

**ORS
NORSK FORENING FOR
OLJEREGNSKAP OG -SKATT**

**»ÅRSRAPPORT –
ANALYSEN 2000»**

**ANALYSE AV
REGNSKAPS- OG RAPPORTERINGS-
PRAKSIS
FOR VIRKSOMHET
SOM DRIVER MED
LETING OG UTVINNING
PÅ DEN
NORSKE KONTINENTALSOKKELEN**

**BASERT PÅ
2000 ÅRSRAPPORTER**

ORS - Årsrapportanalyse 2000

INNHOLDSFORTEGNELSE

1	INNLEDNING	4
2	ANALYSE AV REGNSKAPENE.....	5
2.1	MINIMUMSKRAV TIL NOTER	5
2.2	AKTIVERING / KOSTNADSFØRING.....	6
2.2.1	Letekostnader	7
2.2.2	Tidspunkt for aktivering av utbyggingskostnader	8
2.2.3	Renter	9
2.3	AVSKRIVNINGER	10
2.3.1	Landbasert utstyr	12
2.3.2	Sokkelanlegg	12
2.4	VALUTA.....	12
2.4.1	Valutabehandling.....	13
2.4.2	Valutasikring	13
2.5	PRODUKSJONSAVGIFT.....	13
2.5.1	Metode naturalia.....	14
2.5.2	Metode kontanter.....	15
2.6	FORPLIKTELSE.....	16
2.6.1	Boreforpliktelser.....	16
2.6.2	Leieavtaler	17
2.7	FJERNINGS- OG NEDSTENGNINGSFORPLIKTELSE.....	18
2.7.1	Fjerning	18
2.7.2	Nedstengning.....	20
2.8	OPERATØRKOSTNADER VED LISENSFELLELESSKAP	20
2.9	LAGER.....	21
2.9.1	Lagerbeholdning (eks petroleum).....	21
2.9.2	Lager av petroleum.....	22
2.9.3	Mer-/mindreuttak av petroleum.....	22
2.10	BYTTE, LÅN OG LAGRING AV GASS.....	23
2.11	BEHANDLING AV SKATT.....	24
2.11.1	Måling av skattekostnad.....	24
2.11.2	Presentasjon i noter	25
3	ANALYSE AV TILLEGGSINFORMASJON	27
3.1	RESERVEANSLAG	27
3.2	EIERANDELER.....	27
3.3	HOVED- OG NØKKELTALL.....	27
3.4	LISENSOVERDRAGELSE	28
3.5	MILJØ	31
	Om de enkelte selskaper og deres noter.....	32-66
	Vedlegg I Tabelloversikt	67-76

Forord

Vi presenterer også i år ”Årsrapport Analysen 2000” til de fleste oljeselskaper som har virksomhet på norsk sokkel.

Som tidligere år er årets rapport todelt. Denne delen er utarbeidet av en komite bestående av medlemmer i Stavanger – avdelingen. I rapporten analyseres enkelte utvalgte regnskapsprinsipper slik selskapene har presentert disse i årsrapporten for 2000. Den andre delen av rapporten utarbeidet av medlemmer i Oslo – avdelingen innbefatter en analyse av årsrapportenes ”statistiske nøkkeltall og sammenstilling”.

Stavanger komiteen har bestått av følgende medlemmer:

Karen Kristine Friestad	Statoil ASA / ORS Stavanger
Beate Pedersen	KPMG
Magrete Haugland	Ernst & Young
Arild Ueland	PriceWaterhouseCoopers
Linda Hauge	Accenture

På vegne av lokalstyret i Stavanger rettes en stor takk til komiteen for deres innsats. Lokalstyret i Stavanger håper videre at arbeidet med utarbeidelsen av rapporten har gitt komitemedlemmene erfaring og innsikt som de kan dra nytte av i sitt videre arbeid i oljeindustrien.

Lokalstyret i Stavanger håper at dere vil ha glede av rapporten i deres daglige arbeid.

Hvis dere har kommentarer eller spørsmål til denne rapporten, vennligst kontakt undertegnede.

Med vennlig hilsen

Karen Kristine Friestad
Faglig leder – Lokalstyret i Stavanger

1 INNLEDNING

Formålet med denne rapporten er å analysere de norske årsrapportene i lys av definerte regnskapsprinsipper. Disse er uttrykt gjennom regnskapsloven, Norske RegnskapsStandarder (NRS), uttalelser fra Oslo Børs og utgitt standard fra Oljeregnskapsforeningen.

Rapporten består av to hovedtemaer hvor analyse av regnskapsprinsipper blir dekket i det andre kapitlet og tilleggsinformasjon i det tredje. Resultatene av analysene blir presentert ved hjelp av grafiske fremstillinger og tabeller. De enkelte notene som selskapene har i årsregnskapet er medtatt som vedlegg til rapporten.

Årets rapport er noe utvidet i forhold til tidligere år. Det som er nytt er at komiteen har i enkelte kapitler referert hva selskapene omtaler under regnskapsprinsipper i sine årsrapporter. Noen kapitler ble endret i 1999. Noen flere er endret i 2000. Det er også medtatt ett nytt kapittel om miljø.

Vårt arbeid er basert på publiserte årsrapporter eller innhenting fra Brønnøysund.

Når vi har ”kopiert” fra selskapenes årsrapporter en det en viss risiko for at man ikke har fått med seg alt. Denne risikoen for feil må man ta hensyn til når man leser rapporten.

Følgende selskapers årsrapporter er analysert:

A/S Norske Shell
Amerada Hess Norge A/S
AS Pelican
BP Amoco Norge AS
Enterprise Oil Norge Limited (UA)
Esso Norge AS / Esso exploration and production Norway AS
Fina Exploration Norway Inc. (UA) *
Fortum Petroleum AS
Idemitsu Petroleum Norge a.s.
Maraton Petroleum Company Norway (UA)
Mobil Exploration Norway Inc. (UA)
Norsk Agip AS
Norsk Chevron AS
Norsk Hydro AS / Norsk Hydro Produksjon AS
Norske AEDC AS
Norske Conoco AS
Norske MOECO A/S
Norske RWE-DEA AS
Petro Canada (Norway) Inc. (UA)
Phillips Petroleum Company Norway (UA)
RWE-DEA Norge AS
Statoil ASA
Svenska Petroleum Exploration AS
Total Norge A.S

2 ANALYSE AV REGNSKAPENE

2.1 MINIMUMSKRAV TIL NOTER

Regnskapsloven av 17. juli 1998 § 7-1 angir minimumskrav til noter. Dette vil være opplysninger som nevnt i §7-26 Antall aksje, aksjeeiere m.v., §7-27 Egne aksjer, §7-30 Antall ansatte, §7-31 Ytelser til ledende personer m.v. og §7-32 Lån og sikkerhetsstillelse til ledende personer, aksjeeiere m.v.

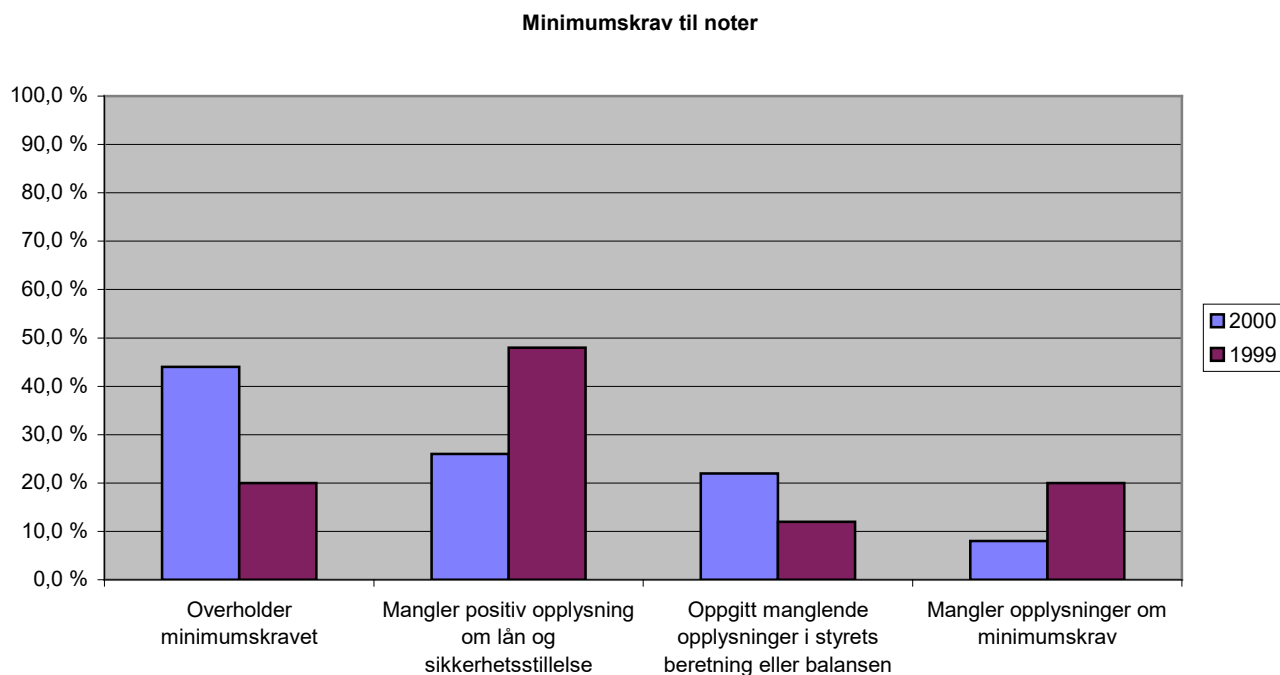
For noen selskaper vil ikke alle disse punktene være aktuelle. Det kan da spørres om det bør positivt opplyses om at de ikke er aktuelle for dette selskapet. Loven krever ikke at notekrav skal omtales når de ikke er aktuelle. På tross av dette anbefaler vi at enkelte notekrav likevel omtales, selv om de ikke er relevant for foretaket. Dette gjelder antall ansatte, ytelser til ledende personer og lån og sikkerhetsstillelse til ledende personer.

Grunnen til at det anbefales å opplyse om disse forhold er forventninger om opplysninger på områdene. I tilfeller hvor disse notekravene ikke omtales er det erfart at man misoppfatter forholdet og tror opplysningene er utelatt, mens den egentlige grunnen er at de ikke er aktuelle.

PRAKSIS

10 av 23 selskaper har overholdt minimumskravet til noter, og det er kun en positiv opplysning om at lån og sikkerhetsstillelse ikke er aktuelt som mangler for at 16 av 23 selskaper ville overholdt minimumskravet til noter. Av de resterende 7 selskapene har 5 oppgitt de manglende opplysningene, eventuelt bortsett fra opplysningen om lån og sikkerhetsstillelse, i balansen eller i styrets beretning.

Minimumskrav til noter	2000		1999	
	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>
Overholder minimumskravet	10	44	5	20
Mangler positiv opplysning om lån og sikkerhetsstillelse	6	26	12	48
Oppgitt manglende opplysninger i styrets beretning eller balansen	5	22	3	12
Mangler opplysninger om minimumskrav	2	8	5	20
Totalt	23	100	25	100



Figur 2.1: Oversikt over antall selskaper som overholder minimumskravet til noteopplysninger

2.2 AKTIVERING / KOSTNADSFØRING

Større internasjonale børsnoterte selskaper benytter fortrinnsvis Successful Efforts-metoden. Det vil si at letekostnader knyttet til boring av letebrønner aktiveres. Dersom det senere viser seg at boringen ikke påviser kommersielle kvanta av olje eller gass, blir det den tidligere aktiverte kostnaden utgiftsført. Alternativt benytter noen selskaper metoden med aktivering av alle kostnader, uansett resultat av leteboringen. Den største forskjellen mellom de to metodene er definisjonen av hva som skal være kostnadsstedet. Om en aktiverer alle kostnadene, kan en si at kostnadsstedet er landet, evt. kontinentet der aktiviteten foregår. Benyttes Successful Efforts-metoden (SE) er det som oftest det enkelte feltet som er kostnadsstedet. Aktivering av samtlige kostnader vil som oftest føre til jevnere resultat over tid.

Rentekostnader ved egentilvirkning av driftsmidler skal ihht ny regnskapslov aktiveres. Praksis blant norske selskaper har inntil den nye loven trådte i kraft i stor utstrekning vært løpende kostnadsføring av denne type kostnader.

NORSK GAAP

Regnskapsloven fastsetter i § 5-6 at "Utgifter til egen forskning og utvikling kan kostnadsføres."

NRS (HU) om immaterielle eiendeler gjelder ikke "utgifter til leting og utforskning av ikke fornybare naturressurser", jf høringsutkastets innledning, 3. ledd, punkt c. I høringsutkastets punkt 2.1.3 om forskning og utvikling sies videre: "Leting etter, og utforskning av, utvinnbare naturressurser som mineraler, olje og gass er aktiviteter som har karakteristika som faller innenfor standardens definisjon av forskning og utvikling. Utgifter knyttet til slike aktiviteter vil som regel være svært vesentlig for de foretak som utøver denne type virksomhet og aktivitetene reiser særskilte regnskapsmessige problemstillinger. Behandlingen av utgifter til slike aktiviteter dekkes ikke av denne standarden".

NOU 1995: 30 om ny regnskapslov s. 137 henviser til at SE-metoden er praksis både etter IAS og US GAAP, men tar ikke eksplisitt stilling til hva som bør være god regnskapsskikk i Norge.

Det er et generelt notekrav vedrørende anleggsmidler i rskl § 7-12, og spesielle notekrav for varige

driftsmidler og immaterielle eiendeler i hhv. rskl § 7-13 og § 7-14. I tillegg kommer notekrav i Forskrift 17. des. 1976 nr 8 om regnskap for skattepliktige som driver petroleumsutvinning og rørledningstransport § 9. Bestemmelsen gjelder driftsmiddel, gruppe av driftsmidler eller andre likestilte aktiverte utgifter som avskrives som en enhet.

US GAAP

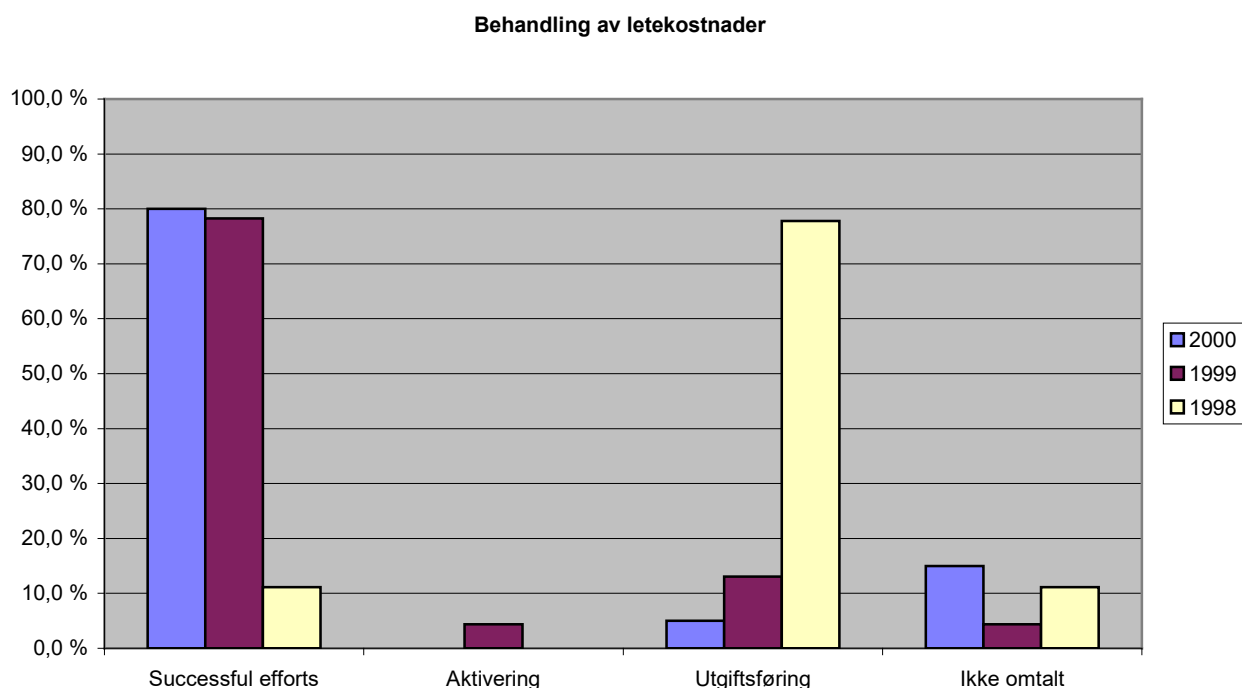
SEC tillater begge metodene, men FASB beskriver kun Successful Efforts-metoden som er den foretrukne. FAS 69 krever at det opplyses om benyttet metode for behandling av utgifter samt påløpte utgifter til leting og utbygging. Balanseførte utgifter klassifiseres som varige driftsmidler. UK GAAP klassifiserer i motsetning utforskningsutgifter som immaterielle eiendeler inntil reserver er påvist.

2.2.1 Letekostnader

Vurdering:

Det har skjedd en markant endring i prinsipp vedrørende behandling av letekostnader etter innføringen av ny regnskapslov. I 1998 opplyste 78 % av de undersøkte selskapene i sine norske regnskaper at letekostnader ble utgiftsført direkte i det norske regnskapet (flere benyttet imidlertid Successful Efforts-metoden i US GAAP- og IAS-regnskap, eller som ledd i rapportering til utenlandsk morselskap). Kun 11 % opplyste at de benyttet SE-metoden. For regnskapsåret 2000 opplyser hele 80 % at de benytter Successful Efforts-metoden. Dette er et vesentlig skritt på veien mot økt internasjonal harmonisering.

Behandling av letekostnader	2000		1999		1998	
	Antall	%	Antall	%	Antall	%
Utgiftsføres	1	5	3	13	21	78
Aktiveres	0	0	1	4	0	0
Aktiveres etter Successful Efforts-metoden	16	80	18	79	3	11
Ikke omtalt	3	15	1	4	3	11
Totalt	20	100	23	100	27	100

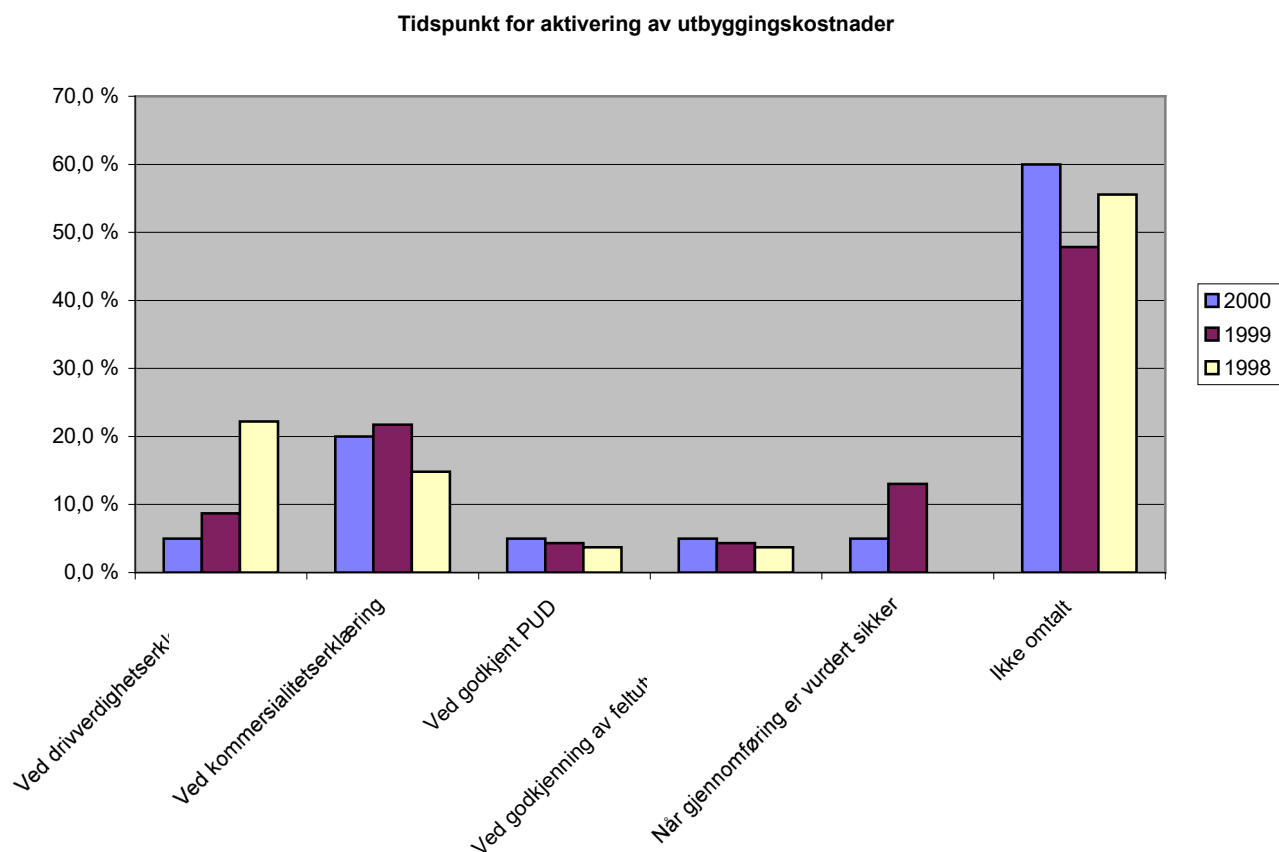


Figur 2.2.1 Oversikt over praksis vedrørende aktivering/kostnadsføring av letekostnader

2.2.2 Tidspunkt for aktivering av utbyggingskostnader

Det er formålet med kostnadene, det vil si kostnadenes art, som i utgangspunktet bør være bestemmende for om det skal foretas aktivering eller utgiftsføring. Imidlertid har en historisk sett prøvd å fastsette et bestemt skille mellom letefase og utbyggingsfase. Siden det ikke foreligger et beslutningspunkt som danner et formelt skille mellom disse fasene, kan det se ut som om det brukes forskjellige tidspunkt og kanskje også forskjellige begreper for samme tidspunkt. Dette gjør det vanskeligere for en regnskapsbruker å forta sammenligning av regnskapene. Flere av selskapene omtaler ikke i sine regnskaper hvilket tidspunkt de legger til grunn for skillet mellom lete- og utbyggingsfasen. Det er av sammenligningshensyn ønskelig at flere selskap i noter gjør rede for dette.

Aktivering av utbyggingskostnader	2000		1999		1998	
	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>
Ved drivverdighetserklæring	1	5	1	4	6	21
Ved kommersialitetserklæring	4	20	5	23	4	15
Ved godkjent PUD	1	5	1	4	1	4
Ved godkjenning av feltutviklingsplan	1	5	1	4	1	4
Når gjennomføring av utbygging er vurdert sikker	1	5	3	13	0	0
Ikke omtalt	12	60	12	52	15	56
Totalt	20	100	27	100	26	100



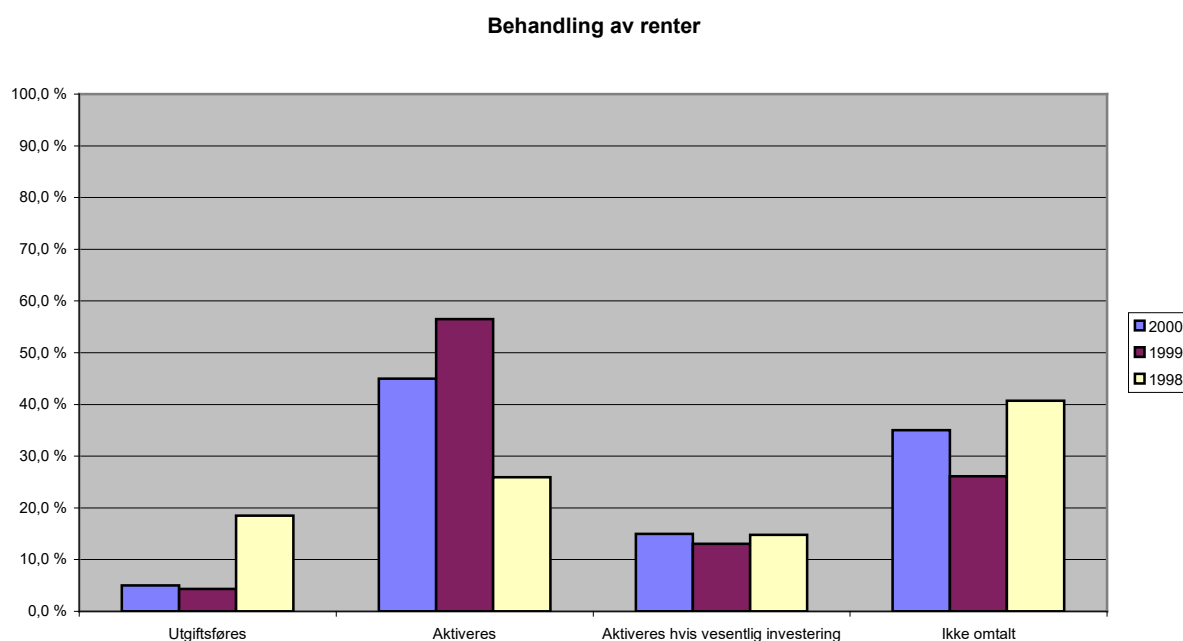
Figur 2.2.2 Oversikt over praksis vedrørende tidspunkt for aktivering av utbyggingskostnader

2.2.3 Renter

Finansieringsutgifter ved tilvirkning av anleggsmidler skal balanseføres, herunder også valutagevinst- og tap, jf Ot prp 42 (1997-98) pkt 7.3. Dette gjelder kun faktiske renteutgifter. Som oversikten nedenunder viser er

det nå kun ett selskap som opplyser at renter kostnadsføres, mot fem i fjorårets undersøkelse. Det anses videre positivt at andelen som ikke omtaler forholdet i regnskapet er betraktelig redusert.

