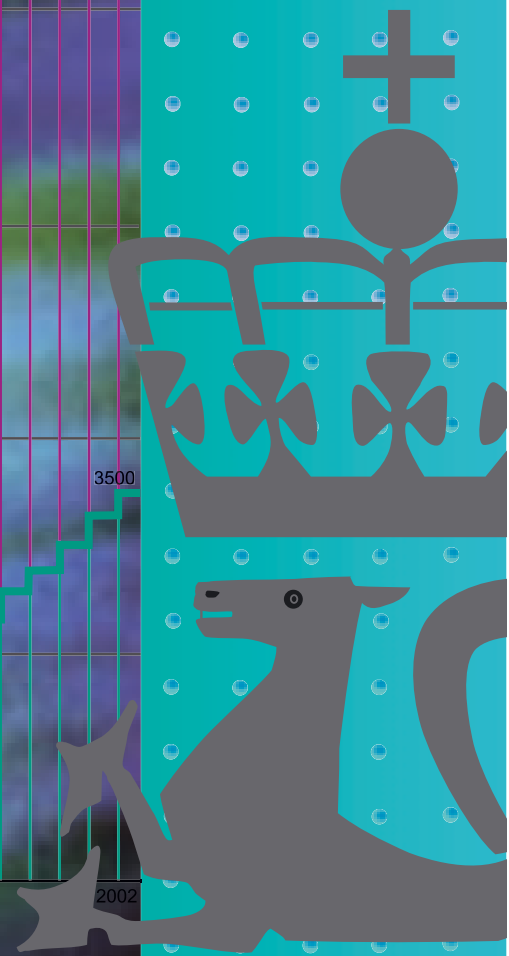
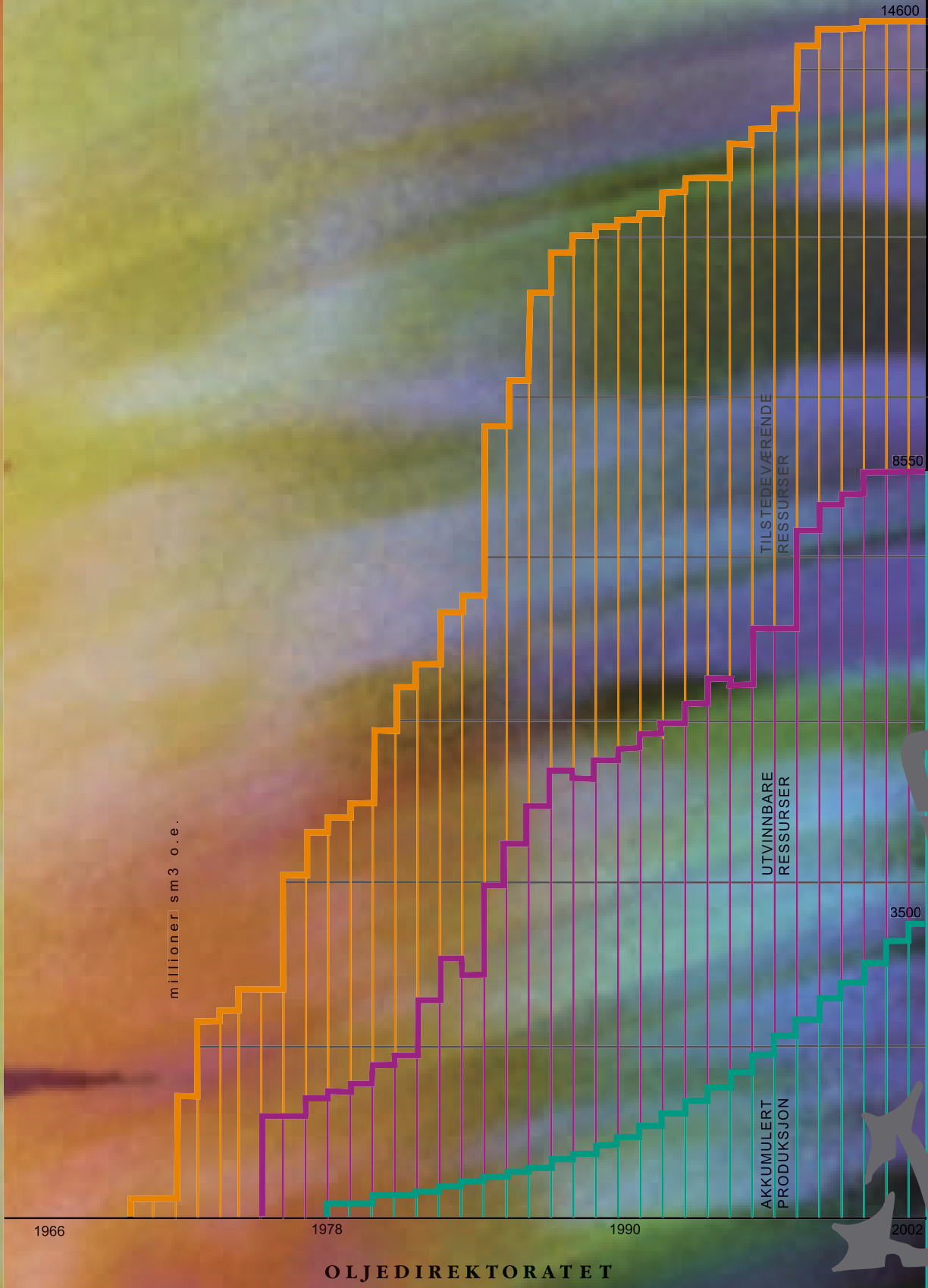
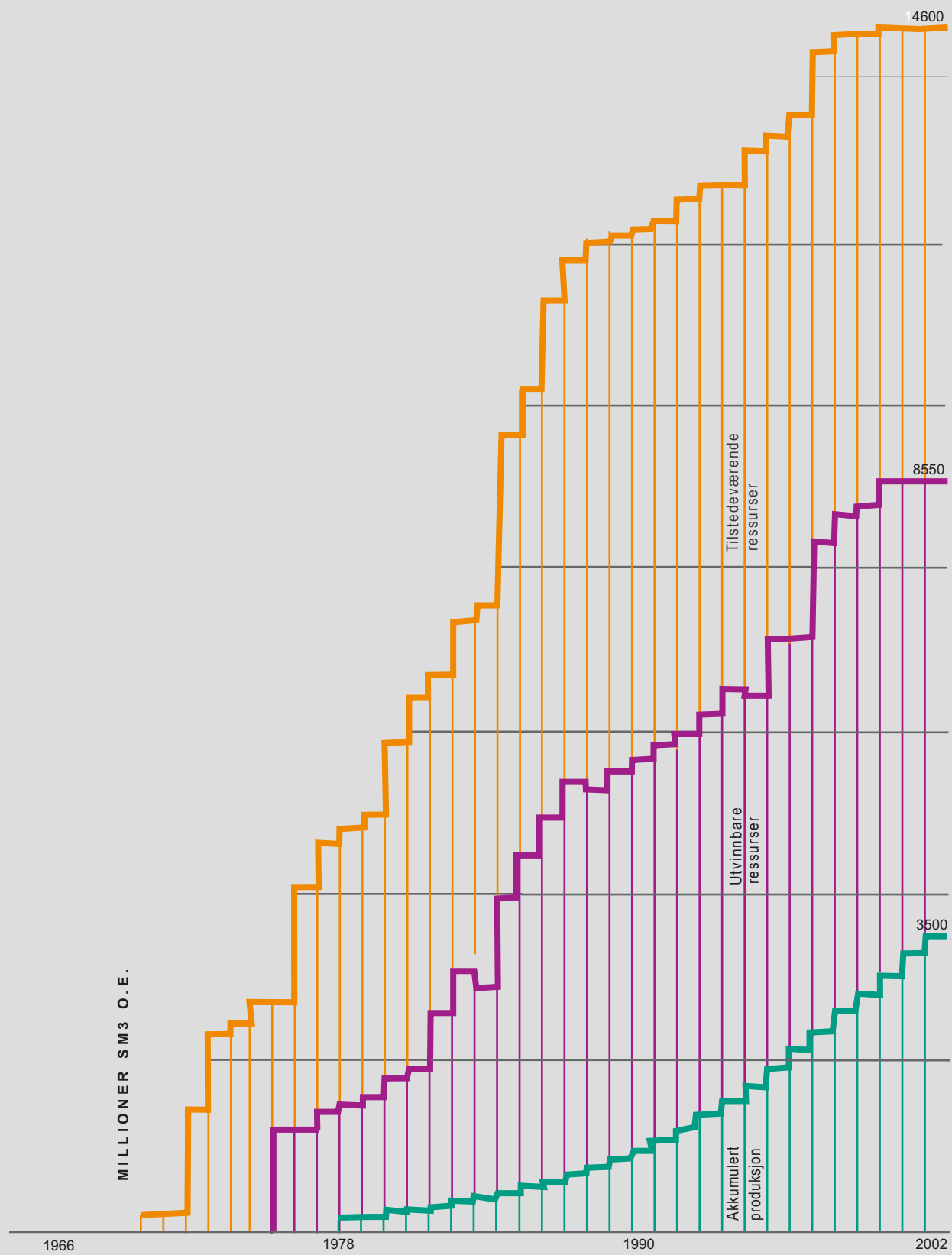


