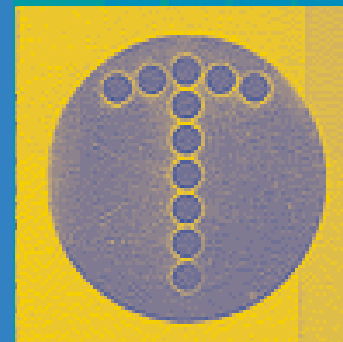
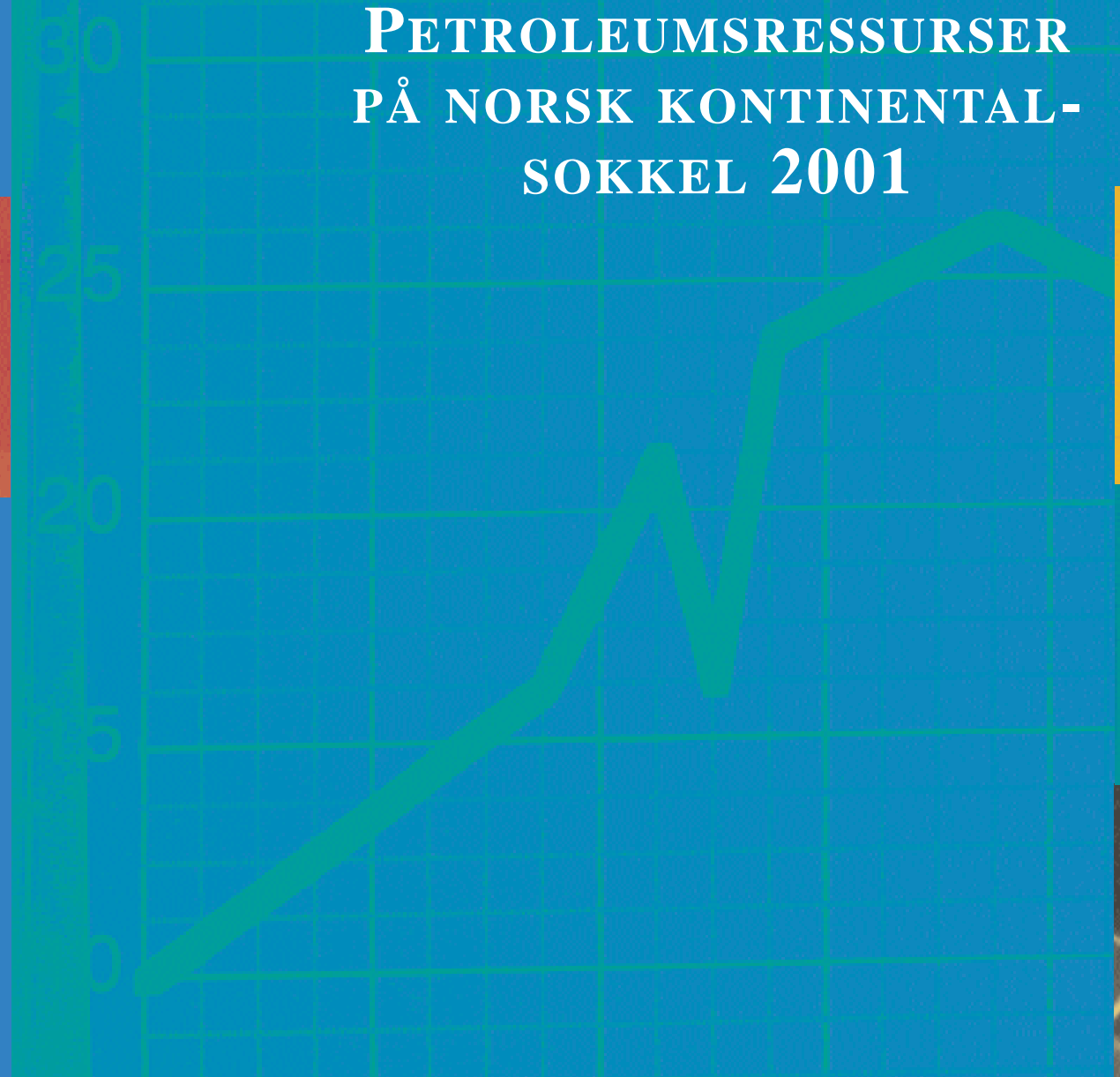




PETROLEUMSRESSURSER PÅ NORSK KONTINENTAL- SOKKEL 2001

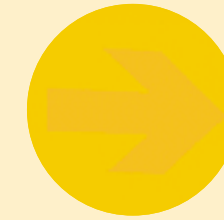




**PETROLEUMSRESSURSENE
PÅ NORSK KONTINENTAL-
SOKKEL 2001**

Utgitt av Oljedirektoratet, Prof. Olav Hanssensvei 10,
Postboks 600, 4003 Stavanger
Telefon: 51 87 60 00
Telefaks: 51 87 19 35
E-post: postboks@npd.no
Internettversjon av rapporten:
<http://www.npd.no/norsk/npetres/petres2001>

Layout og illustrasjoner: Oljedirektoratet
Trykk: Bryne Offsett
Juni 2001



FORORD

Oljedirektoratet skal bidra til å skape størst mulig verdier for samfunnet fra olje- og gassvirksomheten med forankring i forsvarlig ressursforvaltning, sikkerhet og miljø.

Det er derfor av stor betydning at Oljedirektoratet holder oversikt over og vurderer petroleumsaktivitetene og petroleumsressursene på norsk sokkel. Dette er et viktig grunnlag for å vurdere de mest effektive måter for leting, utbygging og utvinning av disse ressursene.

Oljedirektoratet har en unik tilgang på fakta om virksomheten og ved å sammenstille denne informasjonen på en helhetlig og oversiktlig måte, gir dette et bidrag til at store og små beslutninger i virksomheten blir mest mulig korrekt.

Oljedirektoratet legger med dette fram en oppdatert oversikt over petroleumsressursene på norsk sokkel.

Stavanger, juni 2001

Gunnar Berge
oljedirektør

PETROLEUMSRESSURSENE PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL 2001

INNHOILDSFORTEGNELSE

FORORD

INNLEDNING OG SAMMENDRAG

- 1. RESSURSREGNSKAPET (LYSARK)**
 - 1.1 Ressursklassifisering
 - 1.2 Totale petroleumsressurser

- 2. RESSURSTILVEKST FRA LETEVIRKSOMHETEN (LYSARK)**
 - 2.1 Letestatus
 - 2.2 Funnfrekvens
 - 2.3 Siste ni års leting

- 3. RESSURSENTVIKLING (LYSARK)**
 - 3.1 Ressurs- og reserveutvikling
 - 3.2 Utvinningsgrad for oljefelt
 - 3.3 Oljefeltenes utvikling
 - 3.4 Framtidig potensial

- 4. PROGNOSE (LYSARK)**
 - 4.1 Total produksjon og totale kostnader
 - 4.2 Oljeproduksjon
 - 4.3 Gassproduksjon
 - 4.4 Kostnader
 - 4.5 Utslipp til luft

- 5. REVIDERT KLASSIFIKASJONSSYSTEM (LYSARK)**
 - 5.1 Endringene i forhold til tidligere klassifikasjonssystem

INNLEDNING OG SAMMENDRAG

Oljedirektoratet presenterer i denne rapporten et oppdatert anslag per 31.12. 2000 over de totale petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel og prognoser for framtidig utvikling i petroleumsproduksjonen med tilhørende kostnader og miljøutslipp. I rapporten påpeker Oljedirektoratet at leting, utbygging og drift i stor grad styres av framtidige muligheter for gassomsetning. Videre er utfordringene for fortsatt suksess innen økt utvinning belyst. Rapporten gir et grunnlag for debatt rundt den videre utvikling innen petroleumssektoren i Norge, fordi den definerer hjemmemarkedets muligheter og begrensninger.

Oljedirektoratets oppdaterte anslag for de totale petroleumsressursene på norsk sokkel er 13,8 milliarder Sm³ olje-ekvivalenter (o.e.). De totale petroleumsressursene er summen av oppdagede og uoppdagede utvinnbare ressurser og inkluderer produserte mengder. Ressursene fordeles på 6,1 milliarder Sm³ o.e. olje, 7,0 milliarder Sm³ o.e. gass og 0,7 milliarder Sm³ o.e. kondensat og LNG. De gjenværende utvinnbare ressursene er vurdert til 10,8 milliarder Sm³ o.e. Anslaget for de totale ressursene har økt med 0,6 milliarder Sm³ o.e. i forhold til fjorårets anslag. Dette skyldes en økning av ressursene knyttet til oljefelt i produksjon og en økning av de forventede gassressurser både i funn og i uoppdagede ressurser.

I løpet av de ti siste årene har det totale ressursgrunnlaget (utvinnbar olje, gass, NGL og kondensat) hatt en positiv utvikling. Anslaget over de totale utvinnbare ressurser har økt med over 60 prosent siden 1990. Hovedårsaken er teknologiutvikling som bidrar til økt produksjon av de oppdagede reservene. Oppjustering av anslaget for uoppdagede ressurser er også en viktig årsak til økningen i de totale

utvinnbare ressursene. Gjenværende utvinnbare ressurser utgjør i dag like mye som anslaget for hele ressursgrunnlaget i 1995. På disse seks årene har vi produsert 1,4 milliarder Sm³ o.e.

Det finnes fortsatt store mengder uoppdagede olje- og gassressurser på norsk sokkel. Nordsjøen er det området på norsk sokkel som er best kartlagt. Avgagende ressurstilvekst og funnstørrelse er en naturlig utvikling for området. Imidlertid er funnfrekvensen fremdeles høy sett i internasjonal sammenheng. Dette skyldes blant annet økt kompetanse og teknologi innenfor innsamling, prosessering og tolkning av seismiske data. Ressurstilveksten siste ti år har vært størst i Norskehavet. Det er gjort en rekke betydelige funn og det forventes at framtidig letevirsomhet også vil gi store funn. Oljedirektoratets ressursberegninger viser at det er betydelig ressurspotensial også i Barentshavet. Barentshavprosjektet har gitt økt geologisk forståelse av området og vil bidra til videre kartlegging av ressurspotensialet i området. Store deler av norsk sokkel er fremdeles ikke utforsket.

Oljeproduksjonen er i dag i overkant av 3,1 millioner fat per dag. Det er forventet produksjon på over 3 millioner fat per dag i fem år. Den største usikkerheten på kort sikt er oljeproduksjon fra dagens produserende felt som utgjør nær 90 prosent av produksjonen de neste 5 årene. På lengre sikt har usikkerheten knyttet til uoppdagede ressurser størst betydning.

Utviklingen i gassmarkedet har stor betydning for framtidig aktivitetsnivå og verdipotensialet for norsk sokkel. Norge har betydelige gassressurser disponibelt for framtidige salg. Totale påviste ressurser er 4100 milliarder Sm³ gass og de

største bidragene kommer fra store gassforekomster. Totale uoppdagede ressurser er anslått til 2400 milliarder Sm³ gass, og det forventes også store gassfunn i framtiden. Dagens salgsforpliktelser for gass gir et platå i 2005 på ca 70 milliarder Sm³. Det er forventet at nye kontrakter vil bli inngått, og gassalget på platå kan bli vesentlig høyere.

Det vil bli brukt mellom 40 og 60 milliarder kroner per år de neste 20 årene i investeringer og driftskostnader på norsk sokkel. Det framtidige nivået på gassavsetningen vil ha størst betydning for aktivitetsnivået. Investeringene fram til i dag domineres av store innretninger, rørledningssystemer og tilhørende landanlegg. Undervannsinnetninger knyttet til eksisterende innretninger er blitt mer vanlig de siste årene. På 90-tallet utgjorde brønner 20 prosent av investeringene mens de neste 10 årene er det forventet at brønnene vil utgjøre 50 prosent eller mer av investeringene.

Grunnlaget for utslippsprognosene er basert på forventningene til produksjonen. Endringer i gassalget vil ha stor betydning for utslippsnivået av CO₂ og NO_x på norsk sokkel.

I gjennomsnitt har reservene i felt i produksjon på norsk sokkel økt med 50 prosent i forhold til estimert volum i opprinnelig godkjent plan for utbygging og drift (PUD). Både store og små felt har hatt en vekst i reservene. Det er imidlertid felt med PUD før 1991 som har hatt størst økning i reserver. Estimert av olje som forventes å bli produsert fra disse feltene er nær en milliard Sm³ høyere i dag sammenlignet med estimatet fra 1990. En stor del av reserveøkningen skyldes teknologiutviklingen innen boring, - lengre, horisontale og ikke minst mer presis plassering av brønnene enn tidligere. Ny seismikk har bidratt til at vi har bedre indikasjoner på hvor vi kan

finne gjenværende utvinnbar olje.

Gjennomsnittlig forventet utvinningsgrad for besluttede planer for oljefelt i produksjon og under utbygging er beregnet til 44 prosent. Anslaget for utvinningsgraden har ikke endret seg de siste tre årene. Dette bryter en sammenhengene trend med årlige oppjusteringer på hele 90-tallet. Årsakene er mange, men negative forventninger til oljepris og tilhørende reduksjon av nøkkelpersonell for å redusere kostnader, er nok hovedgrunnen. Dette har snudd, men kompetansen er ikke lenger lett tilgjengelig.

Verdipotensialet for økt utvinningsgrad ligger i de store feltene. Gjenværende tilstedeværende volum i de ti største feltene er om lag 4 000 millioner Sm³ olje. Det er nesten dobbelt så stort som for alle de resterende oljefeltene.

Potensialet for økt utvinningsgrad i eksisterende felt er tidskritisk og realisering er avhengig av intensivering av myndighetenes og oljeselskapenes innsats for implementering av ny teknologi. Det må legges til rette for å skape og ivareta kunnskap og innovative og nytenkende miljø både i selskapene og i omgivelsene rundt. Det må også legges til rette for utdanning og forskning og skapes en positiv ramme rundt denne industrien som har oljereserver for minst 50 år og gassreserver for mer enn 100 år. Det kreves kompetente og entusiastiske fagfolk for at den norske oljeformuen, som stort sett fremdeles er i bakken, virkelig skal kunne komme det norske folk til gode. Vi har lyktes de første 30 årene. Valgene vi gjør nå vil bestemme hvordan de neste 50 - 100 årene vil forløpe.



1. Ressursregnskapet

1.1 RESSURSKLASSIFISERING

Oljedirektoratets ressursregnskap gir en oversikt over de totale, utvinnbare petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel. Ressursregnskapet omfatter de solgte og leverte mengdene, de gjenværende petroleumsressursene og de uoppdagede ressursene.

Petroleumsressursene plasseres i ulike ressursklasser etter hvor ressursene befinner seg i utviklingskjeden fra uoppdaget ressurs, via nye funn, utbygging, produksjon og fram til avsluttet produksjon. Ressursene er delt i de tre kategoriene reserver, ressurser og uoppdagede ressurser. Klassifikasjonssystemet innebærer at hvert funn og felt kan inneholde ressurser som er klassifisert i ulike ressursklasser. Klassifikasjonssystemet inneholder 11 klasser og er vist i tabell 1.1 og figur 1.1.

Anslagene for ressurser i funn og felt er hovedsakelig basert på data som rapporteres årlig av oljeselskapene. Anslagene for de uoppdagede ressursene er basert på Oljedirektoratets egne vurderinger.

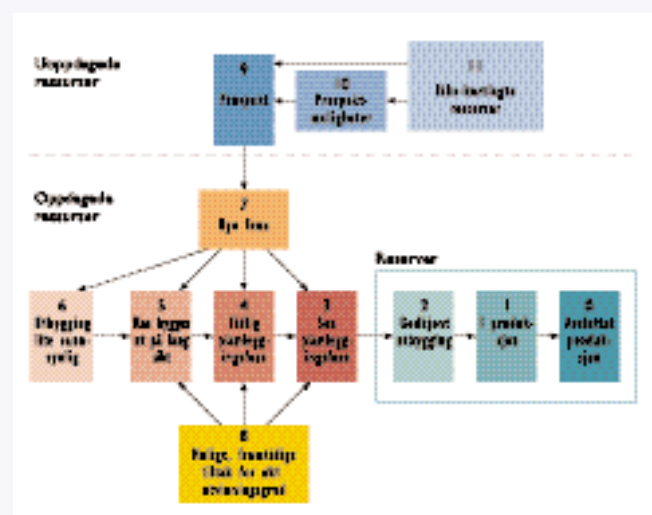
Med utgangspunkt i erfaringer med klassifikasjonssystemet og utviklingen av slik klassifisering-internasjonalt, har Oljedirektoratet revidert klassifikasjonssystemet i samarbeid med oljeselskapene. Det nye klassifikasjonssystemet gjelder fra 1.7.2001. En kort beskrivelse av det nye klassifikasjonssystemet er gitt i kapittel fem. Ressursregnskapet for 2000 og klassifiseringen av ressursene som ligger til grunn for analysene i denne rapporten, er imidlertid gjort etter det gamle klassifikasjonssystemet.

1.2 TOTALE PETROLEUMSRESSURSER

Tabell 1.2 viser oversikten over opprinnelige utvinnbare petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel. Figur 1.2 viser fordeling av ressursene og figur 1.3 viser

Kategori	Klasse	Beskrivelse
Oppdagede reserver og ressurser	0	Reserver der produksjonen er avsluttet
	1	Reserver i produksjon
	2	Reserver med godkjent utbyggingsplan
	3	Ressurser i sen planleggingsfase (godkjent utbyggingsplan innen to år)
	4	Ressurser i tidlig planleggingsfase (godkjent utbyggingsplan innen ti år)
	5	Ressurser som kan bli bygd ut på lang sikt
	6	Ressurser der utbygging er lite sannsynlig
	7	Ressurser i nye funn som ikke ferdig evaluert
Uoppdagede	8	Ressurser fra mulige, framtidige tiltak for økt utvinningsgrad (tiltak som ikke er planlagt, eventuelt utover dagens teknologi)
	9	Ressurser i kartlagte prospekter
	10	Ressurser i prospektmuligheter
	11	Ikke-kartlagte ressurser

Tabell 1.1 Klassifikasjon av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel (gjeldende fram til 1.7.2001)



Figur 1.1 Klassifikasjon av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel (gjeldende fram til 1.7.2001)

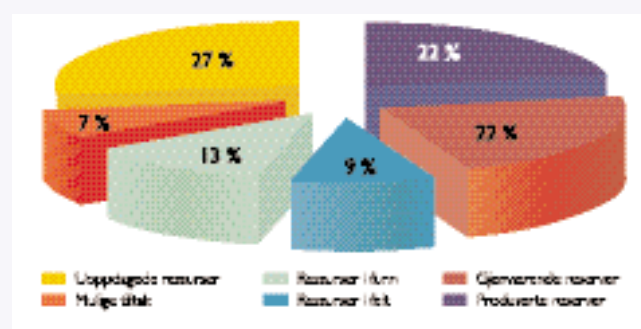
Opprinnelig utvinnbare petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel Status per 31.12.2000						Endringene i ressursene siden 1999					
Ressursklasse		Olje Mrd Sm ³	Gass Mrd Sm ³	NGL Mrd tonn	Kondensat Mrd Sm ³	Olje-ekvivalenter Mrd Sm ³	Olje Mrd Sm ³	Gass Mrd Sm ³	NGL Mrd tonn	Kondensat Mrd Sm ³	Olje-ekvivalenter Mrd Sm ³
0	Reserver der produksjonen er avsluttet	32	114	4	1	154	0	0	0	0	0
1+2	Reserver i produksjon eller med godkjent utbyggingsplan	3719	1822	126	141	5917	240	64	5	17	324
	Samt ressurser	3751	1937	130	142	6071	240	64	5	17	324
	Solgt per 31.12.2000	2187	677	52	41	3005	181	50	3	4	244
	Gjenværende ressurser	1564	1259	78	100	3067	62	14	2	13	90
3	Resurser knyttet til felt										
	Sen planleggingsfase	102	113	6	0	224	10	1	-2	0	7
4	Tidlig planleggingsfase	129	751	24	10	937	73	-4	7	8	92
5	Kan bli bygd ut på lang sikt	19	62	4	0	85	3	25	4	0	34
6	Ubygging er lite sannsynlig	12	13	2	0	25	5	11	2	0	20
	Samt ressurser knyttet til felt	363	917	36	10	1379	89	33	10	8	150
	Samt felt	4613	2874	166	152	7351	333	97	16	25	484
	Gjenværende ressurser og ressurser knyttet til felt	1836	2197	112	110	4346	151	47	12	19	240
FUNN											
	Resurser knyttet til funn										
3	Sen planleggingsfase	92	348	29	98	593	-135	-74	-2	-24	-235
4	Tidlig planleggingsfase	21	487	10	38	545	2	126	9	25	170
5	Kan bli bygd ut på lang sikt	54	267	1	29	352	-15	6	-4	-13	-20
6	Ubygging er lite sannsynlig	40	61	2	4	108	1	-1	0	3	2
7	Nye funn under evaluering	20	95	0	0	115	19	56	0	-36	39
	Samt ressurser knyttet til funn	366	1258	41	169	1773	-130	113	3	-44	-54
	Samt felt og funn	4979	4132	207	322	9123	203	210	19	-18	430
8	Mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad	435	500			935	-75	0	0	0	-75
9+11	Uoppdagede ressurser	1350	2400			3750	12	82	0	0	94
	Totale utvinnbare ressurser	6054	7032	205	322	13796	138	292	19	-18	448
	Solgt per 31.12.2000	2187	677	52	41	3005	181	50	3	4	244
	Gjenværende ressurser/ressurser	3867	6355	153	280	10791	-43	242	16	-34	205

Tilsvarende er i) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 ii) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 iii) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 iv) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 v) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 vi) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 vii) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 viii) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 ix) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 x) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 xi) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 xii) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 xiii) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 xiv) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 xv) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 xvi) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 xvii) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 xviii) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 xix) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.
 xx) ressurser i felt eller ressurser knyttet til felt.

Tabell 1.2 Ressursregnskapet for norsk sokkel per 31.12.2000

usikkerheten i ressursanslagene. De totale utvinnbare ressursene er anslått til om lag 13,8 milliarder Sm³. Dette fordeler seg på 6,8 milliarder Sm³ o.e. væske og 7 milliarder Sm³ o.e. gass, se tabell 1.2. Dette er en økning på om lag 450 millioner Sm³ o.e. siden 31.12. 1999 når en bruker den nye omregningsfaktoren for NGL (1,9 Sm³ o.e. per tonn).