Behandling av renter ved utbygging	2000		1999		1998	
	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>
Utgiftsføres	1	5	1	4	5	19
Aktiveres	9	45	13	57	7	26
Aktiveres ved vesentlige investeringer	3	15	3	13	4	15
Ikke omtalt	7	35	6	26	11	40
Totalt	20	100	23	100	27	100



Figur 2.2.3: Oversikt over praksis vedrørende behandling av rentekostnader påløpt i forbindelse utbygginger/investeringer

2.3 AVSKRIVNINGER

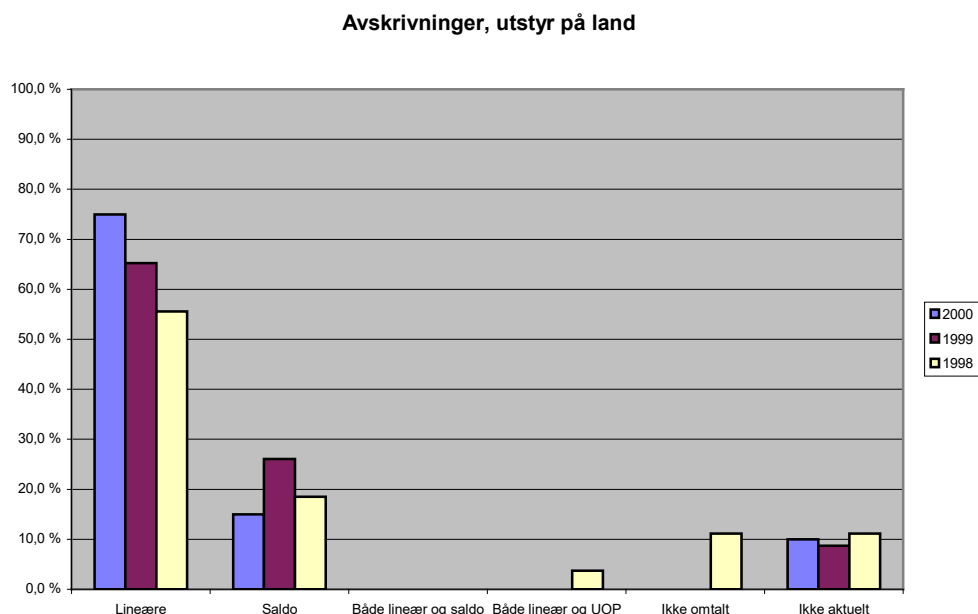
Selskapet bør opplyse om hvilken metode som er benyttet for avskrivning av driftsmidler. Reserveestimat er en av faktorene som benyttes ved bestemmelse av avskrivningenes størrelse etter produksjonsenhetsmetoden. Rskl § 4-2, 1. ledd sier at "Ved usikkerhet skal det brukes beste estimat, på bakgrunn av den informasjon som er tilgjengelig når årsregnskapet avlegges". Selskapene bør redegjøre for hvorvidt det er benyttet estimat for utvinnbare reserver/påviste reserver eller utbygde reserver ved avskrivning etter produksjonsenhetsmetoden. Praksis synes å variere.

Rskl § 5-3, 2. ledd: Anleggsmidler som har en begrenset økonomisk levetid, skal avskrives etter en fornuftig avskrivningsplan. Oppskrivninger er ikke tillatt, men "Anleggsmidler skal nedskrives til virkelig verdi ved verdifall som forventes ikke å være forbigående. Nedskrivningen skal reverseres i den utstrekning grunnlaget for nedskrivningen ikke lenger er tilstede", jf rskl § 5-3, 3. ledd. Det må også tas hensyn til avskrivninger ved en evt. reversering.

Ihht IAS samt etablert praksis i Norge fordeles effekten av endringer i avskrivningsplan over gjenværende avskrivningsperiode (produksjonsperiode). Dette antas å være GRS i Norge, jf rskl § 4-2, 2.ledd.

2.3.1 Landbasert utstyr

Avskrivninger, utstyr på land	2000		1999		1998	
	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>
Lineære	15	75	15	65	13	56
Saldo	3	15	6	26	5	18
Både lineær og saldo	-	-	-	-	-	-
Både lineær og UOP	-	-	-	-	1	4
Ikke omtalt	-	-	-	-	4	11
Ikke aktuelt	2	10	2	9	4	11
Totalt	20	100	23	100	27	100



Figur 2.3.1: Oversikt over praksis vedrørende metode for avskrivninger av driftsmidler på land

2.3.2 Sokkelanlegg

Siden 1994 har samtlige oljeselskaper benyttet produksjonsenhetsmetoden ved avskrivning av installasjoner på sokkelen. Etter denne metoden beregnes årets avskrivning som forholdet mellom petroleumssalg for året og totale økonomiske utvinnbare reserver med eksisterende anlegg. For informasjonsformål bør selskapene opplyse om hvilke reserver de har brukt og hvor store de er.

2.4 VALUTA

Pengeposter i utenlands valuta skal omregnes med balansedagens kurs, jfr regnskapsloven § 5-9. Begrepet pengeposter vil omfatte gjeld, obligasjoner, fordringer, bankinnskudd, kontanter og lignende.

Bestemmelsen gjelder både kortsiktige og langsiktige pengeposter. Bestemmelsen er i samsvar med internasjonal praksis som tenderer mot at dagskursprinsippet skal være allmenngyldige for pengeposter i

utenlandsk valuta.

Resultatføring av valutakursendringer bør reflektere endring i finansiell stilling og inntjening, og gevinst og tap som følge av endringer i valutakurs bør regnskapsføres i den periode kursendringene skjer.

Ved bruk av dagskursprinsippet vil sikring i form av fordring og gjeld i samme valuta automatisk bli tatt i betraktning. Det må gjøres unntak fra dagskursprinsippet dersom pengeposter i utenlandsk valuta er sikret ved en annen valutarelatert posisjon. I slike tilfeller må pengeposten i utenlandsk valuta vurderes i sammenheng med denne posisjonen. Ved sikringsvurdering skal resultatføringen være symmetrisk for sikringsinstrumentet og sikringsobjektet.

Regnskapsstandard

Det har kommet et høringsutkast vedrørende transaksjoner og regnskap i utenlandsk valuta (November 2000). Det er ment at denne skal erstatte den eksisterende GRS (nr 11) for regnskapsmessig behandling av fordringer og gjeld i utenlandsk valuta fordi den er ikke lengre i tråd med regnskapsloven og heller ikke i tråd med gjeldende praksis.

I tillegg er det et høringsutkast (oktober 1998) om Opplysninger om finansiell risiko og finansielle instrumenter. Dette høringsutkastet krever omfattende opplysninger.

ORS praksis

Følgende tilleggsopplysninger bør gis i note:

Selskapets valutarisiko. Hva gjør selskapet for å sikre seg mot denne risiko, herunder opplysninger om inngåtte terminkontrakter.

Samlet beløp for langsiktige fordringer og for langsiktig gjeld i hver valuta med tilsvarende bokførte kronebeløp og verdien etter dagskurs.

Spesifikasjon av aktiverte valutatap for året.

Opplysninger om effekten av vesentlige endringer i valutakursen etter balansedagen.

2.4.1 Valutabehandling

	2000		1999		1998	
	<i>Antall</i>	%	<i>Antall</i>	%	<i>Antall</i>	%
LVP/HVP	0	0	0	0	2	7
Følger dagskursprinsippet	19	95	25	100	27	90
Ikke omtalt	1	5	0	0	1	3
Totalt	20	100	25	100	30	100

2.4.2 Valutasikring

	2000		1999		1998	
	<i>Antall</i>	%	<i>Antall</i>	%	<i>Antall</i>	%
Omtaler valutasikring	12	48	12	48	12	40
Ikke omtalt	8	52	13	52	18	60
Totalt	20	100	25	100	30	100

2.5 PRODUKSJONSAVGIFT

Rettighetshavere til utvinning av olje og gass skal betale en avgift beregnet på grunnlag av mengde og verdien av produsert petroleum, jfr petroleumloven § 4-9. Produksjonsavgift er knyttet til olje- og NGL-produkter fra felt besluttet utbygd før 1. januar 1986.

Produksjonsavgift for olje gjøres opp i form av produsert petroleum (naturalia) eller kontanter, mens tilsvarende avgift for NGL betales i kontanter. For produksjonsavgift som gjøres opp i produsert volum kan staten kreve at slik petroleum blir transportert, behandlet, lagret og stilt til disposisjon til priser, prioritet og vilkår for øvrig som ikke er ugunstigere enn det som gjelder for rettighetshavers petroleum fra vedkommende utvinningsområde, jfr petroleumloven § 4-9 31.

Produksjonsavgiften kan beløpsmessig variere fra felt til felt. Det er besluttet at produksjonsavgiften gradvis skal reduseres i løpet av de neste årene.

Regnskapsmessig behandling av produksjonsavgifter som gjøres opp i form av olje, gjennomføres i praksis på to måter:

Nettoføring: Salgsinntekt føres i henhold til solgt kvantum. Dette innebærer at oljen som skal betales i avgift ikke blir vist i regnskapet som inntekt og kostnad.

Bruttoføring: Salgsinntekt føres i henhold til produsert kvantum, og avgiftdelen føres samtidig som en driftskostnad.

For selskaper som benytter bruttometode for avgiftsolje, bør det i note gis opplysning om avgiftsoljen er verdsatt til justert normpris eller markedspris. I tillegg bør selskapene opplyse hvilket beløp produksjonsavgiften utgjør enten i regnskapet eller noter uavhengig av om de benytter brutto eller netto metoden.

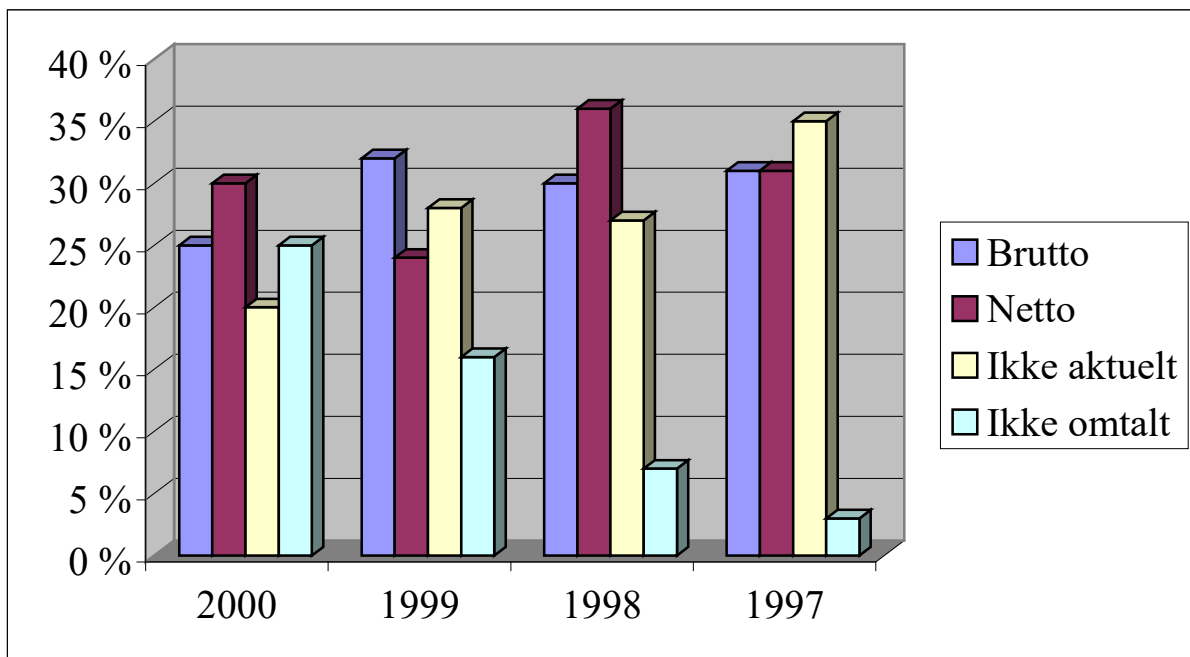
PRAKSIS

Av de 24 selskapene som er gjennomgått er det et fåtall som gir opplysninger om produksjonsavgift. Av selskapene som gjør opp produksjonsavgiften i naturalia er det 6 som benytter bruttometoden og 7 som benytter nettometoden. Dette er noe færre enn tidligere år. Årsaken til det kan være at det er noe færre selskaper som er undersøkt i 2000 sammenlignet med tidligere år.

Av selskapene som gjør opp produksjonsavgiften kontant er 3 som benytter brutto metoden og 4 som benytter nettometoden. Dette er tilsvarende antall som i 1999. Andelen selskaper som ikke gir opplysninger om oppgjør av produksjonsavgift i kontanter er høy og har økt sammenlignet med tidligere år.

2.5.1 Metode naturalia

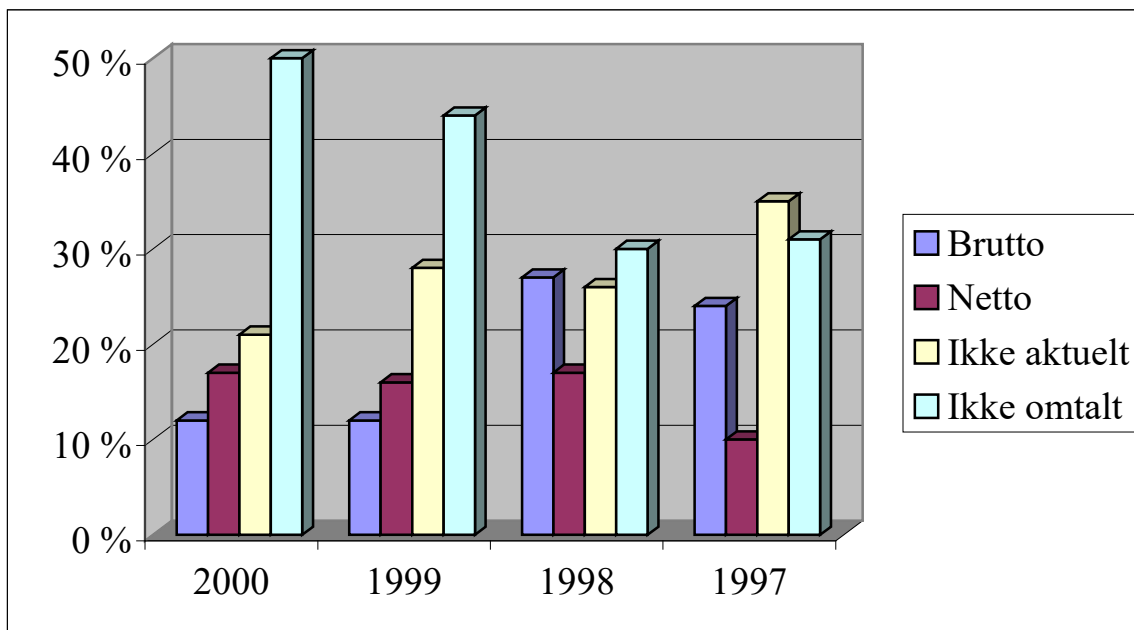
	2000		1999		1998		1997	
	<i>Antall</i>	%	<i>Antall</i>	%	<i>Antall</i>	%	<i>Antall</i>	%
Brutto	6	25	8	32	9	30	9	31
Netto	7	30	6	24	11	36	9	31
Ikke aktuelt	5	20	7	28	8	27	10	35
Ikke omtalt	6	25	4	16	2	7	1	3
Totalt	24	100	25	100	29	100	29	100



Figur 2.5.1: Oversikt over regnskapsmessig behandling av produksjonsavgifter - naturalia

2.5.2 Metode kontanter

	2000		1999		1998		1997	
	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>
Brutto	3	12	3	12	8	27	7	24
Netto	4	17	4	16	5	16	3	10
Ikke aktuelt	5	21	7	28	8	27	10	35
Ikke omtalt	12	50	11	44	9	30	9	31
Totalt	24	100	25	100	30	100	29	100



Figur 2.5.2 Oversikt over regnskapsmessig behandling av produksjonsavgifter – kontanter

2.6 FORPLIKTELSE

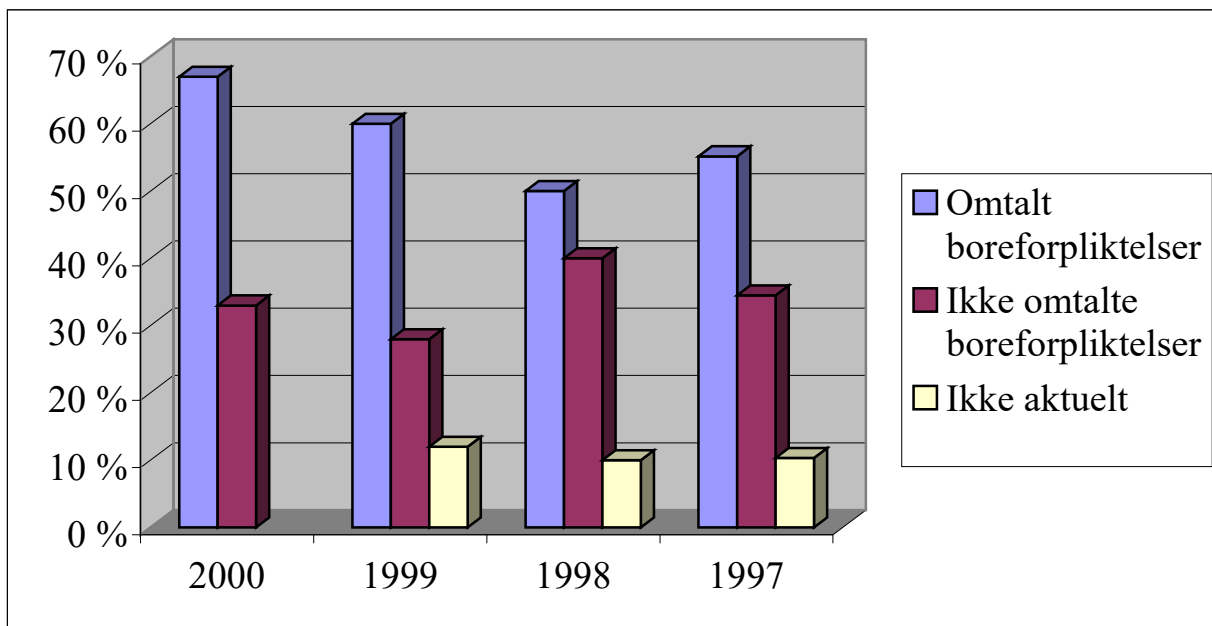
2.6.1 Boreforpliktelser

Boreforpliktelsene er vesentlige i vurderingen av et oljeselskaps aktivitetsnivå. Regnskapsloven § 7-29: Det skal opplyses om andre forpliktelser enn som nevnt i § 7-28 (garantiforpliktelser) som ikke er regnskapsført. Det skal opplyses særskilt dersom slike forpliktelser er sikret ved pant.

PRAKSIS:

De fleste selskapene opplyser om boreforpliktelser. Totalt 8 av 24 gir ikke opplysninger. Dette er hovedsakelig de samme selskapene som i 1999.

Boreforpliktelser	2000		1999		1998		1997	
	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>
Omtalt boreforpliktelser	16	67	15	60	15	50	15	53
Ikke omtalte boreforpliktelser	8	33	7	28	12	40	10	37
Ikke aktuelt	0	0	3	12	3	10	3	10
Totalt	24	100	25	100	30	100	29	100



Figur 2.6.1 Oversikt over hvor mange selskaper som har omtalt boreforpliktelser

2.6.2 Leieavtaler

Foreløpig Norsk RegnskapsStandard

Leieavtaler

Standarden er i hovedsak i samsvar med IAS 17.

Leieavtaler som ikke balanseføres (operasjonelle leieavtaler)

Regnskapsmessig behandling:

For leieavtaler som ikke balanseføres er leiebetalingene en driftskostnad som fordeles systematisk over hele leieperioden.

Dersom løpende kostnadsføring av leiebetalingene ikke gir en fornuftig sammenstilling, skal en annen periodisering anvendes. Balanseposter som oppstår når kostnadsføringen ikke er identisk med periodeleien er en vanlig tidsavgrensning, og innebærer ikke en balanseføring av selve leieavtalen. Når en leieavtale ikke balanseføres, foreligger det ikke noen eiendel og gjeldspost å vurdere. Det vil imidlertid måtte gjøres en avsetning for forpliktelse dersom inntjeningen på et leieobjekt faller bort, eller reduseres i så stor grad at resterende estimert forpliktelse knyttet til leieavtalen overstiger inntjeningen på leieobjektet.

Krav til presentasjon og tilleggsopplysninger for leieavtaler som ikke balanseføres:

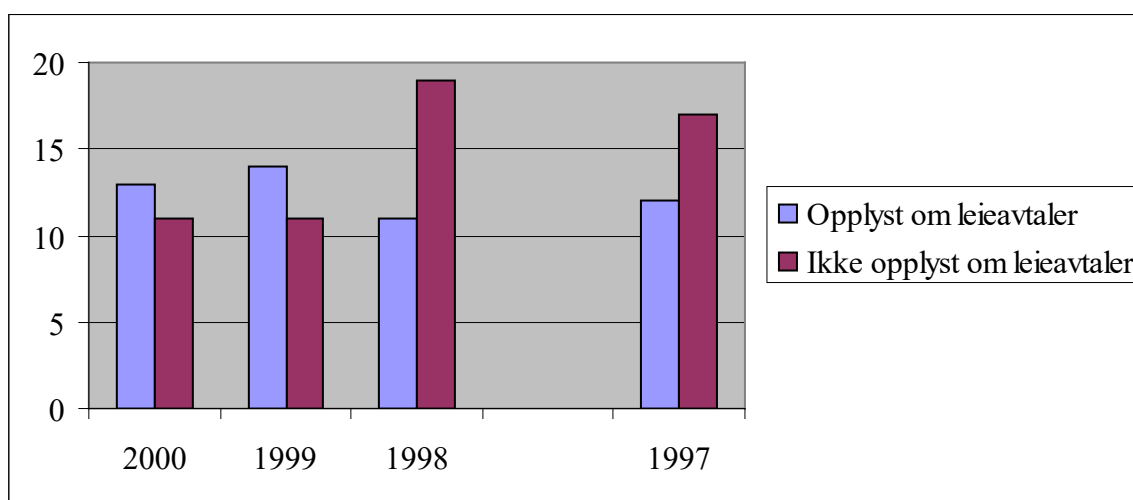
Når leieavtaler ikke balanseføres vises kostnadsført leiebeløp som «Annen driftskostnad». Det skal i note til regnskapet, med tilsvarende spesifisering som i oppstillingsplanen i balansen, opplyses om årlig leie samt leieavtalens varighet. Avvik mellom kostnadsført leie og betalt leie presenteres som «Andre fordringer» under omløpsmidler eller annen kortsiktig gjeld.

Regnskapslovens § 7-13 4l fastslår at det ved leie av varige driftsmidler som ikke er balanseført skal det opplyses om årlig leie med tilsvarende spesifisering som i oppstillingsplanen for balansen.

PRAKSIS

Det er et flertall av selskapene som gir noteopplysninger om leieavtaler. Det er de samme selskapene som opplyser om leieavtaler i 2000 som i 1999. Omfanget av opplysninger varierer mellom selskapene men de fleste opplyser om årlig leie og resterende leieperiode.

Leieavtaler	2000		1999		1998		1997	
	<i>Antall</i>	%	<i>Antall</i>	%	<i>Antall</i>	%	<i>Antall</i>	%
Opplyst om leieavtaler	13	55	14	56	11	39	12	41
Ikke opplyst om leieavtaler	11	45	11	44	19	61	17	59
Totalt	24	100	25	100	30	100	29	100



Figur 2.6.2 Oversikt over hvor mange selskaper som har omtalt leieavtaler

2.7 FJERNINGS- OG NEDSTENGINGSFORPLIKTELSER

2.7.1 Fjerning

Staten kan, med hjemmel i Petroleumsloven § 30, treffe en av følgende beslutninger:

- Vederlagsfri overtagelse av installasjonen
- Avtale om midlertidig bruk av installasjonen
- Kreve full eller delvis fjerning av installasjonen
- Kreve at det treffes foranstaltninger for å hindre at installasjonene er til skade eller ulempe

Ihht. sammenstillingsprinsippet skal utgifter kostnadsføres i samme periode som tilhørende inntekt, jf rskl § 4-1, 1. ledd 3. punkt. Beste estimat skal benyttes ved usikkerhet, jf rskl § 4-2, 1. ledd. Dette gjelder også fjerningskostnader.

Regnskapsrådets uttalelse Nr. 86/1988 sier at fjerningsutgiftene er ”en fremtidig forpliktelse som det må tas hensyn til i regnskapet og den må kostnadsføres i takt med inntekten. En praktisk fremgangsmåte er å periodisere de fremtidige fjerningsutgiftene etter produksjonsenhetmetoden. Dette er også i samsvar med amerikanske regnskapsprinsipper (FAS 19).” Uttalelsen presiserer at avsetningene må bygge på realistiske forutsetninger, bl.a. mht. ”hvilke installasjoner som forventes å måtte fjernes og hvordan gjennomføringen skal gjennomføres” Regnskapsmessig avsetning gjelder ihht. uttalelsen kun selskapenes egenandel.

