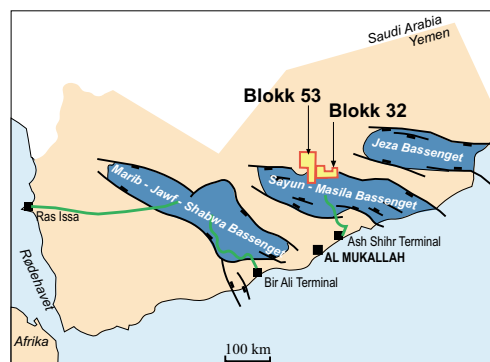
I blokk 53 ble det gjort et oljefunn i 2000. Det ble boret 2 brønner som samlet testet 20.000 fat olje pr. dag. Reservene i det nye funnet, som har fått navnet Sharyoof, er anslått til om lag 25 millioner fat, hvorav DNOs andel er om lag 6 millioner fat.

### Godkjennelse av DNO på norsk sokkel



DNOs eiendeler på norsk sokkel

### Feltutbygging og nytt oljefunn i Yemen



Kart som viser DNOs lisenser i Yemen

Utbyggingsplan for feltet ble overlevert myndighetene i Yemen i desember 2000, og planen ble godkjent i februar 2001. Produksjonsstart er planlagt i 4. kvartal 2001, og det er ventet at utbyggingsløsningen vil bli tilsvarende som for Tasour-feltet i blokk 32. DNO har 24,45% andel i lisensen.

### Lisenser – Timan Pechora

DNO har i 2000 fortsatt forhandlingene med den russiske partneren om fremtidig utvikling og produksjon av oljefeltene i Timan Pechora. Utover dette har det ikke vært aktivitet knyttet til DNOs investering i Timan Pechora.

I 1. kvartal 2001 har DNO inngått avtale med det kanadiske børsnoterte selskapet Bitech Petroleum Corporation om samarbeid i dette prosjektet. Samarbeidet vil i første fase være knyttet til videre forhandlinger med den russiske partneren om betingelser for utvikling og produksjon av feltene, samt at det skal gjennomføres tekniske/økonomiske vurderinger av prosjektet. Bitech har forøvrig oljeproduksjon i Komiregionen sør for Timan Pechora.



Byggearbeider ved prosessanlegget på Tasour-feltet

### Offshore og Services

DNO har hatt engasjementer innen Offshore & Services siden 1996, blant annet gjennom eierandeler i bore-rigger. Akkumulert for årene 1996 - 2000, har samlede driftsinntekter fra denne virksomheten vært om lag NOK 503 mill., og akkumulert driftsresultat vært på om lag NOK 221 mill.

DNOs engasjementer innen dette området har således bidratt sterkt til å bygge opp selskapets finansielle midler til å foreta oppkjøp og investeringer i oljelisenser innen kjernevirksomhet.

Driften innen Offshore & Services har vist en god utvikling i løpet av 2000, og virksomhetsområdet gav et positivt bidrag på NOK 16,6 mill. til DNO-konsernets driftsresultat for året totalt.

DNOs største engasjement innen Offshore & Services er i dag eierandelen på omlag 37% i Petrolia Drilling ASA (PDR). Det negative resultatet i PDR i 2000 har medført at DNOs regnskap for 2000 er belastet med til sammen NOK 31,0 mill. Dette har imidlertid ingen likviditetsmessig effekt for selskapet.

Boreenheten Valentine Shashin har vært på kontrakt i hele 2000 for Petrobras i Brasil, hvilket har bidratt til en god kontantstrøm for PDR gjennom året

DNO har behov for en bore-rigg for boring av undervannsbrønner på satellittene rundt Heather-feltet, og DNO har signert en intensjonsavtale for bruk av SS Petrolia som vurderes til dette oppdraget.

Etterspørselen etter bore-rigger har vist en markant økning i 2000, og markedsutsiktene for årene fremover er gode. Det er derfor gode muligheter for videre engasjement for PDRs boreenheter i årene framover.

### ■ Bedret marked innen Offshore og Services



Produksjonsskipet "Valentin Shashin"

## Resultatregnskap 01.01-31.12 (NOK 1000)

MORSELSKAP				KONSERN		
1999	2000		Note	2000	1999	1998
		<b>DRIFTSINNEKTER</b>				
7 299	38 018	Driftsinntekter, olje og gass	3	566 942	178 122	90 670
27 933	30 195	Driftsinntekter, offshore	3	95 769	27 933	-
890	625	Andre driftsinntekter		3 131	890	172 755
<b>36 122</b>	<b>68 838</b>	<b>Sum driftsinntekter</b>		<b>665 842</b>	<b>206 945</b>	<b>263 425</b>
		<b>DRIFTSKOSTNADER</b>				
6 000	7 014	Letekostnader		22 448	7 465	2 281
2 046	13 760	Driftskostnader, olje og gass		294 769	142 736	112 527
15 042	20 546	Driftskostnader, offshore		44 615	15 042	-
1 268	8 789	Ordinære avskrivninger, fjerningsavsetninger	7	93 934	16 755	29 850
-	28 818	Nedskrivninger og tapsavsetninger	5,8	28 818	-	-
2 889	5 565	Lønn og lønnsavhengige kostnader	4	20 337	6 625	5 400
17 053	24 318	Andre driftskostnader		47 176	25 969	126 139
<b>44 298</b>	<b>108 810</b>	<b>Sum driftskostnader</b>		<b>552 097</b>	<b>214 592</b>	<b>276 197</b>
<b>-8 176</b>	<b>-39 972</b>	<b>DRIFTSRESULTAT</b>		<b>113 745</b>	<b>-7 647</b>	<b>-12 772</b>
-42 355	-32 045	Nedskrivning aksjer i tilknyttede selskaper	9	-	-	-
-	-	Andel tilknyttede selskaper	9	-30 975	-42 355	-9 098
9 835	21 336	Netto finansposter	6	4 056	25 069	45 670
<b>-40 696</b>	<b>-50 681</b>	<b>RESULTAT FØR SKATTEKOSTNAD</b>		<b>86 826</b>	<b>-24 933</b>	<b>23 800</b>
-794	29 288	Skattekostnad	14	-37 103	-1 337	-23 211
<b>-41 490</b>	<b>-21 392</b>	<b>ÅRETS RESULTAT</b>		<b>49 723</b>	<b>-26 270</b>	<b>589</b>
		Resultat pr. aksje (ikke utvannet)	19	1,15	-0,82	0,02
		Resultat pr. aksje (utvannet)	19	1,10	-0,76	0,02



## Balanse (NOK 1000)

## EIENDELER

## MORSELSKAP

## KONSERN

31.12.99	31.12.00	EIENDELER	Note	31.12.00	31.12.99
		<b>ANLEGGSMIDLER</b>			
		<b>Immaterielle eiendeler</b>			
-	-	Goodwill	7	71 915	-
25 000	55 000	Utsatt skattefordel	14	55 776	25 000
<b>25 000</b>	<b>55 000</b>	<b>Sum immaterielle eiendeler</b>		<b>127 691</b>	<b>25 000</b>
		<b>Varige driftsmidler</b>			
93 488	178 942	Olje- og gassfelt	7, 18	515 818	145 208
111 142	85 000	Andre anleggsmidler	5, 8	85 000	111 142
520	431	Maskiner, inventar o.l.	7	30 894	520
<b>205 150</b>	<b>264 373</b>	<b>Sum varige driftsmidler</b>		<b>631 712</b>	<b>256 870</b>
		<b>Finansielle anleggsmidler</b>			
21 949	185 420	Aksjer i datterselskaper	9	-	-
8 385	43 918	Langsiktige konsernfordringer	10	-	-
210 536	175 269	Investering i tilknyttede selskaper	9	175 611	210 536
26	7 672	Andre langsiktige fordringer	4, 16	129 676	101 512
156 670	189 682	Bundet bankinnskudd	11	189 682	156 670
<b>397 566</b>	<b>601 961</b>	<b>Sum finansielle anleggsmidler</b>		<b>494 969</b>	<b>468 718</b>
<b>627 716</b>	<b>921 334</b>	<b>Sum anleggsmidler</b>		<b>1 254 372</b>	<b>750 588</b>
		<b>OMLØPSMIDLER</b>			
-	2 198	Varelager og opptjent inntekt		34 094	8 899
-	90 885	Konsernmellomværende	10	-	-
17 143	94 005	Andre fordringer	10	215 161	52 663
-	5 339	Finansielle omløpsmidler		5 339	-
26 910	53 447	Kontanter og kontantekvivalenter	11	88 026	101 469
<b>44 053</b>	<b>245 874</b>	<b>Sum omløpsmidler</b>		<b>342 620</b>	<b>163 031</b>
<b>671 769</b>	<b>1 167 208</b>	<b>SUM EIENDELER</b>		<b>1 596 992</b>	<b>913 619</b>

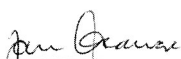
## Balanse (NOK 1000)