Av dette er 22 prosent solgt og levert. Gjenværende reserver i felt utgjør 22 prosent, mens ressurser knyttet til felt utgjør ni prosent. Funn og uoppdagede ressurser utgjør henholdsvis 13 og 27 prosent, mens mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad utgjør sju prosent. Fordeling av gjenværende oppdagede ressurser i forskjellige ressursklasser er vist i figur 1.4. Ressurser knyttet til felt i produksjon utgjør to tredeler av de oppdagede ressursene. Inkludert i dette er også mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad. Fem prosent er knyttet til felt som er godkjent for utbygging, men ennå



Figur 1.2 Fordelingen av de opprinnelige utvinnbare petroleumsressursene på norsk sokkel

ikke satt i produksjon, mens funn utgjør 28 prosent. De totale oljeressursene på norsk kontinentalsokkel er anslått til om lag seks milliarder Sm³. Figur 1.5 viser fordelingen av de utvinnbare oljeressursene. Av oljeressursene er 34 prosent solgt og levert. De gjenværende utvinnbare oljeressursene utgjør 27 prosent, mens konkrete prosjekt og mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad er anslått til 11 prosent av de totale oljeressursene. Funn og uoppdagede ressurser utgjør henholdsvis åtte og 20 prosent.

De totale gassressursene på norsk kontinentalsokkel er anslått til om lag sju milliarder Sm³. Figur 1.6 viser fordelingen av de utvinnbare gassressursene.

Ti prosent av gassressursene er solgt og levert. De gjenværende utvinnbare gassressursene utgjør 18 prosent, mens konkrete prosjekt og mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad er anslått til 20 prosent av de totale gassressursene. Funn og uoppdagede ressurser utgjør henholdsvis 18 og 34 prosent.

Per 31.12.2000 er tre milliarder Sm³ o.e. solgt og levert. Dette fordeler seg på 2187 millioner Sm³ olje, 677 millioner Sm³ gass, 41 millioner Sm³ kondensat og 52 millioner tonn NGL, se tabell 1.2.

De gjenværende utvinnbare ressursene på 10,8 milliarder Sm³ har et lavt og høyt anslag på henholdsvis åtte og 14,5 milliarder Sm³ o.e., se figur 1.3. Væskeanslaget (olje, NGL og kondensat) er mellom 3,3 og 6,0 milliarder Sm³ med en forventning på 4,4 milliarder Sm³ væske. De gjenværende utvinnbare gassressursene er anslått til mellom 4200 og 9200 milliarder Sm³ med en forventning på 6400 milliarder Sm³.

Det er påvist i alt 5,0 milliarder Sm³ olje, NGL og kondensat og 4100 milliarder Sm³ gass, til sammen 9,1 milliarder Sm³ o.e. Oljedirektoratet anslår at mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad i allerede oppdagede funn og felt kan gi ytterligere 425 millioner Sm³ olje og 500 milliarder Sm³ gass. De uoppdagede ressursene er beregnet til 1,35 milliarder Sm³ olje og 2400 milliarder Sm³ gass.

Oljedirektoratets årsmelding og hjemmeside på internett (faktasider) gir en detaljert oversikt over funn og felt.

Usikkerhet i ressursanslagene

Ressursanslagene for de enkelte forekomstene i ressurs-

Definisjoner og omregningsfaktorer for olje og gass

Forekomst er en ansamling av petroleum i en geologisk enhet, avgrenset av bergarter med strukturelle eller stratigrafiske grenser, kontaktflate mellom petroleum og vann i formasjonen, eller en kombinasjon av disse, slik at den petroleumen som omfattes, overalt er i trykkommunikasjon gjennom væske eller gass.

Funn er en petroleumforekomst, eller flere petroleumforekomster samlet (det vil si som er oppdaget i samme brønn) som gjennom testing, prøvetaking eller logging er sannsynliggjort å ha bevegelig petroleum.

Felt er ett eller flere funn samlet som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut, og som myndighetene har godkjent en plan for utbygging og drift (PUD) eller innvilget et PUD-fritak for.

Ressurser opprinnelig til stede omfatter de petroleumressursene som er kartlagt etter geologiske metoder, og som er beregnet etter geologiske og petroleumstekniske metoder til å være til stede i en forekomst. Estimert skal angi mengdene ved salgsbetingelser. Gass opprinnelig til stede deles inn i fri gass og assosiert gass (oppløst i olje). Med NGL opprinnelig til stede menes komponenter oppløst i fri gass som vil gå over i NGL-fase ved den aktuelle/planlagte prosesseringen.

Ressurser/reserver opprinnelig utvinnbare omfatter de totale, salgbare/leverbare ressursene/reservene, fra produksjonsstart til produksjonen er avsluttet, ut fra den gjeldende forståelsen av tilstedeværende mengder og utvinningsgrad.

Reserver omfatter ressursene i klassene 0, 1 og 2, det vil si ressurser opprinnelig utvinnbare som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut, og som myndighetene har godkjent en PUD eller innvilget PUD-fritak for. Det kan skilles mellom reserver opprinnelig utvinnbare og gjenværende reserver.

Letemodell er et geografisk avgrenset område og et stratigrafisk nivå der et spesifikt sett med geologiske faktorer er til stede slik at petroleum skal kunne påvises i produserbare mengder. Slike geologiske faktorer er reservoarbergart, felle, moden kildebergart og migrasjonsveier samt at fellen er dannet før migrasjonen av petroleum opphørte. Alle funn og prospekter innenfor samme letemodell kjennetegnes ved letemodellens spesifikke sett av geologiske faktorer. Bekreftede letemodeller inneholder minst ett funn av produserbare mengder petroleum. Det er følgelig bekreftet at de kritiske geologiske faktorene samtidig er til stede for disse letemodellene. Ubekreftede letemodeller er letemodeller hvor det foreløpig ikke er påvist petroleum. Dette kan skyldes at leteboring ikke har startet, eller at det bare er boret tørre brønner i letemodellen

Oljeekvivalenter (forkortes o.e.) brukes når olje, gass og NGL skal summeres. Begrepet er knyttet til den energimengden som blir frigjort ved forbrenning av de ulike petroleumstypene. Basert på typiske brennverdier fra norsk kontinentalsokkel benytter Oljedirektoratet følgende omregningsfaktorer:

1000 Sm³ gass tilsvarer 1 Sm³ o.e.
1 Sm³ olje tilsvarer 1 Sm³ o.e.
1 tonn NGL tilsvarer 1,9 Sm³ o.e.

1 Sm³ = 6,293 fat
1 Sm³ = 35,3 kubikkfot

regnskapet er beheftet med usikkerhet. For hver forekomst beregnes det et forventet volum. I tillegg beregnes det et lavt og et høyt anslag som er basert på en stokastisk modellering. Usikkerheten er knyttet til flere faktorer og er vanligvis størst for forekomster som ikke er påvist, og som er i en tidlig evalueringsfase. For disse forekomstene er usikkerheten knyttet til kartlegging av forekomstens utstrekning i tillegg til reservoar- og produksjonsegenskapene. For felt som er i produksjon, vil usikkerheten være knyttet til reservoaroppførselen, samt til om mulige tiltak for økt utvinningsgrad vil bli gjennomført, og effekten av disse tiltakene.

På samme vis som det er knyttet usikkerhet til størrelsen på den enkelte forekomsten, er det knyttet usikkerhet til størrelsen på de totale ressursene, altså summen av oppdagede og uoppdagede ressurser. Det er foretatt en beregning av aggregerte ressurser der vi foruten basisverdien også tar hensyn til sannsynlighetsfordelingen av volumene for hver enkelt forekomst.

Ressursene i felt

De totale utvinnbare ressursene i felt er anslått til 7,4 milliarder Sm³ o.e. hvorav 3 milliarder Sm³ o.e. er solgt og levert. Usikkerheten i de gjenværende utvinnbare ressursene er anslått til mellom 3,8 og 4,7 milliarder Sm³ o.e. med en forventning på 4,3 milliarder Sm³ o.e.

Siden forrige årsskiftet har det vært en økning i underkant av 500 millioner Sm³ o.e. for ressurser i felt. Halvparten av denne økningen skyldes at feltene Grane, Kvitebjørn, Ringhorne og Tambar fikk godkjent plan for utbygging og drift (PUD) i 2000. Reservene i enkelte andre felt er oppjustert, og det er gjort flere funn som er knyttet til felt. Det er identifisert nye prosjekter i planleggingsfasen for økt utvinningsgrad. Dette gjelder særlig for kalkfeltene, Ekofisk og Valhall. Derved har en implementert noe av potensialet som ligger i framtidige tiltak for økt oljeutvinning. De gjenværende utvinnbare ressursene som er relatert til felt, utgjør 1,8 milliarder Sm³ olje, 2200 milliarder Sm³ gass, 112 millioner tonn NGL og 110 millioner Sm³ kondensat, til sammen 4,3 milliarder Sm³ o.e.

Ved utgangen av 2000 var 45 felt i produksjon, sju felt var godkjent utbyggt, men ennå ikke satt i produksjon, og produksjonen var avsluttet på ti felt.

Ressursene i funn

De totale utvinnbare ressursene i funn er anslått til

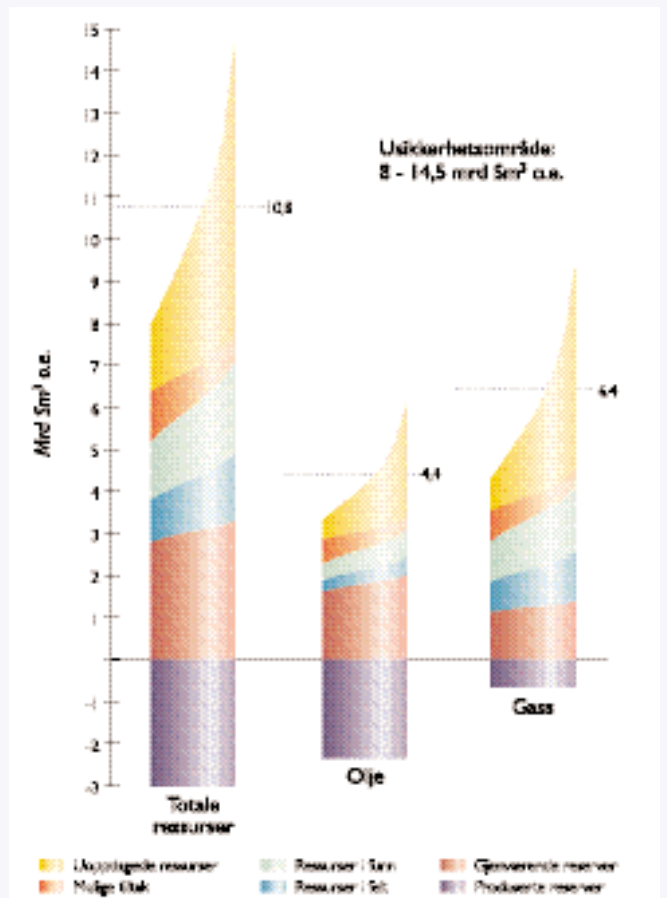
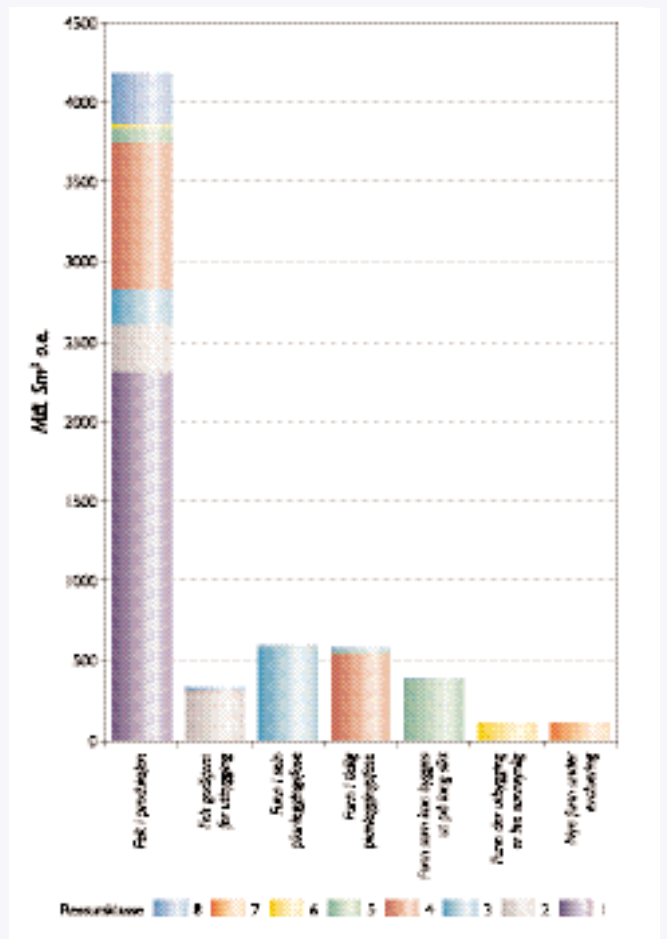


Fig. 1.3 Usikkerhet i ressursanslagene



Figur 1.4 Fordelingen av gjenværende oppdagede ressurser

mellom 1,4 og 2,2 milliarder Sm³ o.e. med en forventningsverdi på 1,8 milliarder Sm³ o.e., se tabell 1.2. Dette er en reduksjon på 54 millioner Sm³ o.e. siden 1999. Reduksjonen skyldes at en rekke funn har fått feltstatus etter at de har fått godkjent PUD, samt at ressursene i nye funn ikke er tilstrekkelige til å erstatte de som har fått endret ressursklasse.

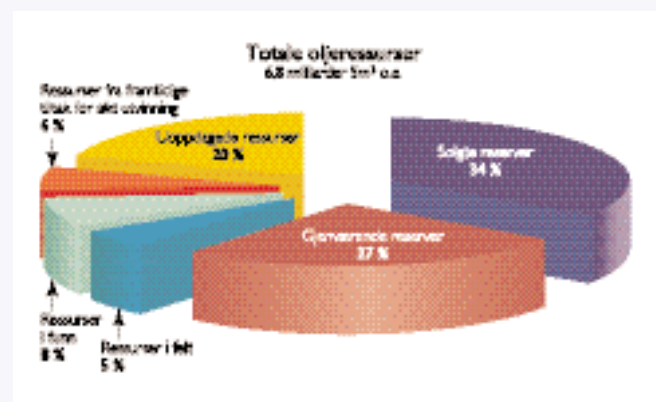
Det er bokført 79 funn som ennå ikke er godkjent utbygd. Av disse ligger henholdsvis 14 og 12 funn i sein og tidlig planleggingsfase. Det er forventet at de fleste av disse vil bli bygd ut i løpet av ti år. I tillegg vurderes 48 funn for utbygging på lang sikt, men det er store usikkerheter til om disse blir bygd ut. Flere funn er avhengig av at det etableres infrastruktur for utbygging, at det finnes løsninger for salg av gass, eller at det finnes tekniske løsninger for utbygging av kompliserte reservoarer. I tillegg er det gjort en rekke små funn der utvinning vurderes som lite sannsynlig.

Ressurser fra økt utvinning

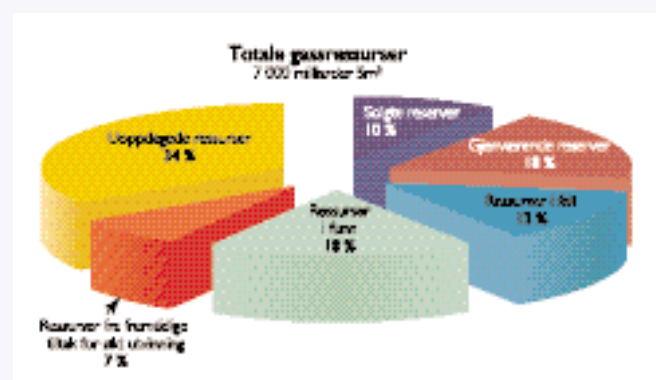
Basert på Oljedirektoratets mål om gjennomsnittlig 50 prosents utvinningsgrad av olje og 75 prosents utvinningsgrad av gass, er det beregnet at potensialet som ligger i mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad utgjør 425 millioner Sm³ olje og 500 milliarder Sm³ gass, til sammen 0,9 milliarder Sm³ o.e. Rettighetshaverne har indikert prosjektmuligheter på enkeltfelt som samlet utgjør om lag 320 millioner Sm³ o.e. Disse er i ressursklasse 3 og 4.

Uoppdagede ressurser

De uoppdagede ressursene innen hver letemodell, av i alt 58 letemodeller, er beregnet ut fra kjennskap til funn og til kartlagte prospekter innen letemodellen. Ved hjelp av en statistisk metode kan en beregne størrelsen på de hypotetiske funn en kan gjøre i letemodellen. Disse blir nytt til å beregne størrelsen på de fremtidige funn. De totale uoppdagede ressursene er anslått til mellom 1,5 og 6,8 milliarder Sm³ o.e. med en forventningsverdi på 3,8 milliarder Sm³ o.e. Væskeandelen er anslått til 1,4 milliarder Sm³ med en usikkerhet på mellom 0,4 og



Figur 1.5 Fordeling av oljeresurser på norsk sokkel



Figur 1.6 Fordelingen av gassressursene på norsk sokkel

2,6 milliarder Sm³. Gassen er anslått til mellom 700 og 4 700 milliarder Sm³ med en forventningsverdi på 2 400 milliarder Sm³. Anslaget for de totale uoppdagede ressursene er økt med omlag 100 millioner Sm³ o.e. siste år.

Ressurser som er påvist ved boringer er fratrukket. Forandringene i anslaget er primært justeringer som følge av positive resultater fra letevirksomheten i Norskehavet. Det er boret 18 brønner i Norskehavet siden 1998 og sju nye funn er gjort. Større sikkerhet i kartlegging og bekreftelse av gode reservoarbergarter på større dyp har ført til økende forventninger til ressurspotensialet.

Leteboringene i Barentshavet siste året gav et meget positivt resultat. Det ble påvist olje i Hammerfestbassenget og i Nordkappbassenget. Selv om det er meget stor usikkerhet knyttet til funnstørrelsen, har resultatene økt sannsynligheten for at utvinning av olje og gass i Barentshavet kan finne sted.

Det arbeides nå for å oppdatere begningene av grunnlaget for de uoppdagede ressursene på hele sokkelen, både i Nordsjøen, Norskehavet og i Barentshavet. Resultatene av dette vil bli publisert senere.



2. Ressurstilvekst fra letevirksomheten

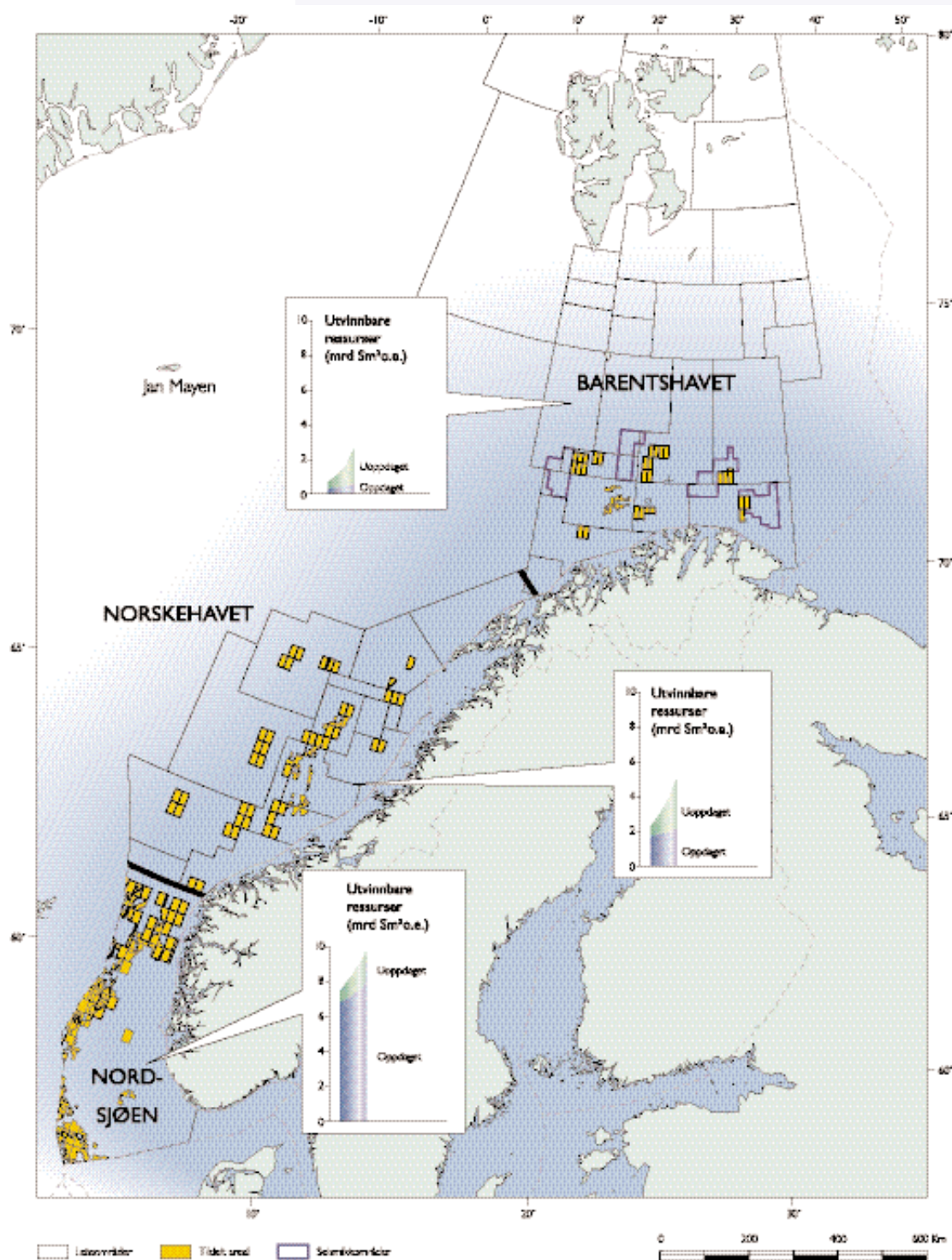
2.1 LETESTATUS

Områdene som i dag er åpnet for undersøkelsesvirksomhet, utgjør om lag 60 prosent av norsk kontinentalsokkel. Ni prosent av åpent område er konsesjonsbelagt i form av tildelte utvinningstillatelser.

Innenfor et så stort område vil letevirksomheten ha forskjellig utgangspunkt med hensyn til ressurspotensial, etablert infrastruktur og miljømessige utfordringer.

Det finnes fortsatt store mengder uoppdagede olje- og gassressurser på norsk sokkel. Figur 2.1 viser fordelingen av oppdagede og uoppdagede ressurser på norsk sokkel. Framtidig leting vil omfatte både etablerte leteområder som Nordsjøen og nye områder som Norskehavet med nye utfordringer knyttet til geologisk forståelse og teknologiske løsninger på dypt vann.

Nordsjøen er det best utforskede området på norsk



Figur 2.1 Letestatus; oppdagede og uoppdagede ressurser

sokkel. Det er en god geologisk forståelse av store deler av området, men i deler av Nordsjøen, som Skagerak, er det fortsatt ikke tildelt utvinningstillatelser.