NRS (HU) Usikre forpliktelser og betingede eiendeler stiller i punkt 7.5, 3. ledd opp tre alternative metoder for sammenstilling av fjerningsutgifter med inntekter:

1. Avsetningen bygges gradvis opp ved resultatføring i takt med driftsmidlets økonomiske levetid, slik at den på fjerningstidspunktet er stor nok til å dekke utgiften.
2. Nåverdien av fjerningsutgiften tas med valg av avskrivningsplan, slik at netto utrangeringsverdi er negativ. Sammenlignet med metode 1 vil avskrivning av driftsmidlet skje hurtigere, men forpliktelsen vil ikke vises som en avsetning før driftsmidlets balanseførte verdi er lik null.
3. Nåverdi av fjerningsutgiften balanseføres som en del av anskaffelseskost, og avskrives sammen med denne. Avsetningen tilsvarer nåverdi av forpliktelsen i hele den økonomiske levetiden for driftsmiddelet.

Alle de tre metodene anses å oppfylle regnskapslovens krav om sammenstilling.

Kun metode 3 er imidlertid i samsvar med hovedregelen for regnskapsføring av usikre forpliktelser etter høringsutkastets pkt. 3. Metode 3 er i tillegg også i samsvar med IAS 37. Det fremgår i høringsutkastet at: ”Metode 3 anses som god regnskapsskikk etter denne standard.” Enhver estimatendring vil ihht. denne metoden resultatføres i perioden for endringen av estimatet, noe som er i samsvar med rskl § 4-2 (2), men ikke representativ for etablert internasjonal praksis, jf NRS (HU) pkt 7.5, 5. ledd.

Metode 1 regnes likevel som en tillatt løsning, da den er beskrevet i regnskapslovens forarbeider og er ansett som innarbeidet god regnskapsskikk i Norge. Etter denne metoden står en ved estimatendringer ”friere til å velge en periodisering som fordeler virkningen av estimatendringen over gjenværende levetid”, jf NRS (HU) pkt 7.5, 5. ledd.

Det er et spesielt notekrav i § 7-34: ” Regnskapspliktig som har betydelig virksomhet innen utvinning av petroleum, kraftproduksjon eller gruvedrift, skal gi opplysning om antatte reserver og gjenværende utvinnings- eller utnyttelsesperiode, konsesjonsperiode og andre økonomiske betingelser. Det skal opplyses særskilt om framtidige utgifter til disponering og opprydning”.

US GAAP:

FASB utstedte i februar 2000 et høringsutkast angående fjerningsutgifter. Ihht. høringsutkastet skal nåverdien av estimerte/forventede fjerningsforpliktelser balanseføres som eiendel blant de andre produserende eiendelene og avskrives over perioden frem til det antatte fjerningstidspunktet. En tilsvarende forpliktelse skal balanseføres i perioden frem til fjerningstidspunktet. Standarden ble vedtatt i juni 2001 og vil få virkning fom 01.01.2003.

NO - praksis

Følgende informasjon bør fremgå i note til regnskapet:

- Beregningsmetode for sammenstilling av fjerningsutgifter med inntekter
- Framgangsmåte ved estimering av forventet forpliktelse
- Aktuelle felter
- Selskapets andel av de aktuelle feltene

PRAKSIS

Behandling av fjerningsforpliktelser	2000		1999		1998	
	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>
Avsatt til fjerning	19	100	23	100	26	96
Ikke avsatt til fjerning	0	0	0	0	1	4
Totalt	19	100	23	100	27	100

Alle de gjennomgåtte oljeselskapene avstter for fjerningsforpliktelser. Praksis for de fleste selskapene synes

imidlertid å være at en ikke opplyser om fremgangsmåte for estimering av forventet forpliktelse og heller ikke om valgt metode for sammenstilling av fjerningsutgifter med inntekter, jf ovenfor. Dette gjør avsetningene lite sammenlignbare.

2.7.2 Nedstengning

Nedstengningsutgifter faller ikke under fjerningsfordelingsloven. Slike utgifter bør det likevel avsettes for i henhold til sammenstillingsprinsippet på samme måte som fjerningsforpliktelser.

Alle selskapene som har omtalt utgifter i forbindelse med nedstengning av brønner, har også avsatt for slike. Det er imidlertid to selskaper som ikke har omtalt nedstengningskostnader.

Selskapene bør skille informasjonen om nedstengning og fjerning slik at det fremgår hvor mye som er avsatt for hver enkelt av disse operasjonene. Det bør også opplyses om beregningsmetode, fremgangsmåte, aktuelle felter samt andel i tråd med det som er anbefalt vedrørende fjerningsutgifter.

Behandling, nedstengningsforpliktelser	2000		1999		1998	
	Antall	%	Antall	%	Antall	%
Avsatt for nedstengningsutgifter 1)	17	89	19	83	21	78
Ikke avsatt	-	-	-	-	1	4
Ikke omtalt	2	11	4	17	5	18
Totalt	19	100	23	100	27	100

2.8 OPERATØRKOSTNADER VED LISENSFELLESSKAP

2.8.1 Regnskapsføring av samarbeidsavtalen

Lisensfellesskap er et interessefellesskap hvor operatøren operer på vegne av alle lisensdeltakerne. På norsk sokkel er dette normalt ikke organisert som en juridisk enhet men er regulert ved samarbeidsavtale mellom de enkelte lisensdeltakerne.

I følge regnskapslovens § 5-18 skal samarbeidsavtaler som er et joint venture regnskapsføres etter bruttometoden, det vil si at kostnadene medtas etter eierandel. Normalt tilfredsstiller samarbeidsavtalene på norsk sokkel kravene til føring etter bruttometoden.

Det følger også av internasjonal praksis (IAS / USGAAP) at samarbeidsavtaler medtas etter bruttometoden dersom lisensfellesskapet ikke er organisert som et eget selskap.

2.8.2 Presentasjon

De fleste operatørselskapene inkluderer sin nettoandel av operatørkostnadene ved lisensfellesskap i sine regnskaper. TotalFinaElf viser imidlertid lisenskostnadene brutto under driftskostnader i resultatregnskapet, for så å vise partnernes og egen andel til kredit på egne linjer under driftskostnader i resultatregnskapet.

TotalFinaElf har skrevet følgende i sitt regnskap:

Driftskostnadene blir, i samsvar med regnskapsloven, presentert etter kostnadsart i stedet for etter funksjon. Således inngår det i driftskostnadene både partnernes andel av Elf operert virksomhet, så vel som kostnader knyttet til egne investeringsarbeider. For økt informasjonsverdi, blir TotalFinaElf Norges nettoandel av driftsutgiftene, etter fradrag for partnernes andel og aktiverte investeringsarbeider, presentert med basis i kostnadsfunksjon i note nr. 2 til regnskapet.

2.9.2 Regnskapsføring for operatør av andre lisensdeltakerers forpliktelse

På grunn av at lisensene ikke er egne selskaper er det operatøren som formelt er ansvarlig for hele gjelden. Operatøren har igjen en fordring mot de andre deltakeren i samarbeidsavtalen. Normalt innhenter operatøren likviditetsbehovet i forkant (cash-call). Neste perioden blir over/underfinansiering gjort opp (over/under call). Normalt vil derfor ikke denne forpliktelsen være vesentlig.

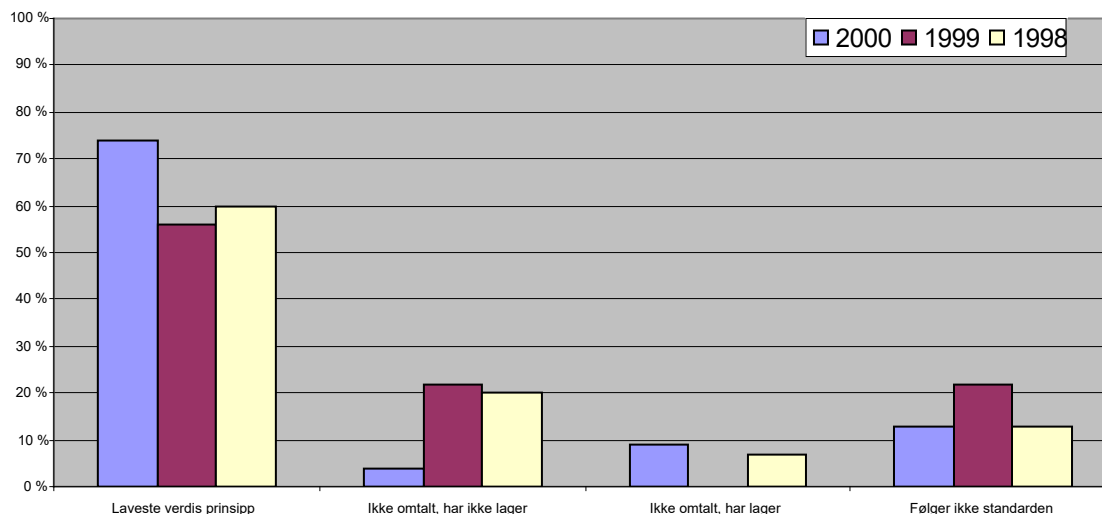
2.9 LAGER

2.9.1 Lagerbeholdning (eks petroleum)

Hovedregelen for verdsettelse av varelageret er laveste verdis prinsipp. Anskaffelseskostnaden er øvre grense for verdsettelsen, eventuelt virkelig verdi dersom denne er lavere.

Lagerbeholdning (eks petroleum)	2000		1999		1998	
	<i>Antall</i>	%	<i>Antall</i>	%	<i>Antall</i>	%
Laveste verdis prinsipp	17	74	15	56	18	60
Selskaper som ikke har omtalt varebeholdning og som ikke har balanseført lager	1	4	6	22	6	20
Selskap som ikke har omtalt varebeholdning, men som har balanseført lager	2	9	0	0	2	7
Selskaper som ikke følger standarden	3	13	6	22	4	13
Totalt	23	100	27	100	30	100

Varelager



Figur 2.9.1: Oversikt over praksis vedrørende regnskapsmessig behandling av varelager (eks. petroleum)

2.9.2 Lager av petroleum

Det er i alt 8 selskaper som beskriver regnskapsmessig behandling av petroleum før passering av normprispunktet verdsatt til null. Behandlingen som er i samsvar med petroleumsskatteloven, er ikke nødvendigvis i henhold til god regnskapsskikk.

2.9.3 Mer-/mindreuttak av petroleum

Verdsettelse

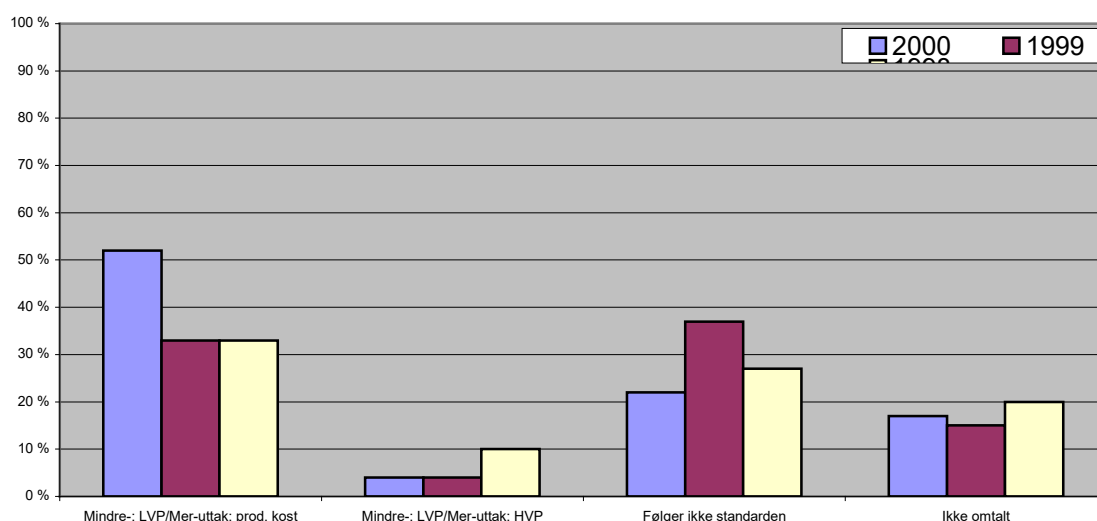
Verdsettelsen av mer-/mindreuttak gjøres med basis i vurderingskriteriene for omløpsmidler. Det kan hevdes at meruttak skal vurderes til det høyeste av salgsverdi og produksjonskost, mens mindreuttak vurderes til det laveste av salgsverdi og produksjonskost. Imidlertid har de fleste selskaper eierandel i flere felt. Meruttaket vurderes dermed til produksjonskost fordi selskapet ved et eventuelt oppgjør på et felt, ville tatt olje fra et annet felt istedenfor å kjøpe oljen til salgspris. Mer-/mindreuttak klassifiseres som kortsiktig gjeld/kortsiktig fordring.

Mengdeberegning

Selskapene bruker forskjellig definisjon på mer-/mindreuttak. Noen definerer dette som kortsiktige avvik mellom ideell andel av produksjonen og salget (løftingen), mens andre sier at mer-/mindreuttak er forskjellen mellom den ideelle andel av totalt løftet mengde for feltet og den faktiske løftingen selskapet har foretatt. Komiteen mener at den siste definisjonen er mest riktig. Det kan bli svært forskjellige resultater ved bruk av ulike metoder.

Mer-/mindreuttak av petroleum	2000		1999		1998	
	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>
Lavester verdis prinsipp for mindreuttak/ produksjonskost for meruttak	12	52	9	33	10	33
Laveste verdis prinsipp for mindre-/høyeste verdis prinsipp for meruttak (LVP/HVP)	1	4	1	4	3	10
Følger ikke standarden	5	22	10	37	8	27
Selskaper som ikke har omtalt verdsettelse av mer-/mindreuttak	4	17	4	15	6	20
Ikke aktuelt (rørledningsselskap)	1	4	3	11	3	10
Totalt	23		27	100	30	100

Mer-/mindreuttak av petroleum



Figur 2.9.3: Oversikt over praksis vedrørende regnskapsmessig behandling av mer-/mindre uttak av petroleum

2.10 BYTTE, LÅN OG LAGRING AV GASS

Det finnes ingen spesialbestemmelse om bytte, lån og lagring av gass i regnskapsloven. Vi må ta utgangspunkt i § 4-1 Grunnleggende regnskapsprinsipper:

- Opptjeningsprinsippet - inntekt skal resultatføres når den er opptjent.
- Sammenstillingsprinsippet - utgifter skal kostnadsføres i samme periode som tilhørende inntekt.
- Forsiktighetsprinsippet - urealisert tap skal resultatføres.

I tillegg har vi regnskapslovens § 7-2 som sier at det skal gis opplysninger om anvendte regnskapsprinsipper. Det finnes ingen spesiell regnskapsstandard som omtaler denne problemstillingen.

Norsk oljeregnskapsskikk

Oljeindustriens Landsforening har utarbeidet "Anbefalte retningslinjer for regnskapsmessig behandling av lån, lagring og injisering av naturgass". Anbefalingen omhandler vurdering, spesifikasjon og behandling av kostnader og inntekter der produksjons- og salgsprofilen for naturgass faller på ulike tidsperioder.

Anbefalingen foreslår følgende retningslinjer vedrørende regnskapsmessig behandling:

"Avvik som fremkommer som et resultat av ulik produksjons- og salgsprofil, bør regnskapsmessig behandles etter Salgsmetoden. Direkte og indirekte produksjons-kostnader periodiseres til salgstidspunktet. Dersom forventet enhetssalgsspris er lavere enn enhetskostnaden bør utsatte produksjonskostnader i balansen vurderes til netto salgsverdi."

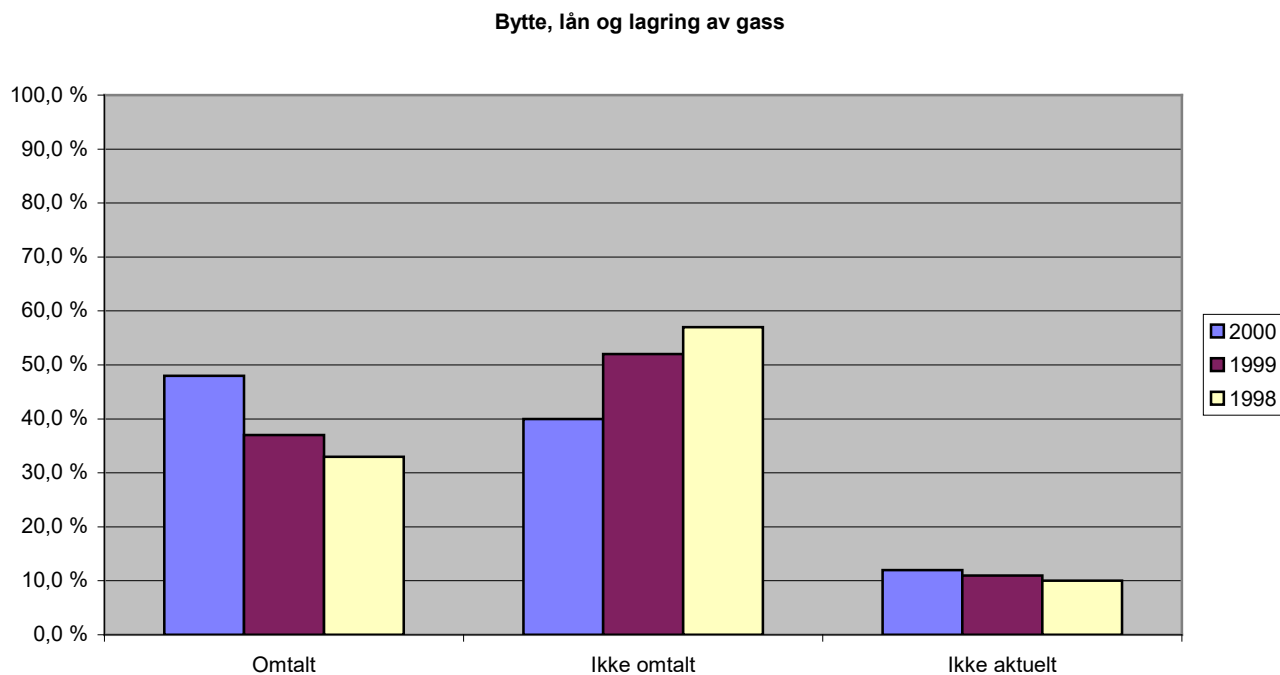
"Den periodiske endringen i avviket mellom produksjons- og salgsprofil klassifiseres under driftskostnader i regnskapet. Det gis tilleggsopplysninger om prinsipper som er anvendt"

Praksis

10 av 27 selskaper omtaler lån, lagring og injisering av gass i sin redegjørelse av regnskapsprinsipper. I tillegg opplyser Norsk Hydro under Inntektsføringsprinsipper at selskapet ved produksjon av olje og gass inntektsfører Hydro sin ideelle andel av produksjonen i de ulike felt, uavhengig av om den er solgt i perioden (rettighetsmetoden).

Komiteen har ellers ikke vært i stand til å vurdere hvorvidt problemstillingen faktisk er aktuell for de selskaper som ikke har gitt opplysninger om dette.

Lån, bytte og lagring av gass	2000		1999		1998	
	Antall	%	Antall	Antall	Antall	%
Omtalt	12	48	10	37	10	33
Ikke omtalt	10	40	14	52	17	57
Ikke aktuelt (Rørledningsselskap)	3	12	3	11	3	10
Totalt	25	100	27	100	30	100



Figur 2.12: Oversikt over antall selskaper som omtaler lån, bytte og lagring av gass.

2.11 BEHANDLING AV SKATT

Lov og god regnskapsskikk

Selskapenes behandling av skatt er analysert med utgangspunkt i foreløpig norsk regnskapsstandard om resultatskatt. Standarden ble revidert senest i november 1999. Det arbeides med å presisere endringer for visse bransjer blant annet petroleumsforetak. Standarden har følgende ordlyd om friinntekt:

”Det er derfor vanskelig å fastsette en fornuftig periodiseringsregel for den effekt friinntekten har på særskatten. En enkel og praktisk metoden er å la skatteeffekten av opparbeidet friinntekt, fratrukke den delen som er benyttet til å redusere betalbar skatt, redusere særskatten netto midlertidige forskjeller”.

Regnskapsmessig behandling av skatt kan deles inn i selve den tekniske målingen av skattekostnaden og hvilke prinsipper som legges til grunn i denne forbindelse, samt presentasjonskrav i noter til årsregnskapet.

2.11.1 Måling av skattekostnad

I henhold til standarden består skattekostnaden av betalbar skatt og utsatt skatt. Utsatt skatt beregnes med utgangspunkt i midlertidige forskjeller mellom regnskapsmessige og skattemessige balanseverdier. Etter

innføring av ny regnskapslov, er det nå tillatt å føre opp utsatt skattefordel i balansen.

2.11.2 Presentasjon i noter

Standarden har omfattende krav til noteopplysninger. Nedenfor er minimumskravene analysert.

Opplysninger knyttet til balansen:

- Skatteeffekten av midlertidige forskjeller og underskudd til fremføring som har gitt opphav til utsatt skatt og utsatte fordeler spesifisert på typer av midlertidige forskjeller.
- Det skal opplyses om balanseført utsatt skattefordel som er sannsynliggjort gjennom fremtidig inntjening og utsatt skattefordel som ikke er balanseført.
- Tidspunkt for utløp av fremføringsperioden for underskudd.
- Aggregerte midlertidige forskjeller knyttet til investering i tilknyttet selskap og datterselskap og felles kontrollert virksomhet som det ikke er regnskapsført utsatt skatt på.
- Størrelsen på betalbar og utsatt skatt knyttet til poster som er ført direkte mot egenkapitalen.

Opplysninger knyttet til resultatregnskapet:

- Avstemning som viser sammenhengen mellom skattekostnaden og skatt beregnet som gjennomsnittlig nominell skattesats på resultat før skatt. Oppstillingen kan utarbeides med utgangspunkt i proSENTsammenligning eller kronesammenligning.
- Sammensetningen av skattekostnaden tilknyttet ordinært og ekstraordinært resultat, herunder refusjon av skatt etter delingsreglene.
- Fordeling av skattekostnad på ordinært og ekstraordinært resultat på norsk og utenlandsk del.
- Virkningen av endring i skatteregler og skattestatus på periodens ordinære og ekstraordinære skattekostnad.

Opplysninger knyttet til særskilte bransjer

Petroleumsvirksomhet:

- Virkningen av friinntekten på særskatten for foretak som er skattepliktig etter petroleumsskatteloven.

Minimumskravene omfatter:

Beskrivelse av regnskapsmessig behandling av skatt under regnskapsprinsipper.

Avstemming fra nominell til faktisk skattesats

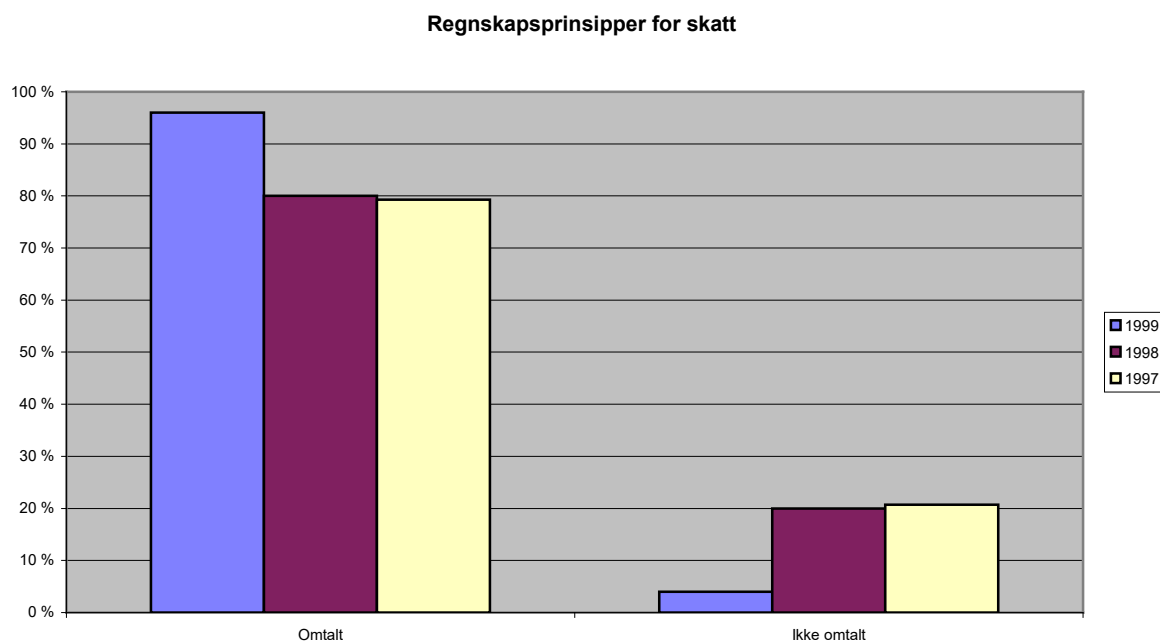
Grunnlag for beregning av utsatt skattegjeld og utsatt skattefordel i balansen, både for særskattegrunnlaget og for alminnelig inntekt.