ISBN: 82-7257-647-3





Ansvarlig utgiver:
 Oljedirektoratet
 Prof. Olav Hanssensv.10
 Postboks 600,
 4003 Stavanger
 Telefon: 51 87 60 00
 Telefaks: 51 55 15 71
 E-post: postboks@npd.no
 Internett: www.npd.no

Trykkeri: Aske Trykkeri AS
 Papir: Arctic Volume 200/130

Petroleumsressursene på
 norsk kontinentalsokkel
 2003



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

Det er derfor viktig at Oljedirektoratet har en best mulig forståelse av geologiske forhold, totale petroleumsressurser og mulige tekniske og miljømessige begrensninger på norsk kontinentalsokkel. Det danner grunnlaget for planlegging av videre petroleumsaktiviteter på norsk kontinentalsokkel.

Oljedirektoratet har en unik tilgang på fakta om hele virksomheten. Ved å sammenstille denne informasjonen på en helhetlig og oversiktlig måte, bidrar vi til at store og små beslutninger gir best mulig helhetlig resultat i forhold til komplekse problemstillinger.

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

Stavanger, juni 2003

Gunnar Berge
oljedirektør

1	Innledning og sammendrag	6
2	Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel	8
2.1	PÅVISTE RESSURSER	8
2.2	UOPPDAGEDE RESSURSER	9
2.3	RESSURSREGNSKAPET	9
3	Uoppdagede petroleumsressurser	14
3.1	METODIKK FOR BEREGNING AV UOPPDAGEDE RESSURSER	15
3.2	RESULTATER AV RESSURSESTIMERINGEN	17
4	Leting på norsk kontinentalsokkel	28
4.1	UTFORDRINGER OG TRENDER	28
4.2	TILGANG PÅ AREAL	28
4.3	RESSURSTILVEKST, TEKNISK FUNNSUKSESS OG LETEEFFEKTIVITET	29
4.4	LETETEKNOLOGI	31
4.5	SITUASJONEN I DAG	32
5	Nordsjøen	34
5.1	UTFORDRINGER OG TRENDER	34
5.2	RESSURSGRUNNLAGET	35
5.3	LETING	36
5.4	RESSURSUTVIKLING	37
5.5	STORE VERDIER I MODNE FELT	39
5.6	KOSTNADSBILDET	42
5.7	FELT I SLUTTFASE	43
6	Norskehavet	44
6.1	UTFORDRINGER OG TRENDER	44
6.2	RESSURSGRUNNLAGET	45
6.3	LETING	47
6.4	RESSURSUTVIKLING	48
6.5	ØKT VERDISKAPING FOR FELT I PRODUKSJON	49
6.6	GASSTRANSPORT	50
6.7	KOSTNADSBILDET	51
7	Barentshavet	52
7.1	UTFORDRINGER OG TRENDER	52
7.2	LETING	53
7.3	RESSURSGRUNNLAGET	54
7.4	UTBYGGING	54
8	Prognoser	56
8.1	PRODUKSJON	56
8.2	VURDERING AV FRAMTIDIG PRODUKSJON	56
8.3	UTFORDRINGER KNYTTET TIL GJENVÆRENDE RESSURSER	57
8.4	INVESTINGER OG DRIFTSKOSTNADER PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL	60
8.5	RESSURSFORVALTNING OG MILJØET	61

1 Innledning og sammendrag

6

Oljedirektoratet presenterer i denne rapporten et oppdatert estimat over de totale utvinnbare ressursene på norsk kontinentalsokkel per 31.05.2003. Det er foretatt en ny beregning av potensialet som er knyttet til de uoppdagede ressursene. Samtidig presenteres en ny evaluering av potensialet som kan realiseres gjennom økt utvinning. Norsk kontinentalsokkel er delt i tre petroleumsprovinser, Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Ressursrapporten beskriver utfordringer i de tre områdene. Hensikten med dette er å belyse hva som kjennetegner en moden provins som Nordsjøen i motsetning til Barentshavet som er mindre moden. Som en oppsummering er prognoser for framtidig utvikling i petroleumsproduksjonen med tilhørende kostnader og miljøutslipp presentert.

De totale utvinnbare petroleumsressursene er beregnet til 12,8 milliarder Sm³ oljeekvivalenter (o.e.). Dette er en nedgang på en milliard Sm³ o.e. i forhold til ressursregnskapet per 31.12.2002. Endringen skyldes at estimatene for uoppdagede ressurser og for økt utvinning fra eksisterende felt er redusert. Usikkerheten i det totale estimatet er stor og angis med et spenn fra 10,5 til 14,5 milliarder Sm³ 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, 6,0 milliarder Sm³ o.e. gass, 0,4 milliarder Sm³ NGL og 0,3 milliarder Sm³ kondensat. De gjenværende utvinnbare ressursene er beregnet til 9,2 milliarder Sm³ o.e.