### EGENKAPITAL OG GJELD MORSELSKAP

### KONSERN

31.12.99	31.12.00	EGENKAPITAL OG GJELD	Note	31.12.00	31.12.99
		<b>EGENKAPITAL</b>			
		<b>Innskutt egenkapital</b>			
140 228	200 669	Aksjekapital		200 669	140 228
-60	-60	Egne aksjer		-60	-60
123 402	389 882	Overkursfond		389 882	123 402
-	7 314	Annen innskutt egenkapital		7 314	-
<b>263 570</b>	<b>597 805</b>	<b>Sum innskutt egenkapital</b>		<b>597 805</b>	<b>263 570</b>
		<b>Opptjent egenkapital</b>			
226 460	205 067	Annen egenkapital		198 923	157 200
<b>226 460</b>	<b>205 067</b>	<b>Sum opptjent egenkapital</b>		<b>198 923</b>	<b>157 200</b>
<b>490 030</b>	<b>802 872</b>	<b>Sum egenkapital</b>	12	<b>796 728</b>	<b>420 770</b>
		<b>GJELD</b>			
		<b>Avsetning for forpliktelser</b>			
-	-	Fjerningsforpliktelser	16	250 924	234 291
325	-	Pensjonsforpliktelser	4	-	325
-	12 314	Andre forpliktelser	22	12 314	-
-	-	Utsatt skatt	14	64 365	-
<b>325</b>	<b>12 314</b>	<b>Sum avsetning for forpliktelser</b>		<b>327 603</b>	<b>234 616</b>
		<b>Annen langsiktig gjeld</b>			
-	55 786	Langsiktig konserngjeld	10	-	-
12 300	300	Konvertibelt obligasjonslån	15	300	12 300
91 998	115 031	Gjeld til kredittinstitusjoner	15	145 885	91 998
<b>104 298</b>	<b>171 117</b>	<b>Sum annen langsiktig gjeld</b>		<b>146 185</b>	<b>104 298</b>
		<b>Kortsiktig gjeld</b>			
36 000	103 810	Rentebærende kortsiktig gjeld	15	103 810	36 000
41 116	77 095	Annen kortsiktig gjeld	13	222 666	117 935
<b>77 116</b>	<b>180 905</b>	<b>Sum kortsiktig gjeld</b>		<b>326.476</b>	<b>153 935</b>
<b>181 739</b>	<b>364 336</b>	<b>Sum gjeld</b>		<b>800 264</b>	<b>492 849</b>
<b>671 769</b>	<b>1 167 208</b>	<b>SUM EGENKAPITAL OG GJELD</b>		<b>1 596 992</b>	<b>913 619</b>

Garantiansvar	16
Finansielle instrumenter	17
Pantstillelser	15

  
Jan M. Drange  
Formann

  
Anders Farestveit  
Viseformann

  
Helge Eide  
Adm. dir.

  
Farouk Al-Kasim

  
Berge G. Larsen

## Kontantstrømoppstilling (NOK 1000)

## MORSELSKAP

## KONSERN

1999	2000		Note	2000	1999	1998
		<b>Operasjonelle aktiviteter</b>				
-40 696	-53 357	Resultat før skattekostnader		86 826	-24 933	23 800
-794	-	Periodens betalte skatter	14	-4 812	-1 337	-211
1 268	34 932	Av- og nedskrivninger	5	103 590	16 986	29 850
42 355	32 045	Nedskrivning aksjer	9	-	-	-
-2 859	-	(Gevinst) / tap på anleggsmidler		-482	-2 859	-
-	21 390	(Gevinst) / tap ved salg av verdipapirer og andeler	6	21 390	-	-54 175
-	-	Andel resultat i tilknyttede selskaper	9	30 975	42 355	9 098
-192	-	Pensjonskostnader		-	-192	-282
-8 104	62 669	Øvrige poster		8 533	-8 104	-5 673
		<i>Endringer i driftsmessige eiendeler og gjeld:</i>				
712	-2 198	- endring i lager		-25 195	-5 899	513
55 892	-170 996	- endring i kortsiktige fordringer		-162 497	-15 405	-38 801
-58 830	34 013	- endring i andre omløpsmidler og annen kortsiktig gjeld		91 283	48 538	17 220
<b>-11 248</b>	<b>-41 502</b>	<b>Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</b>		<b>149 611</b>	<b>49 150</b>	<b>-18 661</b>
		<b>Investeringsaktiviteter</b>				
-	-13 836	Betaling ved kjøp av IOT, eksklusiv kontanter (konsern)	2	-5 883	-	-
8 017	-	Innbetalinger ved salg varige driftsmidler		4 397	8 017	-
-69 186	-94 155	Utbetalinger ved investering i varige driftsmidler		-409 385	-76 474	-88 783
-	2 655	Innbetalinger ved salg av verdipapirer og andeler		2 655	-	101 774
-54 297	-24 031	Utbetalinger ved kjøp av verdipapirer og andeler		-24 031	-54 297	-173 381
703	-43 134	Andre investeringer		-28 119	-493	-
-	-55 450	Aksjekapitalutvidelse i datterselskaper		-	-	-
<b>-114 763</b>	<b>-227 951</b>	<b>Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter</b>		<b>-460 366</b>	<b>-123 247</b>	<b>-160 390</b>
		<b>Finansieringsaktiviteter</b>				
36 000	127 451	Innbetalinger ved opptak av rentebærende gjeld		127 451	36 000	104 739
-22 661	-43 617	Utbetalinger ved nedbetaling av rentebærende gjeld		-42 295	-22 661	-25 721
72 852	212 156	Innbetaling av egenkapital		212 156	72 852	60 920
-6	-	Utbetaling av utbytte		-	-6	-26 832
<b>86 185</b>	<b>295 990</b>	<b>Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter</b>		<b>297 312</b>	<b>86 185</b>	<b>113 106</b>
-39 826	26 537	<b>Netto endring i kontanter og kontantekvivalenter</b>		<b>-13 443</b>	<b>12 088</b>	<b>-65 945</b>
66 736	26 910	<b>Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter 1.1 <sup>1)</sup></b>		<b>101 469</b>	<b>89 381</b>	<b>155 326</b>
26 910	53 447	<b>Beholdning av kontanter og kontantekvivalenter 31.12.</b>		<b>88 026</b>	<b>101 469</b>	<b>89 381</b>

1) Bundet bankinnskudd knyttet til fjerningsforpliktelser er ikke behandlet som kontanter og kontantekvivalenter

## Noter

### 1) Regnskapsprinsipper

Regnskapet er avlagt i henhold til Regnskapsloven av 1998 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 konsernregnskapet.

#### Generelt

Konsernregnskapet viser virksomheten til morselskapet DNO ASA og eierandeler i selskaper kontrollert av DNO, som en økonomisk enhet. Selskaper hvor DNO ASA har bestemmende innflytelse, blir konsolidert inn i konsernregnskapet i sin helhet. I de tilfeller hvor datterselskaper ikke er heleide, er minoritets-interesser trukket ut som en egen post i resultatregnskapet og balansen.

Andeler i olje- og gasslisenser behandles etter bruttometoden. Gitt at selskapet har betydelig innflytelse fra avtaletidspunktet, selskapet antas å tilfredstille kravene fra myndighetene om godkjenning, og godkjenning fra Olje- og Energidepartementet mottas innen utløpet av regnskapsåret, anses avtaletidspunktet å være transaksjonstidspunktet.

Tilknyttede selskaper hvor selskapet har strategiske interesser og betydelig innflytelse (20-50% eierandel) er vurdert etter egenkapitalmetoden. Alle vesentlige transaksjoner og mellomværende innen konsernet er eliminert i konsernregnskapet.

#### Prinsipper for utarbeidelse av konsernregnskapet

Alle selskapsregnskaper som er konsolidert, er gjort opp etter enhetlige regnskapsprinsipper.

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 oppkjøpte selskaps egenkapital på oppkjøpstidspunktet, henføres i første rekke til de av selskapets materielle eiendeler (eller pådratte forpliktelser), som har verdier forskjellig fra de bokførte. Eventuell merverdi klassifiseres som olje- og gassfelt eller goodwill i konsernregnskapet. Utsatt skatt knyttet til oppkjøp av lisenser på norsk sokkel, er behandlet netto.

Tilknyttede selskaper er vurdert etter egenkapitalmetoden og konsernets andel av årsresultatet i det tilknyttede selskapet, etter avskrivninger av merverdier, avregnes mot kostprisen for andelen. Behandlingen av merverdier i tilknyttede selskaper gjennomføres etter samme prinsipper som for datterselskaper.

Utenlandske datterselskaper er omregnet ved at det for balansen er benyttet kurs pr. 31.12, med unntak for olje- og gassfelt som er omregnet til valutakurs på anskaffelsestidspunktet. For resultatet er det benyttet gjennomsnittskurs for året. Omregningsdifferanser er ført som en finanspost i resultatregnskapet, da de utenlandske datterselskapene anses for å være integrerte.

#### Periodiserings- og vurderingsprinsipper

Regnskapet bygger, i samsvar med god regnskapsskikk, på transaksjons-, opptjenings-, sammenstillings-, forsiktighets- og kongruensprinsippet. Sikring hensyntas.