Praksis

De aller fleste selskapene har beskrevet anvendt prinsipp for beregning av skatter i notene. Valg av prinsipper og metode er omtrent identiske for alle selskapene. Noen få selskaper har valgt å ikke føre utsatt skattefordel i balansen. De fleste selskaper hensyntar skatteeffekten av fremførbar friinntekt, noen få lar ikke dette påvirke beregningen av utsatt særskatt.

Beskrivelse av regnskapsprinsipper:

	2000		1999		1998	
	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>	<i>Antall</i>	<i>%</i>
Selskaper som har beskrevet regnskapsprinsipp for skatt	23	96	24	96	24	80
Selskaper som ikke har beskrevet regnskapsprinsipp	1	4	1	4	6	20
Totalt	24	100	25	100	30	100



Figur 2.15.1: Beskrivelse av regnskapsprinsipper for skatt

I 2000 opprettholdes andelen selskaper som beskriver regnskapsmessig behandling av skatt under regnskapsprinsipper i forhold til året før.

3 ANALYSE AV TILLEGGSINFORMASJON

3.1 RESERVEANSLAG

I følge regnskapslovens § 7-34 skal selskaper som har betydelig virksomhet innen utvinning av petroleum, gi opplysninger om antatte reserver og gjenværende utvinnings- eller utnyttelsesperiode, konsesjonsperiode og andre økonomiske betingelser.

Opplysninger om reserver er fundamentalt for vurdering av underliggende verdier for et oppstrømsselskap. Reservene bør deles inn i påviste/utvinnbare og utbygde reserver. Det bør informeres om utviklingen i reserver de siste par årene, endringer bør forklares og selskapene må omtale grad av usikkerhet knyttet til beregningene. I tillegg til kilde for anslagene bør det oppgis om produksjonsavgift er inkludert i anslagene da dette ikke er selskapets reserver.

Av selskapene som gir informasjon om reserveanslag blir punktene ovenfor bare fulgt i varierende grad.

Oppsummering

De aller fleste selskapene skriver noe om reserver, enten i form av regnskapsnote eller i form av tilleggsinformasjon. Uansett synes det som om ingen har fulgt anbefalingen beskrevet i begynnelsen av kapittelet 100%. Kvaliteten på beskrivelsen av reserver er svært varierende, og mange selskaper mangler kun informasjon om detaljer som konsesjonsutløp, behandling av avgiftsolje med mer.

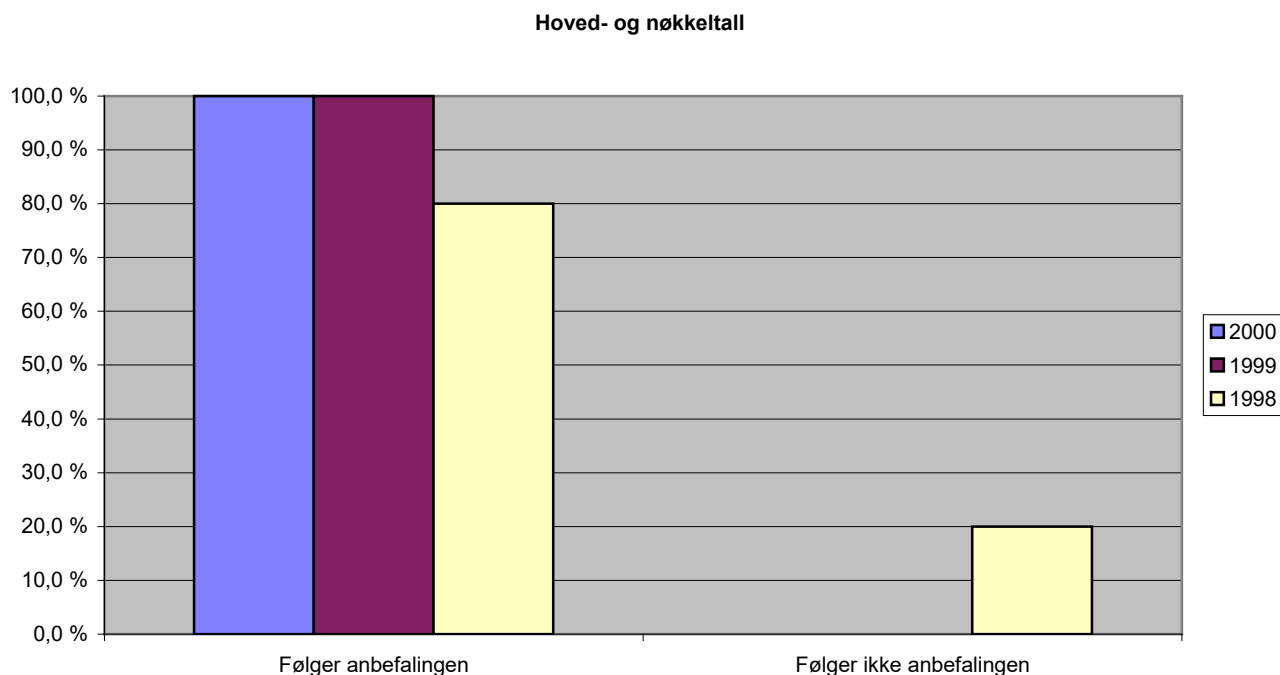
3.2 EIERANDELER

Selskapene bør oppgi eierandeler i lisenser, felt og transportsystemer. Alle unntatt to selskap gir fullstendige opplysninger om eierandeler. Ett selskap (ref. tabell 3.2) har kun gitt opplysninger om eierandelen i de viktigste lisenser og transportsystemer. Etter komiteens mening er dette tilfredsstillende, da verdien av ytterligere informasjon anses som liten.

3.3 HOVED- OG NØKKELTALL

Sentrale hovedtall og nøkkeltall bør oppgis.

	2000		1999		1998	
	<i>Antall</i>	%	<i>Antall</i>	%	<i>Antall</i>	%
Følger anbefalingen	21	95	27	100	24	80
Følger ikke anbefalingen	1	5	0	0	6	20
Totalt	22	100	27	100	30	100



Figur 3.4: Oversikt over antall selskaper som oppgir sentrale hoved- og nøkkeltall.

Blant de større selskapene gir alle informasjon om hoved- og nøkkeltall. Blant de mindre er praksisen noe varierende. Det kan ikke forventes at mindre selskaper presenterer noen inngående analyse av årets regnskapstall. Generelt for selskapene som har gode opplysninger om hovedtall, er det en del som har utelatt å gi informasjon om nøkkeltall.

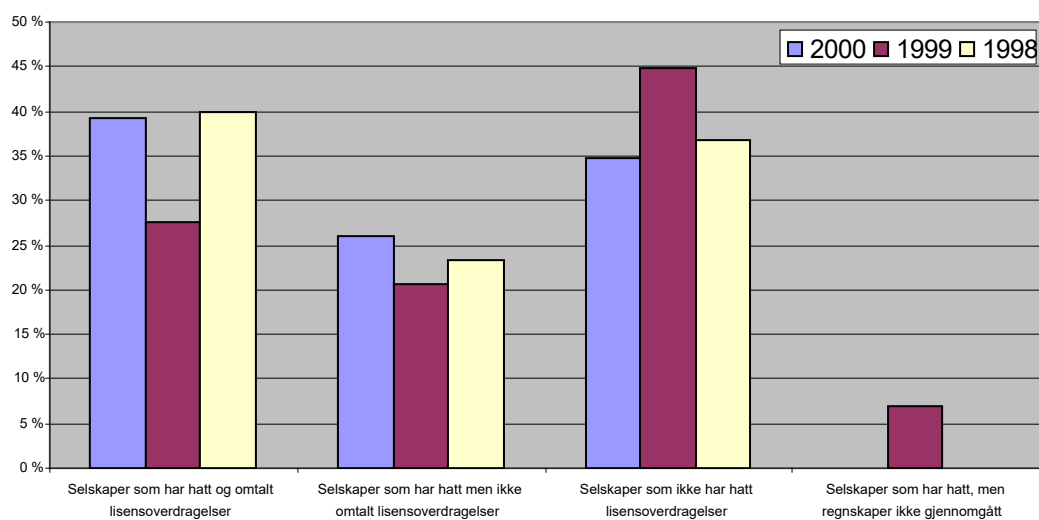
3.4 LISENSOVERDRAGELSE

Komiteen anbefaler at selskaper som har hatt lisensoverdragelser gir informasjon om hvilke andeler som omsettes, størrelsen på andelen og hvem som er selger/kjøper av andelen. Det bør også gis informasjon om hvilke lisenser som er tilbakelevert. I tillegg anbefaler komiteen at selskaper som har hatt lisensoverdragelser av vesentlig betydning for regnskapet/virksomheten gir opplysninger om hvilke regnskapsmessige/skattemessige virkninger et eventuelt § 10-vedtak gir.

I gjennomgangen tar komiteen utgangspunkt i oppstillingen i Faktaheftet 2001 over lisensoverdragelser i 2000.

	2000		1999		1998	
	<i>Antall</i>	%	<i>Antall</i>	%	<i>Antall</i>	%
Selskaper som har hatt og omtalt lisensoverdragelser	9	39	8	28	12	40
Selskaper som har hatt men ikke omtalt lisensoverdragelser	6	26	6	21	7	23
Selskaper som ikke har hatt lisensoverdragelser	8	35	13	45	11	37
Selskaper som har hatt, men regnskaper ikke gjennomgått	0	0	2	6	0	0
Totalt	23	100	29	100	30	100

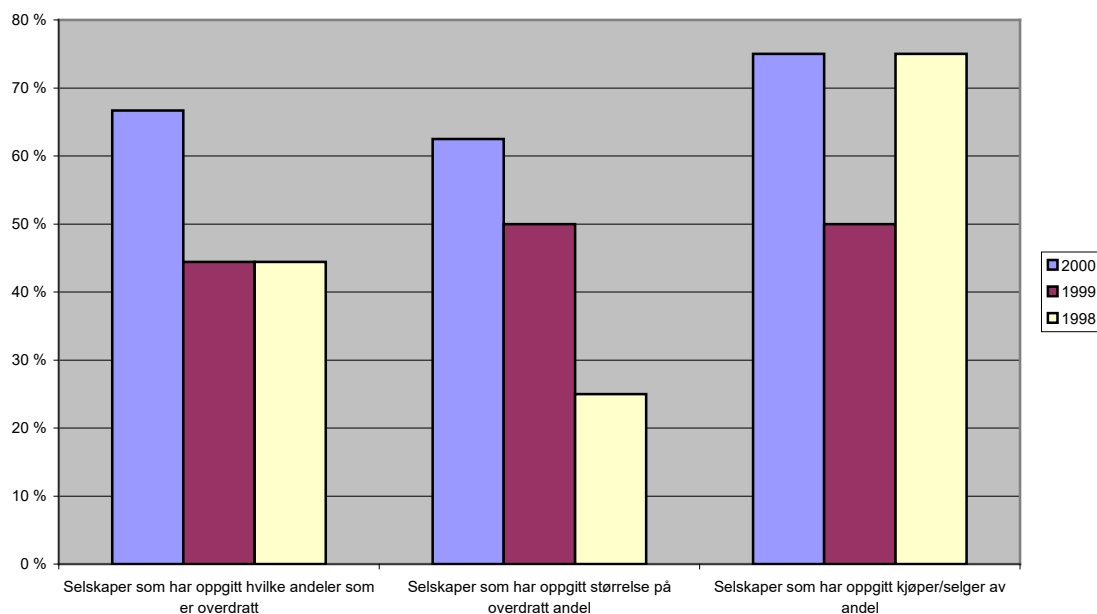
Lisensoverdragelser



Figur 3.44: Lisensoverdragelse

	2000	1999	1998
	<i>Antall</i>	<i>Antall</i>	<i>Antall</i>
Selskaper som har oppgitt hvilke andeler som er overdratt	6	5	9
Selskaper som har oppgitt størrelse på overdratt andel	4	4	6
Selskaper som har oppgitt kjøper/selger av andel	4	2	9
Selskaper som har omtalt lisensoverdragelser	9	8	12

Hvor mange av de som har omtalt lisensoverdragelser som har:



Lisensoverdragelser er presentert i forskjellige deler av årsrapportene, dette gjør det vanskelig å finne den informasjonen som faktisk finnes om lisensoverdragelser. Flere av selskapene gir informasjon om overdragelser som tilleggsinformasjon i opplistingen av eierandeler. Noen selskaper gir informasjon i styrets beretning og/eller under beskrivelse av årets aktiviteter/virksomhet. Andre har gitt informasjon i regnskapet eller i note. Det varierer hvilke opplysninger som er gitt og noen selskaper gir også samme informasjon flere steder i årsrapporten.

3.5 MILJØ

Regnskapsloven §3-3 Årsberetningens innhold fastsetter en rekke detaljerte krav til informasjon om miljøforhold som skal inngå i årsberetningen. Dette gjelder både arbeidsmiljø og ytre miljø.

Arbeidsmiljø

Det skal blant annet opplyses om arbeidsmiljø, sykefravær, skader og ulykker, og tiltak for å bedre arbeidsmiljø.

Ytre miljø

Det skal blant annet opplyses om forhold ved virksomheten som kan medføre påvirkning på det ytre miljø, og tiltak for å forhindre eller redusere miljøvirkninger.

I følge Foreløpig regnskapsstandard – Årsberetning bør detaljeringsgraden av miljøinformasjon i årsberetningen innenfor regnskapslovens minimumskrav kunne sees i sammenheng med informasjon gitt i egne miljørapporter.

OM DE ENKELTE SELSKAPER OG DERES NOTER

Hvordan de enkelte selskaper oppfyller/ikke oppfyller notekravene:

A/S Norske Shell

Det er ikke positivt opplyst at lån og sikkerhetsstillelse til ledende personer ikke er aktuelt for selskapet.

Amerada Hess Norge A/S

Alle notekrav er oppfylt.

Det er oppgitt ansatte pr 31.12. istedenfor gjennomsnittlig antall ansatte.

AS Pelican

Det er ikke positivt opplyst at lån og sikkerhetsstillelse til ledende personer ikke er aktuelt for selskapet.

BP Amoco Norge AS

Det er ikke positivt opplyst at lån og sikkerhetsstillelse til ledende personer ikke er aktuelt for selskapet.

Den norske stats oljeselskap a.s

Alle notekrav er oppfylt.

TotalFinaElf Exploration Norge AS

Antall aksjer og pålydende er oppgitt i balansen, ikke i note.

Fina Exploration Norway AS

Antall aksjer og pålydende er oppgitt i balansen, ikke i note.

Det er ikke positivt opplyst at lån og sikkerhetsstillelse til ledende personer ikke er aktuelt for selskapet.

Enterprise Oil Norge Limited

Det er ikke positivt opplyst at lån og sikkerhetsstillelse til ledende personer ikke er aktuelt for selskapet.

Esso Norge AS

Alle notekrav er oppfylt.

Esso Exploration and Production Norway AS

Alle notekrav er oppfylt.

Mobil Exploration Norway Inc

Alle notekrav er oppfylt.

Fortum Petroleum AS

Alle notekrav er oppfylt.

Idemitsu Petroleum Norge a.

Det er ikke oppgitt gjennomsnittlig antall ansatte i note. I styrets beretning er antall ansatte pr. 31.12.00 oppgitt.

Norpipe Oil AS

Antall aksjer og pålydende er oppgitt i balansen, ikke i note.

Det er ikke positivt opplyst at lån og sikkerhetsstillelse til ledende personer ikke er aktuelt for selskapet.

Norsk Agip AS

Alle notekrav er oppfylt.

Norsk Chevron AS

Det er oppgitt ansatte pr 31.12. istedenfor gjennomsnittlig antall ansatte i note.

Det er ikke positivt opplyst at lån og sikkerhetsstillelse til ledende personer ikke er aktuelt for selskapet.

Norsk Hydro AS

Alle notekrav er oppfylt.

Norske AEDC AS

Det er ikke oppgitt antall aksjer eller pålydende.

Det er ikke oppgitt gjennomsnitt ansatte. I styrets beretning er antall ansatte oppgitt pr 31.12.00.

Det er ikke positivt opplyst at lån og sikkerhetsstillelse til ledende personer ikke er aktuelt for selskapet.

Norske Conoco AS

Alle notekrav er oppfylt.

Marathon Petroleum Company Norway

Antall ansatte er oppgitt i årsberetning istedenfor i note.

Det er ikke positivt opplyst at lån og sikkerhetsstillelse til ledende personer ikke er aktuelt for selskapet

Phillips Petroleum Company Norway

Det er ikke positivt opplyst at lån og sikkerhetsstillelse til ledende personer ikke er aktuelt for selskapet.

RWE-DEA Norge AS

Det er ikke positivt opplyst at lån og sikkerhetsstillelse til ledende personer ikke er aktuelt for selskapet.

Svenska Petroleum Exploration AS

Det er ikke oppgitt antall aksjer eller pålydende.

Det er ikke positivt opplyst at lån og sikkerhetsstillelse til ledende personer ikke er aktuelt for selskapet

Total Norge AS

Antall aksjer og pålydende er oppgitt i balansen, ikke i note.

Det er ikke positivt opplyst at lån og sikkerhetsstillelse til ledende personer ikke er aktuelt for selskapet.

Selskapenes noter om aktivering og utgiftsføring:

AEDC

Utgiftsføring og aktivering

Utgifter vedrørende aktiviteter innenfor kommersielt område er aktivert frem til produksjonsoppstart medio juni 1990. Etter dette tidspunktet er ordinære driftskostnader kostnadsført, og kostnader vedrørende installasjonene er aktivert. Selskapet har i tillegg aktivert borekostnader. Selskapet har utgiftsført tidligere aktiverte kostnader vedrørende produksjonsoppstart.

Ordinære avskrivninger er foretatt etter produksjonsenhetsmetoden.

AGIP

KOSTNADER TIL FORSKNING OG UTVIKLING

Letekostnader blir behandlet etter "successful effort"-metoden., med den enkelte brønn som basis for vurderingen. Kostnader knyttet til letebrønner under arbeid blir balanseført inntil brønnen er klassifisert. Øvrige letekostnader og forsknings- og utviklingskostnader kostnadsføres løpende.

UTBYGGINGSKOSTNADER

Direkte og indirekte kostnader i forbindelse med utbyggingsprosjekter kapitaliseres. Etter at et felt er kommet i produksjon, kapitaliseres investeringer i henhold til lisensregnskapet. Øvrige kostnader knyttet til produserende felt kostnadsføres løpende.

AMERADA

AKTIVERING OG AVSKRIVNINGER

Kostnader knyttet til feltutbygginger blir aktivert. Likeledes blir anskaffelseskost for erklærte kommersielle reserver aktivert. Investeringer i produserende felt aktiveres basert på informasjon fra operatør. Rentekostnader knyttet til utbyggingsprosjekter blir aktivert.

LETEKOSTNADER

Letekostnader behandles i henhold til "successful efforts"-metoden. Dette innebærer at alle letekostnader knyttet til funn som anses kommersielt utvinnbare blir aktivert. Øvrige letekostnader kostnadsføres.

BP/AMOCO

LETEKOSTNADER/FELTUTBYGGING

Letekostnader aktiveres etter "successful effort" metoden. Alle kostnader i forbindelse med feltutbygging aktiveres.

CHEVRON

Varige driftsmidler / avskrivninger

Alle kostnader knyttet til utbygging av petroleumsfelt aktiveres. Påkostninger tillegges driftsmidlenes kostpris og avskrives sammen med disse. Vedlikehold av driftsmidler utgiftsføres under driftsutgifter etter hvert som de påløper.

Kostnader til leting og undersøkelser

Kostnader til leting, undersøkelser og utvikling regnskapsføres etter "successful effort"-metoden. Alle lete- og undersøkelsesbrønner aktiveres løpende under de enkelte prosjekt. Dersom prosjektet ikke medfører utvinnbare reserver utgiftsføres kostnadene i den periode vurdering gjennomføres. Alle andre letekostnader blir utgiftsført etter hvert som de påløper.

Kostnader til forskning og utvikling

Kostnader til forskning og utvikling kostnadsføres etter hvert som de påløper.

CONOCO

Immaterielle eiendeler

Letekostnader blir midlertidig aktivert i påvente av en evaluering av eventuelle funn av olje- og gassreserver. Ved funn vil letekostnadene bli avskrevet etter produksjonsenhetsmetoden, tørre brønner utgiftsføres.

Utgifter til forsknings- og utvikling resultatføres eller balanseføres i henhold til god regnskapsskikk.

Varige driftsmidler

Alle kostnader i forbindelse med utbyggingen av olje- og gassfelt blir aktivert som en del av anlegg og utstyr.

ENTERPRISE

NOTE 1 -REGNSKAPSPRINSIPPER

ANLEGGSKOSTNADER

Kostnader, inklusive renter, som påløper i forbindelse med utbyggingen av petroleumsfelt blir aktivert under posten anleggsmidler. Filialen starter aktivering av kostnader når feltutbyggingskonseptet har blitt godkjent av partnergruppen som står for utbyggingen.

LETEKOSTNADER

Letekostnader kapitaliseres eller utgiftsføres i henhold til "successful-effort" metoden. Kostnader i forbindelse med ervervelse av produksjonslisenser og data, geologisk og geofysisk aktivitet samt leteboring blir kapitalisert i utgangspunktet. Kostnader i forbindelse med generell seismikk og kostnader som ikke kan relateres til en spesifikk produksjonslisens blir utgiftsført i resultatregnskapet i det året de pådras. Slike kostnader i forbindelse med søknad om tildeling av nye produksjonslisenser blir imidlertid balanseført i påvente av faktisk tildeling. Balanseføring opprettholdes i den grad lisenser tildeles. Andre kostnader blir behandlet etter hvordan selve prospektet vurderes. Hvis et prospekt vurderes som ikke lønnsomt når evalueringen er unnagjort blir kostnader i forbindelse med dette prospektet utgiftsført i den perioden vurderingen foretas. Hvis prospektet vurderes som lønnsomt blir slike kostnader beholdt på balansen og overført til felt under utbygging når feltutbyggingskonseptet har blitt godkjent av partnergruppen som står for utbyggingen.

RENTEKOSTNADER

Rentekostnader i forbindelse med utbyggingsprosjekter blir kapitalisert. Andre rentekostnader blir utgiftsført fortløpende.

EXXONMOBIL

Letekostnader

Kostnader til leteboring blir balanseført ved funn etter "successful effort"-metoden og klassifiseres i balansen som varige driftsmidler. Andre letekostnader herunder kostnader til geologiske og geofysiske undersøkelser blir kostnadsført løpende.

Forskningskostnader

Alle forskningskostnader kostnadsføres løpende.

Finanskostnader

Finanskostnader på lån opptatt til finansiering av utbygging av anlegg på sokkelen blir aktivert som en del av utbyggingskostnaden.

FORTUM

Letekostnader

Selskapet behandler letekostnader etter "successfeul effort"-metoden, med den enkelte brønn som basis for vurderingen.

Kostnader knyttet til letebrønner under arbeid blir balanseført inntil brønnene er klassifisert. Øvrige letekostnader kostnadsføres løpende.

Utbyggingskostnader

Direkte og indirekte kostnader i forbindelse med utbyggingsprosjekter balanseføres. Etter at et felt er kommet i produksjon, balanseføres investeringer i henhold til lisensregnskapet. Øvrige kostnader knyttet til produserende felt kostnadsføres løpende.

Finansposter

Rentekostnader knyttet til anlegg under utbygging er balanseført som en del av investeringen.

IDEMITSU

Development costs and depreciation and write-down

All offshore development costs are capitalized from the time when a discovery is deemed to give future commercial production. Development costs are depreciated using the Unit of Production (U.O.P) method.

For tax purposes, offshore development costs are depreciated straight line over 6 years

Capitalized interest costs

All interest costs associated with the development of production fields are capitalized up to production start and are thereafter depreciated using the U.O.P. method.

Exploration costs

Exploration costs are accounted for in accordance with the "Successful efforts" method. Under this method, all costs associated with the exploration of licences are expensed as incurred, with the exception of drilling and testing costs of exploration wells where a commercial discovery is made. Such expenses are capitalized under Intangible Fixed Assets and depreciated using the U.O.P. method together with the Producing asset the discovery gave rise to. Exploration wells where the status of a discovery is pending are initially capitalized, and written off fully if the discovery is later assessed not to be commercial.

MARATON

Varige driftsmidler og kapitalisering av lete- og utbyggingskostnader

Aktiverte utbyggingskostnader omfatter alle kostnader forbundet med å tegne, konstruere og administrere byggingen av produksjonsplattformen.

NORSK HYDRO

Aktiverte renter

Renter som knytter seg til anlegg under oppføring blir aktivert som en del av kostprisen.

Utforskning og utbygging av olje- og gassreserver

Hydro benytter "successful efforts"-metoden for behandling av utforsknings- og utbyggingsutgifter i olje- og gassvirksomhet. Utforskningsutgifter, unntatt utgifter knyttet til utforskningsbrønner, blir løpende kostnadsført. Boreutgifter knyttet til utforskningsbrønner blir aktivert i påvente av resultatet av boringene. Dersom det ikke påvises drivverdige reserver av olje- og gassforekomster, blir boreutgiftene kostnadsført. Alle utgifter for utbygging av brønner, plattformer og utstyr aktiveres sammen med tilhørende renter. Utgifter til driftsforberedelse kostnadsføres løpende.

Installasjoner i forbindelse med olje- og gassutvinning avskrives etter produksjonsenhetsmetoden beregnet for det enkelte felt fra det tidspunkt produksjonen settes igang. Avskrivningene inkluderer også avsetninger til kostnader for fremtidig nedstenging og fjerning av oljeinstallasjoner.