En av hovedutfordringene i Nordsjøen er å kartlegge ressurser i nærheten av eksisterende og planlagt infrastruktur. Sett fra et ressursforvaltningssynspunkt er det viktig at aktørene oppmuntres til å kartlegge og utnytte mindre funn som kan utnytte infrastrukturen som er bygget for feltene som allerede er i produksjon. Hvis ikke små funn blir utnyttet mens de store innretningene fortsatt er i produksjon, risikerer vi at en del små funn aldri blir lønnsomme å utvinne. Selv svært små funn vil kunne gi god lønnsomhet dersom eksisterende infrastruktur utnyttes godt. Tildeling av utvinningstillatelser og letestrategien i Nordsjøen vil reflektere disse utfordringene slik at Nordsjøen sannsynligvis fortsatt vil være viktig for letevirksomheten også på lengre sikt.

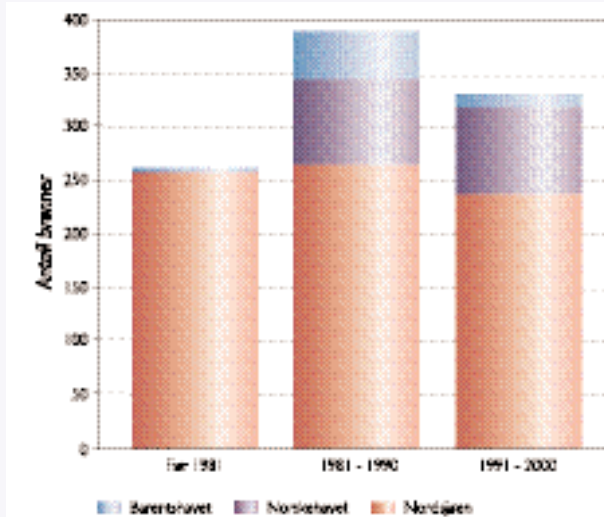
Selv om leteaktiviteten har vært og fortsatt er høyest i Nordsjøen, er Norskehavet det nye vekstområdet, se figur 2.2.

Det går fram av figur 2.3 at det vesentligste av ressurstilveksten fra letevirksomheten på sokkelen siste niårs periode er i Norskehavet. I løpet av de siste fem til seks årene er det gjort en rekke betydelige funn i dette området. I tillegg er flere oljeproduksjonsanlegg etablert i området noe som gir økt lønnsomhet for mindre funn som kan fases inn. Framtidig leting vil bidra til økt geologisk forståelse av området og dermed endret anslag for ressursbasen. Disse faktorene vil ventelig øke interessen for leteboring på denne delen av sokkelen.

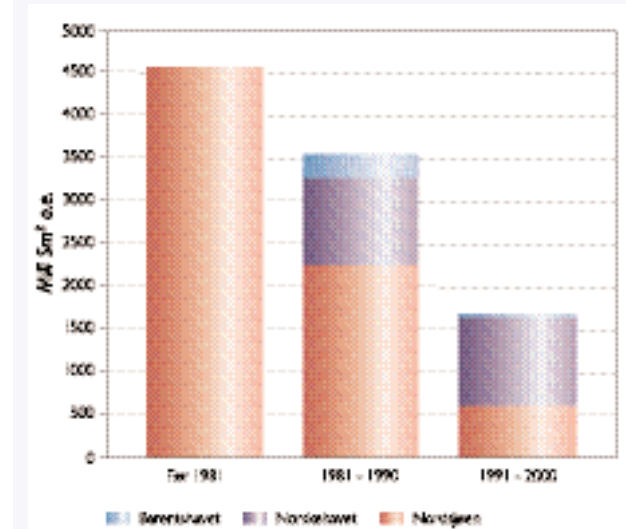
Petroleumsvirksomheten i Barentshavet står overfor store utfordringer. Det er foretatt tilpasninger i rammerverket for dette området med sikte på å legge forholdene til rette for videre letevirksomhet.

Oljedirektoratets ressursberegninger viser at det er et betydelig hydrokarbonpotensial i Barentshavet. Området er stort, og mengdene med 2D- og 3D-seismikk som er samlet inn i forbindelse med Barentshavsprosjektet, vil sammen med resultatene fra de siste boringene, bidra til å øke forståelsen av områdets geologi og til videre kartlegging av potensielle hydrokarbonfeller.

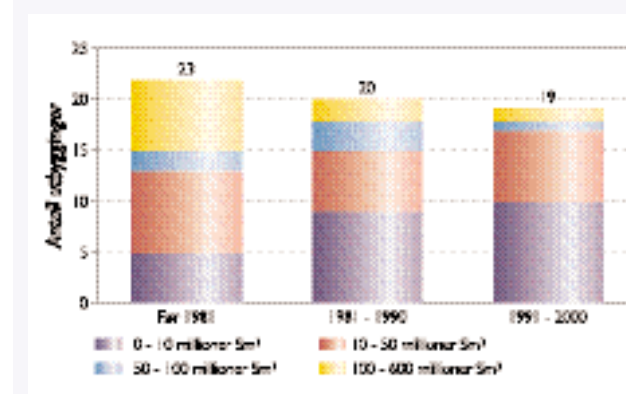
I fjor ble det avsluttet tre undersøkelsesbrønner i Barentshavet. Det har ikke vært boret undersøkelsesbrønner i området siden 1994. I to av letebrønnene ble det påvist hydrokarboner.



Figur 2.2 Antall undersøkelsesbrønner i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet



Figur 2.3 Ressurstilvekst fra letevirksomhet de siste årene



Figur 2.4 Antall utbygginger per år

Fra funn til utbygging

På 70-, 80-, og 90-tallet ble det satt i produksjon henholdsvis 23, 20 og 19 funn, se figur 2.4. Det gir et gjennomsnitt på to utbygginger per år. Det er grunn til å tro at denne tendensen ikke blir merkbart endret i framtiden. Oljedirektoratets prognose for framtidig produksjon legger til grunn to utbygginger per år ved periodisering av de uoppdagede ressursene.

Figur 2.5 viser produksjonen og prognosene for funn som ble gjort på henholdsvis 70-, 80-, og 90-tallet. Figuren viser at produksjon fra funn de siste ti årene forventes å gi mindre bidrag til totalproduksjonen fra norsk sokkel enn funn fra foregående tiårsperioder. Dette henger sammen med at funnene i gjennomsnitt blir mindre.

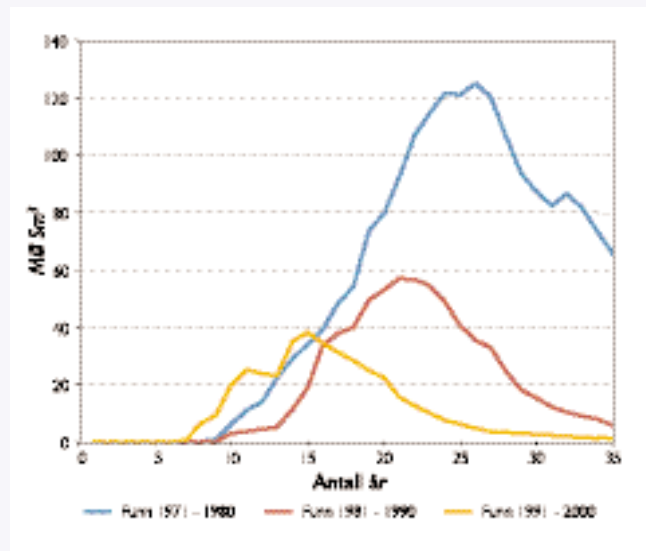
2.2 FUNN FREKVENNS

Av 630 undersøkelsesbrønner som er boret på norsk kontinentalsokkel, er det gjort funn i 230 brønner. Det gir en funnfrekvens på 37 prosent som er et godt resultat etter internasjonal målestokk.

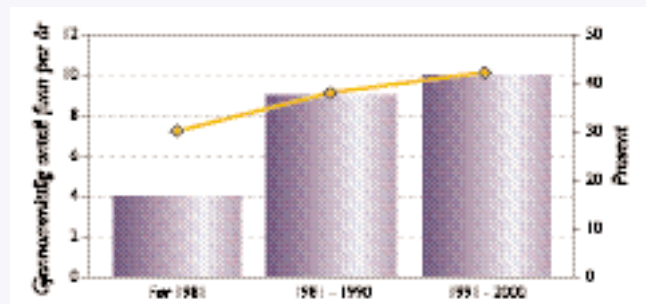
Figur 2.6 viser funnfrekvens og gjennomsnittlig antall funn per år. Funnfrekvensen er stigende. I den siste tiårsperioden har funnfrekvensen vært på over 40 prosent i gjennomsnitt. Det er flere årsaker til dette, men en viktig årsak er store framskritt både med hensyn til innsamling, prosessering og tolkning av seismiske data de siste ti årene. Den største forbedringen i letefasen har vært overgangen fra 2D- til 3D-seismikk, noe som har gitt et større og bedre datagrunnlag for beslutninger om leteboring og dermed til mer treffsikker leting.

Figur 2.7 illustrerer den store økningen i antall linjekilometer som er skutt på 90-tallet. I tillegg viser figuren at en stadig større del av seismikken blir skutt nord for 62°. Tallene inkluderer også seismikk som blir skutt for å forbedre kartleggingen i eksisterende felt.

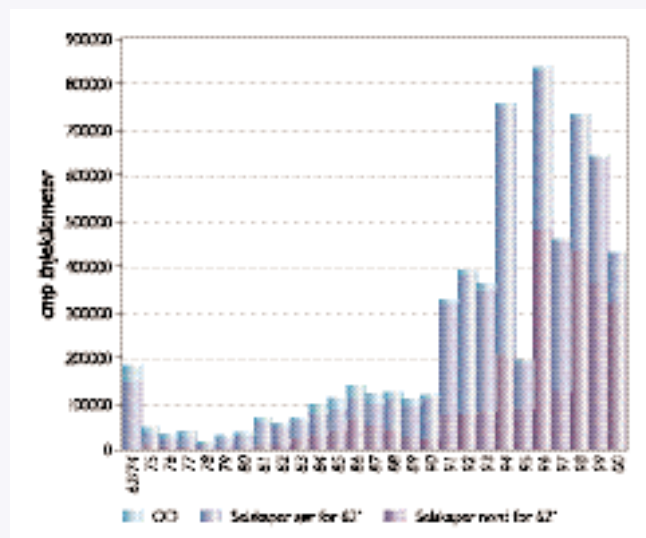
Figur 2.8 viser et eksempel på at oppløsning og detaljeringsgrad øker ifra 2D- til 3D- og 4C- seismikk og gir dermed et mer nøyaktig datagrunnlag før boring. Utviklingen innen seismikk har bidratt til mer treffsikker leting og dermed økt funnfrekvens.



Figur 2.5 Normalisert produksjon og prognosene for funn i perioden 1971 til 2000



Figur 2.6 Funnfrekvens og gjennomsnittlig antall funn per år



Figur 2.7 Seismikk innsamlet på norsk kontinentalsokkel i perioden 1962 til 2000

2D seismikk → 3D seismikk → 4C seismikk



Figur 2.8 Havbunns-, flerkomponent seismikk (Kilde: BP)

2.3 SISTE NI ÅRS LETING

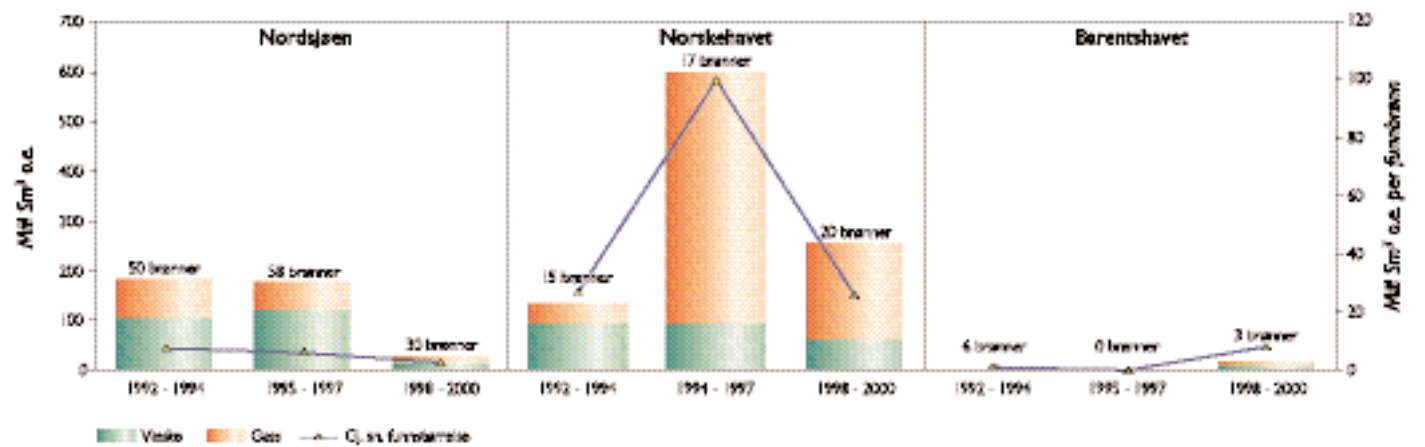
Oljedirektoratet har foretatt en analyse av letevirkomheten de siste ni årene. Letingen de tre siste årene er sammenlignet med de foregående treårsperiodene. Oljedirektoratet foretar jevnlig slike analyser for å få bedre kunnskap om hvordan verdiskapingen som er knyttet til letevirkomheten, utvikler seg. Dette vil, sammen med annen informasjon gi et grunnlag for utformingen av letestrategien på sokkelen. Letestrategien og aktiviteten skal avspeile de særskilte utfordringene en står overfor i hvert enkelt område.

Ressursanslagene for funn som er satt i produksjon er mye sikrere enn for funn som ikke er utbygget. Generelt gjelder det at usikkerheten i ressursanslagene er størst ved funntidspunktet og avtar siden. Verdien av funnet angis ved nåverdi. Ressursanslaget er basis for beregningen av denne verdien. Nåverdianslagene er derfor mer usikre for funn som er gjort sent i niårsperioden enn for funn som er gjort tidlig i perioden. Dette gjør sammenlikning av ressursanslagene i funn for ulike år problematisk. Spesielt er ressursanslagene og nåverdi for funn som er gjort i 2000 svært usikre.

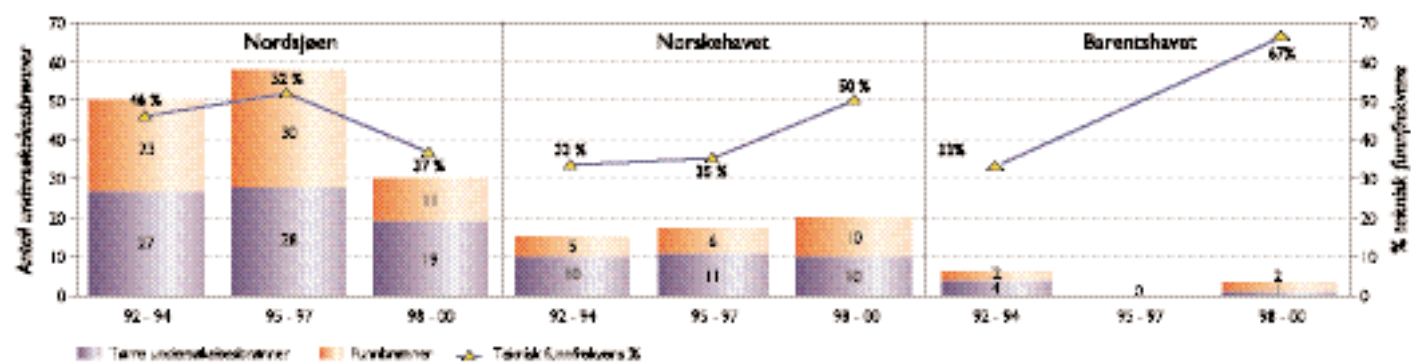
Ressurstilvekst

Som figur 2.9 viser har ressurstilveksten har vært størst i Norskehavet. Den kraftige ressurstilveksten i andre treårsperioden forklares av funnet Ormen Lange i 1997, som har et forventet ressursestimat på 400 milliarder Sm³ gass.

I Nordsjøen er ressurstilveksten avtakende. Letevirkomheten de siste tre årene har bidratt med lavere ressurstilvekst i Nordsjøen enn i de øvrige treårsperiodene. Gjennomsnittlig funnstørrelse i



Figur 2.9 Utvinnbare ressurser påvist i perioden 1992 til 2000 og totalt antall avsluttede undersøkelsesbrønner



Figur 2.10 Undersøkelsesbrønner og funnfrekvens i perioden 1992-2000

Nordsjøen har avtatt over hele perioden. 20 prosent av funnene de siste tre år er funn som er relatert til eksisterende felt.

Leteaktiviteten

Boreaktiviteten i Nordsjøen har avtatt den siste tre års perioden. Figur 2.10 viser også at funnfrekvensen i Nordsjøen er redusert i denne perioden i forhold til tidligere treårsperioder. Funnfrekvensen er imidlertid høy i internasjonal målestokk.

Boreaktiviteten i Norskehavet er økende, men lavere enn i Nordsjøen. De siste tre årene er 20 av 53 undersøkelsesbrønner boret i Norskehavet. Imidlertid har funnfrekvensen den siste treårsperioden vært høyere i Norskehavet enn i Nordsjøen. Funnfrekvensen har vært 50 prosent de siste tre årene noe som er svært høyt internasjonalt.

Letekostnader

Figur 2.11 viser utviklingen i letetekostnadene. Letetekostnaden per påbegynt letebrønn den siste treårs perioden er

høyere enn i foregående treårsperioder. Økningen i Norskehavet kan blant annet forklares med høy andel undersøkelsesbrønner på dypt vann og i kompliserte reservoarer.

Lønnsomhet av leting

Figur 2.12 viser beregnet lønnsomhet av leting i perioden 1992 til 2000, uttrykt i netto nåverdi av forventet kontantstrøm. Prisene på petroleumsproduktene er basert på forutsetningene i Langtidsprogrammet 2002-2005 (St.meld nr 30 2000-2001). Nåverdiene er beregnet før skatt og med sju prosent diskonteringsrente. Figuren viser at beregnet lønnsomhet av leting har vært avtagende både i Nordsjøen og i Norskehavet i perioden 1992 til 2000. Totalt har letevirksomheten i denne perioden avslørt et potensial på 67 milliarder 2000-kroner i Nordsjøen og 117 milliarder 2000-kroner i Norskehavet.

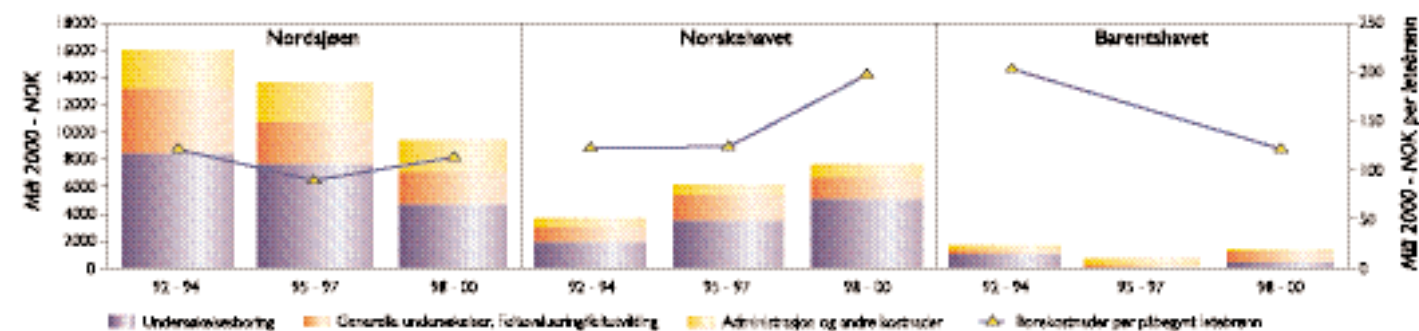
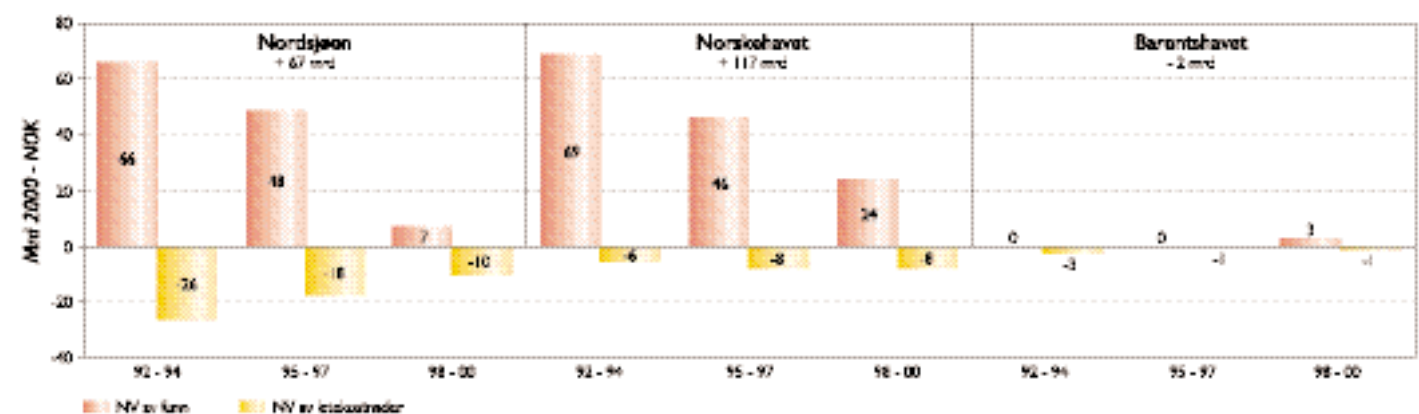
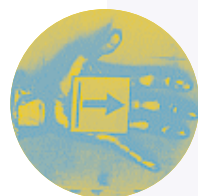


Fig 2.11 Letetekostnader i perioden 1992 til 2000



Figur 2.12 Lønnsomhet av leting på norsk sokkel 1992-2000

3. Ressursutvikling



I løpet av de ti siste årene har det totale ressursgrunnet (utvinnbar olje, gass, NGL og kondensat) hatt en positiv utvikling, se figur 3.1. Anslaget over de totale utvinnbare ressursene har økt med over 60 prosent siden 1990. Gjenværende utvinnbare ressurser utgjør i dag like mye som hele ressursgrunnet var anslått til i 1995. Uoppdagede ressurser er i dag på samme nivå som i 1990, på tross av at det ble gjort mange funn på 90-tallet.