Til tross for nedgangen i estimatet for de uoppdagede ressursene er det fremdeles gode muligheter for å gjøre funn på kontinentalsokkelen. Endringene i estimatet for de totale uoppdagede ressursene i Nordsjøen og Barentshavet er ube-

tydelige, mens estimatet i Norskehavet er redusert med 30 prosent. Økt kjennskap til geologien innen det best undersøkte området i Norskehavet gir grunnlag for å redusere forventningene til både størrelse og antall nye funn. Samtidig reduseres forventningen noe til områdene i de dypere deler av Vøringbassenget i Norskehavet. Områdene utenfor Lofoten vurderes nå som mer lovende enn tidligere på grunn av ny kartlegging det siste året.

Vi har produsert mer olje og gass enn tilveksten av nye ressurser de siste årene. En forklaring på den manglende tilveksten av petroleumsressurser er at det bores færre undersøkelsesbrønner enn tidligere, og at funnene er mindre.

Myndighetene økte forutsigbarheten for tildeling av nytt leteareal gjennom årlige Nordsjøtildelinger fra 1999 til 2002. I mai 2003 ble Nordsjøtildelingene erstattet med et system med forhåndsdefinerte leteområder i modne deler av Nordsjøen og Norskehavet. Områdene som nå blir lyst ut, vil være tilgjengelige for industrien i flere år. Nye modne områder vil bli inkludert etter hvert.

I de mer umodne deler av kontinentalsokkelen videreføres praksisen med tildelinger hvert annet år. 18. konsesjonsrunde planlegges utlyst fjerde kvartal 2003 med tildeling våren 2004. Det er planer om å utlyse blokker både i Nordsjøen og i Norskehavet. Utlysing av områder utenfor Lofoten og Nordland avventer den videre behandling av utredningen av Lofoten og Barentshavet, der konsekvensene for helårig petroleumsaktivitet i områdene blir utredet.

Betydelige oljevolumer vil bli liggende igjen i undergrunnen etter nedstengning av de store feltene. Det arbeides hardt med å identifisere og planlegge tiltak for å få lønnsom utvinning av deler av disse ressursene. En kartlegging av verdiskapingspotensialet i felt i produksjon som Oljedirektoratet har gjennomført, viser at mangel på teknologiutvikling ved siden av lønnsomhet er den største hindringen for at tiltak blir gjennomført. Gjennomsnittlig forventet utvinningsgrad for oljefelt er nå beregnet til 45 prosent. Myndighetene har

fremdeles som målsetting å nå 50 prosent gjennomsnittlig utvinningsgrad for olje fra oljefelt og 75 prosent gjennomsnittlig utvinningsgrad av gass fra gassfelt.

Etter 37 år med leteboring og 32 år med produksjon er det fortsatt usikkert hvor mye av de ressursene vi har funnet som kan utvinnes. Det gjør at framtidige produksjonsanslag er forbundet med usikkerhet. Usikkerheten er knyttet til beslutninger om økt utvinningsprosjekter, hvilke funn som vedtas utbygd, leteaktivitet og hvor mye av det estimerte uoppdagede ressurspotensialet som blir realisert. Uoppdagede ressurser utgjør 40 prosent av de gjenværende estimerte utvinnbare ressursene. Med dagens lave leteaktivitet vil det bli vanskelig å realisere disse ressursene. Det blir en utfordring å få selskapene til å lete mer.

Økt kapasitet for gasstransport er en viktig forutsetning for å fremme en fortsatt høy leteaktivitet og modning av ressurser i Norskehavet. Med funn som i dag venter på tilgang i eksisterende gassrørledninger, vil det ikke være kapasitet til å transportere gassvolumer før etter 2020. Leting de nærmeste årene vil derfor trolig dreie seg om prospekter som er store nok til å danne grunnlag for en ny gassledning.

For å beregne økonomisk utvinnbare ressurser, kreves det at det blir gjort en rekke antakelser i tillegg til de geologiske og teknologiske. Olje- og gasspris må estimeres, framtidig kostnadsnivå må vurderes, det samme må tilgjengeligheten på høyt kvalifisert personell. Dessuten må aktørene, både industrien og myndighetene, vise vilje og evne til å investere i nødvendig forskning og utvikling.

Bare en fjerdedel av de estimerte utvinnbare ressursene på norsk kontinentalsokkel er produsert og solgt, den fjerdedelen som det har vært enklest både å finne og å utvinne. Det vil kreve enda større innsats å få opp det som fortsatt ligger igjen i bakken.

Stortingsmelding nr 38 (2001-2002) påpekte forskjellen mellom en langsiktig utviklingsbane og en forvittringsbane. Utviklingsbanen forutsetter fortsatt aggressiv satsing på sektoren fra alle aktørene, mens forvittringsbanen innebærer høsting av allerede vedtatte produksjonsplaner. Utviklingsbanen forutsetter også at både dagens og framtidens krav til bærekraftig utvikling implementeres slik at tiltak kan settes inn der virkningene er størst i forhold til kostnadene. Forskjellen utgjør minst 2000 milliarder norske kroner, sannsynligvis mer enn det dobbelte dersom oljeprisen blir så høy som vi har sett de siste par årene. Det burde være grunnlag for å overføre disse verdiene fra "bakke til bok", men det krever vilje til handling.

OD håper at denne rapporten kan bidra i den pågående debatt.

2 Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel

8

Oljedirektoratets ressursregnskap gir en oversikt over de utvinnbare petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel. Ressursregnskapet omfatter både solgte og leverte mengder, påviste gjenværende utvinnbare petroleumsressurser og antatt utvinnbare uoppdagede ressurser.

De totale ressursene er nå beregnet til 12,8 milliarder Sm³ oljeekvivalenter (o.e.). Ressursregnskapet viser en nedgang på 980 millioner Sm³ o.e. i forhold til sist publisert regnskap (31.12.2002). Nedgangen skyldes en reduksjon i estimatet for de uoppdagede ressursene i Norskehavet og en reduksjon i forventet volum som stammer fra ekstraordinære tiltak for økt utvinning fra eksisterende felt.