#### Klassifisering

Klassifisering av poster i regnskapet bygger på at eiendeler som knytter seg til varekretsløpet, fordringer som tilbakebetales innen ett år, samt eiendeler som ikke er bestemt til varig eie eller bruk for virksomheten, er omløpsmidler. Andre eiendeler er anleggsmidler. Skillet mellom kort og langsiktig gjeld trekkes ved ett år til forfallstidspunktet. Førsteårs 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.

#### Periodisering, herunder betingede utfall

Salgsinntekter fra olje- og gassvirksomheten regnskapsføres basert på produsert volum av olje og gass (rettighetsmetoden). Inntekter fra andre virksomhetsområder regnskapsføres ved leveringstidspunktet. Kostnadsføringen følger sammenstillingsprinsippet. Ved usikkerhet, kostnadsføres tap som er sannsynlige og kvantifiserbare, mens betingede gevinster utsettes.

#### Aksjer, obligasjoner, sertifikater o.l.

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

#### Letekostnader

DNO benytter "Successful Efforts" metoden for behandling av lete- og utbyggingskostnader. Alle letekostnader, 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. Dersom funn ikke anses utvinnbare, teknisk eller kommersielt, blir borekostnader knyttet til letebrønner kostnadsført.

#### Utbyggingskostnader

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.

#### Rentekostnader og egne

##### kostnader vedrørende utbyggingsprosjekter

Rentekostnader og egne kostnader knyttet til utbyggingsprosjekter aktiveres og avskrives.

#### Vedlikehold og reparasjoner

Kostnader til vedlikehold og reparasjoner kostnadsføres etter hvert som de påløper. Betydelige påkostninger, som øker produksjonskapasiteten eller anleggets levetid, balanseføres.

#### Varige driftsmidler

Anlegg under utbygging, petroleumsfelt og transportsystemer i drift, bygg og eiendommer, maskiner, inventar m.m. er oppført til historisk kost etter fradrag for av- og nedskrivninger. Selskapet foretar nedskrivninger dersom bokført verdi av olje- og gassfelt eller andre eiendeler, hvor man kan identifisere kontantstrømmer, overstiger verdien av udiskonterte fremtidige forventede kontantstrømmer.



Nedskrivningsbeløpet er forskjellen mellom bokført verdi og markedsverdi. Balansførte kostnader knyttet til utvinning fra et felt i produksjon, avskrives etter produksjonsenhetsmetoden.

Selskapet benytter påviste og sannsynlige utbygde reserver som grunnlag for beregning av avskrivninger etter produksjonsenhetsmetoden. Kjøpesum for lisensrettigheter avskrives med basis i sikre og sannsynlige utbygde og ikke utbygde reserver.

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

#### **Immaterielle eiendeler og goodwill**

Immaterielle eiendeler og goodwill avskrives over økonomisk levetid. Goodwill pr 31.12.2000, avskrives over 10 år.

#### **Leieavtaler**

Leieavtaler vurderes som finansiell eller operasjonell leasing, etter en konkret vurdering av den enkelte avtale. Driftsmidler vedrørende leieavtaler vurdert som finansiell leasing, aktiveres i balansen og avskrives som ordinære driftsmidler. Avdragsdelen av leieforpliktelsen vises som langsiktig gjeld. Forpliktelsen reduseres med betalt leie etter fradrag for beregnet rentekostnad.

#### **Lager**

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

#### **Mer-/mindreuttak av petroleum**

Mer-/mindreuttak av petroleum følger av rettighetsmetoden, og vurderes til salgpris per balansedagen. Mer-/mindreuttak beregnes som forskjellen mellom selskapets andel av produksjonen og selskapets faktiske salg. Mer-/mindreuttak 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. Årets fjerningskostnad beregnes etter produksjonsenhetsmetoden for feltinstallasjoner. Effekten av endringer i valutakurs fordeles, i likhet med estimatendringer vedrørende reserveanslag, over gjenværende produksjon, slik at fjerningsavsetninger 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. Balansføring av utsatt skattefordel, forutsetter at fremtidig anvendelse kan sannsynliggjøres.

#### **Pensjonsforpliktelser**

Ytelsesplaner balanseføres i henhold til NRS om pensjonskostnader. Tilskuddsplaner tilsier at innbetalt tilskudd kostnadsføres når kostnadene er påløpte.

#### **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 prisrisiko. Instrumenter som kvalifiserer for sikring, blir vurdert sammen med den sikrede post. Instrumenter som ikke kvalifiserer for sikring, vurderes i adskilte porteføljer til laveste av historisk kost og markedsverdi.

#### **Kontantstrømpoppstilling**

Kontantstrømpoppstillingen er basert på den indirekte metode.

#### **Resultat pr. aksje**

Resultat pr. aksje er basert på tidsveiet, gjennomsnittlig utestående antall aksjer. Utvannet resultat pr. aksje hensyntar utestående opsjoner og konvertible lån.

#### **Endringer i regnskapsprinsipper**

Regnskapsloven ble implementert i 1999 og sammenligningstall for 1998 er omarbeidet.

## Note 2 Vesentlige enkelttransaksjoner, kontant og ikke kontant

I perioden 01.01.1998 til 31.12.2000 er følgende vesentlige transaksjoner gjennomført:

### 2000 Endring konsernstruktur

I 2000 ervervet DNO 100% av aksjene i Independent Oil Tools AS (IOT AS). Kjøpesummen var NOK 108 mill., hvorav NOK 13.8 mill. i kontanter.

### 2000 / 2001 Erverv av lisenser

#### på norsk sokkel (Det Norske Oljeselskap AS)

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 23.11.2000. Erverv av 10% andel i Glitne (PL 048B), ble godkjent av Olje og Energidepartementet 25.01.2001. Forpliktelsen er ikke reflektert i balansen pr. 31.12.2000, jmfør konsernets regnskapsprinsipper i note 1. Erverv av 10% i Tyr (PL 006C), ble godkjent av Olje- og Energidepartementet 02.02.2001. Finansdepartementet har ikke ferdigbehandlet søknaden. Ervervet fremgår i regnskapet som en forskuddsbetaling pr. 31.12.2000. I tillegg er 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 06.02.2001. Samlet kostpris for de ovennevnte lisenser utgjør NOK 290 mill. etter skatt.

### 2000 Erverv av lisenser i Yemen

Erverv av 12% i Tasour-feltet, blokk 32 i Yemen, jfr. note 23.

### 1999 Erverv av lisenser i Yemen

Erverv av 24,45% i Yemen blokk 53 for kontant NOK 18,1 mill., samt 2 mill. DNO-aksjer.

### 1999 Erverv av lisenser på Britisk sokkel

Overtagelse av driftsansvaret for resterende 62,5% andel i Heather-området (blokk 2/4 og 2/5). Overdragelsesbeløpet var NOK 1,8 mill og selgerne beholder sin fjerningsforpliktelse (62,5%) knyttet til feltet.

### 1998 Erverv av lisenser i Yemen

Erverv av 20% i Tasour feltet, Yemen blokk 32 for NOK 24 mill. (i "farm-in" kostnader).

### 1998 Erverv av lisenser i Russland

Erverv av 8,5% av aksjene i Ocean Energy Ltd., 3% deltagelse i MMT-feltene i Timan Pechora for 2.125 mill. DNO-aksjer til kurs NOK 30 pr. aksje.

## Note 3 Virksomhetsområder

2000	Olje og gass	Offshore og services	Konsern
Driftsinntekter	570 072	95 770	665 842
Driftskostnader	369 625	59 721	429 346
Avskrivninger <sup>(1)</sup>	103 214	19 538	122 752
Driftsresultat	97 233	16 511	113 744
Resultat tilknyttet selskap	-	-30 975	-30 975
EBITDA <sup>(2)</sup>	249 482	36 049	285 531
Sum eiendeler	1 457 517	139 475	1 596 992
Rentefri gjeld	526 698	11 212	537 910
Investeringer	428 432	125 830	554 262
1999	Olje og gass	Offshore og services	Konsern
Driftsinntekter	179 012	27 933	206 945
Driftskostnader	182 795	15 042	197 837
Avskrivninger <sup>(1)</sup>	16 755	-	16 755
Driftsresultat	-20 537	12 890	-7 647
Resultat tilknyttet selskap	-	-42 355	-42 355
EBITDA <sup>(2)</sup>	29 475	12 890	42 365
Sum eiendeler	702 591	211 028	913 619
Rentefri gjeld	352 550	-	352 550
Investeringer	76 474	54 064	130 538
1998	Olje og gass	Offshore og services	Konsern
Driftsinntekter	90 995	172 430	263 425
Driftskostnader	126 203	120 144	246 347
Avskrivninger <sup>(1)</sup>	29 850	-	29 850
Driftsresultat	-65 058	52 286	-12 772
Resultat tilknyttet selskap	-	-9 098	-9 098
EBITDA <sup>(2)</sup>	17 576	52 286	69 862
Sum eiendeler	599 232	198 826	798 058
Rentefri gjeld	296 677	-	296 677
Investeringer	88 783	179 356	268 139

<sup>(1)</sup> Inkluderer av-/nedskrivninger, fjernings- og tapsavsetninger

<sup>(2)</sup> Resultat etter skattekostnad justert for skattekostnad, visse finansposter, resultat tilknyttede selskaper, av-/nedskrivninger og regnskapsmessige avsetninger

Totale driftsinvesteringer i 2000 er fordelt med: 63% UK, 34% Norge og 3% øvrige regioner.