PELICAN

Felt

For lete- og utbyggingskostnader benytter AS Pelican successful efforts metoden. Dette innebærer at letekostnader, bortsett fra kostnader knyttet til boring av letebrønner, blir kostnadsført løpende. Kostnader knyttet til boring av letebrønner blir midlertidig aktivert i påvente av en evaluering av evt. funn av olje- og gassreserver. Dersom funn ikke anses utvinnbare, teknisk og kommersielt, blir borekostnader knyttet til disse kostnadsført. Utbyggingskostnader og forholdsmessig andel av administrasjonskostnader knyttet til felt under utbygging aktiveres fortløpende. Kjøp av nye lisenser utover det som aktiveres som felt under utbygging, aktiveres som lisensrettigheter. Kjøpesum sammen med kostnader påløpt på lisensen frem til myndighetsgodkjenning aktiveres.

Renter

Finansinntekter og -kostnader er i sin helhet ført i resultatregnskapet, med unntak av rentekostnader knyttet til nye lisenser som er aktivert som en del av kjøpesummen.

Drifts- og letekostnader

Kostnadene i forbindelse med drift og letevirksomhet innen selskapers lisenser er utgiftsført i henhold til eierandel.

PHILLIPS

OLJE OG GASS UTFORSKNINGS- OG UTBYGGINGSKOSTNADER

Letekostnader

Geologiske og geofysiske kostnader blir løpende kostnadsført. Borekostnader vedrørende letebrønner balanseføres i påvente av resultat av boringen. Dersom brønnens resultater etter ledelsens vurdering ikke kan føre til kommersiell utbygging av petroleumforekomsten, eller at brønnen er tørr, kostnadsføres de tidligere balanseførte kostnadene ("Successful Efforts"-metoden).

Utbyggingskostnader

Kostnader forbundet med utbyggingen av kommersielle olje- og/eller gassfelt, inkludert kostnader med plan for utbygging og drift, blir balanseført.

Rentekostnader

Rentekostnader knyttet til større utbyggingsprosjekter er balanseført og avskrives som en del av anleggets kostpris.

Vedlikehold og reparasjoner

Kostnader til vedlikehold og reparasjoner kostnadsføres etterhvert som de påløper. Betydelige forbedringer, som øker produksjonskapasiteten eller anleggets levetid, blir balanseført.

RWE-DEA NORGE

Lete- og utbyggingskostnader

Brønnekostnader i letefasen behandles etter «successful efforts"- metoden. Ved det tidspunkt det eventuelt er fastslått at funnet ikke inneholder kommersielle kvanta av olje eller gass, blir utgiften kostnadsført. Øvrige utgifter til leting kostnadsføres løpende. Utbyggingskostnader, inklusive feltevalueringer og lignende studier, balanseføres når gjennomføring av utbygging er vurdert som sikker. Rentekostnader knyttet til finansiering av utbyggingsprosjekter balanseføres som en del av utbyggingskostnaden.

SHELL

Immaterielle eiendeler

Utgifter til immaterielle eiendeler er balanseført i den utstrekning kriteriene for balanseføring er oppfylt. Forsknings- og utviklingskostnader er utgiftsført.

Varige driftsmidler og balanseførte letekostnader

Balanseførte letekostnader tilsvarer brønnekostnader og avgift på leteareal som behandles etter "successful effort" metoden. Under "successful efforts" metoden blir brønnekostnader midlertidig aktivert i påvente av en evaluering av funn av kommersielle olje- og gassreserver. Tørre brønner blir kostnadsført. Aktivisering av feltkostnader starter når beslutningen om å fremme en Plan for Utbygging og Drift (PUD) er tatt, og gjenværende balanseverdier etter "successful efforts" metoden blir da overført til sokkel aktiva. Renter som

knytter seg til anlegg under arbeid, blir kapitalisert som en del av kostprisen. Andre leteutgifter kostnadsføres fortløpende.

STATOIL

Kostnader til leting etter olje- og gassreserver

Kostnader knyttet til boring av utforskningsbrønner aktiveres i påvente av resultat av boringen. Dersom boringen ikke avdekker reserver som forventes å bli kommersielt utvinnbare, kostnadsføres borekostnadene («Successful Efforts» -metode). Øvrige utforskningskostnader kostnadsføres løpende. Kjøpte leterettigheter balanseføres i påvente av resultatet av leteaktiviteten. Leterettigheten kostnadsføres i den grad balanseført beløp antas å overstige verdien av rettigheten.

Renter

For vesentlige utbyggingsprosjekter balanseføres renter på investeringen frem til driftsmidlet er klart for bruk. Balanseførte renter inngår som en del av kostprisen og avskrives i takt med anleggsmiddelet.

SVENSKA

AKTIVERING/UTGIFTSFØRING

Selskapet utgiftsfører alle kostnader i forbindelse med leting og undersøkelser i lisenser hvor det ikke foreligger erklæring fra lisenspartnere om kommersielle forekomster. Letekostnader omfatter både direkte kostnader knyttet til boringer og kostnader til geologiske og geofysiske undersøkelser. Alle kostnader i forbindelse med feltutbygging aktiveres fra det tidspunkt feltet blir erklært drivverdig.

TOTALFINAELF

Letekostnader

Geologiske og geofysiske kostnader blir løpende utgiftsført. Borekostnader påløpt i forbindelse med letebrønner balanseføres i påvente av resultatevaluering. Dersom brønnen blir erklært kommersiell ulønnsom eller tørr, blir de tidligere balanseførte kostnadene utgiftsført.

Forskning og utvikling

Kostnader påløpt i forbindelse med forskning og utvikling blir løpende utgiftsført.

Selskapenes noter om avskrivning:

AEDC

Anleggsmidler

Ordinære avskrivninger er foretatt etter produksjonshetsmetoden.

AGIP

AVSKRIVNINGER/AMORTISERING

Sokkelinstallasjoner avskrives, med unntak av rørledninger, etter enhetsavskrivningsprinsippet (forholdet mellom årlig produsert mengde og de samlede utbygde utvinnbare restreserver). Rørledninger blir avskrevet lineært over konsesjonsperioden. Investeringer på land blir avskrevet lineært over levetiden.

AMERADA

Aktivering og avskrivninger

Avskrivninger for felt I produksjon, beregnes individuelt for hvert felt I henhold til produksjonsenhetsmetoden.

Landbaserte driftsmidler blir avskrevet etter saldometoden.

BP/AMOCO

AVSKRIVING

Avskrivninger av investeringer på sokkelen blir beregnet etter produksjonsenhetsmetoden. Det betyr at avskrivningene blir beregnet etter forholdet mellom produsert kvantum i de enkelte år og gjenværende reserveanslag på de enkelte felt. Varige driftsmidler på land blir avskrevet i henhold til saldometoden/lineære avskrivninger.

CHEVRON

Varige driftsmidler / avskrivninger

Avskrivning av driftsmidler på kontinentalsokkelen er basert på produksjonsenhets-metoden. Denne metode innebærer at årlige avskrivninger er basert på årets produksjon i forhold til estimert gjenværende utvinnbare reserver de enkelte år. Avskrivning av andre driftsmidler er basert på historisk kost og beregnet ved lineær avskrivning over de enkelte driftsmidlers estimert levetid. Driftsmidler nedskrives til virkelig verdi dersom det inntreffer verdifall som ikke antas å være forbigående.

CONOCO

Varige driftsmidler

Alle kostnader i forbindelse med utbyggingen av olje- og gassfelt blir aktivert som en del av anlegg og utstyr.

Anlegg og utstyr, med unntak av rørledninger, blir avskrevet etter produksjonsenhetsmetoden. Etter denne metoden beregnes årets avskrivning som forholdet mellom petroleumssalg for året og totale økonomiske utvinnbare reserver med eksisterende anlegg.

Rørledninger avskrives lineært over forventet levetid. Maskiner, inventar og lignende blir avskrevet etter saldometoden.

ENTERPRISE

AVSKRIVNINGER

Avskrivning av kapitaliserte kostnader på petroleumsfelt sammen med forventede fremtidige utbyggingskostnader starter når feltet kommer i produksjon og blir beregnet etter produksjonsenhetsmetoden. Avskrivningen blir beregnet som forholdet mellom årets salg og antatt gjenværende reserver, justert for over-/underuttak ved årets begynnelse.

Landbaserte anleggsmidler avskrives lineært over økonomisk levetid.

EXXONMOBIL

Anleggsmidler og ordinære avskrivninger

Ordinære avskrivninger for investeringer og kapitaliserte leteteknoder på sokkelen er beregnet etter produksjonsenhetsmetoden.

De ordinære avskrivningene for landbaserte driftsmidler er basert på kostverdi og er beregnet lineært over driftsmidlenes antatte levetid.

FORTUM

Avskrivninger

Produksjonsanlegg samt balanseførte leteteknoder relatert til samme felt, avskrives etter produksjonsenhetsmetoden.

IDEMITSU

Development costs and depreciation and write-down

All offshore development costs are capitalized from the time when a discovery is deemed to give future commercial production. Development costs are depreciated using the Unit of Production (U.O.P) method.

For tax purposes, offshore development costs are depreciated straight line over 6 years

MARATHON

Ordinære avskrivninger er beregnet i henhold til produksjonsenhetsmetoden, slik at andelen av årets produksjon hvert år avskrives i forhold til estimert gjenværende reserver per 1. januar.

NORSK HYDRO

Installasjoner i forbindelse med olje- og gassutvinning avskrives etter produksjonsenhetsmetoden beregnet for det enkelte felt fra det tidspunkt produksjonen settes igang. Avskrivningene inkluderer også avsetninger til teknoder for fremtidig nedstenging og fjerning av oljeinstallasjoner.

PELICAN

Ordinære avskrivninger for den landbaserte virksomheten er beregnet lineært over driftsmidlenes økonomiske levetid med utgangspunkt i historisk kostpris. Avskrivningene er klassifisert som ordinære driftsteknoder.

Felt i produksjon avskrives ordinært etter produksjonsenhetsmetoden i takt med produksjonen. Det innebærer en årlig avskrivning som beregnes av forholdet mellom årsproduksjonen og gjenværende utvinnbare reserver i feltene multiplisert med bokført verdi med tillegg av fremtidige investeringer på feltene.

PHILLIPS

AVSKRIVING

Avskrivning for investeringer på sokkelen begynner i den måned ordinær drift starter og blir beregnet etter produksjonsenhetsmetoden. Etter denne metoden framkommer den årlige avskrivningssatsen som forholdet mellom det årlige produksjonskvantum og feltets gjenværende påviste økonomisk utvinnbare reserver.

Avskrivningene for landbaserte driftsmidler er fordelt lineært over driftsmidlenes antatte levetid.

RWE-DEA NORGE

Avskrivninger

Produksjonsanlegg og kjøpte rettigheter avskrives etter produksjonsenhetsmetoden. Avskrivningene beregnes ut fra forholdet mellom årets produksjon og gjenværende sikre utbygde og ikke utbygde reserver ved årets begynnelse. Balanseførte letebrønn- og utbyggingskostnader overføres til produksjonsanlegg ved produksjonsstart og følger anleggets avskrivningsplan. Inventar o.l. avskrives lineært.

SHELL

Bedriftsøkonomiske avskrivninger for landbaserte anleggsmidler og ikke feltbaserte rørledninger blir beregnet på grunnlag av driftsmidlenes antatte økonomiske levetid. Nedskrivning foretas når virkelig verdi av varige driftsmidler antas å være varig lavere enn netto regnskapsmessig verdi. Olje- og gassproduserende anlegg på kontinentalsokkelen avskrives i henhold til produksjonsenhetsmetoden. Bedriftsøkonomisk avskrivning beregnes etter forholdet mellom årets produksjons og gjenværende utvinnbare reserver.

STATOIL

Avskrivninger

Olje- og gassproduserende anlegg og feltspesifikke transportsystemer avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på sikre reserver som beregnes utvunnet innenfor konsesjonsperioden. Ordinære avskrivninger for transportsystem som benyttes av flere felt og for øvrige driftsmidler blir beregnet lineært på grunnlag av antatt økonomisk levetid.

Nedskrivninger

Anleggsmidler som forventes å generere en nominell kontantstrøm lavere enn bokført verdi, nedskrives til virkelig verdi.

SVENSKA PETROLEUM

Avskrivningsprinsipper

Ordinære avskrivninger på produksjonsanlegg beregnes særskilt for hvert enkelt felt etter produksjonsenhetsmetoden. Avskrivningene baserer seg på anslag over totale investeringer fordelt på beregnede utvinnbare reserver i feltet. Avskrivninger for øvrige driftsmidler blir beregnet lineært på grunnlag av antatt økonomisk levetid.

TOTALFINAELF

Avskrivning

Avskrivningene på kostnader knyttet til oppkjøp av lisenser, sokkelinstallasjonene i Nordsjøen, produksjonsanleggene på land og oppkjøpte lisenser ført under driftsutgifter er beregnet etter

produksjonshenesmetoden. Rørledninger blir avskrevet etter bruttometoden. Andre varige driftsmidler på land blir avskrevet etter saldometoden.

Selskapenes noter om valuta:

Norske AEDC AS

Inntekter og utgifter bokføres til transaksjonsmånedens kurs. Pengeposter og kortsiktig fordringer og gjeld omregnes til aktuell kurs pr. 31.12. Langsiktige fordringer og gjeld bokføres til den laveste/høyeste av valutakursen på bokføringsdato og pr 31.12. Vinning og tap for omregning av utenlandsk valuta rapporteres over resultatregnskapet.

Norsk Agip AS

Pengeposter i utenlandsk valuta blir omregnet til norske kroner etter kurs ved årsslutt. Tilhørende valutatap og –gevinst er ført til utgift/inntekt i resultatregnskapet. Unntak vil være når de er sikret ved terminkontrakter; i disse tilfeller brukes kontraktpris.

Amerada Hess Norge A/S

Pengeposter som bankinnskudd, fordringer, kortsiktig og langsiktig gjeld i utenlandsk valuta er omregnet til dagskurs.

Oljesalg er bokført til månedens gjennomsnittskurs. Øvrige inntekter og utgifter i fremmed valuta er bokført til løpende kurser for måneden.

Andre balanseposter er oppført til historiske kurser.

BP Amoco Norge AS

Inntekter, kostnader og tilgang anleggsmidler bokføres til månedens bokføringskurs. Fordringer og gjeld omregnes til kurs pr. 31.12.

Norsk Chevron AS

Alle transaksjoner i valuta blir bokført på grunnlag av valutakurser som endres ukentlig. Agio i løpet av året blir ført som henholdsvis valutatap og gevinst under finansposter i regnskapet.

Pengeposter i balansen i utenlandsk valuta er vurdert etter kursen ved regnskapsårets slutt.

Ansvarlig lånekapital i utenlandsk valuta er bokført til historisk kurs.

Conoco

Transaksjoner i utenlandsk valuta er bokført til månedlige bokføringskurser som bestemmes av markedskursen ved inngangen hver måne, bortsett fra salg av olje som er bokført til de valutakurser som benyttes ved fastsettelsen av normprisene.

Pengeposter i utenlandsk valuta omregnes til balansedagens kurs. I enkelte sammenhenger inngås det terminkontrakter for å sikre konverteringskursen til enkelttransaksjoner. Slike sikringsforretninger bokføres i utgangspunktet samtidig med, og sammen med, bokføringen av transaksjonene de sikrer.

Enterprise Oil Norge Limited

Transaksjoner i utenlandsk valuta, utenom råoljesalg, blir omregnet etter månedens gjennomsnittskurs. Råoljesalg blir bokført etter den normpriskurs som benyttes ved fastsettelsen av normpris.

Omløpsmidler, samt kortsiktig og langsiktig gjeld i utenlandsk valuta er verdsatt etter markedskurs pr 31.12.99.

Alle andre poster er verdsatt etter kursen på transaksjonstidspunktet.

ExxonMobil

Løpende transaksjoner i utenlandsk valuta blir omregnet og bokført i norske kroner til dagens bokføringskurs. Pengeposter i utenlandsk valuta verdsettes til kursen ved regnskapsårets slutt. Realiserte og urealiserte valutagevinster og tap blir bokført som netto finanskostnader eller finansinntekter.

Fortum

Transactions in foreign currency, with the exception of norm price regulated crude oil sales, are recorded at a monthly exchange rate. Norm price regulated crude oil sales are recorded at the norm price exchange rates. Monetary assets and liabilities are revalued at year-end exchange rates. Forward currency contracts entered into with the aim of recording the company's currency exposure are recorded in the Profit and Loss Account at the time they mature.

Idemitsu Petroleum Norge a.s.

Transactions in foreign currencies are translated at the exchange rates prevailing at the time of the transaction. Unrealized losses arising from the individual revaluation of assets and liabilities at Norges Bank year-end rates are recognized through the profit and loss statement.

Idemitsu currently only has financial instruments which expire within one year. All losses and gains are expensed when incurred.

Current assets and liabilities include items falling due within one year. Current assets are recorded at face value. No losses are anticipated. Current assets also include deferred revenue arising from the Troll Commercial Model dry gas sales scheme.

Marathon

Transaksjoner i utenlandsk valuta blir omregnet og bokført i norske kroner til månedlig gjennomsnittskurs. Pengeposter i utenlandsk valuta er vurdert etter kursen ved regnskapsårets slutt.

Norsk Hydro AS

Eiendeler og gjeld i fremmed valuta

Realiserte og urealiserte kursgevinster og –tap som oppstår på transaksjoner, eiendeler eller gjeld i en annen valuta enn enhetens funksjonelle valuta, er inkludert i årets resultat med unntak av kursgevinster og tap som oppstår på transaksjoner som anses som valutasikring.

Finansielle derivater

Hydro benytter forskjellige finansielle derivater i den økonomiske styringen av konsernets totale valuta- og rente-eksponering.

Hydro benytter normalt ikke finansielle derivater i speulasjonsøyemed eller for tradingformål. Regnskapsmessig behandles derivatene normalt som spekulative kontrakter som verdsettes til markedsverdi med løpende resultatføring av gevinster og tap ettersom kriteriene for sikringsbokføring ikke er tilfredsstillende. Se note 25 for opplysninger om klassifisering i balansen for instrumentene.

Valutaterminkontrakter og valutaopsjoner verdsettes til markedsverdien på balansedagen. Urealiserte valutagevinster eller valutatap inngår i finansinntekter eller kostnader.

Rentebytteavtaler (renteswapper) og valutabytteavtaler (valutaswapper)

Netto resultateffekt av renteinntekter og rentekostnader som er knyttet til bytteavtaler, periodiseres over kontraktens løpetid. Valutabytteavtaler er omregnet til norske kroner til balansedagens kurs. Urealiserte gevinster eller tap som oppstår, inngår i finansinntekter eller kostnader.

AS Pelican

Bankbeholdning, utenlandske kortsiktige fordringer og kortsiktig gjeld inklusive konsernmellomværende bokføres til dagskurs pr. 31.12.2000.

Phillips Petroleum Company Norway – Norsk filial

Utenlandsk valuta

Transaksjoner i utenlandsk valuta er bokført til månedlige bokføringskurser som bestemmes av markedskursen, bortsett fra salg av råolje, som blir bokført til de valutakurser som blir offentliggjort av Petroleumsprisrådet og som benyttes ved fastsettelsen av normprisene.

Fordringer og gjeld i utenlandsk valuta er omregnet til balansedagens kurs.

Finansielle instrumenter

Valutaterminkontrakter og valutabytteavtaler er vurdert til markedsverdi på balansedagen. Urealiserte gevinster eller tap er resultatført. Termintillegget/-fradraget periodiseres over kontraktsperioden.

RWE-DEA Norge AS

Fordringer og gjeld i utenlandsk valuta omregnes for hver valuta til balansedagens kurs.

A/S Norske Shell

Eiendeler og gjeld i fremmed valuta

Pengeposter i utenlands valuta omregnes til balansedagens kurs. Sikringsposter i fremmed valuta blir vurdert til sikringskurs.

Finansiell markedsrisiko

A/S Norske Shell er et integrert oljeselskap og står overfor flere finansielle markedsrisiki, blant de vesentlige og spesielle risiki for selskapet kan nevnes;

- Råolje- og gasspriser
- Vekslingsforholdet mellom amerikanske dollar og norske kroner

Selskapet har ikke sikret den finansielle risikoen, som er knyttet til endringer i råolje- og gasspriser. Selskapets lån i amerikanske dollar er ikke kurssikret, men det foreligger en naturlig sikring ved at salgsprisen for råolje er fastsatt i amerikanske dollar.

Statoil

Betalingsmidler

Betalingsmidler vurderes til markedsverdi og omfatter kontanter, tidsbundne bankinnskudd og andre likvidplasseringer med kortere forfallsdato enn tre måneder fra anskaffelsen.

Markedsbaserte finansielle omløpsmidler

Markedsbaserte finansielle omløpsmidler vurderes til markedsverdi og omfatter børsnoterte verdipapirer og plasseringer med forfallsdato mellom tre og tolv måneder fra anskaffelse.

Omregningsprinsipper for regnskapsposter i utenlandsk valuta

Regnskapsposter i utenlandsk valuta bokføres i norske kroner etter følgende prinsipper:

Inntekter, kostnader, varelager og driftsmidler bokføres til månedens bokføringskurs.

Arbeidskapital unntatt varelager, langsiktige pengeposter og gjeld omregnes til valutakursen pr 31.12.

Finansielle instrumenter

Følgende regnskapsprinsipper benyttes for de viktigste finansielle instrumentene:

Valutabytteavtaler:

For langsiktig gjeld som er byttet fra original-valuta til annen valuta (åpen valuta) med avtalt vekslingskurs, legges den åpne valutaposisjonen til grunn ved justering til balansedagens kurs.

Valutaterminkontrakter:

Urealisert gevinst eller tap på valutaterminkontrakter med sikring som formål motregnes mot tap eller gevinst på de poster som er valutasikret. Renteelementet periodiseres over kontraktsperioden. Urealisert tap eller gevinst knyttet til valutaterminkontrakter som ikke har sikring som formål, resultatføres løpende.

Rentebytteavtaler

Netto resultateffekt av inntekter og kostnader knyttet til rentebytteavtaler periodiseres over kontraktens løpetid.

Svenska Petroleum

Selskapets driftskostnader er i vesentlig grad kronebasert mens driftsinntektene for det meste er i USD. For å sikre betalingene gjennomfører derfor selskapet fortløpende valuta-terminforretninger ved salg av USD. Valutagevinst og valutatap på disse kontraktene bokføres over resultatregnskapet når de realiseres. Det ble ikke inngått noen valutaterminkontrakter i 2000 med forfall etter balansedato.

TotalFinaElf

Fordringer og forpliktelser i utenlandsk valuta er omregnet til norske kroner til de offisielle valutakursene på balansedagens, eller ved inngåtte terminforretninger, til kontraksmessige valutakurser. Kursfortjeneste og tap resultatføres

Selskapenes noter om produksjonsavgift:

NORSKE CONOCO

I henhold til petroleumsløven og betingelsene i lisensavtalene skal det for felt godkjent av Stortinget før 1.1.1986 betales produksjonsavgift til staten. For selskapet er det kun Statfjord feltet som har denne avgiften, og den utgjør 9 % for inneværende år. Denne vil gradvis reduseres fremover og den bortfaller i sin helhet i 2003. Avgiften for råolje er tatt ut i naturalia. Bokføringsmessig benyttes "nettometoden" for råolje. Avgiften som avregnes i naturalia er derfor ikke tatt med i regnskapet. Beregnet produksjonsavgift for råolje i 2000 utgjorde 188,4 (182,6) millioner kroner basert på markedspriser.

NORPIPE OIL AS

Ikke omtalt

FORTUM

Ikke omtalt

ESSO EXPLORATION AND PRODUCTION NORGE AS

Som rettighetshaver til utvinningstillatelser betaler ESSO produksjonsavgift for olje til staten på felt med godkjent utbygging for 1.1.86. Denne produksjonsavgiften blir betalt i naturalia til staten og blir ikke reflektert i bøkene som inntekt og kostnad.

Staten har tatt ut 0,6 mill fat råolje (1999: 1,1 mill fat, 1998: 1,5 mill fat) i produksjonsavgift tilsvarende ca 165 mill. kroner (1999: 147 mill. kroner, 1998: 145 mill kroner) verdsatt til normpris. Dette beløpet er ikke bokført i Esso's bøker som kostnader og inntekter

MOBIL EXPLORATION NORWAY INC.

Som rettighetshaver til utvinningstillatelser betaler Mobil produksjonsavgift for olje til staten på felt med godkjent utbygging for 1.1.86. Denne produksjonsavgiften blir betalt i naturalia til staten og blir ikke reflektert i bøkene som inntekt og kostnad.

Staten har tatt ut 1,5 mill fat råolje (1999: 2,2 mill fat) i produksjonsavgifter tilsvarende ca 365 mill. kroner (1999: 300 mill kroner) verdsatt til normpris. Dette beløpet er ikke bokført i Mobils bøker som kostnader og inntekter.

BP AMOCO NORGE AS

Som rettighetshaver til utvinningstillatelser betales det produksjonsavgift til staten for enkelte felt. Avgiften for råolje blir betalt i naturalia til staten, og blir ikke reflektert i regnskapet som inntekt og kostnad. Avgiften for NGL blir avregnet i kontanter.

TOTALFINAELF EXPLORATION NORGE AS

Råoljesalget og produksjonsavgiften inkluderer produksjonsavgift i naturalia, som er beregnet på basis av gjennomsnittlige salgspriser justert til avgiftsberegningstidspunktet.