2.1 PÅVISTE RESSURSER

Påviste tilstedeværende ressurser

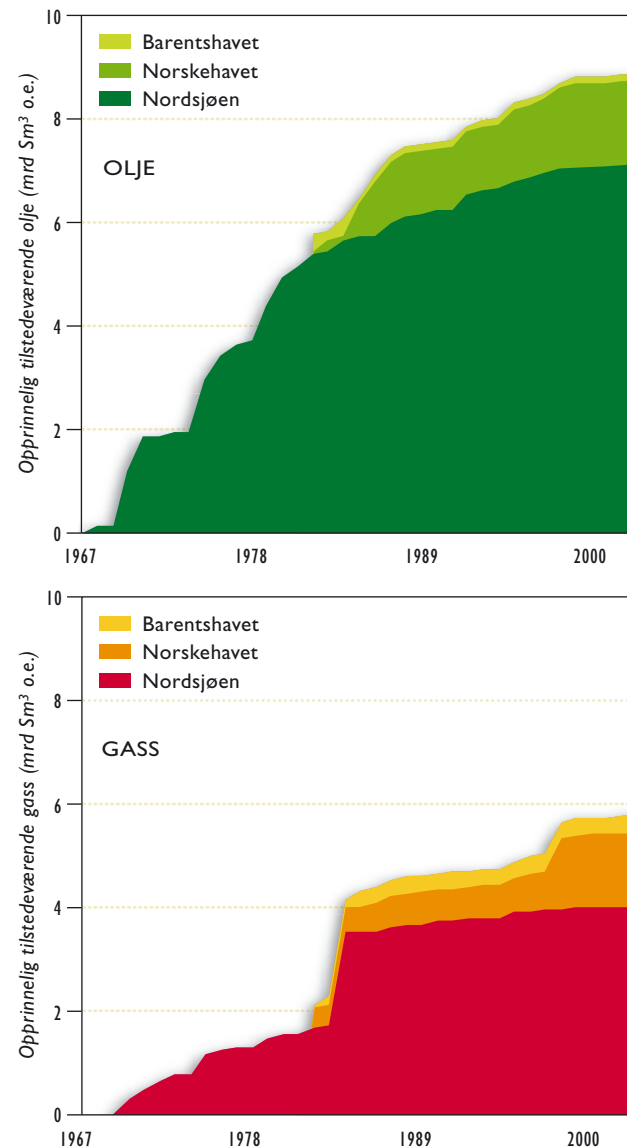
Det er påvist i alt 14,5 milliarder Sm³ o.e. olje og gass ved boring på norsk kontinentalsokkel. Dette betegnes som de opprinnelig tilstedeværende ressursene og inkluderer all olje og gass som er til stede i reservoarene, både det vi betrakter som utvinnbart og det som vil bli igjen i reservoarene etter endt produksjon.

Påviste utvinnbare ressurser

De påviste, utvinnbare ressursene deles inn i solgte og leverte mengder samt gjenværende påviste ressurser.

Forventningen til hvor mye som kan utvinnes av de påviste tilstedeværende ressursene endres over tid. Volumet som kan utvinnes er avhengig av naturgitte, tekniske og økonomiske forhold.

Helt til de siste årene har både estimatet for de opprinnelig tilstedeværende ressursene og estimatet for de utvinnbare petroleumsressursene økt jevnt (figur 2.1 og 2.2). Skal denne trenden fortsette, kreves det målrettet innsats fra oljeindustrien. Produksjonen av olje og gass har de siste årene vært større enn tilveksten av nye ressurser, slik at gjenværende volumer har blitt mindre for hvert år.



Figur 2.1 Tilveksten av opprinnelig tilstedeværende mengder olje og gass fordelt på Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Estimater over tilstedeværende petroleum i hver forekomst kan endre seg over tid som følge av ny kartlegging/forståelse eller ved at en avgrensingsbrønn viser at funnet er større eller mindre enn først antatt. Figuren viser dagens estimat for tilstedeværende ressurser.

2.2 UOPPDAGEDE RESSURSER

Estimatet for de uoppdagede ressursene på norsk kontinentalsokkel har en volumetrisk forventningsverdi på 3 400 millioner Sm³ o.e. Endringene i estimatet for de totale uoppdagede ressursene i Nordsjøen og i Barentshavet er ubetydelige, mens estimatene for de totale uoppdagede ressursene i Norskehavet er redusert med 30 prosent.

Estimatet er et resultat av Oljedirektoratets evaluering, som blant annet baserer seg på ny informasjon om funn og felt, informasjon fra nye boringer og informasjon fra prospektene i ODs database.

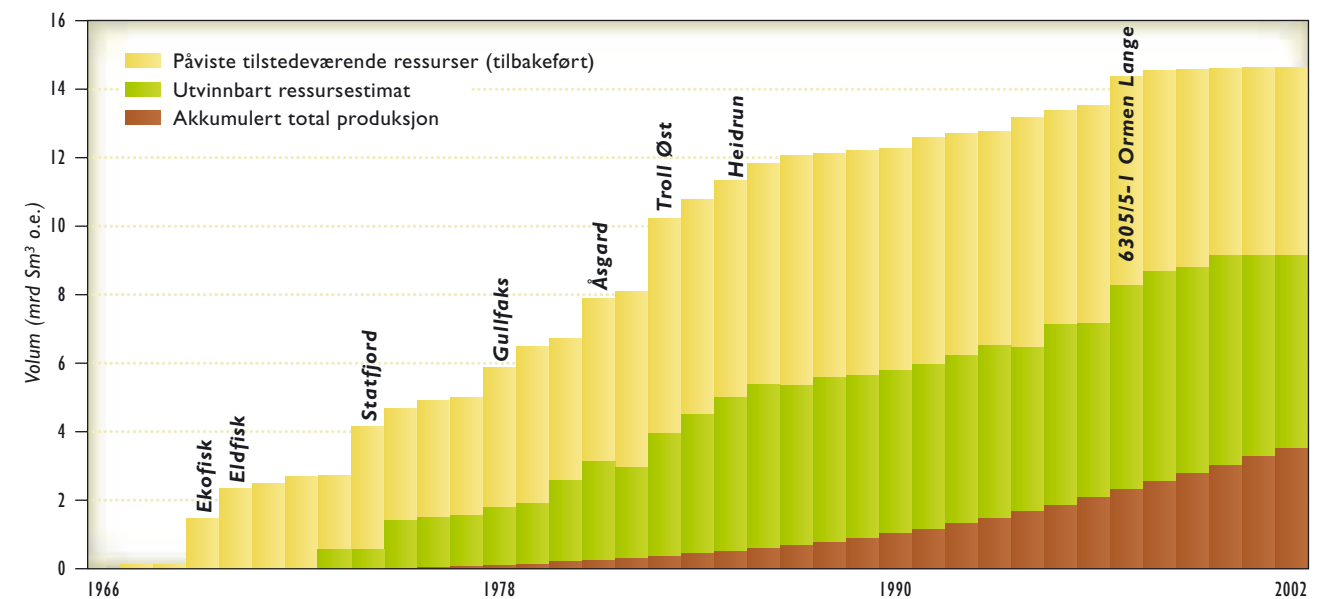
Det er stor usikkerhet knyttet til estimatet av uoppdagede petroleumsmengder. Estimater blir derfor angitt med et usikkerhetsspenn fra lavt (P90) til høyt (P10) estimat i tillegg til en statistisk forventningsverdi. Estimater for de uoppdagede ressursene er redusert med 530 millioner Sm³ o.e. siden siste vurdering som var i 2001. Dette omtales nærmere i kapittel 3.