#### Note 4 Opplysninger om godtgjørelser, sluttvederlag, lønn, aksjer og opsjoner og pensjoner

Godtgjørelse til styrets medlemmer utgjorde henholdsvis NOK 525.000 i 2000, NOK 420.000 i 1999 og NOK 200.000 i 1998. Styreformannen er engasjert som rådgiver for selskapet og har i 2000 mottatt samlet godtgjørelse på i alt NOK 2.453.967 for prosjektrelaterte, administrative og finansielle tjenester (1999 NOK 904.250 og 1998 NOK 382.000).

Revisors godtgjørelse NOK 1 000	Morselskap		Konsern	
	2000	1999	2000	1999
Revisjonshonorar	570	362	1 095	804
Assistanse og rådgivning gjeninntreden norsk sokkel	-	-	1 350	-
Annen bistand	349	415	598	554
<b>Sum</b>	<b>919</b>	<b>777</b>	<b>3 043</b>	<b>1 358</b>

Lønn og annen godtgjørelse til administrerende direktør utgjorde NOK 1.267.710 i 2000 og NOK 899.038 i 1999. Administrerende direktør har ved fratreden rett til et sluttvederlag tilsvarende 2 - 3 ganger årsgodtgjørelse, avhengig av omstendighetene. Daglig leder i Det Norske Oljeselskap AS har tilsvarende avtale. Konsernsjefen har et engasjement som honoreres med NOK 500.000 pr. år. Konsernsjefen har ikke avtale om sluttvederlag.

I henhold til generalforsamlingsvedtak av 22. juni 2000 har styreformannen ved vraking, rett til et sluttvederlag på NOK 1.200.000 for hvert år han har fungert som styreformann, regnet fra 1. januar 1996, og begrenset til maks. 8 år. Tilsvarende har to av styremedlemmene rett til et sluttvederlag på NOK 600.000 for hvert år de har fungert som styremedlem, regnet fra 1. juni 1996, og begrenset til maks. 8 år.

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

NOK 1 000	Konsern			Morselskap	
	2000	1999	1998	2000	1999
Lønnskostnader	58 802	19 288	19 896	9 113	2 182
Arbeidsgiveravgift	7 754	1 305	1 917	2 019	370
Pensjonskostnader	564	1 821	2 160	354	141
Andre personalkostnader	1 155	478	466	420	196
Eliminering lønn, folketrygd og pensjon	-47 938	-16 267	-19 039	-6 341	-
<b>Sum</b>	<b>20 337</b>	<b>6 625</b>	<b>5 400</b>	<b>5 565</b>	<b>2 889</b>

Gjennomsnittlig antall ansatte i konsernet i løpet av regnskapsåret har vært 105 ansatte, mot 68 i 1999. Gjennomsnittlig antall ansatte i morselskapet har vært 11 ansatte, mot 5 ansatte i 1999. Med tillegg av nettverket/prosjektmedarbeidere utgjør samlet antall årsverk nærmere 200.

#### Lønnskostnader knyttet til deltakelse i lisenser

Lønnskostnader knyttet til deltakelse i lisenser, hvor DNO ikke er operatør, er i resultatregnskapet klassifisert som andre driftskostnader og inngår ikke i oppstillingen ovenfor.

#### Oversikt over aksjer og opsjoner til styret og ledende ansatte

Selskapets driftsmodell er basert på aktive styremedlemmer og et opsjonsprogram er derfor etablert for styret, ledelsen og øvrig nøkkelpersonell.

	Antall aksjer kontrollert	Antall opsjoner utstedt av selskapet (kontrollert)
Jan M. Drange, styreformann	15 500	350 000
Anders Farestveit, viseformann	-	237 500
Helge Eide, adm. direktør	100 000	350 000
Farouk Al-Kasim, styremedlem	-	237 500
Berge Gerdt Larsen, konsernsjef	9 915 790	4 000 000
Torstein Sannes, daglig leder i Det Norske Oljeselskap AS	-	300 000
Andre ledende ansatte	-	1 200 000
<b>Sum aksjer/opsjoner</b>	<b>10 031 290</b>	<b>6 675 000</b>

Samlet er det utstedt 7.610.000 opsjoner, med en gjennomsnittlig utøvelseskurs på NOK 23. Samtlige opsjoner vil være utløpt innen avholdelse av ordinær generalforsamling i 2002.

#### Pensjoner

DNO har kollektiv pensjonsordning (ytelsesplan) som omfatter én ansatt (23 i konsern). Hovedbetingelsen er 30 års opptjening i forhold til pensjonsgrunnlag 1. januar det året man fyller 67 år, samt ektefelle- og barnpensjon. Alle pensjonsytelsene samordnes med forventede ytelser fra folketrygden.

Påløpt pensjonsforpliktelse er inkludert i balansen under andre langsiktige fordringer/gjeld.

Beløp i NOK 1 000 pr. 31.12.

Konsern	2000	1999	1998
Beregnete pensjonsforpliktelser pr. 31.12.	-2 860	-2 997	-3 551
Markedsverdi av pensjonsmidler pr. 31.12	4 630	3 109	2 607
Ikke resultatført virkning av estimatavvik	-554	-437	560
Arbeidsgiveravgift	165	-	-133
<b>Netto pensjonsmidler/ (-forpliktelser)</b>	<b>1 381</b>	<b>-325</b>	<b>-517</b>

	2000	1999	1998
Periodens netto pensjonskostnad			
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	312	327	36
Amortisering estimatavvik	-18	-15	29
Rentekostnad på påløpte pensjonsforpliktelser	164	151	199
Forventet avkastning på pensjonsmidler	-310	-189	-159
Arbeidsgiveravgift	73	56	10
<b>Periodens netto pensjonskostnad</b>	<b>221</b>	<b>330</b>	<b>115</b>

De aktuarmessige forutsetningene er basert på vanlige benyttede forutsetninger innen forsikring, når det gjelder demografiske faktorer og avgang. DNO-konsernet har i forbindelse med kjøpet av Unocal Britain Ltd., innbetalt ca. NOK 15 mill. i UK vedr. "Employee Benefit Trust". Dette er å anse som en tilskuddsplan og er i regnskapet henført til kostpris aksjer i datterselskap. I 1999 ble det innbetalt NOK 2,5 mill. til ordningen. Det er i 2000 ikke innbetalt ytterligere til ordningen, og ytterligere innbetalinger vil ikke bli foretatt.

## Note 5 Nedskrivninger og tapsavsetninger

NOK 1 000	Konsern			Morselskap	
	2000	1999	1998	2000	1999
Nedskrivning Timan Pechora (se også note 8)	26 142	-	-	26 142	-
Andre tapsavsetninger (fordringer)	2 676	-	-	2 676	-
<b>Sum nedskrivninger og tapsavsetninger</b>	<b>28 818</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>28 818</b>	<b>-</b>

Investeringen i Timan Pechora er nedskrevet for å reflektere både forsinkelser i fremdrift og usikkerhet i prosjektet. Investeringen er i 2000 restrukturert ved at et kanadisk selskap med produksjon i Russland nå deltar sammen med DNO basert på DNOs kostpris.

## Note 6 Finansinntekter og finanskostnader

NOK 1 000	Konsern			Morselskap	
	2000	1999	1998	2000	1999
Renteinntekter	19 582	26 015	25 785	3 515	10 781
Renteinntekter innen konsernet	-	-	-	9 899	-
Andre finansinntekter	-	520	1 472	727	520
Rentekostnader	-17 243	-8 188	-7 114	-15 700	-8 187
Rentekostnader innen konsernet	-	-	-	-530	-
Aktiverte rentekostnader	12 262	-	-	10 664	-
Netto gevinst (tap) på salg av verdipapirer	-22 508	122	22 894	-22 508	122
Netto gevinst (tap) på valutatransaksjoner	24 963	10 012	6 679	31 003	10 011
Andre finanskostnader, se note 16	-13 000	-3 412	-4 046	-21 000	-3 412
Mottatt konsernbidrag	15 266	-	-	-	-
<b>Netto finansresultat</b>	<b>4 056</b>	<b>25 069</b>	<b>45 670</b>	<b>21 336</b>	<b>9 835</b>

NOK 12,3 mill. av konsernets rentekostnader er i 2000 balanseført.