En av årsakene til dette er en oppjustering av anslaget for de uoppdagede ressursene. Oppjusteringen er basert på en grundig gjennomgang i 1995 av tilgjengelige data, og anslaget er siden jevnlig blitt oppdatert. Store mengder seismiske data, blant annet 3D-seismikk, er samlet inn de siste ti årene. Dette har ført til mer treffsikker leteboring.

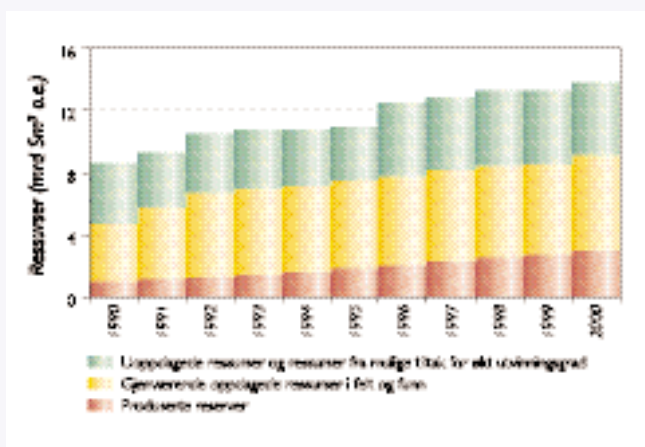
Økningen i de påviste ressursene i funn og felt skyldes først og fremst ny teknologi, til dels teknologisprang. Større deler av reservoarene kan nå nås med færre brønner og mer presis boring, og gjenbruk av brønner ved sideboring til nye lokasjoner har redusert borekostnadene. Videreutviklede seismiske metoder bidrar til at en lettere kan identifisere de resterende petroleumsvolumene. Utvinningsmessig har muligheter for utstrakt bruk av gass til injeksjon vært avgjørende.

Oljedirektoratet tror på fortsatt vekst, men det vil kreve en betydelig innsats og risikovilje fra så vel oljeselskaper som myndigheter.

3.1 RESSURS- OG RESERVEUTVIKLING

Figur 3.2 viser hvordan volumet av olje og gassressurser i funn fra 8. til 14. tildelingsrunde har endret seg. Faktoren for ressursendring er beregnet i forhold til funnvolumet. Figuren sammenligner operatørens ressursanslag ved tildeling av utvinningstillatelser, anslaget før boring, etter funn, årene etter funn fram mot en eventuell utbygging og i 2000.

Ettersom funnene på norsk sokkel har svært ulike størrelser og reservoaregenskaper, er de i denne figuren



Figur 3.1. Endringer i ressursgrunnet. Totalt utvinnbar olje, gass, NGL og kondensat

Kategori	Volum (Sm ³ o.e.)
Små	< 15 millioner
Mellomstore	15-50 millioner
Store	>50 millioner

Tabell 3.1 Størrelseskategorier for funn (relatert til funnvolum) og felt (relatert til PUD-volum) brukt i rapporten

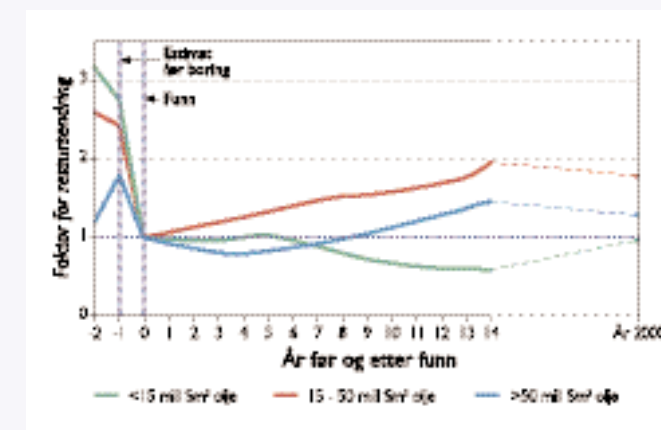
fordelt i tre størrelseskategorier etter funnvolumet, se tabell 3.1.

Erfaringer viser at det for små funn vanligvis blir gjort svært optimistiske anslag av ressursvolumene før leteboring. Det totale ressursanslaget for små funn halveres etter en tid. Mange av de minste funnene blir ikke videreutviklet, og ressursgrunnet avtar.

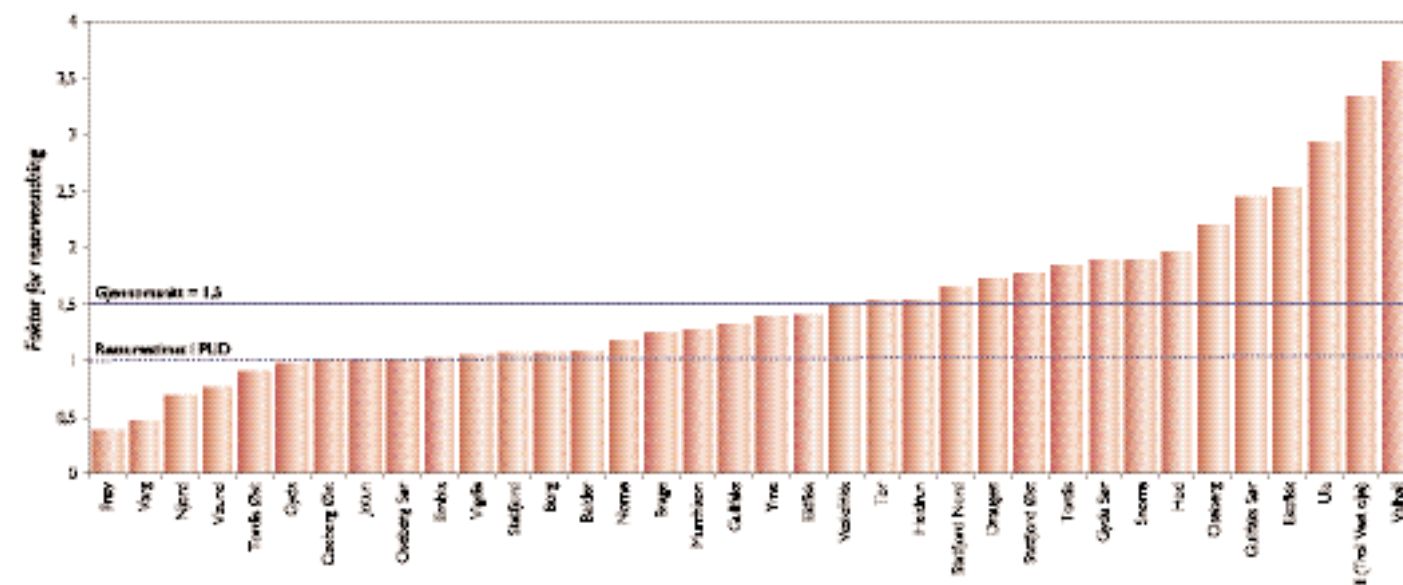
Anslagene for de mellomstore funnene er også optimistiske før det er gjort funn. Etter at det er gjort funn, øker ressursanslaget igjen. Et mellomstort funn er stort nok til at det kan forsvares økonomisk å videreutvikle ressursgrunnet. Statistikken viser at ressursanslaget for disse funnene er doblet etter femten år i forhold til funnvolumet.

Ressursanslaget ved funntidspunktet for de største funnene samsvarer godt med nåværende estimater. De første årene etter at funn er gjort, er ressursanslaget for de store funnene likt anslaget før leteboringen starter. De største funnene har deretter hatt en videre ressurstilvekst utover anslaget i leteperioden. Noen av de største funnene på norsk sokkel ble gjort allerede tidlig på 70-tallet.

Figur 3.3 viser hvordan oljereservene har endret seg i forhold til anslagene gitt som beslutningsgrunnlag i forbindelse med utbygging. I gjennomsnitt har reserveanslaget økt med 50 prosent i forhold til PUD-anslaget. De siste årene har oljereservene særlig økt på



Figur 3.2 Ressursendring for olje og gass, relatert til funnvolum, årene etter funn og i 2000



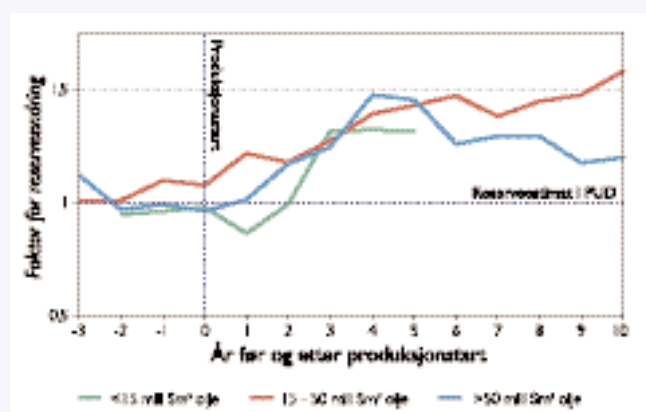
Figur 3.3 Oljereserveendring i forhold til reserver anslått i PUD

feltene Ekofisk, Ula, Valhall og Troll. Bare på noen få felt har reserveanslaget blitt mindre enn anslaget i PUD.

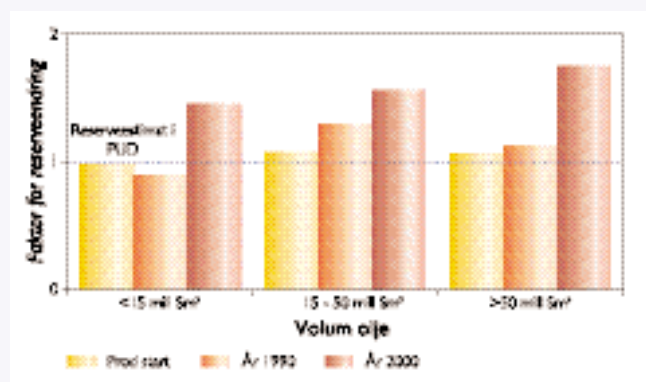
Reserveanslagene for feltene i årene før og etter produksjonsstart er vist i figur 3.4. Figuren viser at utviklingen for de tre størrelseskategoriene er nokså lik. Anslagene for oljereservene øker for så å stabilisere seg. De mellomstore feltene har størst gjennomsnittlig reservevekst de første årene etter produksjonsstart. De små feltene har også hatt reservevekst. De funnene som blir utbygd og satt i produksjon, har generell positiv reservevekst i forhold til PUD. Erfaringer viser at PUD-anslaget generelt er for konservativt.

Figur 3.5 sammenligner den gjennomsnittlige veksten fram til produksjonsstart, 1990 og 2000. Reserveendringen er også her sammenlignet med reserveanslaget i godkjent PUD. Økningen i reserveanslaget fra produksjonsstart til 2000 er størst for de største feltene. Feltene med lang produksjonshistorie hadde også en reserveøkning på 90-tallet. Dette vises ikke i figur 3.4 for felter som har lengre produksjonshistorie enn ti år.

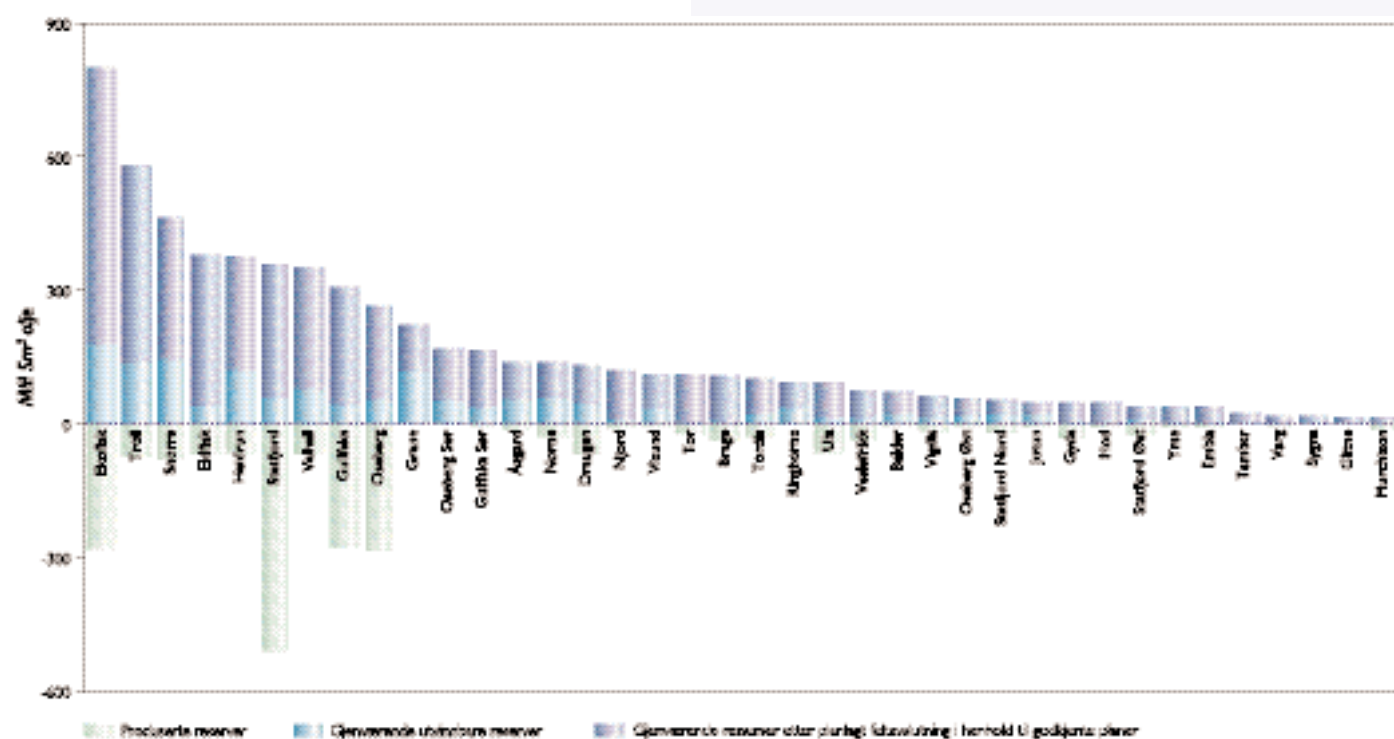
De siste ti årene har alle feltkategorier i gjennomsnitt hatt en økning i reservetilveksten. Dette skyldes blant annet forbedret og mindre kostnadskrevenne bore- og brønnteologi som har gjort det mulig å bore flere brønner, horisontale brønner og lengre brønner.



Figur 3.4. Faktor for endring i oljereservene for små, mellomstore og store felt relatert til anslaget som ble oppgitt i godkjent PUD



Figur 3.5 Faktor for endring i oljereservene ved produksjonsstart, i 1990 og i 2000 i forhold til anslaget som ble oppgitt i godkjent PUD



Figur 3.6 Gjenstående oljeresressurser og oljereserver samt produserte volum fra felt på norsk sokkel

Dette, kombinert med bedre reservoarforståelse, har medført at større deler av reservoaret har blitt drenert, og utvinningsgraden har økt tilsvarende.

Det er store tilstedeværende volum med olje igjen i feltene på sokkelen. Figur 3.6 viser at det er potensiale for videre økning av reservene på norsk sokkel. Ressursene er vist som volum produsert, gjenværende utvinnbare ressurser og gjenværende tilstedeværende ressurser som det per i dag ikke er besluttet å produsere.

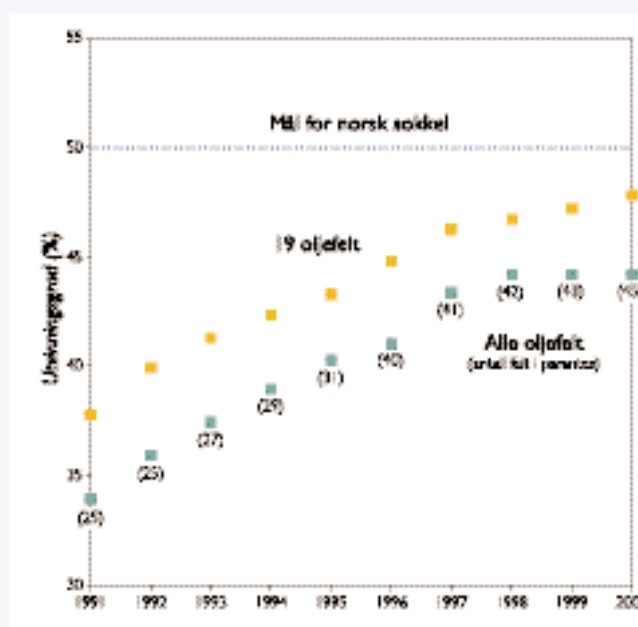
3.2 UTVINNINGSGRAD FOR OLJEFELT

På grunnlag av årets ressursregnskap og de bokførte oljereservene per 31.12. 2000 er den forventede gjennomsnittlige utvinningsgraden for olje på norsk sokkel beregnet til 44 prosent, se figur 3.7. Utvinningsgrad beregnes ut fra godkjente ressurser (ressursklasse 1 og 2) i felt relatert til de aktuelle tilstedeværende volumene. Antall oljefelt på sokkelen er vist i parentes for hvert år.

Fra 1990 til 1997 økte den forventede gjennomsnittlige utvinningsgraden for olje med nesten ti prosentpoeng. De siste tre årene har imidlertid prognosen for utvinningsgraden holdt seg på samme nivå. Dette skyldes i hovedsak at mange av feltene synes å ha nådd en teknisk-økonomisk grense for videre økning av reservene. Selv om noen av de nye feltene har høy utvinningsgrad, så er ikke dette nok til å motvirke effekten av at flere felt har nedjustert sine reserveanslag.

Forventet utvinningsgrad varierer fra felt til felt, og det er betydelig forskjell mellom reservoarer av sandstein og kalk. Gjennomsnittlig forventet utvinningsgrad for sandsteinsfeltene er 47 prosent. Statfjordfeltet som allerede har produsert 60 prosent av det tilstedeværende volumet og har ambisjoner om å oppnå ytterligere utvinning utover de planlagte 66 prosent, er et eksempel på et oljefelt som har meget høy utvinning også på verdensbasis. De godkjente planene for kalkfeltene på norsk sokkel har en gjennomsnittlig forventet utvinningsgrad på 35 prosent. Gjennomgående tettere reservoarer og langsomme uttømmingsmekanismer for kalkfeltene trenger ikke føre til en lavere gjennomsnittlig utvinningsgrad på lang sikt. Av kalkfeltene har Ekofiskfeltet, feltet som har produsert lengst på sokkelen, de senere årene økt den forventede utvinningsgraden til over 40 prosent.

Figur 3.7 viser også utviklingen av utvinningsgraden for 19 oljefelt som alle var godkjent for utbygging før eller i



Figur 3.7 Gjennomsnittlig forventet utvinningsgrad for alle oljefeltene på norsk sokkel og for 19 oljefelt som var godkjent utbygd per 1991. Tallene i parentes viser antall oljefelt på sokkelen for hvert år. Oljedirektoratet har som mål å nå 50 prosent gjennomsnittlig utvinningsgrad for felt.

løpet av 1991. For disse 19 oljefeltene, som har den lengste produksjonshistorien på sokkelen, øker utvinningsgraden stadig.

En lang produksjonshistorie gir økt kunnskap om feltene. Denne kunnskapen, kombinert med utviklingen av nye og forbedrede metoder for databearbeiding og modellering, har ført til innfasing av tilleggsressurser. Samtidig har prosjekter for å øke oljeutvinningen blitt satt i gang. Oljeselskaper på norsk sokkel har vært i fremste rekke når det gjelder å utvikle og å ta i bruk ny teknologi i forbindelse med kartlegging, utbygging og utvinning. Dette har kjennetegnet norsk sokkel og har ført til en stadig økende verdiskaping.

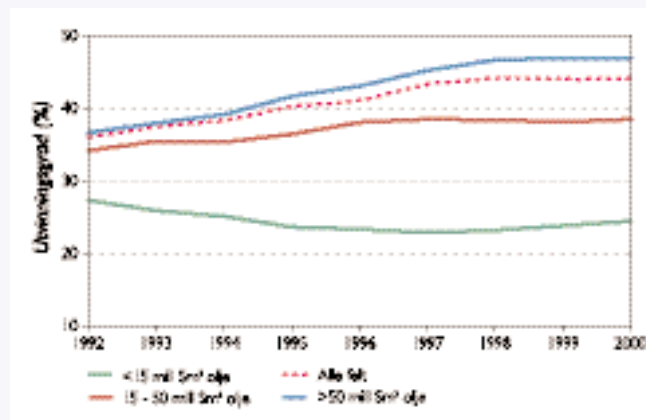
Blant de eldste oljefeltene finnes en stor del av de største feltene på norsk sokkel. Sju store oljefelt, som alle ble godkjent utbygd før 1991, har i dag 40 prosent av den tilstedeværende oljen og 57 prosent av forventede utvinnbare reserver. Det er feltene Draugen, Ekofisk, Eldfisk, Gullfaks, Oseberg, Snorre og Statfjord.

For å opprettholde trykket, samtidig som oljen blir fortrengt, har de fleste feltene idag vann- eller gassinjeksjon eller en kombinasjon av disse. Vanninjeksjon har spesielt bidratt til en stor økning av de utvinnbare reservene på Ekofiskfeltet, og det er store forhåpninger til at dette også vil være tilfelle på Vallhall som nå har vedtatt å starte vanninjeksjon.

Gassinjeksjon bidrar også mye til den gjennomsnittlig høye utvinningsgraden. Med få unntak vil alle oljefelt ha et teknisk potensial for økt utvinning ved gassinjeksjon. En bedret forståelse av de reservoartekniske mekanismene ved slik injeksjon er imidlertid nødvendig for å redusere usikkerheten med hensyn til prediksjon og beslutningsgrunnlag. Trolig har vi ennå ikke nådd optimalt nivå på utnyttelse av gass for økt oljeutvinning på sokkelen.

For de største feltene på sokkelen har økningen i gjennomsnittlig utvinningsgrad de siste årene vært relativ stor i forhold til de mindre feltene.

I dag ligger den forventede utvinningsgraden for store felt i gjennomsnitt ti prosent og 20 prosent høyere enn for henholdsvis mellomstore og små felt som figur 3.8 viser. De mindre feltene har en gjennomsnittlig lavere forventet utvinningsgrad. De små feltene er også sårbare for en eventuell nedside og det er ofte ikke lønnsomt å bore nye brønner. Mindre felt som bare har trykkavlastning får en lavere utvinningsgrad.