2.3 RESSURSREGNSKAPET

Ressursregnskapet gir en oversikt over de totale utvinnbare petroleumsressursene. Tallene er basert på forventningsverdien til hvert enkelt funn og felt og de uoppdagede ressursene. Det er en usikkerhet knyttet til beregningen av de utvinnbare ressursene. I tillegg er det en usikkerhet knyttet til realiseringen av potensialet, det vil si om de prosjekter som er nødvendig for å realisere dette, vil bli gjennomført.

Ressursklassifisering

For å kvantifisere hvor mye av de tilstedeværende ressursene som til enhver tid kan produseres, benytter OD et ressursklassifiseringssystem som er utviklet i samarbeid med industrien (www.npd.no). Klassifikasjonssystemet er harmonisert med systemet som Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Congress (WPC) og American Association of Petroleum Geologists (AAPG) publiserte i 2000.



Figur 2.2 Historisk produksjon og estimat for totale utvinnbare mengder i forhold til de påviste tilstedeværende mengdene. Eksempler på når felt og funn ble påvist er vist i figuren.

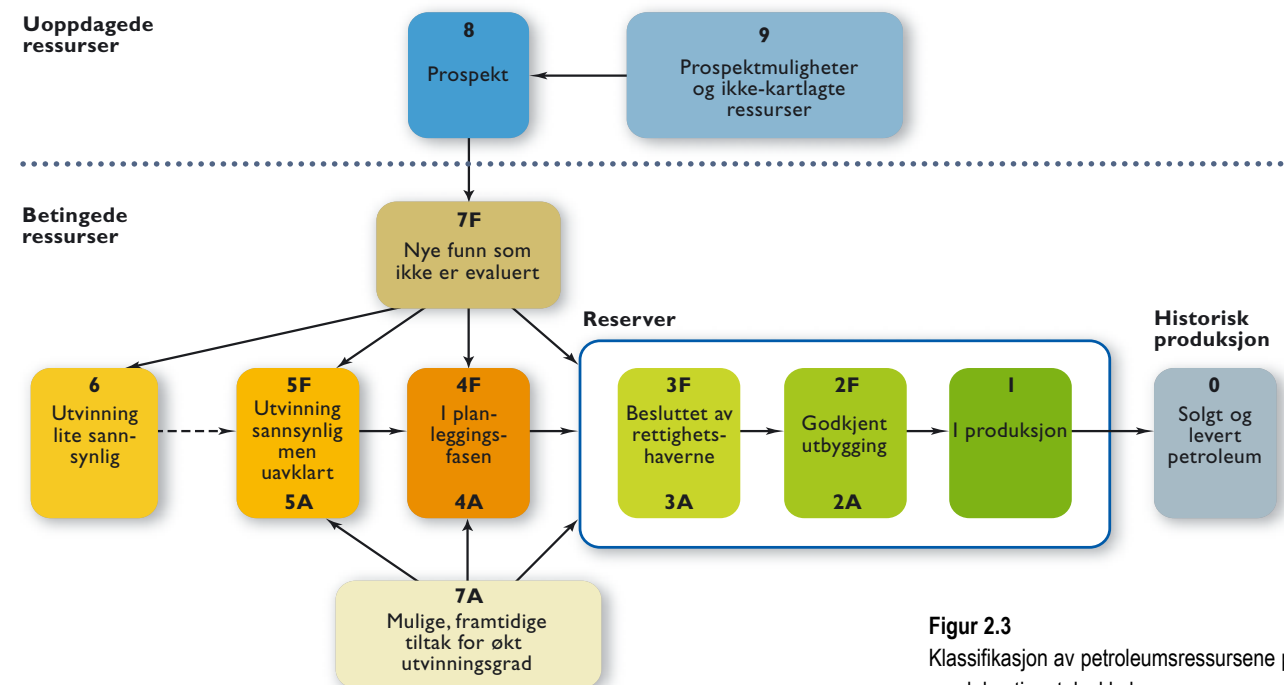
2 Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel

Systemet er basert på modenheten til prosjekter. Det viser hvilke ressurser som er godkjent for produksjon (reserver), hvilke som er avhengig av avklaringer og beslutninger (betingede ressurser) og hvilke ressurser som antas å kunne bli funnet (uoppdagede ressurser). Det angir hvor ressursene befinner seg i utviklingskjeden fra uoppdaget, funn, utbygging, produksjon og fram til avsluttet produksjon (figur 2.3). Det følger av systemet at et felt kan ha prosjekter i ulike ressurskategorier. Det angir også hvilke ressurser som er knyttet til opprinnelige utvinningsprosjekter (F=First) og hvilke som er knyttet til tiltak for økt utvinning (A=Additional).

Totale utvinnbare petroleumsressurser

De totale utvinnbare ressursene er beregnet til 12,8 milliarder Sm³ o.e. Dette fordeler seg på 6,8 milliarder Sm³ o.e. væske og 6,0 milliarder Sm³ o.e. gass. Væske er samlebetegnelse på olje, NGL og kondensat.

Ressursregnskapet viser opprinnelig utvinnbare petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel



Figur 2.3
Klassifikasjon av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel.

(tabell 2.1). Ressursregnskapet for felt og funn er basert på tall per 31.12.2002, mens ODs estimat av de uoppdagede petroleumsressursene og ressursene knyttet til mulige framtidige tiltak for økt utvinning er gjort per 31.05.2003.

Utvinnbar væske og utvinnbar gass

Fordelingen av de totale utvinnbare ressursene viser at over en fjerdedel, 27 prosent, av det totale ressursvolumet er produsert, og at 29 prosent inngår i prosjekt som er godkjent. Estimerte uoppdagede ressurser står for 26 prosent. (figur 2.5-2.7)

Solgte og leverte mengder

Det er til nå solgt og levert 2,7 milliarder Sm³ o.e. væske (olje, NGL og kondensat) og 796 milliarder Sm³ gass fra norsk sokkel. Av de påviste utvinnbare ressursene er 55 prosent av væsken og 25 prosent av gassen solgt og levert per 31.12.2002 (figur 2.4).

Felt i produksjon og felt vedtatt utbyggd

Det var per 31.12.2002 45 felt i produksjon; 40 i Nordsjøen og 5 i Norskehavet. 8 felt var i tillegg godkjent for utbygging, men ikke satt i produksjon. Dessuten har 12 felt avsluttet produksjon.