## Note 7 Varige driftsmidler

### DNO - konsern

NOK 1 000	Lete-/lisens- kostnader	Felt under utbygging	Felt i produksjon	Goodwill <sup>(1)</sup>	Inventar, maskiner m.m. <sup>(2)</sup>	Sum
Anskaffelseskost 01.01.2000	52 228	41 260	716 378	-	13 126	822 992
Tilgang i år	62 197	67 637	298 099	79 905	46 424	554 262
Avgang i år	-	-	-	-	-5 857	-5 857
Overføringer	-78 247	-48 353	126 600	-	-	-
<b>Anskaffelseskost 31.12.2000</b>	<b>36 178</b>	<b>60 544</b>	<b>1 141 077</b>	<b>79 905</b>	<b>53 693</b>	<b>1 371 397</b>
Akk. avskr. 01.01.2000	-	-	-664 658	-	-12 606	-677 264
Avskrivninger i år	-	-	-57 322	-7 990	-12 135	-77 447
Avgang i år	-	-	-	-	1 942	1 942
<b>Akk. avskrivninger 31.12.2000</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-721 980</b>	<b>-7 990</b>	<b>-22 799</b>	<b>-752 769</b>
<b>Bokført verdi 31.12.2000</b>	<b>36 178</b>	<b>60 544</b>	<b>419 097</b>	<b>71 915</b>	<b>30 894</b>	<b>618 628</b>
Bokført verdi 31.12.1999	52 228	41 260	51 720	-	520	145 728

### DNO ASA

NOK 1 000	Lete-/lisens- kostnader	Felt under utbygging	Felt i produksjon	Goodwill <sup>(1)</sup>	Inventar, maskiner m.m. <sup>(2)</sup>	Sum
Anskaffelseskost 01.01.2000	52 228	41 260	396 949	-	13 006	503 443
Tilgang i år	26 019	67 637	-	-	499	94 155
Avgang i år	-	-	-	-	-1 942	-1 942
Overføringer	-78 247	-48 353	126 600	-	-	-
<b>Anskaffelseskost 31.12.2000</b>	<b>-</b>	<b>60 544</b>	<b>523 549</b>	<b>-</b>	<b>11 563</b>	<b>595 656</b>
Akk. avskr. 01.01.2000	-	-	-396 949	-	-12 486	-409 435
Avskrivninger i år	-	-	-8 202	-	-588	-8 790
Avgang i år	-	-	-	-	1 942	1 942
<b>Akk. avskrivninger 31.12.2000</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-405 151</b>	<b>-</b>	<b>-11 132</b>	<b>-416 283</b>
<b>Bokført verdi 31.12.2000</b>	<b>-</b>	<b>60 544</b>	<b>118 398</b>	<b>-</b>	<b>431</b>	<b>179 373</b>
Bokført verdi 31.12.1999	52 228	41 260	-	-	520	94 008

<sup>(1)</sup> Balanseført goodwill relaterer seg til merverdier ved kjøp av Independent Oil Tools AS i 2000, og avskrives lineært med 10%, som utgjør forventet økonomisk levetid.

<sup>(2)</sup> Inkluderer balanseført verdi av finansielle leieavtaler med NOK 16,6 millioner.

## Note 8 Andre anleggsmidler

Selskapets andel i Timan Pechora-prosjektet, gjennom eierandel på 28,5% i Ocean Energy Ltd. (Kypros), inngår i andre anleggsmidler i balansen med NOK 85 mill. Som følge av restrukturering av eierskapet, som nærmere redegjort for i note 5 og 23, er konsernets investering i Timian Pechora ikke lenger klassifisert som olje- og gassfelt. Sammenligningstallene er endret tilsvarende.

## Note 9 Datterselskaper og tilknyttede selskaper

### Datterselskap eiet av DNO ASA

Selskapets navn	Selskapets forretnings- kontor	Eier- og stemmeandel i prosent	Selskapets aksjekapital i hele 1 000	Balanseført verdi i NOK mill.
Det Norske Oljeselskap AS	Oslo	100 %	10 500 NOK	55 500
Independent Oil Tools AS	Stavanger	100 %	660 NOK	108 021
DNO Britain Ltd.	Aberdeen	100 %	5 008 GBP	21 849
DNO Exploration Scandinavia AS	Oslo	100 %	50 NOK	50
<b>Sum 2000</b>				<b>185 420</b>
Sum 1999				21 949

#### Datterselskaper eid 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 %

DNO ASA har en opsjon på erverve aksjene i DNO Production Ltd. Dette selskapet yter management-tjenester til DNO Heather Ltd.

#### Tilknyttede selskaper eid av DNO ASA

Selskapets navn	Selskapets forretnings- kontor	Eier- og stemmeandel i prosent	Selskapets aksjekapital i hele 1 000	Bokført verdi i hele 1 000 31.12.00	Bokført verdi i DNO ASA 31.12.00
Petrolia Drilling ASA	Bergen	35,20 %	223 923 NOK	165 326	165 326
ClampOn AS	Bergen	24,25 %	171 500 NOK	10 285	9 942
<b>Sum 2000</b>				<b>175 611</b>	<b>175 268</b>

Kostpris	Petrolia Dr.	ClampOn
Kostpris pr. 01.01.2000	258 492	9 942
Netto tilgang/avgang i 2000	-3 222	-
<b>Anskaffelseskost 31.12.2000</b>	<b>255 270</b>	<b>9 942</b>
<b>Bokført verdi</b>		
Årets resultatandel	-32 045	1 070
Mottatt utbytte i år	-	-727
Resultat tidligere år	-57 899	-
<b>Bokført verdi 31.12.2000 <sup>(1)</sup></b>	<b>165 326</b>	<b>10 285</b>
Uavskrevet merverdi	0	5 208

<sup>(1)</sup> Pr. 02.01.2001 var børsverdien til Petrolia Drilling ASA NOK 289 millioner (100%) og NOK 102 millioner for DNO sin andel (35,2%).

Selskapet har innhentet uavhengige megleranalyser som viser at substansverdien av selskapets andel i PDR ASA, minst har en verdi tilsvarende balanseført verdi. I morselskapets regnskap er aksjene i PDR ASA nedskrevet til konsernverdi. DNO har en kjøpsopsjon tilsvarende 1.200.000 aksjer i PDR ASA (utøvet 2001).

#### Note 10 Konsernmellomværende

Langsiktige konsernmellomværender og kortsiktige konsernlån er renteberegnet. For langsiktige konsernmellomværender, er det ikke avtalt en særskilt nedbetalingsplan.

#### Note 11 Bundne bankinnskudd

DNO ASA har stillet et bankinnskudd klassifisert som anleggsmiddel som sikkerhet for fjerningsforpliktelser knyttet til Heather-feltet.

Pr. 31.12.2000 og pr. 31.12.1999 utgjorde dette henholdsvis NOK 189,7 mill og NOK 156,7 mill.

Bundne bankinnskudd forøvrig utgjorde pr. 31.12.2000 og pr. 31.12.1999, henholdsvis NOK 2,2 mill og NOK 1,2 mill.

## Note 12 Egenkapital

### Egenkapitalbevegelse i konsernet

	Selskapskapital	Egne Aksjer	Overkursfond	Annen innskutt egenkapital	Annen EK	Sum
<b>Egenkapital pr. 01.01.2000</b>	<b>140 228</b>	<b>-60</b>	<b>123 402</b>	<b>-</b>	<b>157 200</b>	<b>420 770</b>
Konvertering obligasjonslån	9 600	-	2 400	-	-	12 000
Emisjoner	50 841	-	264 079	-	-	314 920
Opsjoner ansatte	-	-	-	7 314	-	7 314
Korrigering tidligere år	-	-	-	-	-8 000	-8 000
Årets resultat	-	-	-	49 723	49 723	49 723
<b>Egenkapital pr. 31.12.2000</b>	<b>200 669</b>	<b>-60</b>	<b>389 881</b>	<b>7 314</b>	<b>198 923</b>	<b>796 728</b>

Korrigering tidligere år knytter seg til reversering av gjeldsettergivelse.

### Egenkapitalbevegelse i DNO ASA

	Selskapskapital	Egne Aksjer	Overkursfond	Annen innskutt egenkapital	Annen EK	Sum
<b>Egenkapital pr. 01.01.2000</b>	<b>140 228</b>	<b>-60</b>	<b>123 402</b>	<b>-</b>	<b>226 460</b>	<b>490 030</b>
Konvertering obligasjonslån	9 600	-	2 400	-	-	12 000
Emisjoner	50 841	-	264 079	-	-	314 920
Opsjoner ansatte	-	-	-	7 314	-	7 314
Årets resultat	-	-	-	-	-21 392	-21 392
<b>Egenkapital pr. 31.12.2000</b>	<b>200 669</b>	<b>-60</b>	<b>389 881</b>	<b>7 314</b>	<b>205 068</b>	<b>802 872</b>

Selskapet har ervervet 15 000 egne aksjer. Selskapets styre har fullmakt til å erverve egne aksjer innenfor aksjelovens rammer.

Aksjekapitalen pr. 31.12	2000	1999	1998
Aksjekapital, NOK	<b>200 668 788</b>	140 228 172	117 228 172
Antall aksjer	<b>50 167 197</b>	35 057 043	29 307 043
Pålydende pr. aksje, NOK	<b>4</b>	4	4

Selskapet har pr. 31. desember 2000 utstedt 6 675 000 opsjoner til styret og ledende ansatte, se note 4.