Figur 3.8 Gjennomsnittlig forventet utvinningsgrad for ulike feltkategorier; store, mellomstore og små felt (se tabell 3.1)

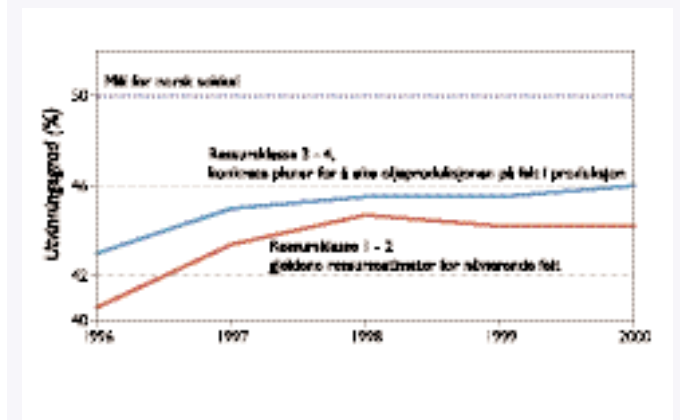
Det er store variasjoner innenfor hver gruppe. Flere av de mellomstore og store feltene har en forventet utvinningsgrad på over 50 prosent. Og selv et nytt lite felt som Sygna har en planlagt produksjon som skal gi over 50 prosent utvinningsgrad.

Hovedvekten av de store feltene er bygd ut med en permanent plassert innretning med egne boreenheter, i den senere tid også med havbunnsbrønner. Gjennomsnittlig utvinningsgrad for felt med undervannsløsning er lavere enn for felt med egen innretning. Av de store feltene som har ren undervannsløsning er det kun Norne som har en forventet utvinningsgrad på over 50 prosent. For de mindre feltene er om lag halvparten bygd ut med havbunnsbrønner. Å oppnå økt utvinning fra flere av disse feltene er krevende. Boring av nye brønner og brønnvedlikehold krever innhenting av rigg eller fartøy, og fleksibiliteten for endring av utvinningsstrategi er ikke tilstede på samme måte som på faste installasjoner.

For mindre felt er ressursgrunnlaget noen ganger ikke stort nok til at det er lønnsomt å ta i bruk ny teknologi eller bore flere nye brønner. Om lag 70 prosent av alle planer for å øke oljeutvinningen kommer fra de ti største feltene. Hvert av disse har tilstedeværende volum på over 200 millioner Sm³ olje og de utgjør samlet et volum tilsvarende 4 000 millioner Sm³ olje, figur 3.6. Det er nesten dobbelt så stort som for alle de andre oljefeltene tilsammen. Verdiskapingspotensialet som kan realiseres ved å øke de utvinnbare reservene i de største feltene er derfor meget stort.

Operatørens årlige rapportering til myndighetene gir et grunnlag for å følge utviklingen av planlagte prosjekter for å øke oljeutvinningen. Figur 3.9 viser utviklingen av den forventede gjennomsnittlige utvinningsgraden for alle felt som er i drift i dag, eller som er godkjent for utbygging. Gruppen med de samme feltene er sammenlignet for hvert år. Før godkjent PUD ble det offisielle ressursanslaget brukt.

Ressursene i tidlig og sen planleggingsfase, ressursklasse 3 og 4, inkluderer konkrete prosjekter for å øke utvinningsgraden for feltene, samt identifisert tilleggs-volum som kan fases inn til de samme feltene. Planer for utbygging av nye funn er ikke tatt med. Oljeselskapene har rapportert prosjekter i planleggingsfasen som gir et par prosentpoengs økning av utvinningsgraden. Det er viktig at alt blir lagt til rette for at disse prosjektene kan realiseres.



Figur 3.9 Forventet gjennomsnittlig utvinningsgrad for felt i drift og med godkjent utbyggingsplan og forventet utvinningsgrad når konkrete planer for å øke utvinningen på de samme feltene er inkludert.

Vi har følgende tre utfordringer framover når det gjelder oljeproduksjon og utvinningsstrategi.

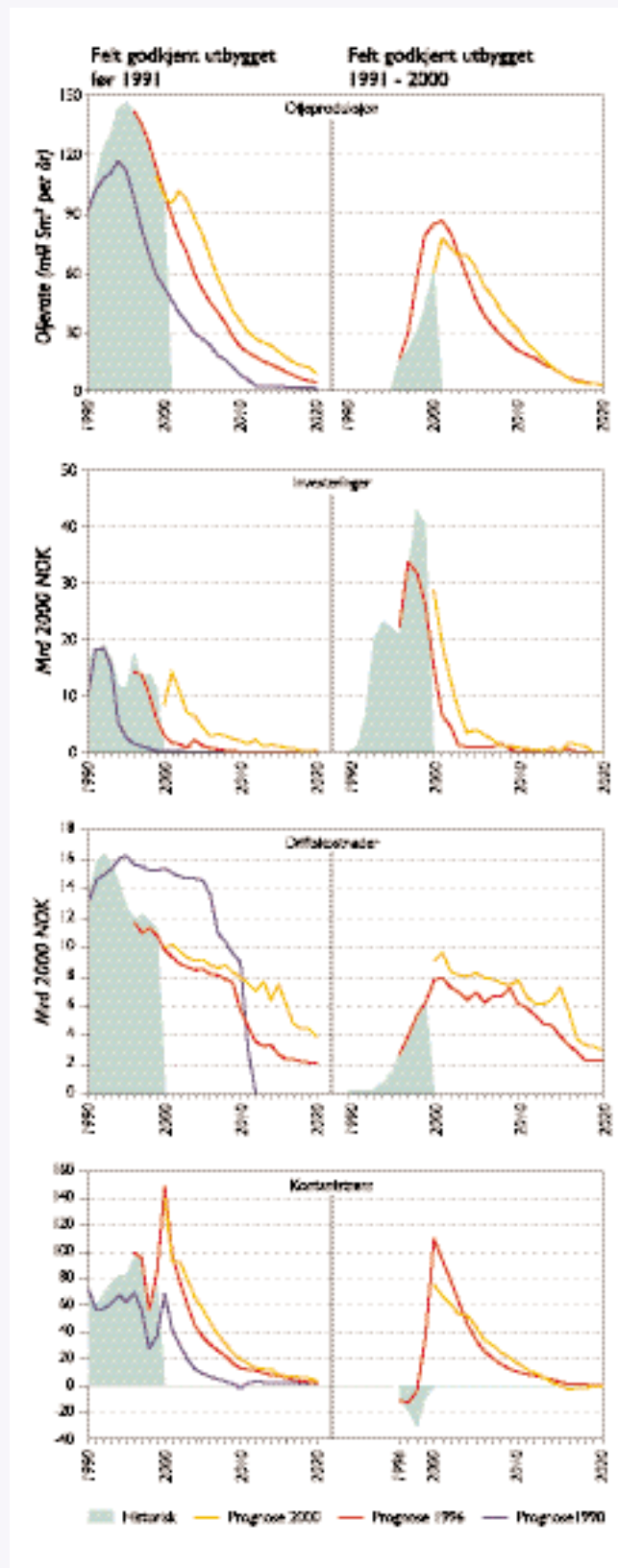
1. Det kreves fortsatt en stor innsats for å oppnå forventningen om 44 prosent gjennomsnittlig utvinningsgrad som dagens beslutninger legger opp til. Per 31.12. 2000 er det produsert olje som kun tilsvarer en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 29 prosent.
2. Konkrete økt utvinningsprosjekter som er i planleggingsfasen må få fokus og ressurser til å utvikles videre for så å bli implementert i feltene.
3. Dersom målet om en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 50 prosent for felt skal oppnås, vil dette kreve nye teknologiske løst basert på utviklingsarbeid i et langsiktig perspektiv.

3.3 OLJEFELTENES UTVIKLING

Produksjonsutviklingen på felt med tilhørende kostnadsutvikling er vist i figur 3.10. Hvordan forventningen til produksjon og kostnader har endret seg, er vist i form av prognoser for 1990, 1996 og 2000.

Oljefelt som var godkjent utbygd før 1991, har hatt en massiv økning av reservene. Anslaget av volumet som forventes å bli produsert fra disse feltene, er nær en milliard Sm³ høyere i dag enn i 1990. Økningen gjelder på nær alle felt. Produksjonsutviklingen for oljefelt godkjent etter 1991 har til nå ikke hatt samme utvikling. Det forventede produksjonsvolumet og dermed utvinningsgraden for disse feltene, er ikke blitt nevneverdig endret.

For feltene som ble godkjent utbygd før 1991 ble oljeproduksjonen på 90-tallet vesentlig større enn hva en trodde i 1990. Av figuren ser en også at prognosene ble oppjustert i 1996 og i 2000. For å realisere prosjekter for økt utvinning, har det vært nødvendig å investere. Også slike prosjekter har derfor bidratt til at investeringene på 90-tallet har blitt høyere enn tidligere prognoser. Driftskostnadene er normalt ikke vesentlig påvirket av produksjonsnivået. For flere av feltene som var godkjent utbygd før 1991 fikk en store kostnadsreduksjoner som resultat av målrettede sparekampanjer.



Figur 3.10. Prognoser samt historiske data for oljefelt godkjent utbygd før 1991 og oljefelt godkjent utbygd etter 1991

Kontantstrømmen for disse feltene ble derfor på 90-tallet vesentlig høyere enn hva den ville ha blitt dersom produksjon og kostnader hadde blitt som tidligere forventet. Dagens forventninger med hensyn til oljeproduksjon og kostnader vil også bidra til høyere framtidig kontantstrøm enn tidligere prognoser, forutsatt lik oljeprisforventning.

Feltene som ble godkjent utbygd etter 1991, har ikke like lang produksjonshistorie. Av figuren ser en at investeringene for disse har vært høye fordi flere av feltene har vært under utbygging. For flere av disse feltene har investeringene blitt høyere enn forutsatt som følge av kostnadsoverskridelser i utbyggingsperioden. Forsinket oppstart av feltene har også bidratt til lavere produksjon på 90-tallet enn tidligere forutsatt. Av figuren ser en at en også har oppjustert forventningene til driftskostnader. Summen av endringer i produksjon og kostnader har vært negativ med hensyn til kontantstrøm på 90-tallet og framtidig forventet kontantstrøm.

For felt som bare har produsert noen få år, identifiserer selskapene normalt ikke prosjekter for økt utvinning som ligger noen år fram i tid. Etter noen år med produksjonserfaring vil derfor slike prosjekter også være aktuelt for dem, men det vil sannsynligvis kreve mer effektiv utnyttelse av eksisterende og ny teknologi for å få til en reservevekst for disse nyere feltene. Teknologi som de modne feltene har hatt nytte av ligger allerede inne i basisprognosene. Økt utvinning fra flere av disse feltene kan dessuten bli både vanskelig og kostbart da feltene er bygd ut med undervannsbrønner.

For flere av funnene tidlig på 70- eller 80-tallet, var det ikke tilgjengelig nødvendig teknologi. Oljeproduksjonen fra Troll oljesone ble for eksempel ansett som umulig på 80-tallet, men er nå en suksesshistorie som vil gi 213 millioner Sm³ olje etter dagens godkjente planer.

3.4 FRAMTIDIG POTENSIAL

Det er fremdeles et betydelig ressurspotensial på norsk sokkel som kan utnyttes dersom tilstrekkelig innsats blir satt inn og forholdene lagt til rette. For de store feltene, som inneholder de største ressursene, vil tidsaspektet for tilgjengelighet av nye teknologiske løsninger være av betydning.

Teknologiutviklingen de siste årene har vært rettet mot å hente ut den mobile gjenværende oljen, dvs den som kan nås med nye brønner og/eller vann og gass for ikke blandbar injeksjon. Her er det mer å hente og dette må fortsatt ha fokus. Den immobile oljen kan imidlertid bidra med et stort og interessant tilleggspotensial og var også målet for mye av forskningsinnsatsen på slutten av 80-tallet og begynnelsen av 90-tallet. Den immobile oljen som er fanget av porer i reservoaret utgjør en del av restoljen. I enkelte felt er restoljen etter vannflømming lavere enn forventet, allikevel kan store oljevolum utvinnes ved hjelp av nye former for utvinningsteknologi; blandbar gassinjeksjon, luftinjeksjon, surfaktantflømming eller nyutviklede metoder.

For videre å kunne dra nytte av det store ressurspotensialet kreves det et fornyet løst innen forskning og teknologiutvikling. Petroleumsforskningen i Norge har avtatt de senere år. Dette gjelder for forskning i oljeselskapene, men spesielt den statlig finansierte delen. Det bør legges til rette for at denne innsatsen ikke blir gjort avhengig av kortsiktige svingninger i oljeprisen slik en har erfart de siste årene og det må gis høy prioritet til utvinningsrelatert reservoarforskning og teknologiutvikling.

For å opprettholde erfaring og kunnskap på norsk sokkel har en ikke fra et nasjonalt synspunkt råd til at industrien tappes for arbeidskraft hver gang oljeprisen svinger nedover. Norsk olje- og gassindustri er ikke et snart avsluttet kapittel. Med dagens funn og felt har vi olje i minst 50 år til og gass i minst 100 år. Det vil utvilsomt være et stort behov for høyt kvalifisert arbeidskraft til å gjennomføre denne aktiviteten og det må legges til rette slik at vi får dekket rekrutteringsbehovet gjennom målrettet satsing.



4. Prognoser

4.1 TOTAL PRODUKSJON OG TOTALE KOSTNADER

Historisk og forventet total produksjon av petroleum fra norsk kontinentalsokkel samt historiske og prognoserte kostnader er vist i figur 4.1. Produksjonen er fortsatt økende. Det ventes at produksjonen vil nå et platå på om lag 280 millioner Sm³ o.e. per år i tidsrommet 2002 til 2005. Deretter er det forventet en gjennomsnittlig årlig avtrapping på tre prosent. Per 31.12. 2000 er det blitt produsert og solgt tre milliarder Sm³ o.e. fra norsk sokkel. Dette utgjør en femdel av ressursgrunnlaget. Oljeproduksjonen som tok til i 1971 på Ekofiskfeltet, har stått for 75 prosent av den totale produksjonen fram til i dag.

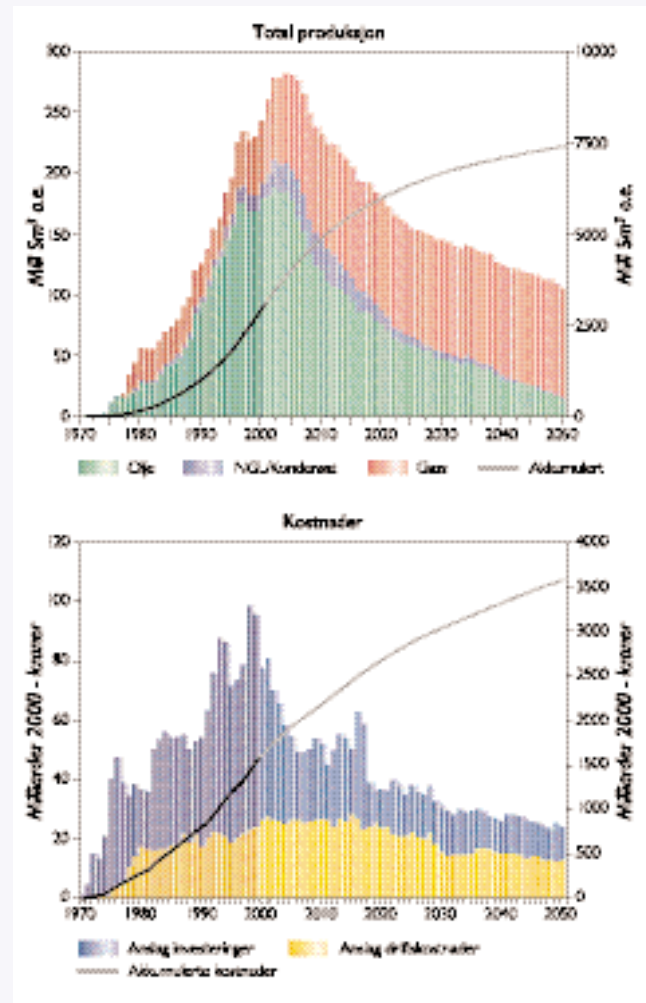
Salg av gass fra sokkelen tok til i 1977. I 2001 forventes det å bli solgt om lag 60 milliarder Sm³ gass. Andelen gass av totalproduksjonen er forventet å stige fra 20 til 50 prosent rundt 2020. Prognosen er avhengig av nivået på det framtidige gassalget fra norsk sokkel. Rapporten legger her til grunn et marked for norsk gass på 90 milliarder Sm³ per år. Da vil det totale produksjonsnivået på sokkelen, regnet i oljeekvivalenter, i mer enn 30 år framover bli høyere enn produksjonsnivået var i 1990.

Totalt er det brukt i overkant av 1 600 milliarder kroner på norsk sokkel. Fram til 2020 er det forventet investeringer og driftskostnader på ytterligere om lag 1 100 milliarder kroner. Totalt vil det bli brukt om lag 2 000 milliarder kroner i norsk petroleumsvirksomhet fra i dag og fram til 2050.

4.2 OLJEPRODUKSJON

Usikkerhet i oljeproduksjonsprognoser

Oljedirektoratet får årlig rapportert fra operatørene ressurstall, prognoser for produksjon, kostnader, tariffier og miljøutslipp for felt i produksjon og for felt under utbygging, og for prosjekter og funn som forventes



Figur 4.1 Historisk og prognosert petroleumproduksjon og kostnader

besluttet utbygd innen ti år. Dette materialet danner grunnlaget for utarbeidelsen av prognoser for framtidige inntekter og utgifter i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett.

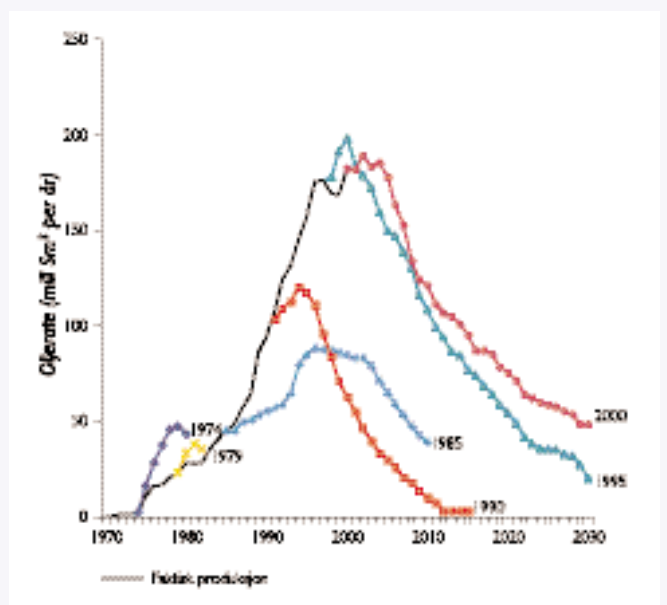
Nøyaktigheten av de kortsiktige og de langsiktige produksjonsprognosene på norsk sokkel har variert. I 1995 begynte Oljedirektoratet en systematisk vurdering av usikkerheten i oljeprognoene.

I figur 4.2 er de langsiktige produksjonsprognosene sammenlignet med faktisk produksjon. I begynnelsen av norsk oljehistorie ble den faktiske produksjonen betydelig lavere enn både operatørens og myndighetenes prognoser. Dette varte til midten av 80-tallet. Mellom 1985 og 1995 var langtidsprognosene for oljeproduksjonen betydelig underestimerte. I dette tidsrommet tok ikke langtidsprognosene i tilstrekkelig grad hensyn til utviklingen og implementeringen av ny teknologi og forbedret kjennskap til reservoarene. Prognosene inkluderte den gang bare produksjon fra funn som var påvist. Fra og med 1995, inkluderte langtidsprognosene prognoser av både uoppdagede ressurser og muligheter for utvinning utover det operatørene planla.

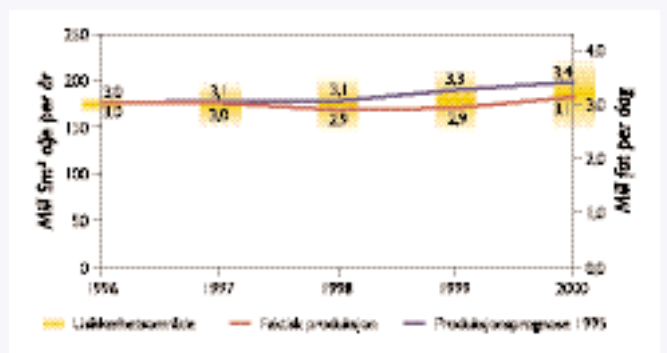
Korttidsprognosene, det vil si prognoser for oljeproduksjonen ett til to år framover, har i stor grad vært overestimerte fra 70-tallet til i dag. Med unntak av slutten av 80-tallet og begynnelsen av 90-tallet, da de store feltene opplevde en forlengelse av platåperioden, er det en tendens til overprognosering for nesten alle felt. Oljedirektoratet har de siste årene hatt egne prognoser for å kompensere for operatørens systematiske overestimering av den totale oljeproduksjonen på norsk sokkel. Ifølge Oljedirektoratet sine estimater for produksjonen har avviket mellom forventningsverdien i prognosen og faktisk produksjon vært mindre enn 1 prosent i tre av de siste seks årene.

Figur 4.3 viser en sammenligning av prognosen med usikkerhetsvurdering fra 1995 og faktisk oljeproduksjon fram til 2000. Figuren viser at produksjonen har vært noe lavere enn prognosen fra 1995 i hele perioden, men langt innenfor det usikkerhetsområdet som var angitt i 1995.

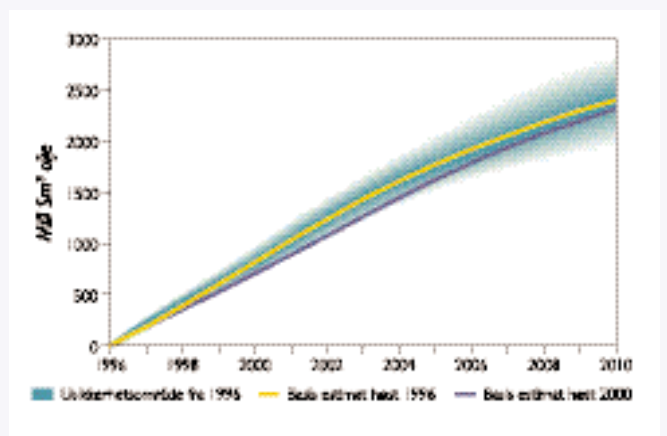
Figur 4.4 viser den kumulativ prognosen med usikkerhetsvurdering fra 1996 for oljeproduksjonen. Den samlede forventede produksjonen i perioden 1996 til 2010 har ikke endret seg mye siden analysen fra 1996. Det er en sammenheng mellom ressursanslagene for



Figur 4.2 Historiske oljeproduksjonsprognoser sammenlignet med faktisk produksjon for salg av olje



Figur 4.3 Sammenligning av produksjonsprognosen fra 1995 og faktisk oljeproduksjon fram til 2000



Figur 4.4 Sammenligning av prognose fra 1996 med prognose fra 2000 for kumulativ oljeproduksjon

de forskjellige oljefeltene som følge av teknologisk utvikling, oljepris, metodiske feil i anslagene, strategiske vurderinger i hvert oljeselskap med mer. I den langsiktige usikkerhetsvurderingen av total produksjonen fra felt i drift og godkjent utbygd benytter en i beregningsalgoritmen en gradvis overgang fra ingen korrelasjon mellom anslagene i dag, til full avhengighet mellom anslagene i slutten av perioden.