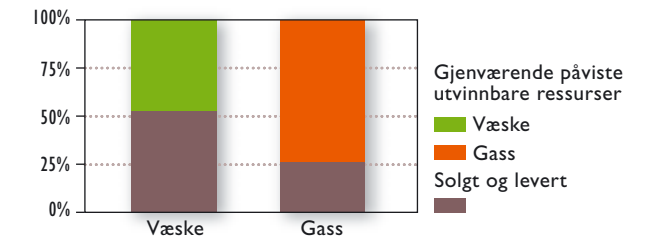
Oljeekvivalenter (forkortes o.e.) brukes når olje, NGL, kondensat og gass mengder skal summeres eller sammenlignes og det ikke er nødvendig med eksakte mengdeangivelser. Fra og med 1996 oppgir OD de samlede petroleumsressursene i Sm³ oljeekvivalenter (Sm³ o.e.). Følgende omregningsfaktorer benyttes ved konvertering:

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

Økt utvinning fra felt

I tillegg til reservene som er planlagt produsert fra feltene, er det mulig å øke utvinningen av både olje og gass ytterligere. Selskapene arbeider med en lang rekke muligheter. De mest konkrete prosjekter presenteres som ressurskategori 4 og 5. Kategoriene inneholder over 50 prosjekter med totalt 306 millioner Sm³ olje, kondensat og NGL og 198 milliarder Sm³ gass.

Et kartleggingsarbeid OD har foretatt viser over 100 konkrete prosjekter og mulige tiltak for økt utvinning. Dette utgjør 750 millioner Sm³ o.e. Oljedirektoratet bokfører et volum for å nå målsettingen om 50 prosent gjennomsnittlig utvinning av olje og 75 prosent utvinning av gass (kategori 7A). Olje- og gassressursene i ressurskategori 7A er redusert i forhold til regnskapet per 31.12.2002 (tabell 2.1). Reduksjonen av volumet i denne kategorien skyldes dels at prosjekter for økt utvinning er blitt konkretisert og dels at OD nå kun



Figur 2.4
Solgte og gjenværende mengder væske og gass.

Klasse	Kategori	Prosjekt status	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Oljeekv ¹ mill Sm ³	Endring ift 31.12.2002		
								Væske mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	Oljeekv ¹ mill Sm ³
Historisk produksjon	0	FELT								
		Solgt og levert pr. 31.12.02	2542	796	63	59	3516			
Reserver	1 2-3	Gjenværende reserver i produksjon	1085	1399	84	53	2697			
		Reserver med godkjent / innsendt PUD	221	719	34	77	1082			
Betingede ressurser	4 5 7F	Sum reserver	1306	2117	118	130	3778			
		I planleggingsfase	192	136	19	5	369			
		Kan bli utbyggd på lang sikt	58	62	4	7	133			
		Nye funn - ikke ferdig evaluert	2				2			
		Sum betingede ressurser i felt	252	198	22	12	504			
		Sum reserver og ressurser i felt	1558	2315	141	142	4283			
FUNN	4 5 7F	I planleggingsfase	87	529	12	37	676			
		Kan bli utbyggd på lang sikt	80	322	4	25	433			
		Nye funn/ikke komplett evaluert	3	1	0	2	6			
		Sum betingede ressurser i funn	170	852	16	64	1115			
Uoppdagede ressurser	8-9	Mulige tiltak for økt utvinning	350	100			450	-50	-400	-450
		Uoppdagede ressurser	1500	1900			3400	80	-610	-530
Totalt		Gjenværende ressurser	6120	5964	219	265	12764	30	-1010	-980
		Gjenværende ressurser	3578	5167	156	206	9248	30	-1010	-980

1) 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³.

Tabell 2.1

Ressursregnskapet for norsk kontinentalsokkel per 31.05.2003 med endringer i forhold til 31.12.2002.

2 Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel

inkluderer potensialet på feltene og ikke lenger også potensialet fra framtidige utbygginger av funn. Olje som produseres som en assosiert fase med gassen, er ikke en del av beregningsgrunnlaget.

På grunnlag av de innrapporterte reservene ved årsskiftet, er den forventede gjennomsnittlige utvinningsgraden for oljefelt på norsk kontinentalsokkel beregnet til 45 prosent (figur 2.8). Dette er en økning i forhold til de seneste år hvor den har vært uendret på 44 prosent. Enkelt felt på norsk sokkel har utvinningsgrad for olje som er svært høy i internasjonal sammenheng, eksempelvis Statfjord, Oseberg og Draugen som alle forventes å oppnå over 60 prosent utvinning før produksjonen avsluttes.

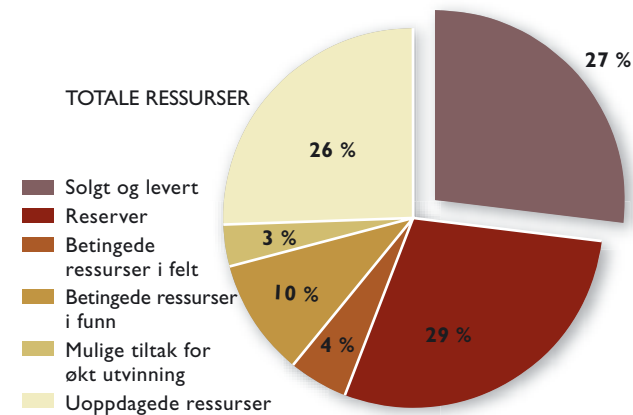
Fra 1990 og fram til 1998 økte den gjennomsnittlige forventede utvinningsgraden for oljefelt hvert år, men etter 1998 har økningen vært ubetydelig. Økningen tilskrives i hovedsak tiltak på de største og mest modne feltene. Økt kunnskap om feltene og utvikling gjennom produksjonshistorien og bruk av nye metoder, har gitt grunnlag for gjennomføring av tiltak for å øke oljeutvinningen.

Mulige framtidige tiltak for økt gassutvinning beregnes tilsvarende med basis i målsettingen om 75 prosent gjennomsnittlig utvinningsgrad for gass fra gassfelt. Gassfunn er ikke med i beregningsgrunnlaget. Gass som produseres sammen med olje, NGL og kondensat, som en assosiert fase, er heller ikke en del av beregningsgrunnlaget.

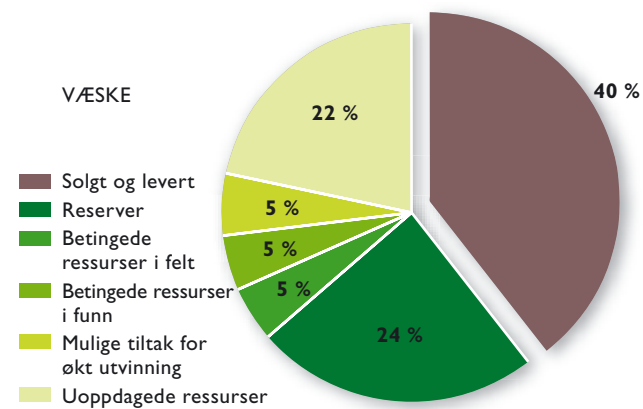
De nye og reduserte estimatene for ressurskategori 7A er 350 millioner Sm³ olje og 100 milliarder Sm³ gass.