Selskapet har pr. 31. desember 2000 et konvertibelt obligasjonslån på NOK 0,3 mill. Obligasjonseierne kan på hvilket som helst tidspunkt før 01. september 2001, konvertere lånet til aksjer til en tegningskurs på NOK 5,- pr. aksje, som kan medføre en utstedelse av 60 000 nye aksjer til pari kurs NOK 4,- pr. aksje. Aksjene er utbytteberettiget fra konverteringsåret.

Pr. 31.12.2000 har styret følgende fullmakter til å utstede nye aksjer i selskapet:

På ordinær generalforsamling den 22. juni 2000, fikk styret fullmakt til å utstede inntil 21 millioner aksjer til pari kurs NOK 4 pr. aksje, hvorav inntil 5 millioner aksjer eller opsjoner kan tildeles selskapets styre, ledende ansatte prosjektmedarbeidere eller selskaper kontrollert av ovennevnte personer. Tegningskursen og øvrige vilkår fastsettes av styret. Aksjeutvidelsen kan gjennomføres med innbetaling av annet enn kontanter, f.eks i forbindelse med oppgjør ved fusjon eller oppkjøp av andre selskaper. Pr. 31. desember 2000 har styret utstedt 4 500 000 aksjer og 4.380.000 opsjoner, i henhold til denne fullmakten, som er gyldig frem til 22. juni 2002.

På ordinær generalforsamling 22. juni 2000, ble det også på gitte vilkår gitt fullmakt til å oppta konvertiblet lån, begrenset oppad til NOK 100 mill.

Oversikt over selskapets aksjonærer pr. 02.04.2001	Aksjer	Eierandel
Increased Oil Recovery AS*	6 563 142	13,08%
Larsen Oil & Gas A/S*	2 315 148	4,61%
Vesta Oljeinvest AS	1 024 800	2,04%
Verdipapirfondet Skandia	800 000	1,59%
Firstnordic Norge	800 000	1,59%
Storebrand Livsforsikring, Aksjefondet	768 000	1,53%
Det Stavangerske Dampskipselskap	623 500	1,24%
Tine Pensjonskasse	590 500	1,17%
Leif Inge Sletthei	542 915	1,08%
Anders-Ivar Olsen	515 000	1,02%
Andre aksjonærer	35 656 995	71,05%
<b>Sum</b>	<b>50 200 000</b>	<b>100,00%</b>

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

\* Selskaper kontrollert av konsernsjefen.

### Note 13 Annen kortsiktig gjeld

NOK 1 000	Konsern		Morselskap	
	2000	1999	2000	1999
Betalbar skatt	287	-	-	-
Leverandørgjeld	17 514	7 257	8 944	7 257
Skyldige offentlige avgifter	2 966	489	1 672	489
Påløpne renter	4 751	-	4 751	-
Påløpne kostnader og annen kortsiktig gjeld	195 179	110 189	59 761	33 370
<b>Sum annen kortsiktig gjeld</b>	<b>220 697</b>	<b>117 935</b>	<b>75 128</b>	<b>41 116</b>

Påløpne kostnader og annen kortsiktig gjeld, er i all vesentlighet knyttet til petroleumsaktiviteten i Norge og i UK.

### Note 14 Skatter

a) Skattekostnad	NOK 1 000	Konsern		Morselskap	
		2000	1999	1998	2000
Betalbar skatt	10 222	-	-	-	-
Utsatt skatt	26 881	1 337	23 211	-29 288	791
Skatt på konsernbidrag	-	-	-	-4 275	-
<b>Skattekostnad</b>	<b>37 103</b>	<b>1 337</b>	<b>23 211</b>	<b>-33 563</b>	<b>791</b>

b) Effektiv skattesats	NOK 1 000	Konsern		Morselskap	
		2000	1999	1998	2000
Resultat før skattekostnad	86 826	-24 933	23 800	-54 955	-40 696
Forventet skatt etter nominell skattesats	-24 311	6 981	-6 664	15 387	11 395
Forventet petroleumsskatt	-29 196	-	-	-	-
Effekt av opptjent friinntekt	1 285	-	-	-	-
Endring tidligere år	538	-	-	-	-
Andre poster	14 581	-8 318	-16 547	13 901	-12 189
<b>Sum skattekostnad (-inntekt)</b>	<b>-37 103</b>	<b>-1 337</b>	<b>-23 211</b>	<b>29 288</b>	<b>-794</b>
Effektiv skattesats (inkl. endring utsatt skatt)	43%	-5%	98%	53%	-2%

#### c) Utsatt skatt

Skatteeffekten av midlertidige forskjeller og fremførbare underskudd utgjør:

NOK 1 000	2000	1999
Andre kortsiktige poster	-15 594	-
Varige driftsmidler	-64 352	-
Friinntekt	1 285	-
Andre langsiktige poster (fordringer-fjerning etc.)	177 874	137 207
Fremførbare underskudd	49 524	24 656
Nedvurdering av skattefordel	-157 325	-138 862
<b>Sum utsatt skatt</b>	<b>-8 588</b>	<b>25 000</b>
Balanseført utsatt skattefordel	55 777	25 000
Balanseført utsatt skattegjeld	64 365	-

Skattesatser gjeldende pr. 31.12.2000 er lagt til grunn ved beregning av utsatt skatt. Skattesatsene i Norge er 78% for petroleumsrelatert virksomhet, inklusive 50% særskatt, og 28% for øvrige inntekter og kostnader. Ved investering på norsk sokkel opptjenes friinntekt som en prosentandel (30%) av samlede investeringer. Friinntekten kan fratregges særskattepliktig inntekt lineært over en seksårsperiode fra investeringstidspunktet. Selskapet har opparbeidet seg en fremtidig friinntekt i 2000 på NOK 1.070. Ubenyttet friinntekt fra tidligere perioder, kan føres til fradrag i senere år ved utligning av særskatt uten tidsbegrensning. Selskapet hadde NOK 215 i ubenyttet friinntekt til fremføring pr. 31.12.00.

Samlet friinntekt utgjør dermed NOK 1 285. Regnskapsmessig hensyntar selskapet fordelene ved friinntektsfradraget i opptjeningsåret. Balanseført utsatt skattefordel henfører seg til aktiviteten i Norge. Fremførbare underskudd relatert til virksomhet i Norge utløper i 2005. Utsatt skattefordel og utsatt skattegjeld innen samme skatteregime balanseføres netto.



## Note 15 Langsiktige lån og pantstillelser

### Oversikt over langsiktige lån

Tall i hele 1000	Valuta	Lånebeløp i valuta	Rente	Forfall	Balanse NOK 31.12.00	Balanse NOK 31.12.99
Konvertibelt obligasjonslån <sup>(1)</sup>	NOK	300	5%	01.09.2001	300	12 300
Valutalån	USD	11 443	8%	01.06.2001	101 256	91 998
Valutalån	USD	13 000	NIBOR + 2%	29.08.2006	115 031	-
Finansiell leasing	NOK	30 854	-	-	30 854	-
<b>Totalt utestående</b>	-	-	-	-	<b>247 441</b>	<b>104 298</b>

<sup>(1)</sup> Konvertibelt obligasjonslån pr. 31.12.2000 kan konverteres i aksjer til kurs NOK 5 pr. aksje innen 01.09.2001.

Forfallsstruktur på selskapets rentebærende lån i NOK 1000

År	Avdrag
2001	109 270
2002	7 714
2003	7 714
2004	7 714
2005	-
2006	115 031
<b>Sum</b>	<b>247 441</b>

### Pantstillelser pr. 31.12.2000 (bokført verdi av eiendeler stillet som sikkerhet)

	Morselskap	Konsern
Aksjer	165 326	165 326
Fordringer og varelager	-	152 497
Olje og gassfelt	-	336 877
Aksjer i datterselskaper	77 349	-

### Lånebetingelser

Selskapets låneavtaler inneholder visse krav til finansielle forholdstall. Selskapet oppfyller disse krav pr. avleggelsen av årsberetning og årsregnskapet. Videre foreligger "assignment" av kontantstrøm fra driften og forsikring, restriksjoner knyttet til utbytteutdeling og krav til prissikring.

### Andre forhold

Selskapet er i dialog med en bank for å søke å konvertere et kortsiktig banklån lik NOK 101 mill. til langsiktig finansiering.

Skulle dette ikke lykkes med den aktuelle bank, vil styret påse at annen langsiktig finansiering oppnås, slik at pantsatte aksjer ikke avhendes i dagens marked.

## Note 16 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 fjerningskotsnader 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; renses og eventuelt overfylles.
- nedstenging og frakobling av brønner inkluderes i ordinære driftskostnader

På engelsk sokkel må rettighetshaverne bære kostnadene for fjerning basert på en fjerningsplan, som er godkjent av myndighetene.

Avsetning for selskapets andel til slike fjerningskotsnader, i henhold til produksjonsenhetmetoden, er reflektert i balansen under avsetning for forpliktelser og utgjorde pr. 31.12.2000 og 31.12.99 henholdsvis NOK 250,9 millioner og NOK 234,3 millioner.