Produksjonsavgift i naturalia ført som salgsinntekter: 130 MNOK

Produksjonsavgifter ført som driftskostnad: 129 MNOK

PELICAN

For Ula feltet betales produksjonsavgift ved at staten overtar 6 % av selskapets andel av oljen. For NGL betales produksjonsavgiften på 6 % kontant. Avgiften for råolje blir betalt i naturalia til staten. For NGL betales produksjonsavgiften kontant. Verdien av produksjonsavgift er inntektsført som salg av petroleumsprodukter. Det samme beløpet er utgiftsført som produksjonsavgift.

Produksjonsavgift i 2000 var 5 625 MNOK.

AMERADA HESS NORGE AS

Ikke omtalt

AS NORSKE SHELL

For enkelte utvinningstillatelser betaler rettighetshaver produksjonsavgift. Avgift som gjøres opp i naturalia, er verdsatt til normpriser. Avgiften er ført etter bruttometoden uavhengig av om oppgjørsformen er i naturalia eller kontanter.

Produksjons – og CO2 avgift til staten 213 MNOK.

TOTAL NORGE AS

Råoljesalget og produksjonsavgiften inkluderer produksjonsavgift i naturalia, som er beregnet på basis av gjennomsnittlige salgspriser justert til avgiftsberegningspunktet.

Produksjonsavgift in natura ført som salgsinntekter: 62 MNOK.

SVENSKA PETROLEUM EXPLORATION AS

I sum driftsinntekter er inkludert produksjonsavgift på olje og NGL som er verdsatt til markedspris. Produksjonsavgiften på olje betales til staten ved overdragelse av en av produksjonsvolumet, mens avgiften på NGL betales kontant. Den samlede produksjonsavgift inngår som driftskostnad under produksjonskostnader.

Produksjonsavgift råolje: 19.023 MNOK

Produksjonsavgift NGL: 80 MNOK

RWE-DEA NORGE AS

Ikke omtalt

PHILLIPS PETROLEUM COMANY NORWAY

Ikke omtalt

FINA EXPLORATION NORWAY S.A.

Ikke omtalt

ENTERPRISE OIL NORGE LIMITED

All sales revenues are reported net of royalties. Both royalty paid in kind and royalty paid in cash are deducted from sales revenue.

Sales revenue is net of royalty, which amounted to NOK 18,5 million in 2000 (1999 NOK 130,3 million).

NORSK HYDRO PRODUKSJON AS

Driftsinntekter for olje og gass rapporteres netto etter fradrag for produksjonsavgifter

NORSK HYDRO ASA

Driftsinntekter for olje og gass rapporteres netto etter fradrag for produksjonsavgifter

NORSK AEDC AS

Ikke omtalt

CHEVRON

Ikke omtalt

NORSK AGIP

Ikke omtalt

MARATHON PETROELUM COMPANY NORWAY

Ikke omtalt

IDEMITSU PETROLEUM NORGE AS

Idemitsu does not participate in production licenses where royalty is levied.

STATOIL

Konsern:

Statoil kjøper all olje som staten mottar i produksjonsavgift fra felt på norsk sokkel. Statoil inkluderer kjøp og salg av avgiftsolje i henholdsvis driftsinntekter og driftskostnader.

Av råoljetilgangen utgjør 47 055 millioner kroner innkjøpt avgifts og andelsolje. Øvrig innkjøp av varer for videresalg utgjør sammen med innkjøpt avgifts- og andelsolje konsernets vareforbruk på 126 233 millioner kroner.

Den Norske Stats Oljeselskap AS:

Statoil kjøper all olje som staten mottar i produksjonsavgift fra felt på norsk sokkel. Statoil inkluderer kjøp og salg av avgiftsolje i henholdsvis driftsinntekter og driftskostnader.

Av råoljetilgangen vedrører 25 979 millioner kroner innkjøpt avgifts- og andelsolje. Øvrige innkjøp av varer for videresalg utgjør, sammen med innkjøpt avgifts- og andelsolje, selskapets vareforbruk på 83 174 millioner kroner.

Selskapenes noter om boreforpliktelser:**NORSKE CONOCO AS**

Selskapet er forpliktet sammen med lisenspartnere å delta i boring av brønner i henhold til lisensavtalene. For 2001 vil dette omfatte to brønner til en samlet forventet nettokostnad for NCAS på 68,5 mill. NOK.

NORSK AEDC AS

Ikke omtalt

FINA EXPLORATION NORWAY AS

Ikke omtalt

ENTERPRISE OIL NORGE LIMITED

The branch and its license partners are, as at 31 December 2000, committed to drill three exploration wells stipulated in the license agreement. The estimated cost to EONL for these wells is NOK 112 million.

PHILLIPS PETROLEUM COMPANY NORWAY

I forbindelse med tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass forplikter deltakerne seg til å bore et visst antall brønner. Ved utgangen av 2000 var filialen forpliktet til delta i minimum tre brønner med eierandel på 20-25%.

RWE-DEA

Ikke omtalt

SVENSKA PETROLEUM EXPLORATION AS

Ikke omtalt

MARATHON PETROLEUM COMPANY NORWAY

Ikke omtalt

TOTAL NORGE AS

Total Norge er forpliktet til å delta i boring i lisenser der selskapet deltar i samsvar med de relevante lisensavtalene.

AS NORSKE SHELL

A/S Norske Shell er i henhold til konsesjonsavtaler forpliktet til å delta i ytterligere tre brønner til en antatt

kostnad for selskapet på 136 MNOK. Det er inngått avtale med et annet oljeselskap om delvis overdragelse av lisensinteresse mot dekning av A/S Norske Shells fremtidige forpliktelse for lisensen på 42 MNOK. Overdragelsen er under behandling hos myndighetene, og myndighetsgodkjenning foreligger ikke. Forpliktelsen omfatter perioden 2001-2006. I tillegg er det gitt tilbud til myndighetene om en fast boreforpliktelse til en antatt kostnad for selskapet på 10 MNOK. Denne brønnen skal være boret innen 08.12.2002.

AMERADA HESS

Amerada Hess har i henhold til gjeldende avtaler forpliktet seg til å delta i boring av brønner i utvinningstillatelser hvor selskapet har eierinteresser.

PELICAN

I forbindelse med kjøp av 25% andel av PL 244 fra Enterprise Oil Norge Ltd har Pelikan forpliktet seg til å dekke inntil MNOK 25 av kostnadene på den første letebrønnen som bores i lisensen utover Pelicans kostnadsandel på 45%.

Lisenshaverne av PL 144 er forpliktet til å bore en undersøkelsesbrønn, hvis lisensen ønsker å beholde konsesjonsområdet utover 4. juni 2005. Riggratenivået på boretidspunktet er avgjørende for størrelsen på borekostnadene.

BP AMOCO NORGE AS

Pr. 31.12.00 har BP Amoco Norge AS forpliktet seg overfor myndighetene til å delta i boring av 2 brønner. Selskapets andel av kostnadene er anslått til 99 millioner kroner.

TotalFinaElf EXPLORATION NORGE AS

I henhold til inngåtte lisensavtaler, var TotalFinaElf Norge pr 31.desember 2000, forpliktet til å delta i boring av maksimum 8 letebrønner, 1 brønn som operatør, 7 brønner som lisensdeltager.

FORTUM

At the end of 2000, the company has remaining commitments for drilling 4 wells related to licences 201, 219 and 229. Drilling is expected in licence 210 og 229 in 2001.

NORPIPE OIL AS

Ikke omtalt

NORSK HYDRO ASA

Ikke omtalt

NORSK HYDRO PRODUKSJON AS

Ikke omtalt

IDEMUTSU PETROLEUM NORGE AS

Through its license ownership interests, Idemitsu has certain obligations for future investments. For field in production, these investments are described in note 4. In addition, Idemitsus share of estimated future investments in the Snorre North field is NOK 539.

NORSK AGIP

Boreforpliktelser:

Lisens 163
Lisens 201
Lisens 211
Lisens 219
Lisens 229
Lisens 238

CHEVRON

I henhold til lisensavtaler er Norsk Chevron AS forpliktet til bl.a. å delta i boring av brønner. For år 2001 vil dette omfatte en letebrønn på lisens PL 252, en letebrønn på lisens PL 263 og en letebrønn under eget operatørskap på lisens PL259. Selskapets andel av forventede kostnader for disse tre brønner er NOK 110.

STATOIL

Konsern:

I forbindelse med tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass forplikter deltakerne seg til å bore et visst antall brønner. Ved årets slutt er konsernet forpliktet til å delta i 18 brønner på norsk sokkel og 20 brønner i utlandet, hvor gjennomsnittlig eierandel utgjør i overkant av 20%.

Den Norske Stats Oljeselskap AS

I forbindelse med tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass forplikter deltakerne seg til å bore et visst antall brønner. Ved årets slutt er selskapet forpliktet til å delta i 18 brønner på norsk sokkel hvor gjennomsnittlig eierandel utgjør 23%.

ESSO EXPLORATION AND PRODUCTION NORGE AS

Verdi av inngåtte forpliktelser i forbindelse med leting og utvinning av olje og gass:

Anlegg og rørledninger under utbygging:	5 845 mill NOK
Anlegg og rørledninger i drift	1 088 mill NOK

MOBIL EXPLORATION NORWAY AS

Verdi av inngåtte forpliktelser i forbindelse med leting og utvinning av olje og gass:

Anlegg og rørledninger under utbygging:	175 mill NOK
Anlegg og rørledninger i drift:	671 mill NOK

Selskapenes noter om leieavtaler:

NORSKE CONOCO AS

Norske Conoco AS har hatt følgende leieforhold med Conoco Investment Norge AS:

- kontorbygg, leieavtale inngått 1990 for 10 år med mulighet for forlengelse
- hus og leieligheter, kontraktsperiode på 5 år fra 1995/96 med mulighet for forlengelse
- kontormøbler og andre fasiliteter, leieavtale inngått 1991 for 10 år med mulighet for forlengelse
- datamaskiner, leieavtale inngått 1991 for 10 år med mulighet for forlengelse.

Kontraksperioden for kontorbygget og resterende eiendeler gikk ut i år 2000. Kontraktene har en opsjonsmulighet for forlengelse av kontraksperioden. Det forventes at kontraksperioden forlenges i nærmeste fremtid.

Totalt leiebeløp for 2000 er 30,5 millioner kroner.

NORSK AEDC AS

Ikke omtalt

ENTERPRICE OIL NORGE LTD.

Ikke omtalt

PHILLIPS PETROLEUM COMPANY NORWAY

I egenskap av operator hadde filialen ved årets slutt inngått vesentlige leieavtaler for anleggsutstyr som dekker slike operasjoner som helikoptertransport, forsyningsskip og beredskapsbåter. Varigheten av disse inngåtte avtalene er fra ett til fem år. I 1996 ble det inngått en leieavtale for kontor- og baseanlegg i Tananger med en varighet på 15 år. Denne avtalen ble i 2000 reforhandlet og forlenget til 2021. Totale leiekostnader for 2000 beløp seg til 609 mill NOK.

Filialen hadde pr 31.12 ingen leieavtaler som klassifiseres som finansiell leasing.

TOTAL NORGE AS

Total Norge AS har hatt forpliktelser knyttet til inngåtte leieavtaler for finansiering av biler og datautstyr. TotalFinaElf Norge har som enn del av den inngåtte tjenesteavtalen overtatt disse forpliktelsene.

AS NORSKE SHELL

Bygninger, restleie 596 MNOK, leieperiode 2-50 år

Biler, restleie 3 MNOK, leieperiode 1-3 år

Båter, restleie 262 MNOK, leieperiode 2-6 år

Diverse utstyr 14 MNOK, leieperiode 1-5 år

AMERADA HESS NORGE AS

Totale leasingkostnader for selskapet er NOK 2,0 millioner og er hovedsaklig for leie av kontorlokaler.

PELIKAN

Ikke omtalt

MARATHON PETROELUM COMPANY NORWAY

Ikke omtalt

BP AMOCO NORGE AS

BP Amoco Norge AS har avtale om leie av forretningsbygg og andre driftsmidler. Leieperioden er fra 1-11 år og totale forpliktelser pr 31.12.00 er på 160 millioner kroner. Leiekostnaden for 2000 er 47 millioner kroner.

TOTALFINAELF EXPLORATION NORGE AS

I egenskap av operatør hadde selskapet ved årets utgang sluttet leieavtaler på til sammen 234 millioner kroner. Leiekostnader påløpt i 2000 utgjorde 99 millioner kroner.

FORTUM

The company leases premises for NOK 5,3 mill. Pr annum. The agreement has a remaining lease period of three years with an option for renewal for additional five-year period.

NORPIPE OIL AS

Ikke omtalt

NORSK HYDRO ASA

Ikke omtalt

NORSK HYDRO PRODUKSJON AS

Ikke omtalt

IDEMUTSU PETROLEUM NORGE AS

Idemitsu does not have any leasing agreements that can be defined as financial leases. Current leasing agreements and expenses are included in other operating and administrative costs.

CHEVRON

I henhold til leieavtaler for kontoret har selskapet en årlig leiekostnad på om lag NOK 2,2 mill i 2001. Avtalen utløper 31.12.2003. Selskapet har i tillegg en del mindre løpende leieforpliktelser i tilknytning til leie av kontormaskiner, boliger for ansatte og biler. Totalt beløper dette seg til om lag NOK 2,5 mill pr. år.

STATOIL

Konsern

Konsernet har pr. 31.12.00 avtaler om leie av flyttbare rigger, skip, helikoptertjenester, forsynings-/beredskapsfartøy og andre driftsmidler på kontrakter med leieperiode fra 1 til 10 år.

Ikke balanseførte forpliktelser under uoppsigelige leie- og leasingavtaler er:

År	Beløp mnok
2001	5 284
2002	3 472
2003	2 781
2004	2 554
2005	2 188
Deretter	3 831

Den Norske Stats Oljeselskap AS

Den norske stats oljeselskap as har pr. 31.12.00 avtaler om leie av flyttbare rigger, skip, helikoptertjenester,

forsynings-/beredskapsfartøy og andre driftsmidler på kontrakter med leieperiode fra 1 til 10 år.

Ikke balanseførte forpliktelser under uoppsigelige leie- og leasingavtaler er:

År	Beløp mnok
2001	1 788
2002	1 115
2003	1 431
2004	1 392
2005	1 326
Deretter	500

ESSO EXPLORATION AND PRODUCTION NORGE AS

Verdi av inngåtte forpliktelser i forbindelse med leting og utvinning av olje og gass:

Leie av fartøyer: 318 mill NOK

Leie av rigger: 113 mill NOK

MOBIL EXPLORATION NORWAY INC

Verdi av inngåtte forpliktelser i forbindelse med leting og utvinning av olje og gass:

Leie av fartøyer: 99 mill NOK

Leie av rigger: 119 mill NOK

NORSK AGIP

Ikke omtalt

SVENSKA PETROLEUM EXPLORATION AS

Ikke omtalt

RWE – DEA

Ikke omtalt

FINA EXPLORATION NORWAY S.A.

Ikke omtalt

Selskapenes noter om fjerning og nedstenging:

AEDC

Note 5 - Forpliktelser

Avsetninger blir foretatt mot selskapets forpliktelse til å dekke sin 5% andel av fremtidige kostnader knyttet til nedstengning av brønner og fjerning av plattform. Basis for disse avsetningene er anslag foretatt av operatøren i 1995.

AGIP

AVSLUTNINGSKOSTNADER

Det er avsatt for kostnader i tilknytning til nedstenging, vedlikehold og fjerning av installasjoner på kontinentalsokkelen. Avsetningen er diskontert til netto nåverdi og avsetningen er kalkulert i henhold til et prospektiv enhetsavskrivningsprinsipp over feltenes gjenværende levetid.

AMERADA

Fjernings- og nedstengningskostnader

selskapet avsetter for nåverdien av fremtidige kostnader i tilknytning til fjerning av installasjoner og nedstengning av brønner. Kostnaden er beregnet i henhold til produksjonsenhetsmetoden og ført i resultatregnskapet under "Produksjons- og transportkostnader". Endringer i fjernings- eller nedstengningsestimater er hensyntatt på prospektiv basis.

BP/AMOCO

FJERNING/NEDSTENGNING AV BRØNNER

Selskapet avsetter for fjerning og nedstengning av brønner. Årets avsetning er beregnet etter produksjonsenhetsmetoden, basert på nåverdiberegninger. Totalt estimat (selskapets andel) vil bli kostnadsført i årene fram til nedstengning basert på produksjonen i de enkelte år.

Note 14. Fjerning og nedstengning av brønner

Det er heftet stor usikkerhet til anslag over kostnadene i forbindelse med eventuell fremtidig fjerning. Selskapet foretar avsetninger til fremtidig fjerning vurdert med hensyn til sannsynlighet, tidsaspekt og kostnadsanslag for det aktuelle anlegg på sokkelen.

CHEVRON

Kostnader til fjerning og nedstenging

Ved utløpet av en lisens kan norske myndigheter pålegge selskapene, å fjerne installasjoner offshore. I henhold til petroleumslovgivningen vil kostnadene til fjerning bli fordelt mellom staten og selskapene basert på innbetalt skatt i den periode installasjonene har vært i produksjon. Norsk Chevron AS avsetter for fremtidig fjerning og nedstengingskostnader i henhold til produksjonsenhets-metoden.

CONOCO

Avslutningskostnader

Det avsettes for fjernings- og nedstengingsforpliktelser etter nåverdimetoden. Kostnaden føres under ett i resultatregnskapet og forpliktelsen presenteres samlet i balansen med spesifisering i note.

ENTERPRISE

Provisions are made based on a field by field basis, based on the unit of production-method over the remaining reserves to meet the expected costs of abandonment. The estimates of these costs are based on price levels ruling at the balance sheet date.

Avsetning er foretatt med utgangspunkt i nominelle estimerte avslutnings- kostnader fordelt over gjenværende reserver.

EXXONMOBIL

Behov for avsetning til disse mulige fremtidige utgifter blir vurdert årlig. Avsetning til netto fjerningskostnader er inkludert i balansen under avsetning for forpliktelser.

FORTUM

To cover the company's calculated share of possible future closedown and removal expenses, annual appropriations are made in the Profit and Loss Account based on a prospective method. Under this method, the annual accrued charge is based upon the ratio of the current year's production level to estimated remaining recoverable reserves at the beginning of the year.

The total accrued is reported as production cost in the Profit and Loss Account.

IDEMITSU

Abandonment costs

Annual provisions are made for the future costs of well closure and removal of offshore installations. Provisions are calculated using the U.O.P. method on nominal figures.

MARATHON

Fjerningskostnader

Selskapet vurderer sannsynligheten for fjerning av installasjoner på Heimdalfeltet fortløpende og avsetter for beregnede fjerningskostnader i henhold til produksjonsenhetsmetoden.

PELICAN

Avsetning til fjerning og brønnedstenging

Fra 1997 er det foretatt avsetninger i finansregnskapet for å dekke beregnet andel av slike fjerningskostnader. Sannsynligheten for fjerning av de enkelte installasjoner vil vurderes årlig, og en eventuell avsetning beregnes i henhold til produksjonsenhetsmetoden og et antatt fjerningskonsept. Det benyttes prospektiv metode. Avsetning til fjerning er inkludert i resultatregnskapet under driftskostnader. Eventuelle estimatendringer periodiseres over lisensens gjenværende levetid.

Kostnader i forbindelse med nedstengning og sikring av brønner faller ikke innenfor ovennevnte lovgivning. Avsetning til brønnedstengning er beregnet i henhold til produksjonsenhetsmetoden og behandles som ordinære driftskostnader i resultatregnskapet. Også her benyttes prospektiv metode.

I balansen er avsetningene vist som avsetning for fjerningsforpliktelser.

PHILLIPS

AVSETNING FOR FREMTIDIGE NEDSTENGINGS- OG DISPONERINGSSKOSTNADER

Filialen avsetter for nåverdien av framtidige kostnader i forbindelse med nedstengning av brønner. Det avsettes også for nåverdien av framtidige kostnader, netto etter at skrapverdien er fratrukket, til fjerning av plattformer. Filialens kostnadsestimat blir fordelt etter produksjonsenhetsmetoden hvorved den årlige satsen

for avsetningen framkommer som forholdet mellom det årlige produksjonskvantum og totale gjenværende økonomisk utvinnbare reserver i det enkelte felt. Estimendringer blir allokert til de gjenværende økonomisk utvinnbare reserver i det enkelte felt.

RWE-DEA NORGE

Fjerningsforpliktelser

Nåverdi av fremtidig fjerningsforpliktelse per felt blir på bakgrunn av opplysninger gitt av den respektive operatør beregnet på balansedagen. Avsetningen i balansen og fjerningsutgiften som balanseføres som en del av anskaffelseskost, reduseres med estimert statlig tilskudd iht Fjerningsutgiftsloven. Balanseført anskaffelseskost avskrives etter produksjonsenhetsmetoden.

SHELL

Avsetning for fremtidige fjernings- og avslutningsforpliktelser

Selskapet kostnadsfører avsetninger til fremtidig fjerning når det er overveiende sannsynlighet for fjerning av den enkelte installasjon på sokkelen. Avsetningen er netto etter eventuelt fjerningstilskudd fra staten for installasjoner som omfattes av fjerningsfordelingsloven.

I tillegg kostnadsfører selskapet fortløpende andre avslutningsforpliktelser som brønner på felt som er antatt ferdig produsert innenfor lisensperioden. For felt med antatt produksjonsperiode utover lisensperioden blir avslutningsforpliktelser kostnadsført dersom verdien av gjenværende produksjon er lav i forhold til avslutningsforpliktelsen.

Som hovedregel blir forpliktelsene kostnadsført etter prospektiv-metode (fordeles etter gjenværende produksjon) periodisert etter produksjonsenhetsmetoden. For felt med liten eller ingen gjenværende produksjon blir retrospektiv-metode (fordeles i samsvar med opprinnelig produksjon) benyttet for kostnadsføring av forpliktelsen.

Kostnadsanslagene er basert på dagens kroneverdi uten neddiskontering.

SVENSKA

FJERNINGS- OG NEDSTENGINGSKOSTNADER

Selskapet har siden 1996 avsatt for fremtidige fjernings- og nedstengingsforpliktelser på felt/brønner. Avsetningene er basert på selskapets andel av beregnede nominelle verdier. Avsetningen for fjerning er basert på nettoberegninger, dvs. med fradrag for estimert statlig andel (67%) og deretter nåverdiberegnet til dagens verdi.

TOTALFINAELF

KOSTNADER FOR FJERNING OG OPPRYDDING

Det foretas årlige avsetninger for å møte fremtidige fjernings- og oppryddingskostnader. Hvert felt blir vurdert for seg, og når avsetning blir beregnet, blir kostnaden, etter fradrag for Statens beregnede andel, fordelt etter produksjonsenhetsmetoden.

Selskapenes noter om lån, bytte og lagring av gass:

A/S Norske Shell

Gasslån

Felles gasslån for lisensgruppen hvor det foreligger tilbakeleveringsforpliktelser blir vurdert i samsvar med "salgsmetoden". Utlån blir verdsatt til det laveste av produksjonskostnader eller salgsverdi, og innlån til estimerte fremtidige produksjonskostnader for egen gass.

Individuelle gasslån for selskapet hvor det foreligger oppgjørsforpliktelse blir vurdert til salgspris eksklusive tariffen når selskapet ikke har egen gass for tilbakelevering.

BP Amoco Norge AS

Gasslån

Gasslån hvor det foreligger tilbakeleveringsforpliktelse blir vurdert i samsvar med "salgsmetoden". Utlån blir verdsatt til det laveste av produksjonskostnader eller salgsverdi, innlån til estimert fremtidig produksjonskostnad for egen gass.

Den norske stats oljeselskap a.s.

Gassbytte

Gassbytte- og gasslån-avtaler periodiseres etter salgsmetoden. Dette innebærer at salg av lånt gass inntektsføres ved levering til kjøper, samtidig som det avsettes for antatt fremtidig produksjons- og transportkostnad for den gassen som skal tilbakeleveres. Ved utlån av gass balanseføres som forskuddsbetalt kostnad laveste av produksjonskost og nåverdi av antatt fremtidig salgspris.

TotalFinaElf Exploration Norge AS

Avvik i salgs- og produksjonsprofil på olje og gass

Vesentlige avvik som fremkommer som følge av ulik produksjons- og salgsprofil på olje og gass, blir regnskapsmessig reflektert under driftskostnader i resultatregnskapet og som kortsiktige poster i balansen.

Avvikene regnskapsføres for å tilpasse produksjonskostnadene til solgte kvanta (salgsmetoden) og verdsettes til kostpris, alternativt ved mindreuttak til antatt fremtidig salgspris dersom denne er lavere.

Esso Exploration and Production Norway AS

Gassbytte/lån

Ubalanser mellom salg av gass og produksjon av gass som følge av bytte, lån etc. mellom forskjellige felt, bokføres i henhold til salgsmetoden. Metoden innebærer at salgsinntektene reflekterer selskapets faktiske solgte volum, mens produksjonskostnader justeres med totale enhetskostnader til å reflektere kostnadene for det solgte volumet. Forskjellen mellom kostnadene for produsert og solgt volum blir vist på balansen som en fordring ved utlån av gass og som en forpliktelse ved lån av gass.

Idemitsu Petroleum AS

Gas banking

Gas banking inventories are valued at the lower of production cost and net marked values. For gas over-deliveries to the Troll group under the Troll Commercial Model, the long time frame of redeliveries makes it necessary to discount back to 2000-value the future gas sales revenues and costs to find the net marked value.

Norsk Agip AS

For meget uttak/for lite uttak og gasslån

For meget uttatt mengde verdsettes etter produksjonskostnad, mens for lite uttatt mengde verdsettes etter det som er lavest av produksjonskostnad og salgspris.