Ressurser i påviste funn

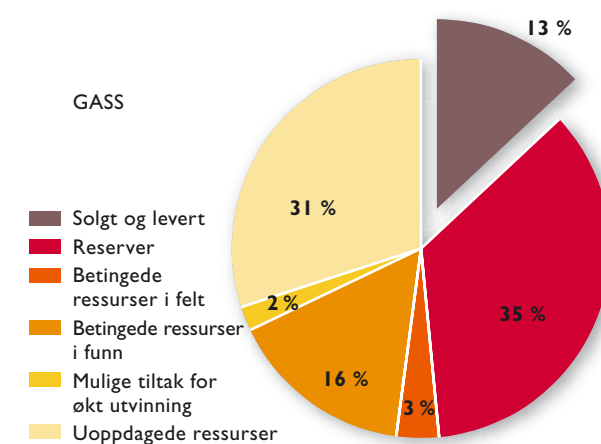
Funn som ikke er besluttet utbygd, står for 11 prosent av de gjenværende ressursene. Det er 21 funn i ressurskategori 4 og 41 funn i ressurskategori 5 med i alt over 1 100 million Sm³ o.e.



Figur 2.5
Fordelingen av totale utvinnbare ressurser, 12,8 milliarder Sm³ o.e.



Figur 2.6
Fordelingen av utvinnbare væskeressurser, 6,8 milliarder Sm³ o.e.



Figur 2.7
Fordelingen av utvinnbare gassressurser, 6,0 milliarder Sm³ o.e.

Norsk sokkel har til nå vært dominert av store oljefunn. De siste årene er det imidlertid gjort færre og mindre oljefunn. Det største oljefunnet som ikke er besluttet utbygd, er 15/9-19 S Volve med utvinnbare oljeressurser på 11,7 millioner Sm³ o.e.

26 prosent av de gjenværende påviste gassressursene er i funn som er i planleggingsfasen, eller i funn der utvinning er sannsynlig, men ikke avklart. Disse er dominert av enkelte store funn, hvorav 6305/5-1 Ormen Lange i Norskehavet inneholder 375 milliarder Sm³ gass. Når det tas beslutning om at 6305/5-1 Ormen Lange skal bygges ut, reduseres ressurspotensialet i ikke-besluttede gassfunn med over førti prosent.

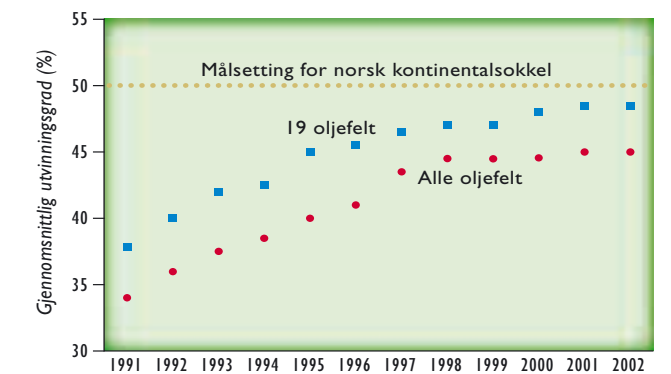
Ressursene i ressurskategori 4 utgjør 677 millioner Sm³ o.e. Dette gir en gjennomsnittstørrelse på 31 millioner Sm³ o.e. per funn. Ressurser i funn der utbygging er sannsynlig, men uavklart (ressurskategori 5), utgjør et potensial på 433 millioner Sm³ o.e. Gjennomsnittstørrelsen er 11 millioner Sm³ o.e. 6506/6-1-funnet ("Victoria") i Norskehavet er det største funnet i denne kategorien og utgjør nær 30 prosent av porteføljen.

Usikkerhet i ressursestimatene

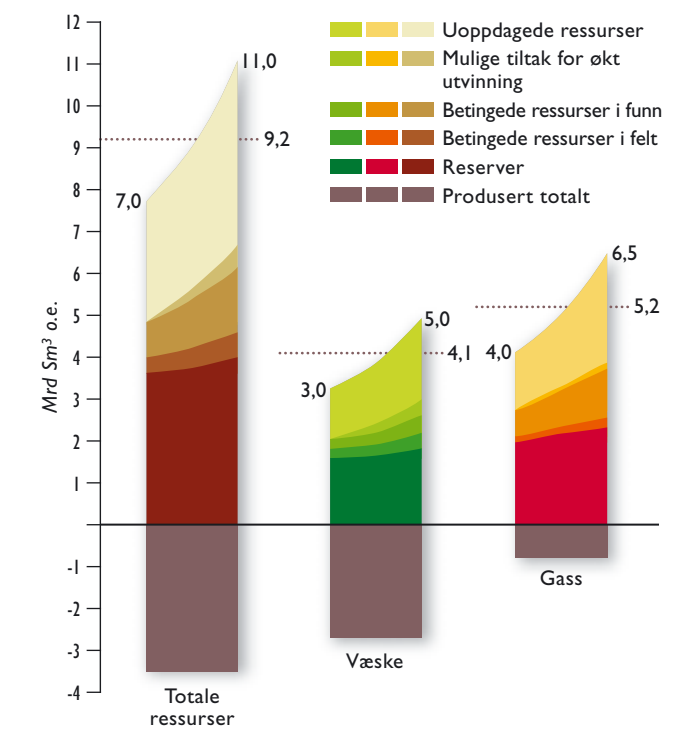
Ressursestimatene for de enkelte ressurskategoriene er beheftet med volumetrisk usikkerhet som først og fremst gjenspeiler geologisk og reservoarteknisk usikkerhet. For hver ressurskategori beregnes det et forventet volum og et lavt og høyt estimat basert på en stokastisk modellering (figur 2.9).

Usikkerhetsspennet er størst for de minst modne ressursene, det vil si ressurser klassifisert i de høyere ressurskategoriene. For disse er usikkerheten knyttet til kartlegging av forekomstens utstrekning, funnsannsynlighet og til reservoar- og produksjonsegenskapene.

For felt som er i produksjon, vil usikkerheten være mindre. Den er knyttet til reservoaroppførselen, effekten av den besluttede utvinningsstrategien, og hvilke tiltak som blir iverksatt for å øke utvinningen.



Figur 2.8
Gjennomsnittlig utvinningsgrad for alle oljefelt på norsk kontinentalsokkel og for 19 felt som var godkjent for utbygging i 1991.



Figur 2.9
Usikkerhet i ressursestimatene.

3 Uoppdagede petroleumsressurser

3 UOPPDAGEDE PETROLEUMSRESSURSER

En stor del av petroleumsressursene på kontinentalsokkelen er ennå ikke oppdaget. Størrelsen av disse mengdene kan estimeres. Ressurserestimering er å beregne hvor store utvinnbare petroleumsressurser det er mulig å finne i et område. Estimater viser hva som er mulig å finne og utvinne dersom det letes i hele området og på alle prospektene. Det representerer derfor et potensial for hva som kan finnes og utvinnes ut fra geologiske vurderinger. Hvor mye som faktisk blir påvist og utvunnet er avhengig av økonomiske og tekniske forhold.