Spesifikasjon av årets endring i fjerningsforpliktelser er vist nedenfor (NOK 1000.):

	UK	Norge	Konsern
01.01.2000	234 290	-	234 290
Årets avsetning	15 877	757	16 634
<b>31.12.2000</b>	<b>250 167</b>	<b>757</b>	<b>250 924</b>

Samlede fjerningskostnader for Heather-feltet er anslått til GBP 67,9 mill. (DNO Heather Ltd. andel utgjør 37,5%) og av operatøren for Claymore-feltet anslått til USD 135 mill. (DNO-andel utgjør 1%). Vedrørende Heather-feltet står tidligere lisenspartnere ansvarlige for 62,5% av fjerningsforpliktelsene. I denne forbindelse er det avgitt garantier.

I konsernregnskapet inngår en fordring på USD 15,3 mill knyttet til ervervet av Unocal Britain Ltd (Dno Heather Ltd). Fordringen forfaller i sin helhet i 2002 og er neddiskonert med 8%. Renter inntektsføres over 5-års perioden. Provenyet ved innfrielse av nevnte fordring (NOK 138 mill.) samt bundet bankinnskudd (jfr. note 11) NOK 190 mill., er å anse som en delvis dekning av de forpliktelser som påhviler DNO-konsernet ved en fremtidig fjerning av Heather-plattformen.

#### c) Kontraktsforpliktelser/lisensforpliktelser til fremtidige investeringer.

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

Beløp i millioner kroner	2001
Bore- og leteforpliktelser	38,5
Kontraktsforpliktelser, prosjekter under utbygging	48,0

#### d) Leasingforpliktelser

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

Kalenderår	Mill kr.
2001	46,6
2002	46,6
2003	46,6
Etter år 2003	-
<b>Totale leasingforpliktelser</b>	<b>140,0</b>

#### f) 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 minst på linje med øvrige oljeselskaper. Anleggene og ansvaret er dekket av en driftsforsikringspolise.

#### g) 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 NOK 21 mill. inklusive renter. NOK 13 mill. er inkludert i andre finanskostnader. Resterende del, NOK 8 mill., er belastet selskapets egenkapital. Dommen er påanket.

#### h) Betingede utfall

Gitt at hele eller deler av andel i Blokk 53 i Yemen avhendes innen utløpet av mai 2002, skal DNO-konsernet avgi 50% av en eventuell gevinst, etter at kostpris inklusive renter er dekket, til Independent Oilfield Rentals Ltd.

#### i) Garantier pr 31.12.2000 (NOK mill.)

Morselskapets garantier overfor konsernselskaper	258
Andre garantier avgitt av morselskapet overfor eksterne parter	316
Andre garantier avgitt av konsernselskaper overfor eksterne parter	20

### Note 17 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 mot denne risikoen ved å selge USD forward mot NOK og GBP.

#### Terminkontrakter og valutaopsjoner

Pr. 31.12.2000 er det inngått terminkontrakter som har forfall i perioden 2001 til 2002.

Selskapet har en portefølje av valutaopsjoner med forfall i perioden januar 2001 til desember 2002.

Selskapet har totalt solgt USD 102.3 millioner og kjøpt GBP 40 millioner og NOK 400 millioner.

Netto markedsverdi av disse kontraktene er pr. 31.12.2000 NOK 17.5 mill.

#### b) Styring og kontroll av renterisiko

DNO er eksponert for renteendring på alle lån som er basert på flytende rente, hovedsakelig LIBOR (London Interbank Offered Rate). DNO hadde pr. 31.12.2000 ikke inngått noen avtaler om renteswapper eller andre renteinstrumenter.

#### c) Styring og kontroll av prisrisiko

DNO er eksponert for prisrisiko knyttet til fluktasjoner i råoljeprisene, og benytter råvarederivater for sikringsformål.

Pr. 31.12.2000 har selskapet utestående en put opsjon på salg av 4000 fat olje pr. dag fra 01.01.2001 til 31.12.2001, til en pris av USD 21 pr. fat.

#### d) 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 vekslingskurser. 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 er akseptabel.

#### e) Markedsverdi på finansielle instrumenter

Markedsverdier av selskapets finansielle instrumenter er blitt beregnet på grunnlag av markedspriser, og verdivurderingen er beskrevet nedenfor. Imidlertid tilrådes forsiktighet ved tolkning av markedsdata til en estimert markedsverdi.

Estimatene presentert her vil derfor ikke nødvendigvis være indikative på de beløp selskapet ville kunne oppnå ved realisasjon.

#### f) Risiko knyttet til andre poster

DNO har en 35,2 % eierandel i Petrolia Drilling ASA, et selskap som er notert på Oslo Børs. DNO har en kursrisiko knyttet til denne investeringen, se også note 9.

#### Beregnet markedsverdi på finansielle instrumenter pr. 31.12.

Beløp i NOK 1.000	2000		1999	
	Bokført verdi	Markedsverdi	Bokført verdi	Markedsverdi
<b>Finansielle eiendeler</b>				
Kontanter og kontantekvivalenter	88 026	88 026	101 469	101 469
<b>Finansielle forpliktelser</b>				
Langsiktige lån, inkl.1.års avdrag	247 441	247 441	104 298	104 298
<b>Instrumenter benyttet til styring av valutarisiko</b>				
Eiendeler	-	17 502	-	-
Forpliktelser	-	-	-	-
<b>Instrumenter benyttet til styring av råoljepriser:</b>				
Eiendeler	3 249	5 734	-	-
Forpliktelser	-	-	-	-

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

#### Kontanter og kontantekvivalenter

Bokført 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 bokført 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 18 Påviste reserver av olje og gass

Tabellen nedenfor viser nåværende estimater av summen av DNOs påviste og sannsynlige reserver pr. 1.januar 2001 for de enkelte felt. Reservene for felt hvor DNO er operatør er basert på DNOs egne estimater, mens reservene for felt hvor DNO er lisensdeltager er basert på estimater fra de enkelte operatører.

Oversikten nedenfor gir en oversikt over påviste og sannsynlige reserver:

Land	Felt	DNOs andel	Reserver i mill. fat	
			Total	DNO
UK	Heather+Satelitter	100,00%	50,70	<b>50,70</b>
	Claymore	1,00%	129,00	<b>1,29</b>
	Solan	3,70%	31,00	<b>1,15</b>
Norge	Jotun PL 103B	1,25%	145,70	<b>1,82</b>
	Glitne PL 048B	10,00%	25,90	<b>2,59</b>
	PL 203	15,00%	-	-*
	PL 148	10,00%	-	-*
	PL 006C	10,00%	-	-*
Yemen	Tasour	41,00%	8,00	<b>3,30</b>
	Sharyoof	24,45%	25,00	<b>6,10</b>
<b>Sum påviste og sannsynlige reserver</b>			<b>415,30</b>	<b>66,95</b>

\*Offisielle tall fra operatøren ikke mottatt.

### Note 19 Resultat pr. aksje

Resultat pr. aksje er beregnet ved å dividere konsernresultatet på gjennomsnittlig antall aksjer (43.360.025).

Utvannet resultat pr. aksje hensyntar i 2000 konvertibelt lån og utestående opsjoner (45.099.962). Rentekostnader knyttet til konvertibelt lån er hensyntatt. Effekten av ny egenkapital fra opsjoner er korrigert ved å anta at innbetalt beløp anvendes til å kjøpe ordinære aksjer i markedet (treasury stock method).

### Note 20 Andre forpliktelser

Andre forpliktelser knytter seg til ubetalt kostpris ved kjøp av oljelisenser. Kjøpesummen er neddiskontert (ikke rentebærende) og vil være avhengig av faktisk produksjon.

### Note 21 Helse, miljø og sikkerhet

Virksomheten har foregått innenfor de krav som myndighetene stiller med hensyn til belastning av det ytre miljø. Det har ikke funnet sted alvorlige skader eller ulykker i 2000.

### Note 22 Nærstående og relaterte parter

Alle transaksjoner, kontrakter og forretningsforhold med nærstående og relaterte parter, gjennomføres på markedsmessige vilkår. DNOs forretningsmodell er basert på en operasjonell og prosjektorientert kostnadseffektiv nettverksmodell, der tilgang på og gjennomførelsen av prosjekter gjøres av nettverksaktører som egne ansatte (informed buyers), prosjektaktører, konsulenter og andre selskap i et nettverk.

Selskap kontrollert av nærstående parter overtok nærmere 40% av selskapets aksjer i begynnelsen av 1996, da selskapet bare hadde 3 ansatte og nær null i bokførte verdier.

I perioden fra 01.01.1996 har selskapets største aksjonær i det vesentligste tilført DNO den nåværende strategi, forretningsmodell, nettverk og vesentlige eiendeler, herunder riggkontrakter, riggandeler og oljefelt.