Prognoser for oljeproduksjon

Forventet oljeproduksjon i perioden 2001 til 2005

Prognosen med usikkerhetsvurdering for totalt salg av olje er vist i figur 4.5. Oljeproduksjonsnivået for 2001 er anslått til mellom 170 og 195 millioner Sm³, med en forventningsverdi på 182 millioner Sm³ (3,1 millioner fat per dag). Produksjonen i 2000 var også 182 millioner Sm³ olje. Det er videre forventet at norsk oljeproduksjon vil holde dette nivået i hele denne perioden.

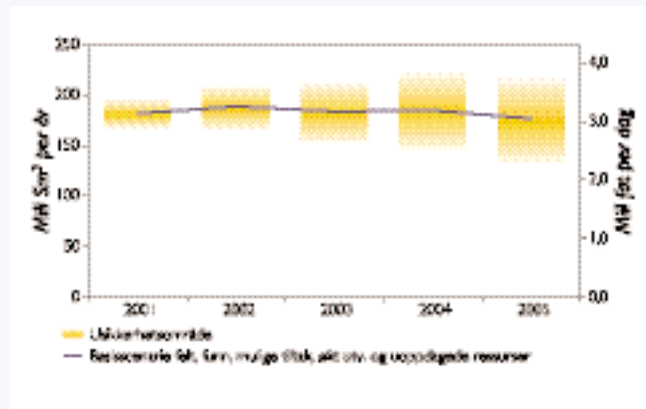
Usikkerheten i produksjonen i 2002 er anslått til mellom 165 og 205 millioner Sm³ olje (2,9 til 3,6 millioner fat per dag). I 2005 er produksjonen anslått til å ligge omtrent på dagens nivå.

Figur 4.6 og 4.7 viser prognosen og forventet fordeling av oljeproduksjonen i perioden 2001 til 2005. I denne femårsperioden forventes det å bli produsert over 900 millioner Sm³ olje. I samme periode er kondensatproduksjonen anslått til 50 millioner Sm³. Nær 90 prosent av produksjonen er forventet å komme fra felt som er i produksjon i dag, mens åtte prosent av produksjonen er forventet fra felt som er godkjent bygd ut per 31.12. 2000.

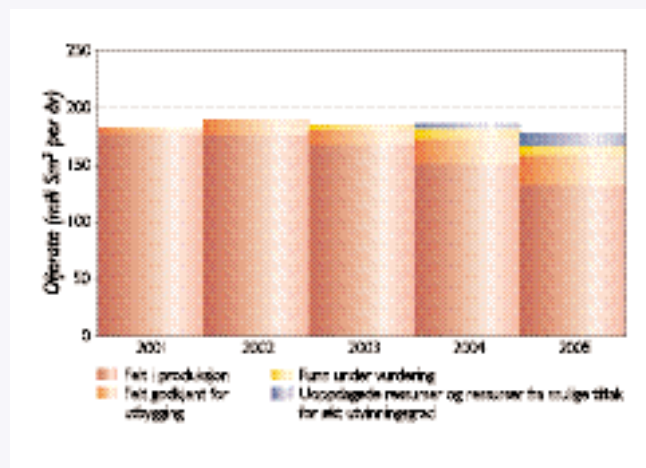
Den største usikkerheten i produksjonsprognosen for de neste fem årene er knyttet til de feltene som produserer i dag. I forhold til oljeproduksjonen på begynnelsen av 90-tallet, er dagens prognose basert på enda flere felt med ulik modningsgrad. Hele 45 felt produserer olje og gass i dag. Framtidig prognosering er derfor mindre sensitiv for store svingninger i enkeltprognoser i forhold til tidligere da produksjonsforløpet var dominert av få og store felt.

Figur 4.8 viser at de fire store feltene Ekofisk, Gullfaks, Oseberg og Statfjord sin andel av oljeproduksjonen på norsk sokkel har vært svært høy, men er sterkt avtagende. I 1990 bidro disse feltene til ca 75 prosent

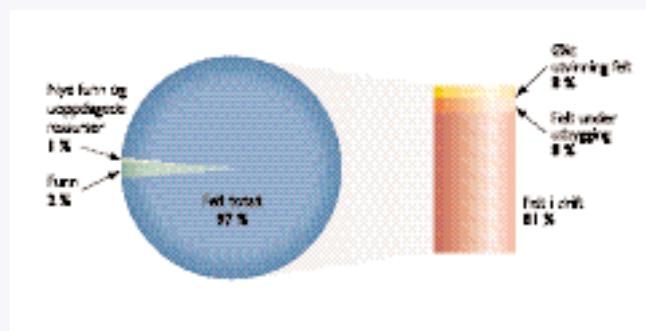
av den totale norske oljeproduksjonen. I 2001 forventes



Figur 4.5 Prognose og usikkerhet for totalt salg av olje



Figur 4.6 Prognose for oljeproduksjon 2001-2005



Figur 4.7 Fordeling av forventet oljeproduksjon, 1,0 milliarder Sm³ olje, i perioden 2000 til 2005

andelen å bli redusert til under en femdel.

Usikkerheten i oljeproduksjonen de neste fem årene er knyttet til tidspunktet for når en rekke felt kommer i avtrappingsfasen, og hvor stor reduksjonen i produksjonen på disse feltene blir. I dag kommer bare 25 prosent av oljeproduksjonen fra felt i avtrappingsfasen, men i 2005 vil hele 75 prosent av produksjonen komme fra slike felt. Det er også usikkerhet knyttet til oppstart av produksjonen fra felt under utbygging. Disse vil stå for nesten ti prosent av produksjonen de neste fem årene.

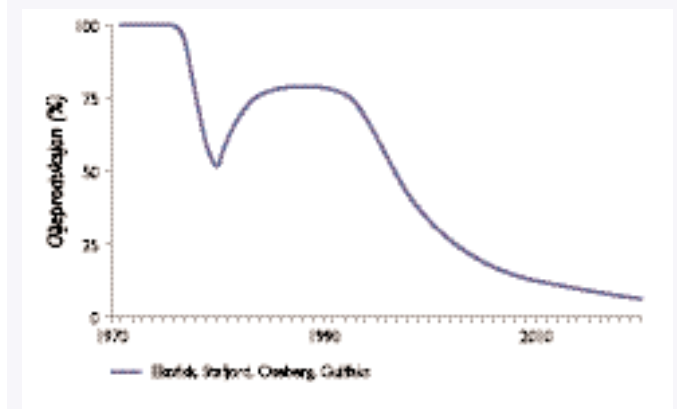
Forventet oljeproduksjon i perioden 2006 til 2020

Figur 4.9 viser prognosen for den totale kumulative oljeproduksjonen med usikkerhet, for perioden 2001 til 2020. I denne perioden er det forventet at det blir produsert mellom 2,1 og 3,2 milliarder Sm³ olje, med en forventning på 2,6 milliarder Sm³ olje.

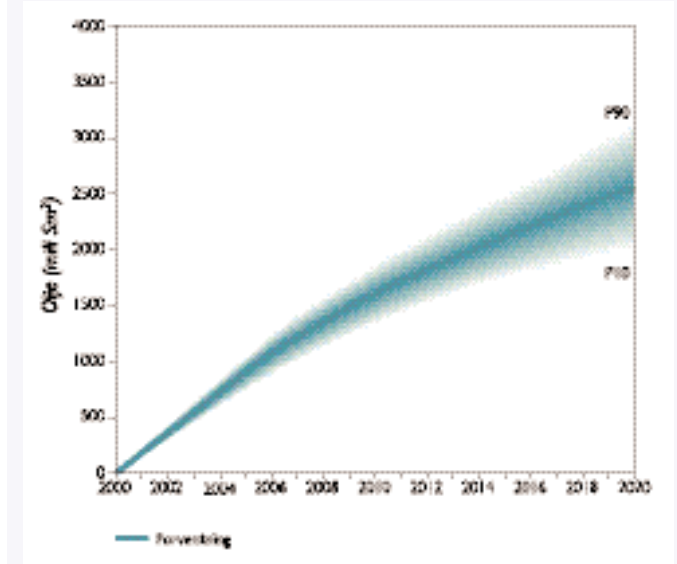
Figur 4.10 viser den årlige fordelingen av forventet oljeproduksjon i perioden 2006 til 2020. I denne perioden forventes det å bli produsert over 1,6 milliarder Sm³ olje. I samme periode er kondensatproduksjonen anslått til 160 millioner Sm³. Over 60 prosent av produksjonen i perioden er antatt å komme fra felt som allerede er i produksjon eller som er godkjent utbygd per 31.12.2000. En tredel av dette er forventet fra konkrete tiltak og mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad. Ti prosent av produksjonen i perioden forventes å komme fra utbygging av funn, mens nærmere 30 prosent er antatt å komme fra framtidige funn (uoppdagede ressurser).

Langtidsprognosen for olje- og kondensatproduksjon er vist i figur 4.11. Før 2010 er det produksjonen fra felt som i dag er i produksjon som har størst betydning for produksjonen. I slutten av perioden er det produksjon fra per i dag uoppdagede ressurser som har størst betydning og utgjør den største andelen av produksjonen, og dermed den største usikkerheten.

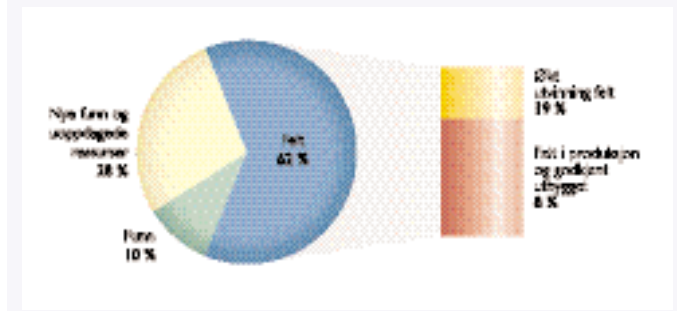
Den største usikkerheten ved framtidig produksjon fra dagens felt som er i produksjon og godkjent utbygd, er effekten av mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad. Alle felt som i dag er i produksjon eller godkjent utbygd, vil være i avtrappingsfasen i 2010. Usikkerheten i produksjonen fra feltene er knyttet til hvor effektive tiltak som settes i verk på feltene for å redusere avtrappingsraten. I henhold til dagens planer har feltene en forventet gjennomsnittlig utvinningsgrad på 44 prosent. Oljedirektoratets mål er at 50 prosent av den tilstede-



Figur 4.8 Feltene Ekofisk, Statfjord, Oseberg, Gullfaks og Oseberg sin andel av oljeproduksjonen



Figur 4.9 Kumulativ oljeproduksjon med usikkerhetspenn



Figur 4.10 Fordeling av forventet produksjon, 1,6 milliarder Sm³ olje, i perioden 2006 til 2020

værende oljen skal bli utvunnet.

Det er 26 utbyggingsprosjekter i planleggingsfasen. Det totale ressursanslaget for disse er i overkant av 100 millioner Sm³ olje og 210 millioner Sm³ kondensat og NGL. Produksjon fra noen av disse forekomstene er forventet å ta til i 2003. Den største usikkerheten i væskeproduksjon er knyttet til oppstartstidspunktet. De tre største væskefunnene i planleggingsfasen er Kristin, Skarv og Snøhvit, som utgjør over 50 prosent av olje-, kondensat- og NGL- ressursene. Disse funnene er avhengig av gassalg før det treffes beslutning om utbygging. Historisk har funnene hatt en tendens til å bli satt i produksjon senere enn planlagt. Nesten alle feltene som var forventet satt i produksjon før 2000, begynte å produsere minst et halvt til ett år senere.

Uoppdagede ressurser utgjør den største usikkerheten i prognosene for oljeproduksjonen på lang sikt. Oljedirektoratet har siden 1995 periodisert de uoppdagede petroleumsressursene på norsk sokkel årlig i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett.

Figur 4.12 viser prognosen for uoppdagede ressurser av olje. Fram til 2012 forventes det bare produksjon fra prospekter som er kartlagt idag.

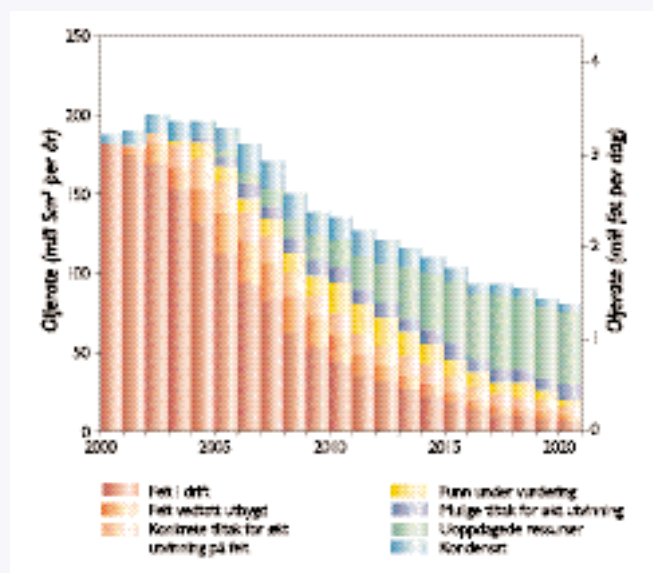
4.3 GASSPRODUKSJON

Det totale gjenværende gassvolumet er anslått til 6 400 milliarder Sm³, med et usikkerhetspenn fra 4 200 til 9 200 milliarder Sm³. Dette inkluderer både oppdagede og uoppdagede ressurser.

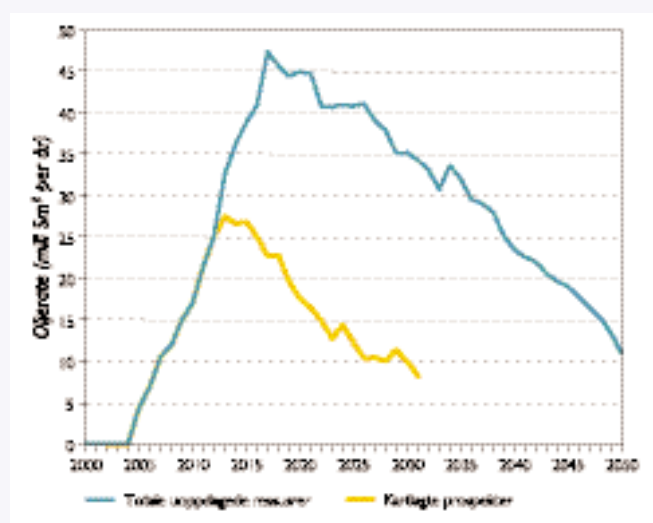
Gassprognoser

Norge har salgforpliktelser på om lag 1460 milliarder Sm³ gass. Figur 4.13 viser salgforpliktelsene fordelt på feltkontrakter, allokerte forsyningskontrakter og uallokerte forsyningskontrakter. Salgforpliktelsene for gass når et platå i 2005 på om lag 70 milliarder Sm³. Det er imidlertid ventet at nye kontrakter vil inngås slik at gassalget på platå kan bli vesentlig større, og at platånivået vil opprettholdes betydelig lengre enn det som går fram av figuren. Figur 4.14 viser ulike gassscenarier for utviklingen for norsk gassalg.

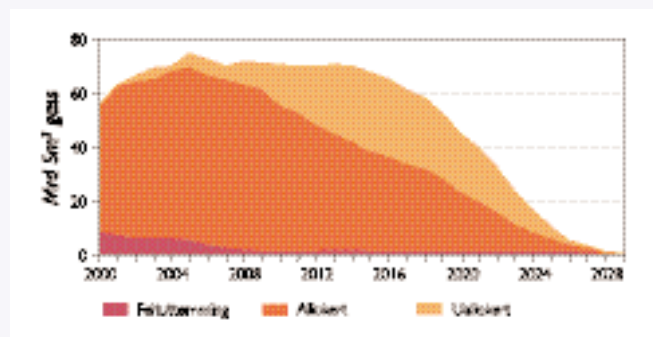
Nærmere halvparten av gassressursene kommer fra



Figur 4.11 Langtidsprognose for olje- og kondensatproduksjonen



Figur 4.12 Prognose av oljeproduksjon fra uoppdagede ressurser



Figur 4.13 Salgforpliktelser for leveranser fra norsk sokkel

uoppdagede ressurser og mulige tiltak for økt gassutvinning. Videre teknologitviking vil være nøkkelen til både å finne og bygge ut nye gassfelt.

I tillegg til økt bruk av gass på land i Norge, kan LNG (nedkjølt gass) og GTL (konvertering av gass til væske) bidra til å øke gassavsetningen. Gjennom tilgang til alternative markeder vil fleksibiliteten i gassproduksjonen øke. Nye teknologier på disse områdene vil ha en positiv effekt på leting og utbygging av små oljefunn med assosiert gass.

Gass til injeksjon

Det ble injisert nær 40 milliarder Sm³ gass i felt i 2000 i hovedsak for å øke oljeutvinningen. Gassinjeksjonsmengden på sokkelen de siste årene har økt. Det er i 2001 planlagt å injisere nærmere 45 milliarder Sm³ gass. I henhold til prognosen vil en nå et platå i 2002. Gassinjeksjon i feltene Åsgard, Njord, Gullfaks og Visund bidrar til denne økningen. Injeksjon av gass gir som regel kun en midlertidig utsettelse av en gassproduksjon som kan selges.

Gassressurser fordelt på områder

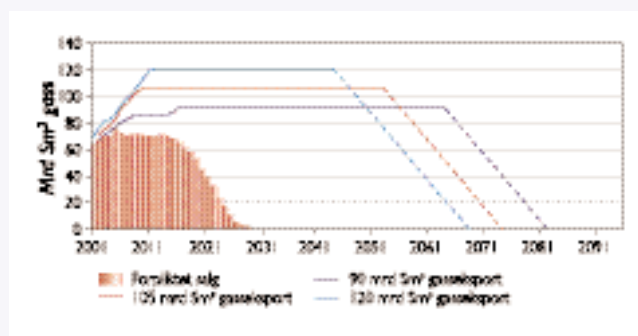
Figur 4.16 viser oversikten over de totale gjenværende gassressursene fordelt på områder og modenhetsgrad. Kartet i figur 4.15 gir en forklaring på geografien og betegnelse som er brukt i figurene 4.16-4.18.

Gassressursene anses som modne i felt i produksjon og i felt som er godkjent for utbygging. Prosentandelen for modne gassressurser varierer fra 97 prosent i Trollområdet til 0 prosent nord for Haltenbanken. Av de totale gjenværende gassressursene anses 38 prosent som modne.

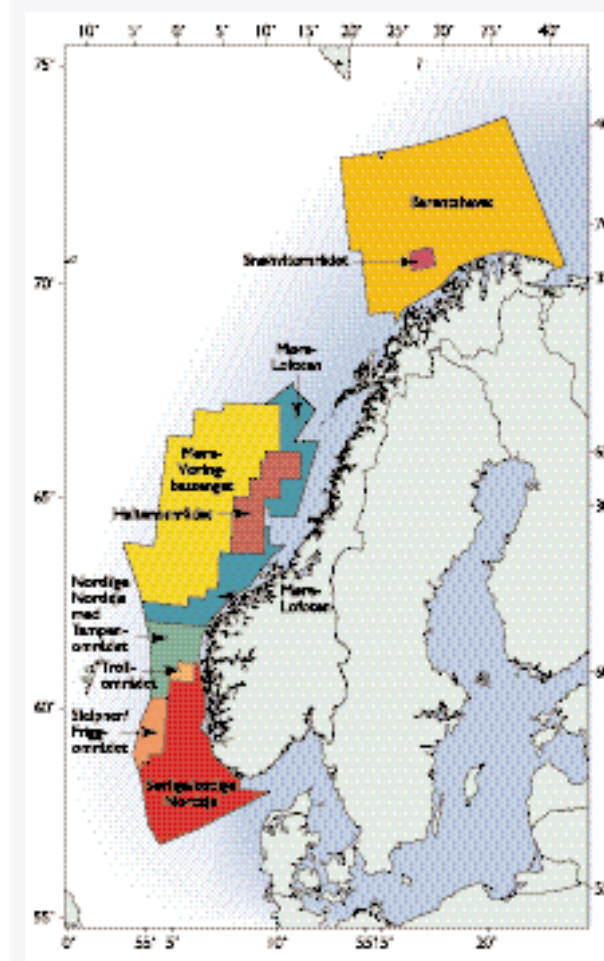
Figur 4.17 viser andelen usolgt gass av de totale påviste gassressursene i de ulike områdene. Grunnlaget for beregningene er gjenværende gassressurser fratrukket gass under feltuttømmingskontrakter og allokerte forsyningskontrakter. Gjenværende gassressurser inkluderer 359 milliarder Sm³ gass som er solgt, men uallokert. (I denne figuren er gassressursene korrigert for varmeverdien).

Om lag 55 prosent av de totale gjenværende påviste gassressursene er usolgt. Andelen usolgt gass varierer fra 33 prosent i Sleipner/Friggområdet til 100 prosent i Møre- og Vøringbassenget.