Norske Conoco AS

Lagring, lån og bytte av gass

På produserende felt vil det oppstå forpliktelser og tilgodehavende mellom partnerne som en følge av bytte, lån og lagring av gass i henhold til kontrakt eller overenskomst. Tilgodehavender er vurdert til høyeste verdi av estimert produksjonskost på det tidspunkt forpliktelsen oppsto og estimert produksjonskost ved utløpet av regnskapsåret. Fordring/gjeld er beregnet på basis av de volum som forventes tilbakelevert. Selskapets netto forpliktelse er vurdert til det laveste av produksjonskost og salgsverdi. Forpliktelser og tilgodehavende bokføres som kortsiktige poster i balansen.

Mobil Exploration Norway Inc.

Gassbytte/lån

Ubalanser mellom salg av gass og produksjon av gass som følge av bytte, lån etc. mellom forskjellige felt, bokføres i henhold til salgsmetoden. Metoden innebærer at salgsinntektene reflekterer selskapets faktiske solgte volum, mens produksjonskostnader justeres med totale enhetskostnader til å reflektere kostnadene for det solgte volumet. Forskjellen mellom kostnadene for produsert og solgt volum blir vist på balansen som en fordring ved utlån av gass og som en forpliktelse ved lån av gass.

Phillips Petroleum Company Norway

Lån av gass

Lån av gass fra andre felt og utlån av gass fra egne felt blir periodisert etter salgsmetoden. Virkelig solgt kvantum av gass blir brukt ved fastsettelse av salgsinntekter. Samtidig avsettes for antatt framtidig produksjonskostnad.

RWE – DEA Norge AS

Under-/overuttak av petroleum

Uttak av olje i løpet av året kan avvike fra selskapets eierandel av årlig produksjon i et felt, og derfor oppstår under-/overuttak. Avvik mellom produksjon og salg av tørrgass skyldes utsettelse av salgsinntekt til fremtidige perioder. Under- og overuttak av olje og gass er vurdert til det laveste av full tilvirkningskost og salgsspris. Under-/overuttak er ført i balansen som henholdsvis andre kortsiktige fordringer og annen kortsiktig gjeld. Årets endring i under-/overuttak inngår i produksjons- og transportkostnader.

Total Norge AS

Avvik i salgs- og produksjonsprofil på olje og gass

Vesentlige avvik som fremkommer som følge av ulike produksjons- og salgsprofil på olje og gass, blir regnskapsmessig reflektert under driftskostnader i resultatregnskapet og som kortsiktige poster i balansen. Avvikene regnskapsføres for å tilpasse produksjonskostnadene til solgte kvanta (salgsmetoden) og verdsettes til kostpris, alternativt ved mindreuttak til antatt framtidig salgsspris dersom denne er lavere.

Selskapenes noter om skatter:

A/S Norske Shell

Skattekostnad er skatt knyttet til regnskapsmessig resultat og består av påløpt betalbar og endring i utsatt skatt. Ved beregning av skattekostnaden blir gjeldende skattesatser for ordinær- og særskatt benyttet. Inntekt og balanseforskjeller etter egenkapitalmetoden for eierandel i selskaper, som er egne skattesubjekter, er etter skatt og inngår således ikke i skattegrunnlaget.

Utsatt skatt i balansen er skatt beregnet på netto positive midlertidige forskjeller mellom regnskapsmessige og skattemessige balanseverdier etter utligning av negative midlertidige forskjeller. Ved beregning av utsatt særskatt blir den skattereduserende effekt av friinntekten hensyntatt i investeringsåret.

Ikke fradragsberettiget kostpris for sokkelaktiva i samsvar med § 10 vedtak i petroleumsskatteloven er ikke medtatt i grunnlag for utsatt skatt - permanent forskjell.

Det er foretatt full avsetning etter gjeldsmetoden uten diskontering. Utsatt skatt og utsatt skattefordel er presentert netto i balansen. Utsatte skattefordeler er bare oppført i balansen når det vurderes som overveiende sannsynlig at fordelene kan realiseres.

Amerada Hess Norge

Utsatt skatt beregnes på basis av midlertidige forskjeller mellom skattemessige og regnskapsmessige verdier.

Skatteeffekten vises som en del av årets skattekostnad i resultatregnskapet og utsatt skatt avsettes som langsiktig gjeld i balansen. Ved beregningen er det benyttet en skattesats på 28 % og særskattesats på 50 % etter fradrag for friinntekt knyttet til gjennomførte investeringer.

AS Pelican.

Behandlingen av utsatt skatt følger hovedprinsippene i Norsk Regnskapsstandard om utsatt skatt. Utsatt skatt

er beregnet med 28% ordinær skatt og 50% særskatt på midlertidige forskjeller, da selskapet er særskattepliktig.

BP Amoco Norge AS

Resultatregnskapet inneholder størrelsen skattekostnad, som gir uttrykk for periodens skattekostnad knyttet til det regnskapsmessige resultat. Utsatt skatt i balansen er skatt beregnet på netto positive midlertidige forskjeller mellom regnskapsmessige og skattemessige balanseverdier etter utligning av negative midlertidige forskjeller. Det foretas full avsetning etter gjeldsmetoden. Ved beregning av utsatt skatt tas det hensyn til fremtidige skattereduserende poster, som ubenyttet friinntekt. Det er ikke beregnet utsatt skatt på aktiverte verdier i forbindelse med kjøp der vederlaget er en etter-skatt transaksjon.

Den norske stats oljeselskap a.s

Utsatt skatt i balansen beregnes på grunnlag av midlertidige forskjeller mellom regnskapsmessige og skattemessige balanseverdier av eiendeler og gjeld, inklusiv henførbare mer- eller mindreverdier ved konsolidering av datterselskap etter oppkjøpsmetoden. Skattekostnaden i resultatregnskapet består av årets endring i utsatt skatteforpliktelse og årets betalbare skatt.

Det foretas full avsetning ved bruk av balansedagens skattesatser og nominelle beløp. Skatt knyttet til fremtidig utbytte fra skipsfartsbeskattet virksomhet inngår i avsetningen med antatt nåverdi. Opparbeidet fremtidig friinntekt påvirker ikke effekten av fremtidig reversering av skatteøkende midlertidige forskjeller og hensyntas ikke ved beregning av utsatt skatt.

Utsatt skattefordel knyttet til underskudd til fremføring hensyntas i avsetningen i den grad det anses sannsynlig at fremtidige overskudd vil dekke inn underskuddet. For utenlandske datterselskap beregnes utsatt skattegjeld på tilbakeholdt overskudd som ikke er reinvestert i tilknyttet selskap, ok utsatt skattefordel av likvidasjonstap i datterselskap som er besluttet avvirket.

Enterprise Oil Norge

In addition to current tax, the tax expense includes deferred taxes arising from temporary differences between profit before tax and taxable profit. The balance sheet includes deferred tax liability and deferred tax asset as separate items.

Esso Exploration and Production Norway AS

Utsatt skatt i balansen er skatt beregnet på netto positive midlertidige forskjeller mellom regnskapsmessige og skattemessige balanseverdier etter utligning av negative midlertidige forskjeller. Det foretas full avsetning etter gjeldsmetoden. Den skattereduserende effekt av friinntekt på investeringer blir hensyntatt på investeringstidspunktet.

Fortum Petroleum AS

The tax cost shown in the profit and Loss statement consists of this years's change in deferred taxes. Bases on temporary differences between book values and tax values, as well as carry forward deficits per 31.12. deferred tax /special tax is calculated at 28 % and 50 % respectively. Tax increasing and tax reducing temporary differences, which are reversed or might be reversed in the same period are netted. The tax effect of carry forward and future uplift is taken into account when calculating deferred special tax.

Idemitsu Petroleum Norge

Tax expense comprises current tax and deferred tax. The deferred tax asset or liability is calculated based up on net temporary differences between assets and liabilities recognized in the financial statements and their bases for tax purposes after offsetting for tax loss carry-forwards, special tax deductions and uplift. The full liability method is followed and the asset or liability is not discounted to a net present value. Current tax rates are used when calculating deferred taxes.

Uplift reduces the special petroleum tax paid by oil companies under the current tax regime. The uplift related to investment will therefore also reduces the deferred special petroleum tax liability. The full effect of uplift is recorded in the accounts when the investment is made.

Mobil Exploration Norway Inc., norsk avdeling

Utsatt skatt i balansen er skatt beregnet på netto positive midlertidige forskjeller mellom regnskapsmessige og skattemessige balanseverdier etter utligning av negative midlertidige forskjeller. Det foretas full avsetning etter gjeldsmetoden.

Den skattereduserende effekt av friinntekt på investeringer blir hensyntatt på investeringstidspunktet.

Norpipe Oil AS

Skattekostnad er knyttet til det regnskapsmessige resultat og består av følgende elementer av betalbar skatt på årets skattepliktige inntekt og endring i utsatt skatt.

Utsatt skatt blir fastsatt etter gjeldsmetoden, og blir beregnet av alle midlertidige forskjeller mellom selskapets regnskapsmessige og skattemessige balanseverdier.

Friinntekt er en integrert del av oljeskattesystemet, og har en skattereduserende effekt. Ved beregning av utsatt særskatt, er opptjent og ubenyttet friinntekt fratrukket særskattegrunnlaget i det året da investeringen blir foretatt.

Norsk Agip

Skattekostnad består av årets betalbar skatt, betalbar skatt tidligere år og kostnad vedrørende utsatt skatt. Avsetning til gjeld vedrørende utsatt skatt er beregnet basert på positive midlertidige forskjeller mellom eiendeler og gjeld som er reflektert i regnskapet og de verdier for eiendeler og gjeld som er reflektert for skatteformål. Opptjent friinntekt på foretatte investeringer er hensyntatt i beregningen for utsatt skatt. Utsatt skattefordel er bare tatt i betraktning i tilfeller hvor det er stor sannsynlighet for at fordelen vil bli realisert.

.

Norsk Chevron AS

Årets skattekostnad er skatt knyttet til regnskapsmessig resultat og består av betalbar skatt og endring i utsatt skatt.

Utsatt skatt i balansen er skatt beregnet på netto positive midlertidige forskjeller mellom regnskapsmessige og skattemessige balanseverdier etter utligning av negative midlertidige forskjeller og underskudd til fremføring.

Det foretas full avsetning etter gjeldsmetoden uten diskontering. Utsatt skatt eller utsatt skattefordel balanseføres i henhold til regnskapsloven og god regnskapsskikk.

Friinntekten reduserer særskatten som betales av oljeselskap i nåværende regime. Friinntekt knyttet til investeringer vil derfor også redusere den utsatte særskatten.

Norsk Hydro ASA

Utsatt skatt er beregnet basert på gjeldsmetoden i henhold til SFAS No.109. Ifølge gjeldsmetoden beregnes utsatt skatt/ utsatt skattefordel på grunnlag av midlertidige forskjeller mellom regnskapsmessige og skattemessige balanseverdier av eiendeler og gjeld. Årets resultateffekt fremkommer som årets endring i utsatt skatt/utsatt skattefordel i balansen med unntak av utsatt skatt knyttet til poster som føres direkte mot egenkapitalen. Effekten av endring i skatteregler og skattesatser føres over resultatet når endringen er vedtatt. Hydro hensyntar effekten av friinntekt, et spesielt fradrag som gis for petroleumsskatteformål, på investeringstidspunktet. Det avsettes normalt ikke for utsatt skatt på tilbakeholdte overskudd i datterselskaper fordi det forutsettes at overskuddene vil forbli investert i selskapene.

I NGAAP benytter Hydro Norsk RegnskapsStiftelses (NRS) reviderte foreløpige standard for resultatskatt som i likhet med SFAS No.109 bygger på gjeldsmetoden. [Note 27] .

Norske AEDC AS

Selskapet har ikke beskrevet metode for beregning av skatter under regnskapsprinsipper.

Norske Conoco AS

Skatter bokføres i samsvar med foreløpig NRS om resultatskatt. Utsatt skatt og utsatt skattefordel der disse ikke er utlignet er presentert netto i balansen med spesifikasjon i note.

RWE-DEA Norge AS

Skattekostnaden består av betalbar skatt og endring i utsatt skatt. Skatteøkende og skattereduserende midlertidige forskjeller som reverserer eller kan reverseres i samme periode, er utlignet og nettoført i balansen.

Phillips Petroleum Company Norway

Skattekostnad er knyttet til det regnskapsmessige resultat og består av to elementer av betalbar skatt på årets skattepliktige inntekt og endring i utsatt skatt.

Utsatt skatt blir fastsatt etter gjeldsmetoden, og blir beregnet av alle midlertidige forskjeller mellom selskapets regnskapsmessige og skattemessige balanseverdier. Friinntekt er en integrert del av oljeskattesystemet, og har en skattereduserende effekt. Ved beregning av utsatt særskatt, er opptjent og ubenyttet friinntekt fratrukket særskattegrunnlaget i det året investeringen blir foretatt.

TotalFinaElf Exploration Norge AS

Skattekostnaden reflekterer både kortsiktige og fremtidige betalbare skatter som følger av årets aktivitet. Ved beregning av utsatt skatt, benyttes gjeldende skattesatser på avslutningstidspunktet. Skatteøkende og skattereduserende midlertidige forskjeller som reverserer eller kan reversere i samme periode, er utlignet og nettoført. Særskatten på petroleumsvirksomheten er kalkulert etter fradrag for opptjent, ubenyttet friinntekt.

Marathon Petroleum Company Norway

Skattekostnaden i resultatregnskapet omfatter både periodens betalbare skatter og endring i utsatt skatt. Utsatt skatt er beregnet med 28 % på grunnlag av de midlertidige forskjellene som eksisterer mellom regnskapsmessig og skattemessige verdier, samt eventuelt ligningsmessig underskudd til fremføring ved utgangen av regnskapsåret. Skatteøkende og skattereduserende midlertidige forskjeller som reverserer eller i samme periode er utlignet. Oppføring av utsatt skattefordel på netto skattereduserende forskjeller som ikke er utlignet og underskudd til fremføring, er ikke foretatt grunnet stor usikkerhet knyttet til fremtidig inntjening. Utsatt skatt og skattefordel som kan balanseføres er oppført netto i balansen.

Norsk Hydro Produksjon AS

Utsatt skatt er regnskapsført i samsvar med Norsk Regnskapsstiftelses (NRS) foreløpige standard for resultatskatt.

Utsatt skatt /utsatt skattefordel beregnes på grunnlag av midlertidige forskjeller mellom regnskapsmessige og skattemessige verdier av eiendeler og gjeld. Årets resultateffekt fremkommer som årets endring i utsatt skatt/utsatt skattefordel i balansen. Effekten av endring i skatteregler og skattesatser føres over resultat når endringen er vedtatt. Selskapet hensyntar effekten av friinntekt, et spesielt fradrag for petroleumsskatteformål, på investeringstidspunktet.

Konsernbidrag regnskapsføres som en egenkapitaltransaksjon slik at skattekostnaden i resultatregnskapet er upåvirket av avgitt eller mottatt konsernbidrag.

Fina Exploration Norway S.A.

Skatt på inntekt gjenspeiler både løpende skatter og fremtidig betalbar skatt som kommer som et resultat av gjeldende års aktiviteter. Når selskapet beregner utsatt skatt, bruker det gjeldsmetoden der utsatt skatt blir beregnet ved å anvende de skattesatser som er fastsatt når regnskapet gjøres opp. Opptjent fremtidig friinntekt er motregnet mot særskatten når den utsatte skatten reduseres.

Svenska Petroleum Exploration AS

Skattekostnad er skatt knyttet til regnskapmessig resultat og består av betalbar skatt for årets aktivitet og oppløsning av utsatt skattefordel.

Utsatt skattefordel i balansen er fremtidig betalbar skatt på netto utlignede positive forskjeller mellom regnskapsmessige og skattemessige balanseverdier. All fremtidig friinntekt opptjent på investeringsstidspunktet er hensyntatt ved beregning av utsatt skattefordel. Det er foretatt full avsetning etter gjeldsmetoden uten neddiskontering.

Total Norge AS

Skattekostnaden reflekterer både kortsiktige og fremtidige betalbare skatter som følger av årets aktivitet. Ved beregning av utsatt skatt, benyttes gjeldende skattesatser på avslutningstidspunktet. Særskatten på petroleumsvirksomheten er kalkulert etter fradrag for opptjent, ubenyttet friinntekt.

Selskapenes noter om reserver:

Norske AEDC AS

Selskapet gir ingen opplysninger om reserver.

Norsk Agip AS

Selskapet oppgir utbygde reserver basert på Norsk Agips egen evaluering for perioden 1995 – 2000. Påviste reserver totalt blir også oppgitt. Konesjonsperioden for hvert felt blir også oppgitt. Note 5.

Amerada Hess Norge AS

Selskapet oppgir i note 11 reserver splittet på olje/NGL og naturgass. Det opplyses om påviste reserver og påviste utbygde reserver, og utviklingen over 3 år (1998 – 2000). Tallene er estimert av uavhengige konsulenter. Det opplyses ikke om konsesjons- eller utvinningsperiode, ellers en svært informativ note.

BP Amoco Norge AS

Selskapet oppgir kun antatt gjenværende reserver, fordelt på olje, NGL og gass. Det opplyses også om at konsesjonsperiodene utløper fra 2011 til 2028 for de aktuelle feltene. Ingen historiske tall blir oppgitt.

Norsk Chevron AS

Selskapet oppgir estimert andel av reservene i Draugen-feltet, og forventet gjenværende utvinningstid. Historiske tall oppgis ikke. Note 10.

Norske Conoco AS

Selskapet har ingen egen reservenote i den trykte årsrapporten, kun generell omtale i tilleggsinformasjon. I det offisielle regnskapet derimot har selskapet en egen reservenote (Note 10) som oppgir reserver iht. offisielle tall fra OED. Konesjonsperiode er oppgitt, og reservene presenteres for hvert område. Historiske opplysninger mangler

Enterprise Oil Norge Ltd.

Selskapet oppgir i note 7 utbygde og totale reserver fordelt på olje, gass og NGL. Det opplyses ikke om konsesjons- eller produksjonstid, og det er ingen sammenligningstall.

TotalFinaElf Exploration Norge AS

Selskapet viser i note 14 påviste totale og påviste utbygde reserver, splittet på Olje/NGL og naturgass. Videre er tallene oppgitt for årene 1998 – 2000. Det opplyses ikke om konsesjonperiode eller produksjonsperiode.

TOTAL Norge S.A.

Selskapet viser i note 12 påviste totale og påviste utbygde reserver, splittet på Olje/NGL og naturgass. Videre er tallene oppgitt for årene 1999 – 2000. Det opplyses ikke om konsesjonperiode eller produksjonsperiode

Esso Exploration and Production Norway AS

Selskapet gir ingen opplysninger om reserver.

Mobil Exploration Norway Inc.

Selskapet gir ingen opplysninger om reserver.

Fina Exploration Norway S.A.

Aktiviteten er ført over til Total Norge AS. Derfor ikke aktuelt.

Fortum Petroleum AS

Reserveanslag blir oppgitt pr. felt, og det opplyses om gjenværende konsesjonsperiode og antatt gjenværende produksjonstid. Det gis ingen sammenligningstall.

Idemitsu Petroleum Norge AS

Selskapet oppgir reserveanslag pr. 1.1 og 31.12 fordelt pr. felt. Gjenværende konsesjons- og produksjonstid blir ikke omtalt.

Marathon Petroleum Company (Norway), inc

Selskapet oppgir totale utvinnbare reserver og resterende utvinnbare reserver, samt selskapets andel. Planlagt avslutning blir også oppgitt. Noten (Note 7) gir ingen historiske data.

Norsk Hydro ASA

Selskapet oppgir i note 26 reserveanslag totalt, fordelt på Norge og internasjonalt. Videre er tallene delt på olje og gass. Informasjon blir gitt for tre år, både påviste, utbygde og ikke utbygde reserver. Det blir ikke opplyst om konsesjonsperiode eller utvinningsperiode, bortsett fra det er noten svært informativ.

Pelican AS

Selskapet oppgir i Note 8B påviste utbygde reserver gjennom året. Det gis informasjon om andeler i felt, samt konsesjonsutløp. Reserveene er splittet pr. felt og for olje og gass/NGL. Det sies ingenting om utvikling over tid.

Phillips Petroleum Company Norway

Phillips oppgir i note 12 påviste reserver og utbygde reserver splittet på råolje, gass og våtgass for perioden 1997 – 2000. Utløp av konsesjonsperiode er oppgitt.

RWE-DEA Norge AS

RWE-DEA Norge AS viser i note 13 til offisielle reserver fra OED, og oppgir selskapets andel av disse. Gjenværende levetid og konsesjonsperiode er oppgitt, men historiske tall mangler.

AS Norske Shell

Selskapet oppgir i note 21 totale reserveanslag, fordelt på råolje, NGL og gass. Utløp av konsesjonsperioder er oppgitt for hvert område. Sammenligningstall fra tidligere år mangler.

Statoil

Statoil oppgir anslag på sikre reserver totalt og utbygde sikre reserver, fordelt på olje/NGL og gass. Tall oppgis for tre år (1998 – 2000). Selskapet oppgir ikke noe om gjenværende utvinningsperiode, konsesjonsperioder eller andre økonomiske betingelser. (Note 20 i konsernregnskapet).

Svenska Petroleum Exploration AS

Selskapet gir ingen opplysninger om reserver.

Nedenfor følger noen av punktene de enkelte selskapene har inkludert i styrets beretning om miljø:

A/S Norske Shell

Omtaler bl.a. ytre miljø, utslipp, miljøprosjekt, sykefravær, personskader og ytre miljø.

Amerada Hess Norge AS

Omtaler bl.a. sykefravær, personskader og ytre miljø.

AS Pelikan

Omtaler bl.a. personskader, ytre miljø og tiltak for å bedre internt arbeidsmiljø.

BP Amoco Norge AS

Omtaler bl.a. miljøstyringssystem, ytre miljø, utslipp, alvorlige hendelser, personskader, sykefravær og tiltak for å bedre de ansattes helsetilstand.

Den Norske Stats Oljeselskap AS

Omtaler bl.a. personskader, sykefravær, alvorlige hendelser, tiltak for å bedre sikkerheten, ytre miljø og utslipp

TotalFinaElf Exploration Norge AS

Omtaler bl.a. personskader, yrkessykdom, miljøstyringssystem, ytre miljø, utslipp og tiltak.

Enterprise Oil Norge Ltd

Omtaler bl.a. sykefravær, sikkerhet og miljøprosjekt.

Esso Exploration and Production Norway AS

Omtaler bl.a. system for styring av sikkerhet, helse- og miljø.

Esso Norge AS

Omtaler bl.a. system for styring av sikkerhet, helse- og miljø, fraværsskader, sykefravær, ytre miljø og utslipp.

Fortum Petroleum AS

Omtaler bl.a. sykefravær, personskader og ytre miljø.

Idemitsu Petroleum Norge a.s

Omtaler bl.a. sykefravær, personskader og ytre miljø.

Maraton Petroleum Company Norway (UA)

Omtaler bl.a. ytre miljø.

Mobil Exploration Norway Inc

Omtaler bl.a. system for styring av sikkerhet, helse- og miljø.

Norpipe Oil AS

Omtaler bl.a. personskader og ytre miljø.

Norsk Agip AS

Omtaler bl.a. sykefravær og ytre miljø.

Norsk Chevron AS

Omtaler bl.a. sykefravær, personskader, alvorlige hendelser, utslipp og miljøprosjekt.

Norsk Hydro

Omtaler bl.a. ytre miljø, utslipp, personskader og sykefravær.

Norske AEDC AS

Omtaler bl.a. sykefravær og ytre miljø.

Norske Conoco AS

Omtaler bl.a. HMS-styringssystem, sykefravær, fraværsskader, ytre miljø og utslipp.

Phillips Petroleum Company Exploration AS

Omtaler bl.a. ytre miljø, utslipp, tiltak, skadefravær, sykefravær og kritiske hendelser.

RWE-DEA Norge

Omtaler bl.a. ytre miljø og sykefravær.

Svenska Petroleum Exploration AS

Omtaler bl.a. ytre miljø.

Total Norge AS

Omtaler bl.a. sikkerhet, sykefravær, skadefravær og ytre miljø.

TABELLOVERSIKTER

Det er benyttet samme nummerering i tabelloversiktene nedenfor som i selve rapporten.