I forbindelse med refinansiering av DNO i 1996, ytet største aksjonær et konvertiblet lån på NOK 12 mill. av totalt NOK 24 mill. Aksjens børskurs var på daværende tidspunkt NOK 4.20/aksje, mens konverteringskurs ble fastsatt til NOK 5/aksje. Andelen ble konvertert til aksjer i 2000.

I perioden 96-98 tilførte Larsen Oil & Gas AS/Larsen Oil & Gas Drilling Ltd., selskap kontrollert av nettverksaktører, SS "Petrolia" med kontrakter i UK til DNO, som videresolgte riggen med betydelige gevinster i forbindelse med børsnotering av Petrolia Drilling ASA (PDR).

I den forbindelse hadde riggen bareboatavtaler mellom PDR/DNO ASA/Larsen Oil & Gas Drilling Ltd. frem til 31.12.1998. DNO avhendet i 1998 andeler i KS Petrolia Shashin til det tilknyttede selskap PDR ved utstedelse av aksjer i PDR tilsvarende NOK 39.8 mill.

DNO-konsernet har videre inngått en leasingavtale for boreutstyr som er videreleiet til PDR.

I 1998 ervervet DNO 8,5% av aksjene i Ocean Energy Ltd. fra Increased Oil Recovery AS ved utstedelse av DNO aksjer tilsvarende NOK 51 mill.

I 1999 ervervet DNO 24.45% i Yemen Blokk 53, som inneholder ca. 25 mill. fat olje (DNOs andel utgjør omlag 6 mill. fat), fra Independent Oilfield Rentals (IOR) Ltd., et selskap kontrollert av nettverksaktører, ved utstedelse av DNO aksjer tilsvarende NOK 52.2 mill. I tillegg til salgssummen har selger rett til en deling av gevinst basert på kostpris med tillegg av 12% p.a. dersom salget gjennomføres innen 2002. DNO har ingen planer om å selge andelen til tredjepart før 2002.

I henhold til nåværende avtale får Larsen Oil & Gas AS dekket faktisk utførte administrative kostnader, herunder kontor, sekretær, reiseutgifter etc. Det er kostnadsført i relasjon til denne avtale NOK 1.475.000 i 2000, NOK 500.000 i 1999 og NOK 250.000 i 1998.

### Note 23 Betingede utfall og hendelser etter balansedagen

DNO ASA, DNO Exploration Scandinavia AS (selskapet) og Bitech Petroleum Corporation - konsernet (et børsnotert selskap i Canada), har i mars 2001 inngått avtaler vedrørende Timan Pechora prosjektet (Myadsey-, Medyn- og Toboyfeltene i Russland), hvorved prosjektet overføres til DNO Explorations Scandinavia AS til anskaffelseskost. DNO-konsernets eierandel i DNO Explorations Scandinavia AS reduseres til 19% og i prosjektet til omlag 25% av vestlig andel på tilsammen 40%. Partene vil samarbeide om legale og kommersielle forhold, med det formål å realisere verdiene i prosjektet over en 18-måneders periode. Skulle dette ikke lykkes, foreligger det i avtalen rettigheter og forpliktelser, som kan medføre en øket eierandel i DNO Explorations Scandinavia AS for begge parter. Bitech-konsernet vil stå for den operative drift. DNO-konsernet har ved inngåelsen, avgitt "representations" vedrørende historiske regnskaper overfor Bitech-konsernet.

I 2001 er det inngått intensjonsavtale vedrørende anvendelse av boreriggen "SS Petrolia" (eiet av Petrolia Drilling ASA) for videreutvikling av Heather-feltet.

I forbindelse med at selskapet har nominert en last på 800 000 fat olje fra Jotunfeltet for levering i april/mai 2001, har selskapet prissikret et tilsvarende oljevolum til USD 26.32 pr. fat. Dette er maksimum oljepris som selskapet vil oppnå for dette volumet. Det er ingen kostnad knyttet til inngåelsen av denne prissikringen.

Det er i 2001 avklart at DNO sin andel i Yemen blokk 32 øker med 9% til 41%, etter en refordeling av andel ervervet fra Norsk Hydro. Effektene av dette regnskapsføres i 2001.



## REVISJONSBERETNING FOR 2000

Til Generalforsamlingen i  
DNO ASA

Arthur Andersen & Co  
Statsautoriserte revisorer

Drammensveien 165  
Postboks 228 - Skøyen  
0213 Oslo

Telefon 22 92 80 00  
Telefaks 22 92 89 00  
Org. nr. NO - 910 167 707

Medlemmer av  
Den Norske Revisorforening

Vi har revidert årsregnskapet for DNO ASA for regnskapsåret 2000, som viser et underskudd på kr. 21,4 mill. for morselskapet og et overskudd på kr. 49,7 mill. 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 regnskapsestimer, 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 pr 31. desember 2000 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.

ARTHUR ANDERSEN & CO.

Asbjørn Rødal  
Statsautorisert revisor

Oslo,  
4. mai 2001

Klubbgate 1  
4013 Stevangen  
Telefon 51 04 12 00  
Telefaks 51 53 69 95

Bradbenken 1  
Postboks 4092 - Dreggen  
5835 Bergen  
Telefon 55 30 39 30  
Telefaks 55 30 39 31

Kjøpmannsgata 52  
Postboks 759  
7408 Trondheim  
Telefon 73 99 35 00  
Telefaks 73 99 35 01

Andersens Revisjonsbyrå AS, Hamar  
Bakke & Hjelmaas Larsen, Billingstad  
Terje Bjerkan A.S, Stryn  
Gulliksen & Holmen AS, Drammen  
Jensen & Co. ans, Tromsø

Møller & Co as, Tønsberg  
Dybwad Revisjon DA, Oslo  
Revisjonsfirmaet Aage P. Danielsen,  
Kristiansand

## Resultatregnskap pr. kvartal - Konsern (NOK 1000, urevidert)\*

DRIFTSINNEKTER	1. kv.	2. kv.	3. kv.	4. kv.	2000
Driftsinntekter, olje og gass	124 000	178 122	139 800	167 600	570 200
Driftsinntekter, offshore	19 800	19 500	23 400	32 900	95 600
<b>Sum driftsinntekter</b>	<b>143 800</b>	<b>158 300</b>	<b>163 200</b>	<b>200 500</b>	<b>665 800</b>
<b>DRIFTSKOSTNADER</b>					
Letekostnader	300	2 200	1 500	18 400	22 400
Driftskostnader, olje og gass	62 800	66 100	85 200	80 700	294 800
Driftskostnader, offshore	12 100	10 000	8 400	14 100	44 600
Ordinære avskrivninger, fjerningsavsetninger	15 000	15 900	26 900	36 200	94 000
Nedskrivninger og tapsavsetninger	0	0	0	28 800	28 800
Lønn og lønnsavhengige kostnader	4 100	3 700	5 700	6 800	20 300
Andre driftskostnader	10 300	8 700	12 700	15 600	47 300
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>104 600</b>	<b>106 600</b>	<b>140 400</b>	<b>200 600</b>	<b>552 200</b>
<b>DRIFTSRESULTAT</b>	<b>39 200</b>	<b>51 700</b>	<b>22 800</b>	<b>-100</b>	<b>113 700</b>
<b>FINANSINNEKTER OG FINANSKOSTNADER</b>					
Andel tilknyttede selskaper	8 800	-10 600	-13 900	-15 300	-31 000
Netto finansposter	9 700	- 300	7 400	-12 900	3 900
<b>RESULTAT FØR SKATTEKOSTNAD</b>	<b>54 700</b>	<b>40 800</b>	<b>16 300</b>	<b>-28 300</b>	<b>86 800</b>
Skattekostnad	-9 900	-21 100	-29 100	23 000	-37 100
<b>ÅRETS RESULTAT</b>	<b>47 800</b>	<b>19 700</b>	<b>-12 800</b>	<b>-5 300</b>	<b>49 700</b>

\* Kvartalregnskapene er justert for utøvelse av forkjøpsrett for andel i Tor-feltet, periodisering av avsetning for Weselius-saken til 3. kvartal 2000, periodisering av utsatt skatt, samt aktivering av renter (ref. note 1 vedrørende aktivering av renter knyttet til utbyggingprosjekter).

**KONTORADRESSE NORGE**

DNO ASA  
Stranden 1, Aker Brygge  
N-0250 Oslo, NORGE

**POSTADRESSE**

Postboks 1345, Vika  
N-0113 Oslo, NORGE

Telefon : +47 23 23 84 80  
Telefax : +47 23 23 84 81  
E-mail : [dno@dno.no](mailto:dno@dno.no)

**KONTORADRESSE UK**

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

Telefon : +44 1224 57 3181  
Telefax : +44 1224 58 2946  
E-mail : [lynne.barclay@dnoheather.co.uk](mailto:lynne.barclay@dnoheather.co.uk)

**KONTORADRESSE YEMEN**

DNO ASA YEMEN  
Diplomatic Area  
Street 22C House no 10  
Sanaa  
Republic of Yemen

Telefon : +96 71 24 33 88  
Telefax : +96 71 26 77 61  
E-mail : [dnoyem@y.net.ye](mailto:dnoyem@y.net.ye)