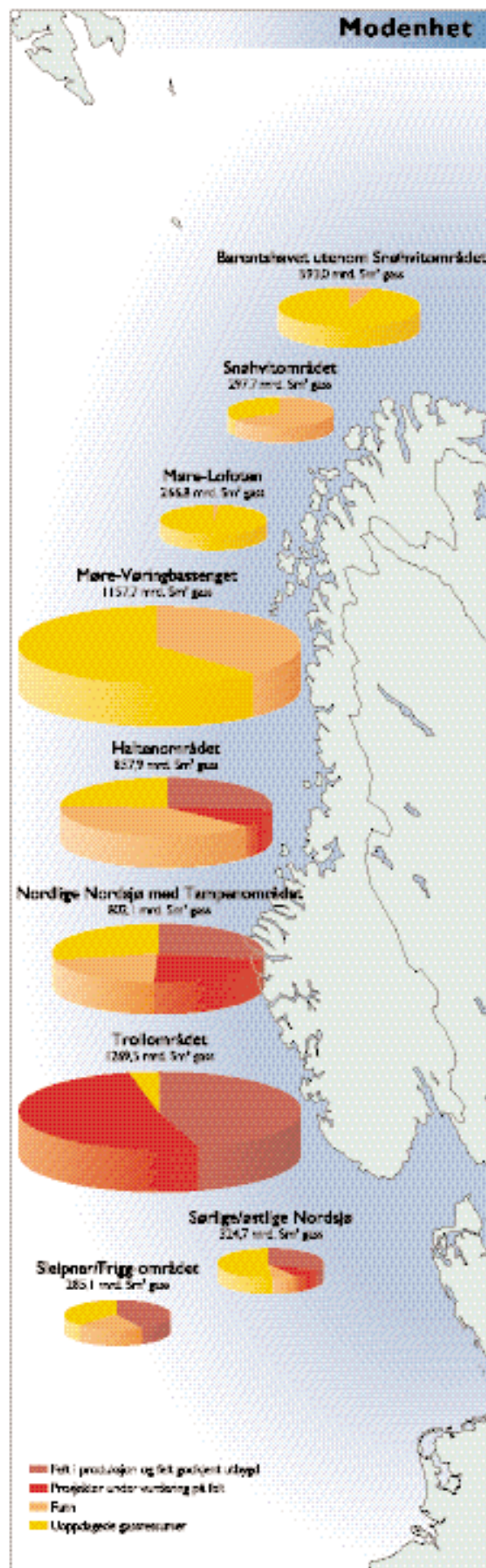
De totale uoppdagede gassressursene er anslått til 2 400



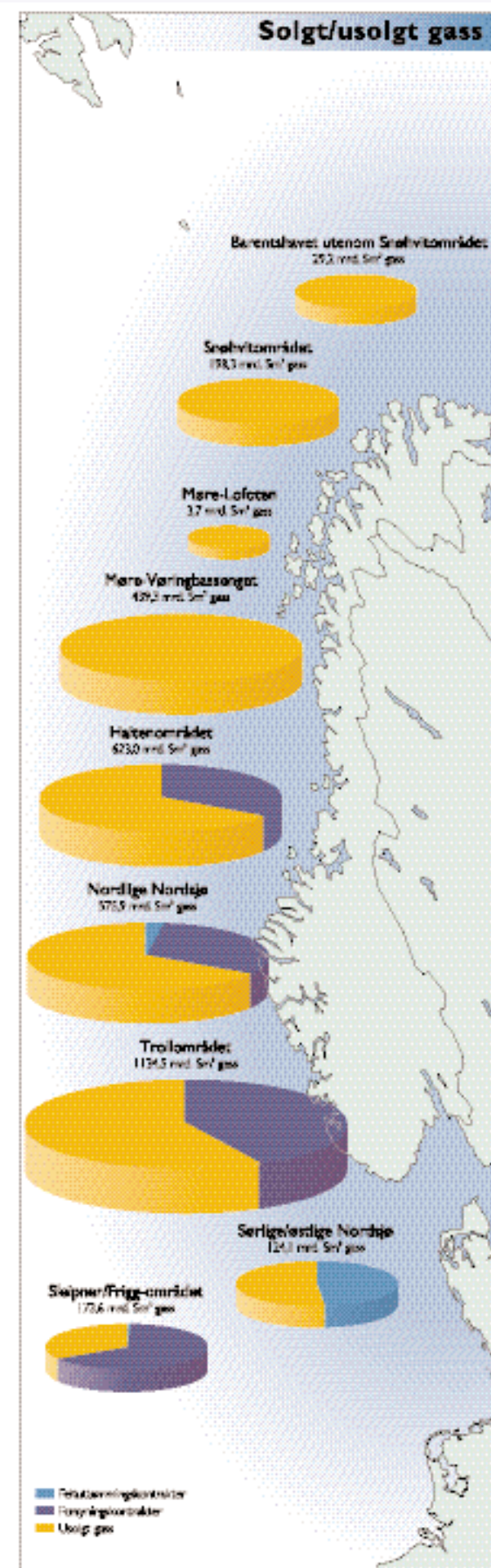
Figur 4.14 Scenarier for framtidig gassalg



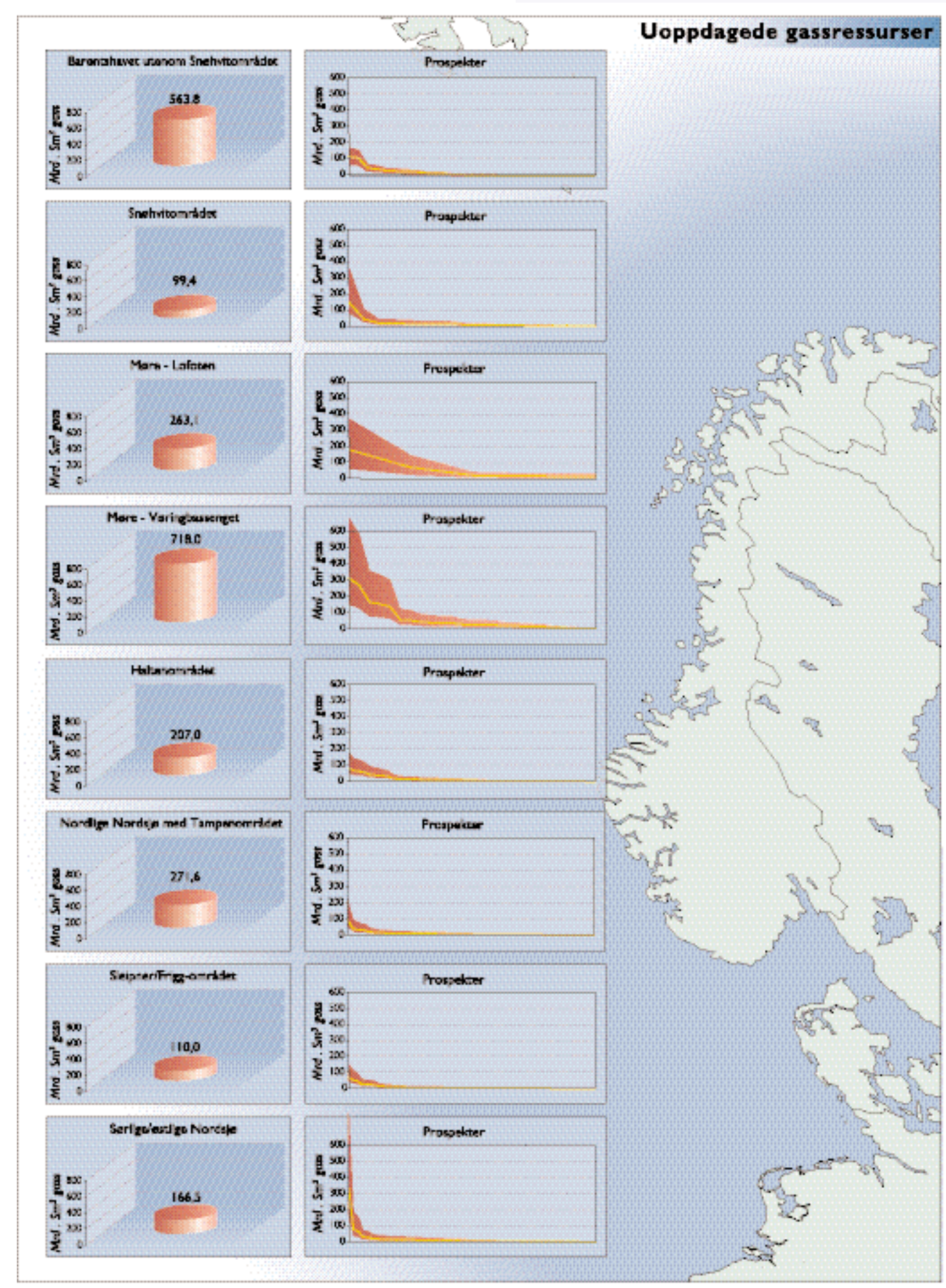
Figur 4.15 Kart over norsk sokkel som viser områdene beskrevet i figur 4.16-18



Figur 4.16 Oversikt over de totale gjenværende gassressursene fordelt på geografiske områder og modenhetsgrad



Figur 4.17 Andelen totale påviste gassressurser fordelt på geografiske områder



Figur 4.18 Uopptagede gassressurser fordelt på geografiske områder på norsk sokkel

milliarder Sm³ gass. Beregningene er basert på analyser av 58 identifiserte letemodeller innenfor geografisk og stratigrafisk avgrensede områder eller enheter. Det er gjort en analyse for å illustrere hvilke mulige gassressurser vi kan finne i framtiden, og hvor det er mest sannsynlig å finne dem. Figur 4.18 viser fordelingen av uoppdagede gassressurser. Den største andelen av de uoppdagede gassressursene finnes i mindre modne områder som Barentshavet (utenom Snøhvitområdet) og Møre- og Vøringbassenget.

En forventer også å finne betydelige gassressurser i mer modne områder som i Haltenområdet, nordlige Nordsjøen med Tampenområdet og sørlige/østlige Nordsjøen.

Figur 4.18 viser også prospekter rangert etter størrelse i de ulike områdene. Funnsannsynligheten for ulike prospekter kan variere fra en prosent til 90 prosent i området. Det er således store usikkerheter knyttet til om det gjøres funn. Når det gjelder størrelsen på funnene, viser det seg at det også er store usikkerheter når dette sammenliknes med opprinnelige anslag før boring. Dette er belyst i figur 3.2. Figur 4.18 kan imidlertid si noe om funnstørrelse dersom det gjøres funn. De største funnene forventes i Møre- og Vøringbassenget. Her kan en statistisk forvente gassfunn opp mot Ormen Lange-funnet.

Det forventes også betydelige gassfunn i umodne områder i Møre-Lofotenområdet og sørøstlige Nordsjøen. I nordlige Nordsjøen og i Haltenområdet forventes det gassfunn opp mot 80-90 milliarder Sm³. I nordlige Nordsjøen med Tampenområdet og Haltenområdet kan en statistisk forvente gassfunn med opptil 75 prosent av ressursene i Friggfeltet.

4.4 KOSTNADER

Investeringer

Over 700 milliarder kroner vil bli investert de neste 20 årene, og det årlige investeringsnivået vil være mellom 20 og 40 milliarder kroner. En forventer at det totalt vil bli investert over 900 milliarder kroner de neste 50 årene, se figur 4.1. Det er fram til i dag investert i overkant av 1 100 milliarder kroner på norsk sokkel.

Store deler av investeringene fram til i dag gjelder store innretninger, men de siste årene er det blitt mer vanlig med utbygginger som består av undervannsinnetninger

som knyttes til eksisterende felt. En forventer at framtidige utbygginger vil bestå av mindre enheter, i stor grad av undervannsløsninger. På lengre sikt kan det også bli aktuelt å styre produksjonen fra land.

Figur 4.19 og 4.20 viser fordelingen av investeringer på brønner, innretninger, rørledninger og landanlegg. Investeringer som gjelder nye brønner, vil i framtiden utgjøre en relativt større del av investeringene. I perioden 2001 til 2010 vil nesten halvparten av investeringene være brønner, mens for perioden 1990 til 2000 utgjorde bare 20 prosent brønner.

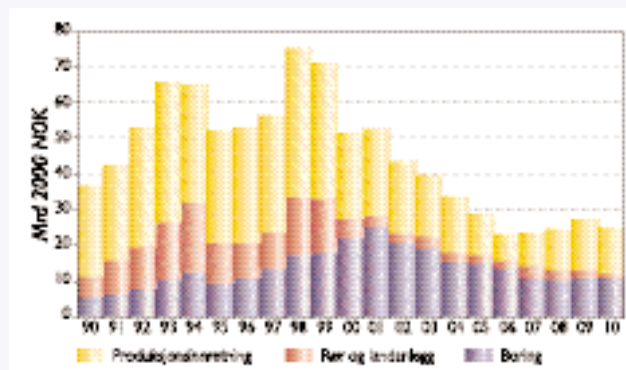
Sammenlignet med 2001 er investeringene forventet å bli lavere de neste fem årene. I enkelte år kan en få investeringer som ligger nær dagens nivå, som følge av flere større og samtidige utbygginger. Totalt er det forventet investeringer på nærmere 200 milliarder kroner de neste fem årene. Figur 4.21 viser fordelingen av investeringene i perioden 2001 til 2005. Investeringer i felt som er i produksjon og godkjent utbygd, utgjør over 70 prosent i denne perioden. Halvparten av dette er besluttede investeringer på felt i produksjon, mens en tredel er investeringer på felt under utbygging.

I perioden 2005 til 2020 forventer en at det blir investert om lag 500 milliarder kroner på norsk sokkel. Figur 4.22 viser forventet fordeling av investeringene i denne perioden. I underkant av en tredel av investeringene vil gjelde henholdsvis felt i produksjon og godkjent utbygd, funn i planleggingsfase og utbygging av framtidige funn fra uoppdagede ressurser.

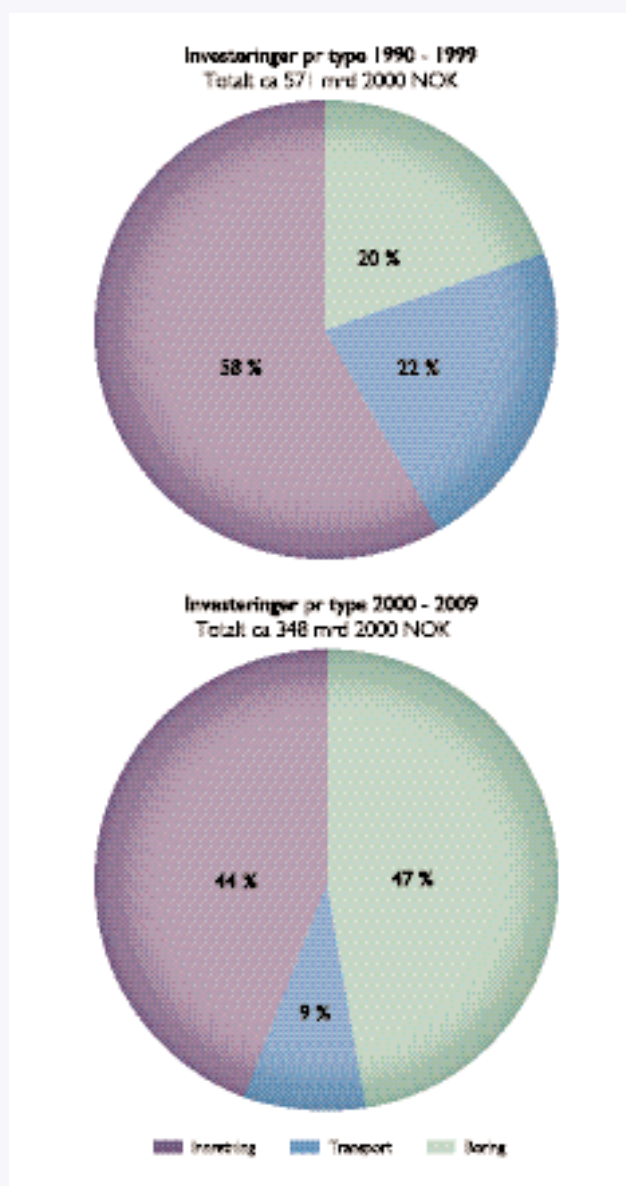
Usikkerhet i investeringsanslagene

Usikkerheten i det totale investeringsanslaget for norsk sokkel er vist i figur 4.23. Usikkerheten er gitt ved en høy og en lav prognose for det enkelte året. Investeringer for 2000 og 2001 er anslått til henholdsvis 51,5 og 52,4 milliarder kroner. Historisk har aviket mellom prognose og faktisk investering for påfølgende år vært pluss/minus seks prosent.

I perioden 2005 til 2020 forventes et investeringsnivå på mellom 20 og 40 milliarder kroner per år. Usikkerheten vil i den første delen av perioden være dominert av usikkerhet i forbindelse med funn i planleggingsfasen. På lengre sikt vil usikkerheten være dominert av usikkerhet i forbindelse med uoppdagede ressurser.



Figur 4.19 viser fordeling av investeringer på brønner, innretninger, rørledninger og landanlegg



Figur 4.20 Fordeling av investeringer

De største funnene i planleggingsfasen er gassfunn som er avhengig av gassalg for å bli utbygd, dette gjelder blant annet Ormen Lange-, Snøhvit- og Skarv-funnet. Investeringsnivået framover er derfor avhengig av framtidig nivå på gassalg fra norsk sokkel. Investeringene som gjelder funn, kan også endres ved at utbyggingsprosjekter endrer størrelse som følge av valg av enklere eller mer kompliserte løsninger. Valg av utbyggingsløsning vil ofte være påvirket av forventningene til oljeprisen.

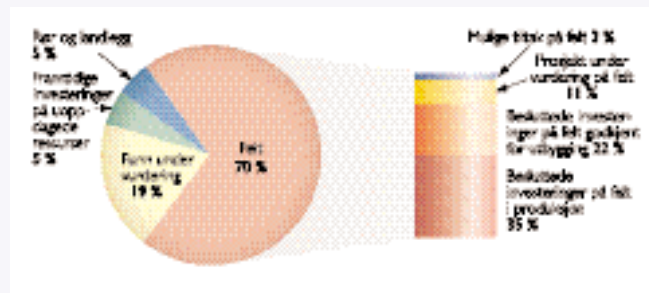
På lengre sikt vil antall og størrelse på utbygginger av nye funn ha mest betydning for det totale investeringsnivået. Det er svært stor usikkerhet knyttet til disse prognosene. Det gjelder både med hensyn til hvor mange og hvor store funn en vil gjøre, hvor tidlig de kan bygges ut, samt kostnadsnivået. Historien viser at leteaktiviteten er en funksjon av oljeprisen. Dette tyder på at oljeselskapene i stor grad legger vekt på kontantstrømmen. Oljedirektoratet mener at et mer langsiktig perspektiv hadde ført til en mer rasjonell ressursforvaltning.

Det er mye som tyder på at flere av de nye store framtidige funnene vil være gass- og kondensatfunn. Utbyggingen av disse vil være avhengig av gassalg og noen av prospektene kan bli konkurrenter til dagens gassfunn.

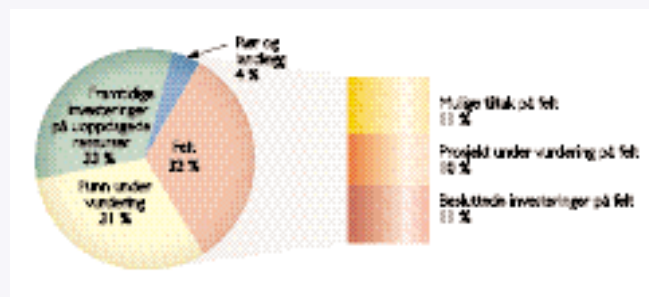
Driftskostnader

Driftskostnadene i 2001 og 2002 er henholdsvis 26,2 og 25 milliarder kroner (eksklusiv nedstengingskostnader). Driftskostnadene er forventet å ligge på et stabilt nivå på mellom 25 og 30 milliarder kroner per år.

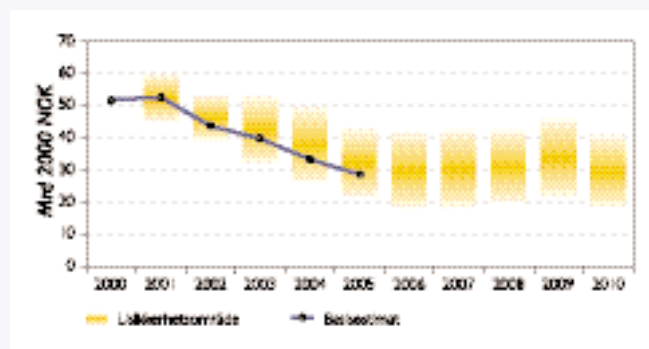
Den største usikkerheten som er knyttet til driftskostnader på lengre sikt, er antall nye funn som er godkjent utbygd og hvilke utbyggingsløsninger som velges. Selvstendige feltsentre vil gi vesentlig høyere driftskostnader enn satellittutbygginger. Etter flere år med reduksjon i driftskostnader på 90-tallet vil det bli nødvendig å øke driftskostnadene igjen for å vedlikeholde de eldre innretningene. De totale driftskostnadene vil også bli påvirket av tidspunktet en velger for å avslutte produksjonen på de største feltene eller erstatte produksjonsinnretningene med nye som har lavere driftskostnader, slik som det ble gjort på Ekofiskfeltet.



Figur 4.21 Forventet fordeling av investeringene i perioden 2001 til 2005



Figur 4.22 Forventet fordeling av investeringene i perioden 2005 til 2020



Figur 4.23 Framtidige totale investeringer med usikkerhetsvurderinger på norsk sokkel

4.5 UTSLIPP TIL LUFT

Operatørene rapporterer årlig til myndighetene miljøutslipp for felt i produksjon og for felt under utbygging, og for prosjekter og funn som forventes besluttet utbygd innen ti år (ressursklasse 1-4).

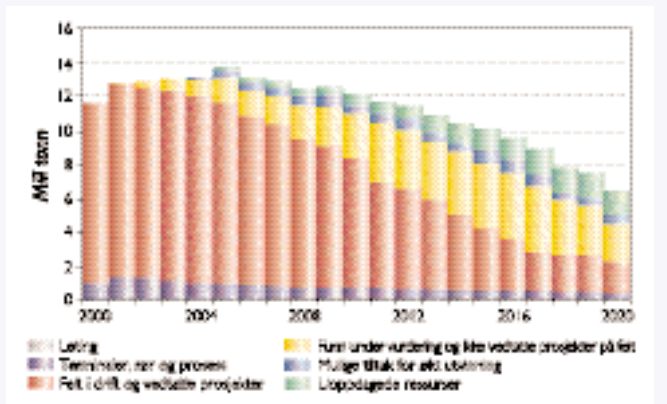
Dette inkluderer utslipp av karbondioksyd, CO₂, og nitrogenoksider, NO_x, fra kraftgenerering på innretningene og fakling, og utslipp av flyktige organiske hydrokarbonforbindelser, nmVOC, og metan, CH₄, hovedsakelig i forbindelse med lagring offshore og lasting av olje.

Utslppsprognoser CO₂ og NO_x

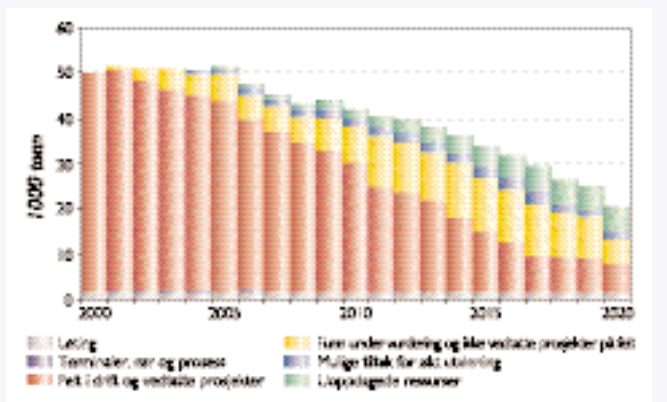
Grunnlaget for utslppsprognosene er basert på forventninger til produksjonsprofilene. Utslippene av CO₂ og NO_x på norsk sokkel skriver seg hovedsakelig fra energi-behovet til drift av innretningene. Fram mot 2005 er utslippsnivået forventet å stige fra rundt 11 millioner tonn CO₂ i 2000 til om lag 13,7 millioner tonn, for så å avta, se figurene 4.24 og 4.25. I de nærmeste årene vil utslipp fra felt i produksjon og godkjente utbygginger dominere. Senere vil utslippsbidragene fra produksjon av dagens funn og uoppdagede prosjekter utgjøre en økende andel av totalutslippet.