2.2 AKTIVERING /KOSTNADSFØRING

SELSKAP	LETEKOSTNADER			TIDSPUNKT FOR AKTIVERING AV UTB. KOSTN.			RENTER		
	2000	1999	1998	2000	1999	1998	2000	1999	1998
A/S Norske Shell	SE	SE	U	PUD	PUD	PUD	A	A	A
Amerada Hess Norge A/S	SE	SE	U	KOM	KOM	KOM	A	A	I/O
AS Pelican	SE	SE	SE	I/O	I/O	I/O	U	U	U
BP-Amoco	SE	SE	U	I/O	I/O	DRIV	I/O	I/O	I/O
Statoil ASA	SE	SE	U	I/O	I/O	I/O	A*	A*	U
Enterprise Oil Norge Ltd	SE	SE	U	FELT	FELT	FELT	A	A	A
Exxon-Mobil	SE	SE	U	I/O	I/O	I/O	A	A	A*
Fortum Petroleum AS	SE	SE	SE	I/O	I/O	I/O	A	A	A
Idemitsu Petroleum Norge a.s	SE	SE	U	KOM	KOM	KOM	A	A	A
Maraton Petroleum Company Norway	I/O	I/G	I/O	I/O	I/G	I/O	I/O	I/G	I/O
Norpipe a.s	I/G	I/A	I/A	I/G	I/A	I/A	I/G	A	A
Norpipe Oil	I/A	I/A	I/A	I/A	I/A	I/A	A	A	A*
Norsea Gas	I/G	I/A	I/A	I/G	I/A	I/A	I/G	A	A
Norsk Agip AS	SE	SE	U	I/O	DRIV	DRIV	I/O	A	U
Norsk Chevron AS	SE	SE	U	I/O	I/O	I/O	I/O	I/O	I/O
Norsk Hydro	SE	SE	U	I/O	I/O	I/O	A	A	I/O
NORSKE AEDC AS	I/O	I/O	I/O	KOM	KOM	KOM	I/O	I/O	I/O
Norske Conoco AS	SE	A	U	I/O	I/O	I/O	I/O	I/O	I/O
NORSKE MOECO A/S	I/G	I/G	I/O	I/G	I/G	I/O	I/G	I/G	I/O
Norske RWE-DEA	I/G	SE	U	I/G	GS	DRIV	I/G	A	A
Petro Canada Norway Inc	I/G	U	U	I/G	I/O	I/O	I/G	I/O	I/O
Phillips Petroleum Company Exploration AS	SE	SE	U	KOM	KOM	KOM	A*	A*	A*
RWE-DEA Norge	SE	SE	SE	GS	GS	I/O	A	A	A
Svenska Petroleum Exploration AS	U	I/G	U	DRIV	I/G	DRIV	I/O	I/G	I/O
TotalFinaElf Exploration Norge AS	SE	U	U	I/O	GS	I/O	A*	A	A*

U = utgiftsføres

A* = aktiveres kun ved vesentlige investeringer

I/O = ikke omtalt

I/G = ikke gjennomgått

FELT = feltutv.plan har blitt godkjent av partnerne

DRIV = drivverd.erklæring

A = aktiveres

SE = successful effort

I/A = ikke aktuelt

PUD = PUD godkjent av partnerne

KOM. = kom. erklæring

GS = når gj.føring av utb. er vurdert som sikker

2.3 AVSKRIVNINGER

SELSKAP	METODE					
	SOKKELANLEGG			LAND		
	2000	1999	1998	2000	1999	1998
A/S Norske Shell	UOP	UOP	UOP	L (2)	L (2)	L (2)
Amerada Hess Norge A/S	UOP	UOP	UOP	S	S	S
AS Pelican	UOP	UOP	UOP	L	L	I/O
BP-Amoco	UOP	UOP	UOP	L	S	S
Statoil ASA	UOP	UOP	UOP	L (2)	L (2)	L (2)
Enterprise Oil Norge Ltd	UOP	UOP	UOP	L	L	L
Exxon-Mobil	UOP	UOP	UOP	L	L	L
Fortum Petroleum AS	UOP	UOP	UOP	L (2)	L (2)	L (2)
Idemitsu Petroleum Norge a.s	UOP	UOP	UOP	L	L	L
Maraton Petroleum Company Norway (UA)	UOP	I/G	UOP	I/A	I/G	I/A
Norpipe a.s	I/G	L (3)	L (3)	I/G	L	I/A
Norpipe Oil	L (3)	L (3)	L (3)	L	L	I/O
Norsea Gas	I/G	L (3)	L (3)	I/G	L	L
Norsk Agip AS	UOP	UOP	UOP	L (2)	L	L
Norsk Chevron AS	UOP	UOP	UOP	L	L	L
Norsk Hydro	UOP	UOP	UOP	L	L	L
NORSKE AEDC AS	UOP	UOP	UOP	I/A	I/A	I/A
Norske Conoco AS	UOP	UOP	UOP	S/L (2)	S/L (2)	S/L (2)
NORSKE MOECO A/S	I/G	I/G	UOP	I/G	I/G	I/O
Norske RWE-DEA	I/G	UOP	UOP	I/G	I/A	I/A
Petro Canada Norway Inc	I/G	UOP	UOP	I/G	L	I/O
Phillips Petroleum Company Exploration AS	UOP	UOP	UOP	L	L	L
RWE-DEA Norge	UOP	UOP	UOP	L	L	L
Svenska Petroleum Exploration AS	UOP	I/G	UOP	L	I/G	L
TotalFinaElf Exploration Norge AS	UOP	UOP	UOP	S	S (2)	S (2)

1: Produksjonsanlegg på land avskrives etter UOP.

2: I tillegg avskrives transportsystemer (rørledninger) lineært.

3: Kun transportsystem.

UOP = produksjonshetsmetoden

L = lineære avskrivninger

S = saldoavskrivninger

I/O = ikke omtalt

I/A= ikke aktuelt

I/G= ikke gj.gått

2.4 REGNSKAPSMESSIG BEHANDLING AV UTENLANDSK VALUTA

Selskap	Omløpsmidler/ kortsiktig gjeld			Anleggsmidler/ langsiktig gjeld			Valuta sikring		
	2000	1999	1998	2000	1999	1998	2000	1999	1998
A/S Norske Shell	X	X	(2)X	X	X	LH	JA	JA	I/O
Amerada Hess Norge A/S	X	X	X	X	(1) X	LH	I/O	I/O	I/O
AS Pelican	X	X	X	X	I/A	I/A	JA	I/O	I/O
BP-Amoco	X	X	X	X	X	LH	I/O	I/O	I/O
Statoil ASA	X	X	X	X	X	LH	JA	JA	JA
Enterprise Oil Norge Limited	X	X	X	X	X	LH	I/O	I/O	I/O
Exxon-Mobil	X	X	X	X	X	LH	I/O	I/O	I/O
Fortum Petroleum AS	X	X	X	X	X	LH	JA	JA	JA
Idemitsu Petroleum Norge a.s	X	X	X	X	X	X	JA	JA	JA
Maraton Petroleum Company Norway (UA)	X	3	2(X)	X	3	LH	I/O	3	I/O
NORSKE MOECO A/S	I/G	3	I/O	I/G	3	LH	I/G	3	I/O
Norpipe a.s	I/G	X	X	I/G	X	I/A	I/G	I/O	I/O
Norpipe Oil AS	X	X	X	X	X	(7)	JA	JA	I/O
Norsea Gas A/S	I/G	X	X	I/G	X	I/A	I/G	I/O	I/O
Norsk Agip AS	X	X	X	X	X	I/O	JA	JA	JA
Norsk Chevron AS	X	X	X	X	X	(5)L H	I/O	I/O	I/O
Norsk Hydro/Produksjon a.s	X	X	X	X	X	X	JA	JA	JA
Norske AEDC AS	X	X	X	X	LH	LH	I/O	I/O	I/O
Norske Conoco AS	X	X	X	X	X	LH	JA	I/O	I/O
Norske RWE-DEA AS	I/G	X	LH	I/G	X	LH	I/G	I/O	I/O
Petro Canada (Norway) Inc	I/G	X	X	I/G	X	LH	I/G	I/O	I/O
Phillips Petroleum AS	X	X	X	X	X	LH	JA	JA	JA
RWE-DEA Norge AS	X	X	LH	X	X	LH	I/O	I/O	JA
Svenska Petroleum AS	I/O	3	X	I/O	3	I/O	JA	3	JA
TotalFinaElf Exploration Norge	X	X	X	X	X	(6)	JA	JA	JA

X = Følger dagskursprinsippet, hvis omtalt valutasikring se punkt 2.3 (referat fra selskapets årsrapport)

LH = Laveste verdis prinsipp for fordringer og høyeste verdis prinsipp for gjeld.

I/A = Ikke aktuelt

I/O = Ikke oppgitt

1. Langsiktige fordringer ikke omtalt
2. Valuta er vurdert til dagskurs. Selskapet skiller ellers ikke mellom kortsiktige/langsiktige fordringer/gjeld i notene, men sier at fordringer vurderes etter LVP og gjeld etter HVP.
3. Ikke mottatt årsrapport
4. Netto kursgevinst inntektsføres kun i den utstrekning det tidligere er konstatert urealisert tap.
5. Ansvarlig lånekapital i utenlandsk valuta er bokført til historisk kurs.
6. Kun langsiktig gjeld som er konvertert til NOK-lån ved bruk av valutabytteavtaler og verdsatt til kursen mellom USD og NOK på konverteringstidspunktet.
7. Verdsettes til historisk kost

2.7 FJERNINGS- OG NEDSTENGINGSKOSTNADER

Selskap	Avsatt for fjerning			Avsatt for nedstengningskostnader		
	2000	1999	1998	2000	1999	1998
A/S Norske Shell	JA	JA	JA	JA	JA	JA
Amerada Hess Norge A/S	JA	JA	NEI	JA	JA	JA
AS Pelican	JA	JA	JA	JA	JA	JA
BP-Amoco	JA	JA	JA	JA	JA	JA
Statoil ASA	JA	JA	JA	JA	JA	JA
Enterprise Oil Norge Ltd	JA	JA	JA	JA	JA	JA
Exxon-Mobil	JA	JA	JA	I/O	I/O	I/O
Fortum Petroleum AS	JA	JA	JA	JA	JA	JA
Idemitsu Petroleum Norge a.s	JA	JA	JA	JA	JA	JA
Maraton Petroleum Company Norway (UA)	JA	I/G	JA	JA	I/G	I/O
Norpipe AS	I/G	NEI	NEI	I/G	I/O	I/O
Norpipe Oil	NEI	NEI	NEI	I/O	I/O	I/O
Norsea Gas	I/G	I/O	I/O	I/G	I/O	I/O
Norsk Agip AS	JA	JA	JA	JA	JA	JA
Norsk Chevron AS	JA	JA	JA	JA	JA	JA
Norsk Hydro	JA	JA	JA	JA	JA	JA
NORSKE AEDC AS	JA	JA	JA	JA	JA	JA
Norske Conoco AS	JA	JA	JA	JA	JA	JA
NORSKE MOECO A/S	I/G	I/G	JA	I/G	I/G	I/O
Norske RWE-DEA	I/G	JA	JA	I/G	I/O	I/O
Petro Canada Norway Inc	I/G	JA	JA	I/G	I/O	JA
Phillips Petroleum Company Exploration AS	JA	JA	JA	JA	JA	JA
RWE-DEA Norge	JA	JA	JA	I/O	I/O	I/O
Saga Petroleum AS	JA	JA	JA	JA	JA	NEI
TotalFinaElf Exploration	JA	JA	JA	JA	JA	JA

I/O= Ikke omtalt

I/G= Ikke gjennomgått

I/A= Ikke aktuelt

2.11 VARELAGER

Selskap	Varelager (res.delers etc.)			Lager av petr. før normprispt.			Mer-/mindre uttak		
	2000	1999	1998	2000	1999	1998	2000	1999	1998
NORSKE AEDC AS	I/O - 1	I/O	I/O	I/O	I/O	Z	X	X	X
Norsk Agip AS	A	A	A	Z	Z	Z	A	A	A
Amerada Hess Norge A/S	X	X	X	Z	Z	Z	I/O	X	I/O
Amoco	-	-	A	-	-	A	-	-	A
BP	-	-	X	-	-	Z	-	-	A
BP Amoco Norge AS	I/O - 1	X	-	Z	Z	-	A	A	-
Norsk Chevron AS	A	I/O	I/O	I/O	I/O	I/O	X	X	I/O
Norske Conoco AS	A	A	A	I/O	Z	Z	A	A	A
TotalFinaElf Exploration Norge AS (tdl. Elf)	A	A	A	I/O	I/O	Z	A	A	A
Enterprise Oil Norge Ltd	X	X	X	Z	Z	I/O	A	A	X
Esso Exploration and Production Norway AS	A	A	A	Z	I/O	I/O	A	A	A
Fina Exploration Norway SA	X	X	A	Z	Z	Z	A	A	A
Fortum Petroleum AS	A	A	A	I/O	A	A	A	A	A
Idemitsu Petroleum Norge AS	A	A	A	I/O	I/O	I/O	Y	Y	Y
Maraton Petroleum Company Norway (UA)	A	I/G	I/O - 1	I/O	I/G	I/O	I/O	I/G	I/O
Mobil Exploration & Production Norway AS	A	X	X	Z	Z	Z	A	X	X
NORSKE MOECO A/S	I/G	I/G	I/O - 1	I/G	I/G	Z	I/G	I/G	X
Norpipe a.s	I/G	I/O	I/O	I/G	I/A	I/A	I/G	I/A	I/A
Norpipe Oil AS	A	A	A	I/A	I/A	I/A	I/A	I/A	I/A
Norsea Gas	I/G	I/O	I/O	I/G	I/A	I/A	I/G	I/A	I/A
Norsk Hydro Produksjon AS	A	A	A	I/O	I/O	I/O	I/O	I/O	I/O
Pelican AS	A	A	A	I/O	I/O	I/O	I/O	I/O	I/O
Petro Canada Norway Inc	I/G	A	A	I/G	I/O	I/O	I/G	X	A
Phillips Petroleum Company Norway	A	A	A	Z	Z	Z	A	A	A
RWE-DEA Norge AS	A	A	A	I/O	I/O	I/O	X	X	I/O
Saga Petroleum AS	-	I/O	A	-	I/O	I/O	-	I/O	I/O
A/S Norske Shell	A	X	A	I/O	I/O	I/O	A	X	X
Den norske stats oljeselskap a.s	A	A	A	I/O	Z	Z	I/O	X	X
Svenska Petroleum Exploration AS	I/O	A	I/O	I/O	I/O	I/O	X	I/O	X
TOTAL Norge AS	A	I/O	I/O	I/O	Z	Z	A	X	X

A = Standard: Varelager; laveste verdis prinsipp, Lager av petroleum før normtidspunkt; laveste verdis prinsipp, Meruttak; produksjonskost, Mindreuttak; Laveste verdis prinsipp

X = Følger ikke standarden

Y = LVP ved mindreuttak, HVP ved meruttak

Z = Lager av petroleum før normtidspunktet verdsatt til null

I/O = Ikke opplyst

I/G = Ikke gjennomgått

I/A = Ikke aktuelt

2.10 BYTTE, LÅN OG LAGRING AV GASS

Selskap	Omtalt			Hva omtales
	2000	1999	1998	Kommentar vedr. 2000
A/S Norske Shell	JA	JA	JA	Lån
Amerada Hess Norge A/S	NEI	NEI	JA	
AS Pelican	NEI	NEI	NEI	
BP Amoco Norge AS	JA	NEI	NEI	Lån
Den norske stats oljeselskap a.s	JA	JA	JA	Lån, bytte
TotalFinaElf Exploration Norge AS	JA	JA	NEI	Forskjell mellom prod/salg generelt
Enterprise Oil Norge Ltd	NEI	NEI	NEI	
Esso Exploration and Production Norway AS	JA	JA	JA	Lån, bytte
Esso Norge AS	NEI	I/G	I/G	
Fina	I/G	NEI	NEI	
Fortum Petroleum AS	NEI	NEI	NEI	
Idemitsu Petroleum Norge a.s	JA	JA	JA	Lån, bytte, Troll kommersiell modell
Maraton Petroleum Company Norway (UA)	NEI	I/G	NEI	
Mobil Exploration Norway Inc	JA	NEI	NEI	Lån, bytte
Norpipe a.s	I/A	I/A	I/A	
Norpipe Oil AS	I/A	I/A	I/A	
Norsea Gas	I/A	I/A	I/A	
Norsk Agip AS	JA	JA	JA	Lån, mer/mindreuttak
Norsk Chevron AS	NEI	NEI	NEI	
Norsk Hydro	NEI	NEI	NEI	
Norske AEDC AS	NEI	NEI	NEI	
Norske Conoco AS	JA	JA	JA	Lagring, lån, bytte
NORSKE MOECO A/S	I/G	I/G	NEI	
Norske RWE-DEA	I/G	NEI	NEI	
Petro Canada Norway Inc	I/G	NEI	JA	Omtaler forskjell mellom prod/salg generelt.
Phillips Petroleum Company Exploration AS	JA	JA	JA	Lån
RWE-DEA Norge	JA	JA	NEI	Avvik mellom produksjon og salg
Saga Petroleum AS	-	NEI	NEI	
Svenska Petroleum Exploration AS	NEI	NEI	NEI	
Total Norge AS	JA	JA	JA	Forskjell mellom prod/salg generelt

I/A = Ikke aktuelt (Rørledningsselskap)

I/G = Ikke gj.gått

3 TILLEGGSINFORMASJON

Selskap	Reserveanslag			Eierandel			Hoved- og nøkkeltall		
	1999	1998	1997	1999	1998	1997	2000	1999	1998
Norske AEDC AS	A	A	X	A	A	X	A	A	A
Norsk Agip AS	A	A	A	A	A	A	A	A	A
Amerada Hess Norge A/S	A	X	X	X	X	A	A	A	X
Amoco	-	A	A	-	A	A	-	-	A
BP Amoco Norge AS	A	A	-	A	-	-	A	A	A
Norsk Chevron AS	A	X	I/G	A	A	I/G	A	A	A
Norske Conoco AS	X	X	X	A	A	X	A	A	A
TotalFinaElf Exploration Norge AS	A	A	A	A	A	A	A	A	A
Enterprise Oil Norge Ltd	A	A	A	A	A	A	A	A	A
Esso	2)	A	A	A	A	A	A	A	A
Fina Exploration Norway Inc	A	X	X	A	X	A	-	A	X
Fortum Petroleum AS	A	A	A	A	A	A	A	A	A
Idemitsu Petroleum Norge a.s	A	A	A	A	1)	1)	A	A	A
Maraton Petroleum Company Norway (UA)	I/G	X	X	I/G	A	A	X	I/G	X
Mobil Exploration Norway Inc	2)	X	X	A	A	A	A	A	A
NORSKE MOECO A/S	I/G	A	A	I/G	A	A	I/G	I/G	X
Norpipe a.s	I/A	I/A	I/A	I/A	I/A	I/A	I/G	A	A
Norpipe Oil AS	I/A	I/A	I/A	I/A	I/A	I/A	A	A	A
Norsea Gas	I/A	I/A	I/A	I/A	I/A	I/A	I/G	A	A
Norsk Hydro	A	A	I/G	1)	A	I/G	A	A	A
Norske RWE-DEA	A	X	X	A	A	A	I/G	A	A
AS Pelican	A	A	A	A	A	A	A	A	A
Petro Canada Norway Inc	A	X	X	A	A	A	I/G	A	A
Phillips Petroleum Company Exploration AS	A	A	A	A	A	A	A	A	A
RWE-DEA Norge AS	A	X	A	A	A	A	A	A	A
Saga Petroleum AS	A	A	A	X	A	A	-	A	A
A/S Norske Shell	A	A	A	A	A	1)	A	A	A
Den norske stats oljeselskap a.s	A	A	A	1)	1)	1)	A	A	A
Svenska Petroleum Exploration	X	X	X	A	X	X	A	A	X
Total Norge A.S	A	X	X	A	A	A	A	A	A

I/G =Ikke gjennomgått

A = Følger anbefalingen

X = Følger ikke anbefalingen

I/A = Ikke aktuelt - rørledningsselskap

1) = Ikke alle felt er oppgitt, men det er akseptabelt siden eierandel i vesentlige felter er med.

2) = Viser Essos og Mobils samlede reserver.

3.2 EIERANDELER

Selskap	Reserveanslag			Eierandel			Hoved- og nøkkeltall		
	2000	1999	1998	2000	1999	1998	2000	1999	1998
Norske AEDC AS	X	A	A	A	A	A		A	A
Norsk Agip AS	A	A	A	A	A	A		A	A
Amerada Hess Norge A/S	A	A	X	X	X	X		A	X
Amoco	-	-	A	-	-	A		-	A
BP	-	-	A	-	-	1)		-	X
BP Amoco Norge AS	A	A	-	A	A	-		A	-
Norsk Chevron AS	A	A	X	A	A	A		A	A
Norske Conoco AS	A	X	X	A	A	A		A	A
Elf Petroleum Norge AS / Totalfinaelf	A	A	A	X	A	A		A	A
Enterprise Oil Norge Ltd	A	A	A	A	A	A		A	A
Esso	A	2)	A	A	A	A		A	A
Fina Exploration Norway Inc	3)	A	X	3)	A	X		A	X
Fortum Petroleum AS	A	A	A	A	A	A		A	A
Idemitsu Petroleum Norge a.s	A	A	A	A	A	1)		A	A
Maraton Petroleum Company Norway (UA)	A	I/G	X	A	I/G	A		I/G	X
Mobil Exploration Norway Inc	A	2)	X	A	A	A		A	A
NORSKE MOECO A/S	I/G	I/G	A	I/G	I/G	A		I/G	X
Norpipe a.s	I/G	I/A	I/A	I/G	I/A	I/A		A	A
Norpipe Oil	I/A	I/A	I/A	I/A	I/A	I/A		A	A
Norsea Gas	I/G	I/A	I/A	I/G	I/A	I/A		A	A
Norsk Hydro	A	A	A	A	1)	A		A	A
AS Pelican	A	A	A	A	A	A		A	A
Petro Canada Norway Inc	I/G	A	X	I/G	A	A		A	A
Phillips Petroleum Company Exploration AS	A	A	A	A	A	A		A	A
RWE-DEA Norge	A	A	X	A	A	A		A	A
Saga Petroleum AS	I/A	A	A	-	X	A		A	A
A/S Norske Shell	A	A	A	A	A	A		A	A
Den norske stats oljeselskap a.s	A	A	A	1)	1)	1)		A	A
Svenska Petroleum Exploration	X	X	X	A	A	X		A	X
Total Norge A.S	A	A	X	X	A	A		A	A

I/G = Ikke gjennomgått

A = Følger anbefalingen

X = Følger ikke anbefalingen

I/A = Ikke aktuelt – rørledningsselskap

1) = Ikke alle felt er oppgitt, men det er akseptabelt siden eierandel i vesentlige felter er med

2) = Viser Essos og Mobils samlede reserver

3) = Aktiviteten fort over til Total Norge AS

3.4 LISENSOVERDRAGELSER

						Fra Faktaheftet 2001
--	--	--	--	--	--	-----------------------------

Selskap	Omtalt	Hvor omtalt	Hvilke andeler	Størrelse	Til/fra	Tilbake-levering	Salg andel	Kjøp andel
NORSKE AEDC AS	I/A							
Norsk Agip AS	I/A							
Amerada Hess Norge A/S	Ja	Styrets ber.	Ja	Nei	Nei		X	
Amoco	Fusjonert							
BP	Fusjonert							
BP Amoco Norge AS	Ja	Styrets ber.	Nei	Nei	Nei	X	X	X
Norsk Chevron AS	Ja	Tilleggsinfo	Ja	Ja	Ja	X		
Norske Conoco AS	Ja	Tilleggsinfo	Ja	Ja	Nei			X
TotalFinaElf Exploration Norge AS (tdl. Elf)	I/A					X		
Enterprise Oil Norge Ltd	Nei					X	X	X
Esso Exploration and Production Norway AS	Nei							X
Fina Exploration Norway SA	Ja	Styrets ber.	Nei	Nei	Ja		X	
Fortum Petroleum AS	Ja	Styrets ber.	Ja	Ja	Nei		X	X
Idemitsu Petroleum Norge AS	Nei						X	
Maraton Petroleum Company Norway (UA)	I/A							
Mobil Exploration & Production Norway AS	Nei						X	X
NORSKE MOECO A/S	I/G							
Norpipe a.s	I/A, rør							
Norpipe Oil AS	I/A, rør							
Norsea Gas	I/A, rør							
Norsk Hydro Produksjon AS	Nei					X	X	X
Pelican AS	Ja	Styrets ber.	Ja	Ja	Nei			X
Petro Canada Norway Inc	I/G							
Phillips Petroleum Company Norway	I/A							
RWE-DEA Norge AS	I/A							
Saga Petroleum AS	Fusjonert						X	
A/S Norske Shell	I/A							
Den norske stats oljeselskap a.s	Nei					X	X	X
Svenska Petroleum Exploration AS	I/A							
TOTAL Norge AS	Ja	Styrets ber.	Nei	Nei	Ja	X		X
Det Norske Oljeselskap AS	Ja	Tilleggsinfo	Ja	Nei	Ja			X

I/A = Ikke aktuelt iht. opplysninger om lisensoverdragelser i Faktaheftet 2001

3.5 MILJØ

Selskap	Omtalt:
---------	---------

	Arbeids- miljø	Ytre miljø
A/S Norske Shell	JA	JA
Amerada Hess Norge A/S	JA	JA
AS Pelican	JA	JA
BP Amoco Norge AS	JA	JA
Den norske stats oljeselskap a.s	JA	JA
TotalFinaElf Exploration Norge AS	JA	JA
Enterprise Oil Norge Ltd	JA	JA
Esso Exploration and Production Norway AS	JA	JA
Esso Norge AS	JA	JA
Fortum Petroleum AS	JA	JA
Idemitsu Petroleum Norge a.s	JA	JA
Maraton Petroleum Company Norway (UA)	I/A	JA
Mobil Exploration Norway Inc	JA	JA
Norpipe Oil AS	I/A	JA
Norsk Agip AS	JA	JA
Norsk Chevron AS	JA	JA
Norsk Hydro	JA	JA
Norske AEDC AS	NEI	JA
Norske Conoco AS	JA	JA
Phillips Petroleum Company Exploration AS	JA	JA
RWE-DEA Norge	JA	JA
Svenska Petroleum Exploration AS	I/A	JA
Total Norge AS	JA	JA

I/A = Ikke aktuelt (ingen ansatte)

I/G = Ikke gj.gått