For felt i produksjon og godkjente utbygginger er utslippsprognosene basert på teknologi som det er besluttet å installere. I tillegg er det lagt inn en forventning om teknologiforbedringer (i ressursklasse 1 til 4) som medfører en årlig utslippsreduksjon på én prosent CO₂ og NO_x fra og med 2004. For ressurser i Oljedirektoratets ressursklasse 5 er det forventet at mer energieffektiv produksjon og lavNO_x-teknologi vil gi betydelig lavere utslipp av NO_x per produsert enhet.

Utslppsprognosene kan bli betydelig påvirket av større endringer i gassalget (markedet). Beslutninger om å endre produksjonsstart for enkeltprosjekter kan også endre utslippsprognosene for en gitt periode. Kyotoprotokollen skal tre i kraft i 2008, og Norges forpliktelse i henhold til denne skal innfris innen 2012. Norges forpliktelse i henhold til Gøteborgprotokollen skal innfris innen 2010. Årene fra 2008 til 2012 er derfor sentrale i forhold til Norges internasjonale forpliktelser. I disse årene vil valget av aktivitetsnivå påvirke behovet for utslippsreducerende tiltak. Utslippsnivået av CO₂ forventes å avta i denne perioden fra om lag 12,5 millioner tonn CO₂ til 11,4 millioner tonn som følge av avtagende aktivitet, se figur 4.24.



Figur 4.24 Utslppsprognose for CO₂



Figur 4.25 Utslppsprognose for NO_x

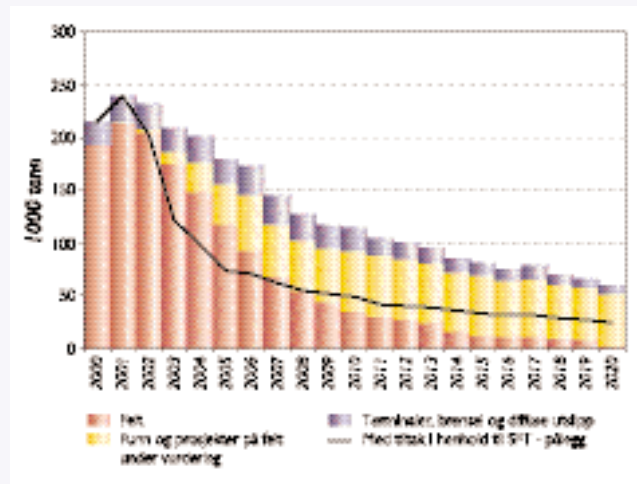
I tillegg kan det ha stor betydning for utslippsandelen knyttet til petroleumsvirksomheten om prosesseringsanlegg flyttes på land og således faller utenfor begrepet petroleumsvirksomhet. Eksempelvis kan nevnes utbyggingen av Snøhvit-funnet der prosesseringsanlegget på land blir regnet som videreføring i stor grad. Utslipp fra dette anlegget er ikke tatt med i utslippsprognosen.

Endringer i utvinningstakt av funn vil også forskyve prognoserte utslippsnivå.

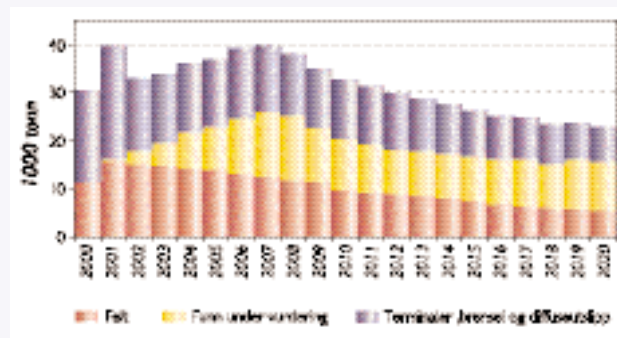
Utslippsprognoser nmVOC og CH₄

Utslippsbildene for nmVOC og CH₄ er hovedsakelig mellomlagring og bøyelasting av olje og kondensat. Dette innebærer at utslippsnivåene i stor grad følger oljeproduksjonen. Utslipp fra felt viser en avtagende tendens tidlig i prognoseperioden som følge av gradvis lavere produksjon, se figurene 4.26 og 4.27. Utslippsbidraget som er knyttet til funn og prosjekter på felt under planlegging, øker med tiden, da mer av oljeproduksjonen forventes å komme fra disse ressursene.

Som følge av pålegget fra Statens forurensingstilsyn (SFT) om reduksjon av nmVOC fra bøyelasting, forventes det totale utslippsnivået av nmVOC å bli betydelig redusert i prognoseperioden, se figur 4.26. Utslippsnivået forventes å avta fra rundt 240 000 tonn nmVOC i 2001, før utslippsreducerende tiltak er gjennomført, til den fulle effekten av pålegget forventes å gjøre seg gjeldene innen utgangen av 2005. Da forventes det totale utslippet av nmVOC å bli rundt 73 000 tonn. Utslippsnivået forventes videre å bli redusert som følge av avtagende produksjon. Utslippsnivået for CH₄ vil avhenge av valgene av utslippsreducerende teknologi.



Figur 4.26 Utslippsprognose for nmVOC



Figur 4.27 Utslippsprognose for CH₄



5. Revidert klassifikasjonssystem

Forvaltningen av petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen er en viktig oppgave for myndighetene. En av hovedoppgavene til Oljedirektoratet er å holde oversikt over de samlede petroleumsvirksomhetene.

Klassifiseringen av petroleumsvirksomhetene danner grunnlaget for analyser som sikrer at myndighetene har et sikrest mulig grunnlag for å planlegge tiltak for en god forvaltning av ressursene og for prognosering av framtidig produksjon og aktivitet. Klassifisering kan gjøres på ulike måter ut fra forskjellige behov, for eksempel behovet for

- ◆ ressursforvaltning for myndighetene,
- ◆ ressursforvaltning for oljeselskapene,
- ◆ investeringsformål for selskapseierne.

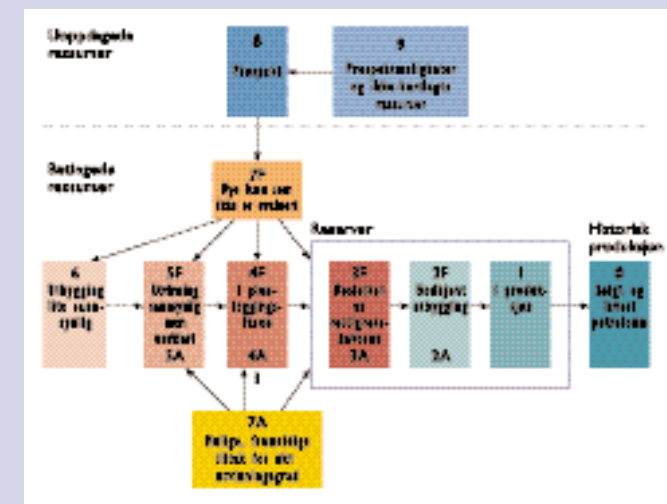
Selv om behovene for klassifisering er forskjellige, har myndigheter og næringen de senere årene i økende grad sett behov for å utvikle systemer som er mer enhetlige. Dette har blant annet gitt seg utslag i at "The World Petroleum Congress" (WPC), "The Society of Petroleum Engineers" (SPE) og "The American Association of Petroleum Geologists" (AAPG) i februar 2000 publiserte et ressursklassifikasjonssystem som langt på vei gir mulighet for enhetlig klassifisering.

I forbindelse med Oljedirektoratets årlige oppdatering av ressursregnskapet for de forventede utvinnbare ressursene, er det viktig å ha et entydig system for klassifisering av ressursene. Et slikt system, som reflekterte ressursenes modenhet, ble utviklet i 1996. Basert på erfaringene med bruken av dette systemet, og i samarbeid med oljeselskapene i "Forum for Forecasting and Uncertainty evaluation related to petroleum production", FUN, har Oljedirektoratet besluttet å revidere klassifikasjonssystemet. Det reviderte systemet er en videreutvikling av modenhetsprinsippet i dagens system og en tilnærming til forslaget fra WPC, SPE og AAPG. Det reviderte systemet, se tabell 5.1 og figur 5.1, erstatter således klassifikasjonssystemet som er beskrevet i "Klassifisering av petroleumsvirksomhetene på norsk kontinentalsokkel" fra juli 1997.

Ressurskategori	Ressursklasse	Beskrivelse
Historisk produksjon (S)	0	Solgt og levert petroleum
Reserver (R)	1	Reserver i produksjon
	2	F A Reserver med godkjent utbyggingsplan eller reserver der kravet om slik plan er frafalt
	3	F A Reserver som rettighetshaverne har besluttet å utvinne
Betingede ressurser (C)	4	F A Ressurser i planleggingsfasen
	5	F A Ressurser der utvinning er sannsynlig, men uavklart
	6	Ressurser der utvinning er lite sannsynlig
	7	F A Ressurser som ikke er evaluert
Uoppdagede ressurser (P)	8	Ressurser i prospekter
	9	Ressurser i prospektmuligheter og ikke kartlagte ressurser

F= opprinnelig anslag for olje- og gassressurser
A= tilleggssressurser

Tabell 5.1 Revidert ressursklassifikasjonssystem



Figur 5.1 Revidert system for klassifisering av petroleumsvirksomhetene på norsk kontinentalsokkel

Hensikten med revisjonen har blant annet vært

- ◆ å styrke koplingen mellom ressursklasser og formelle beslutninger av myndighetene og rettighetshavere i utvinningstillatelsene,
- ◆ å harmonisere klassifikasjonssystemet med rådende internasjonale systemer som bygger på modenhet av ressursene, for å lette kommunikasjon og utveksling av data,
- ◆ å tilnærme seg industristandard og samtidig ivareta myndighetenes behov ut fra et forvaltnings synspunkt,
- ◆ at det reviderte klassifikasjonssystemet skal følge hovedstrukturen i systemet fra februar 2000 fra WPC, SPE og AAPG, samtidig som det skal ivareta og videreutvikle hovedtrekkene i Oljedirektoratets tidligere system,
- ◆ at det reviderte klassifikasjonssystemet forutsettes og tas i bruk 1.7.2001 ved innrapporteringen til revidert nasjonalbudsjett 2002.

De enkelte ressursklassene er forklart i vedlagte oversikt.

5.1 ENDRINGENE I FORHOLD TIL TIDLIGERE KLASSEKODESYSTEM

Både Oljedirektoratets tidligere og reviderte klassifikasjonssystemet bygger på ressursenes modenhet i forhold til utvinning og framstår derved som ganske like. Det er likevel noen viktige forskjeller.

Solgte og leverte mengder (historisk produksjon) inngikk som en del av reservene i det gamle systemet. Historisk produksjon er nå skilt ut som en egen klasse og kategori i det reviderte systemet. Begrepet reserver i det reviderte systemet omfatter gjenværende utvinnbare ressurser i felt i produksjon samt ressurser som er besluttet for utvinning. Dette er i pakt med internasjonal bruk av begrepet. I reservekategorien inngår i tillegg også mengder som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut, men som myndighetene ennå ikke har godkjent. Dette gir seg særlig utslag for gass i tilknytning til Trollfeltet der størstedelen av ressursene nå klassifiseres som reserver. Grensen mellom påviste ressurser og uoppdagete ressurser er også endret ved at ressurser som er knyttet til framtidige tiltak for økt utvinningsgrad nå er inkludert i betingede ressurser i klassen "ikke evaluert".

Tidligere ressurs						Revidert ressursklassifisering (juli 2001)					
Ressursklasse	Olje Mll Sm ³	Gass Mrd Sm ³	NGU Mll tonn	Kondensat Mll Sm ³	Totalt Mll Sm ³	Ressursklasse	Olje Mll Sm ³	Gass Mrd Sm ³	NGU Mll tonn	Kondensat Mll Sm ³	Totalt Mll Sm ³
0	0,03	0,11	0,00	0,00	0,15	0	2,19	0,06	0,05	0,01	3,00
1	3,44	1,57	0,11	0,09	5,31	1	1,79	0,98	0,05	0,05	2,94
						2 ^a	0,18	0,20	0,01	0,04	0,44
						2A	0,10	0,05	0,01	0,01	0,17
2	0,28	0,05	0,01	0,05	0,61	2	0,28	0,05	0,01	0,05	0,61
						2 ^b	0,02	0,04	0,01	0,00	0,09
						2A	0,01	0,03	0,00	0,00	0,09
						3	0,05	0,09	0,00	0,00	0,88
						Sum reserver	1,82	2,02	0,10	0,10	3,90
						4 ^a	0,11	0,09	0,00	0,12	1,08
						5A	0,15	0,07	0,01	0,01	0,25
3	0,19	0,16	0,01	0,10	0,80	6	0,26	0,06	0,04	0,11	1,33
						5 ^b	0,07	0,04	0,00	0,03	0,36
						5A	0,05	0,15	0,01	0,02	0,23
4	0,15	1,21	0,01	0,05	1,49	5	0,11	0,41	0,01	0,04	0,59
5	0,12	0,34	0,01	0,01	0,51	6	0,08	0,07	0,00	0,00	0,15
6	0,05	0,07	0,00	0,00	0,14	7 ^a	0,02	0,10	0,00	0,00	0,11
7	0,00	0,10	0,00	0,00	0,11	7A	0,41	0,50	0,00	0,00	0,93
						7	0,44	0,60	0,00	0,00	1,04
						Sum betingede ressurser	0,90	1,94	0,06	0,18	3,12
						Sum reserver og betingede ressurser	2,52	3,96	0,15	0,28	7,05
8	0,43	0,00	0,00	0,00	0,93	8 & 9	1,35	2,40	0,00	0,00	3,75
9	1,15	2,40	0,00	0,00	3,75	Sum totale utvinnbare ressurser	4,05	7,03	0,21	0,32	13,80
Sum totale utvinnbare ressurser	6,55	7,03	0,21	0,32	13,80						

Tabell 5.2 Ressursregnskapet per 31.12.2000. Sammenligning av tidligere og revidert ressursklassifikasjonssystem.

Forskjellen er videre eksemplifisert i tabell 5.2 der ressursregnskapet per 31.12.2000 er vist i det tidligere og i det reviderte klassifikasjonssystemet. Tallene i de enkelte ressursklassene (bortsett fra ressursklasse 2) kan ikke sammenliknes direkte mellom systemene da definisjonen av klassene er noe forskjellig. Sammenstillingen gir likevel en illustrasjon av hvordan ressursene fordeler seg innenfor de to systemene. Ressursklassene 3, 4, 5 og 6 i det reviderte systemet kan ikke sammenliknes direkte med ressursklassene 3, 4, 5 og 6 i det tidligere. Dette skyldes at ressursklasse 3 i det reviderte systemet ikke har noen ekvivalent i det tidligere systemet. Videre er noen av forekomstene som tidligere lå i ressursklasse 3, fordelt på revidert ressursklasse 3 og 4. Noen forekomster fra tidligere ressursklasse 4 er lagt til revidert ressursklasse 5.

Ressursklasser nytt klassifiseringssystem gjeldende fra 1.7.2001

Klasse 0

Solgt og levert petroleum:

Petroleumsressurser i forekomster som er produsert og har passert referansepunktet for eierskap av rettighet til utvinning av reserver. Dette omfatter produserte mengder fra felt i produksjon så vel som produserte mengder fra felt som er permanent nedstengt.

Klasse 1

Reserver i produksjon:

Gjenværende utvinnbare, salgbare og leverbare petroleumsmengder som rettighetshaverne har besluttet å utvinne, og som omfattes av planer for utbygging og drift (PUD) som myndighetene har godkjent eller innvilget PUD-fritak for. Dersom produksjonen skulle være midlertidig stengt, skal reservene likevel legges til denne klassen. Reservene i denne klassen framkommer ved å subtrahere de solgte og leverte petroleumsmengder fra de opprinnelige utvinnbare reservene.

Som reserver regnes også gassmengder som er omfattet av godkjent PUD og som er holdt tilbake i felt der levering har startet.

Klasse 2

Reserver med godkjent utbyggingsplan

Klasse 2 F:

Utvinnbare petroleumsmengder som beskrevet under klasse 1, men som ikke er satt i produksjon.

Klasse 2 A:

Tillegg (eller fradrag) i reserver som er i klasse 1, eller 2F som skyldes prosjekter for forbedret produksjon, og som har samme beslutnings-

messige status som reserver i klasse 2F.

Klasse 3

Reserver som rettighetshaverne har besluttet å utvinne.

Klasse 3 F:

Utvinnbare, salgbare og leverbare petroleumsmengder som rettighetshaverne har besluttet å utvinne men som ikke er myndighetsbehandlet i form av PUD, eller PUD-fritak. Denne klassen inneholder også tillegg fra nye forekomster med samme beslutningsmessige status og som kan knyttes opp mot felt i ressursklasse 1 og 2.

Dette omfatter også petroleumsmengder (vesentlig gass) som er holdt tilbake, men som uten betydelige investeringer kan bli solgt på et senere tidspunkt.

Klasse 3 A:

Tillegg (eller fradrag) i petroleumsmengder som er i klasse 1, 2 eller 3F som skyldes prosjekter for forbedret utvinning, og som rettighetshaverne har besluttet å utvinne men som ikke er myndighetsbehandlet i form av PUD, eller PUD-fritak.

Dette omfatter også petroleumsmengder (vesentlig gass) som er holdt tilbake, men som uten betydelige investeringer kan bli solgt på et senere tidspunkt.

Klasse 4

Ressurser i planleggingsfasen

Klasse 4 F:

Oppdagede, utvinnbare petroleumsmengder som ventes å bli omfattet

av en PUD eller fritak fra PUD, der det pågår konkret aktivitet med sikte på å avklare om en selvstendig utbygging skal igangsettes. Utbygging forventes å kunne bli godkjent av rettighetshaverne innen ca 4 år. Denne klassen inneholder også tilleggsressurser som kan knyttes opp mot eksisterende felt som har reserver i ressursklasse 1 og 2 og funn som har ressurser i klasse 3.

Klasse 4 A:

Tillegg (eller fradrag) i petroleumsmengder som er i klasse 1, 2, 3 eller 4F som skyldes prosjekter for forbedret utvinning, og som har samme beslutningsmessige status som ressurser i klasse 4F.

Klasse 5

Ressurser der utvinning er sannsynlig men uavklart

Klasse 5 F:

Oppdagede, utvinnbare petroleumsmengder hvor utvinning er sannsynlig men uavklart. Oppdagede, utvinnbare petroleumsmengder som for tiden ikke vurderes for utbygging, men som kan bli bygd ut på lengre sikt hører hjemme her. Denne klassen inneholder også tillegg fra nye forekomster som kan knyttes opp mot felt og funn med ressurser i ressursklasse 1, 2, 3 og 4, men hvor det fremdeles er uavklarte forhold vedrørende mulig utvinning.

Klasse 5 A:

Tillegg (eller fradrag) i petroleumsmengder som er i klasse 1, 2, 3, 4 eller 5F som skyldes prosjekter for forbedret utvinning, og som har samme beslutningsmessige status som ressurser i klasse 5F.

Klasse 6

Ressurser der utvinning er lite sannsynlig:

Oppdagede, utvinnbare petroleumsmengder som selv på lang sikt ikke forventes å kunne utvinnes lønnsomt, samt ressurser i små, ikke-testede funn der utvinning synes lite sannsynlig. Opsjonsverdier vil normalt være inkludert i betraktninger av lønnsomhet. Opsjonsverdiene fremkommer som resultat av at det er usikkerhet omkring fremtidige utvinningsforhold (pris, teknologi m.m.), og hvor utvinning av ressursen betraktes som en opsjon (en rett, men ingen plikt) som utøves bare dersom forholdene utvikler seg tilstrekkelig gunstig.

Denne klassen inneholder petroleumsmengder som krever betydelige endringer i teknologi, priser m.v. for å kunne bli utvunnet lønnsomt, og hvor det vurderes å være utilstrekkelig sannsynlighet for at de endringer som kreves vil inntreffe.

Klasse 7

Ressurser som ikke er evaluert.

Klasse 7 F:

Utvinnbare petroleumsmengder i nye funn hvor funnevalueringsrapport ennå ikke er levert myndighetene og som derfor bare har et foreløpig ressursestimat.

Klasse 7 A:

Utvinnbare petroleumsmengder i felt og funn som har ressurser i klassene 1, 2, 3, 4 eller 5 og som eventuelt kan utvinnes ved hjelp av utvinningsteknikker utover det som regnes som konvensjonelle metoder, eller ved hjelp av kjente metoder som det ennå ikke foreligger grunnlag for å anvende.

For det enkelte felt eller funn vil dette ressursestimatet typisk være basert på grove anslag. Det kan være stor usikkerhet om tiltakene kan bli gjennomført. Det gis normalt bare estimat for tiltakenes samlede potensiale, ikke for de enkelte tiltak.

Denne klassen omfatter ressurser som tidligere ble kategorisert som "Ressurser fra mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad".

Klasse 8

Ressurser i prospekter:

Oppdagede, utvinnbare petroleumsmengder i kartlagte prospekter som ikke er påvist ved boring. Det er usikkert om de estimerte ressursene er til stede. Ressursestimatene er risikoveiede, dvs at de gjenspeiler estimerte volumer multiplisert med funnsannsynligheten. Funnsannsynligheten skal oppgis.

Klasse 9

Ressurser i prospektmuligheter og ikke-kartlagte ressurser:

Oppdagede, utvinnbare petroleumsmengder knyttet til prospektmuligheter. Det er usikkert om prospektene, og i så fall om de estimerte ressursene, faktisk er til stede. Ressursestimatene gjenspeiler estimerte volumer multiplisert med funnsannsynligheten. Funnsannsynligheten skal oppgis. De ikke-kartlagte utvinnbare ressursene beregnes ved en analyse av letemodeller. Letemodellenes totale ressurser omfatter både oppdagede og uoppdagede ressurser. De ikke-kartlagte ressursene er differansen mellom letemodellenes samlede ressurser og de oppdagede og kartlagte ressursene.

"First oil/gas"(F):

Petroleumsressursen gis betegnelsen First (F) dersom den er knyttet til gjeldende anslag for utvinnbare reserver/ressurser. First (F) brukes i ressursklasse 2,3,4,5 og 7. Tilleggsressurser klassifiseres også som First (F) i klassifiseringssystemet

"Additional oil/gas" (A):

Petroleumsressursen betegnes Additional (A) dersom den er knyttet til forbedret utvinning i forhold til gjeldende anslag for utvinnbare ressurser ut fra den gjeldende forståelsen av tilstedeværende mengder. Additional (A) brukes i ressursklasse 2,3,4,5 og 7.