Estimatene oppgis oftest med ett tall, den statistiske forventningsverdien. Det er imidlertid svært stor usikkerhet knyttet til beregningen av de uoppdagede petroleumsressursene. For å synliggjøre dette oppgis i tillegg til den statistiske forventningsverdien også lavt (P₉₀) og høyt (P₁₀) estimat.

Usikkerheten i estimatet er minst i de områdene som er godt kartlagt og utforsket og størst i områder med lite og begrensede kunnskaper om de geologiske forholdene. Områder uten boring tillegges ofte en risikofaktor for ikke å gjøre funn i det hele tatt. I disse områdene kan det være et betydelig uavklart ressurspotensial. For å anskueliggjøre dette er både risikostjustert og ikke-risikostjustert mengde vist for de enkelte områdene.

En letemodell er et geografisk og stratigrafisk avgrenset område 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 og 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.

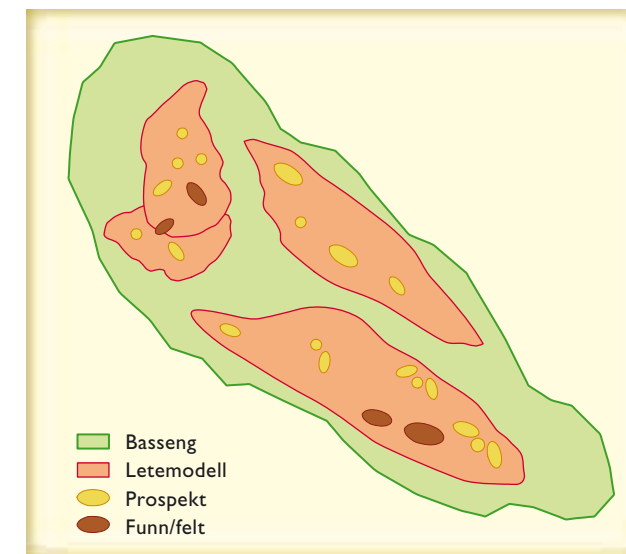
Et prospekt er en mulig petroleumsfelle med kartleggbart, avgrenset bergartsvolum.

Funnsannsynligheten beskriver muligheten for ved boring å påvise petroleum i et prospekt. Funnsannsynligheten fremkommer ved produktet av sannsynlighetene for at letemodellen eksisterer, tilstedeværelse av reservoar, av felle, av migrasjon av petroleum inn i fellen og av oppbevaring av petroleum i fellen.

3.1 METODIKK FOR BEREGNING AV UOPPDAGEDE RESSURSER

Det finnes flere metoder for å beregne de uoppdagede petroleumsressursene. Valg av metode er blant annet avhengig av datamengde og kunnskap om områdene. OD benytter en metode som kalles letemodellanalyse (figur 3.1 og definisjonen av letemodell). Resultatene er sammenliknet med resultat fra andre metoder og har medført visse justeringer av den anvendte metoden.

En letemodell defineres innen et basseng på bakgrunn av boreresultater og tolkninger av seismiske og geologiske data. Alle funn og prospekt tilhører en letemodell. Det blir beregnet en ressursmengde for hver letemodell. Det viktigste grunnlaget for beregningen er antallet funn som vi antar vil bli gjort, og størrelsen av disse. Geologiske og reservoartekniske egenskaper til eventuelle funn som er gjort innenfor letemodellen, legges til grunn for beregning av ressursene i de framtidige funnene. Det er knyttet usikkerhet til alle parametrene som inngår i beregningen, og usikkerheten blir ivaretatt ved å legge inn sannsynlighetsfordelinger av de ulike parametrene. Mengdene blir beregnet stokastisk ved



Figur 3.1
Skisse av forholdet mellom basseng, letemodell og prospekt.

STATISTIKKBEGREPER

Forventningsverdi – den antatte gjennomsnittsverdien. Konfidensintervall – kalles også intervallestimat. Et 80 prosent konfidensintervall vil si at 80 prosent av alle utfall av den statistiske analysen (Monte Carlo-simuleringen) vil falle innenfor dette intervallet. Sagt på en annen måte, vil det si at en er 80 prosent sikker på at utfallet ligger innenfor det valgte intervallet. For et 80 prosent konfidensintervall velges vanligvis intervallet mellom P₉₀ og P₁₀.

P₁₀ – den verdien som det er 10 prosent sannsynlighet for at ressursene vil være lik eller større.

P₉₀ – den verdien som det er 90 prosent sannsynlighet for at ressursene vil være lik eller større.

Monte Carlo-simulering – en metode for å komme fram til en sannsynlighetsfordeling av resultatene fra en kombinasjon av mange variabler som har usikkerhet knyttet til seg. For eksempel når ressursene i en letemodell skal beregnes og det er usikkerhet knyttet til antallet prospekt, hvor mange som vil gi funn, reservoaregenskaper, om det er væske eller gass osv. Monte Carlo-simuleringen gjør et tilfeldig utvalg av verdier for de ulike variablene og regner ut et resultat. Dette gjentas tusenvis av ganger, og resultatene framstilles i form av en sannsynlighetsfordeling.

Stokastisk metode – statistiske beregninger basert på tilfeldige utvalg av kjente verdier. Monte Carlo-simulering er et eksempel på en stokastisk metode.

3 Uoppdagede petroleumressurser

hjelp av Monte Carlo-simulering. Resultatene for de enkelte letemodellene blir så aggregert til en total mengde og framstilles som en sannsynlighetsfordeling.

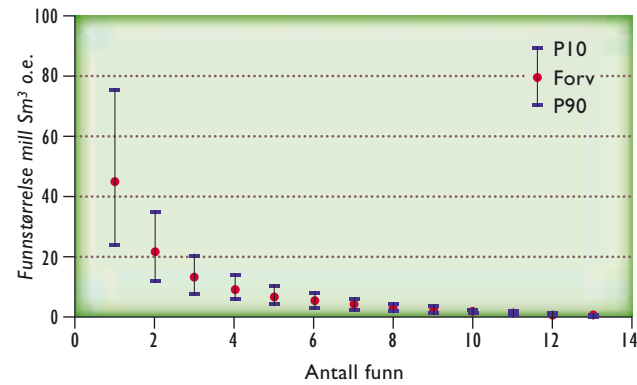
En letemodell er bekreftet når det er gjort minst ett funn av produserbare hydrokarboner. For letemodeller der det ikke er gjort funn (ubekreftede letemodeller) blir det beregnet en sannsynlighet for at de faktorene som definerer letemodellen er til stede. I ubekreftede letemodeller blir ressursene deretter risikoveid ved at ressursene blir multiplisert med sannsynligheten for at letemodellen skal fungere. Dette omtales som risikjustert mengde. Den ikke-risikjusterte mengden er et mål på potensialet i letemodellen, dersom den blir bekreftet.

Gjennom ODs kartlegging og evaluering er det definert totalt 68 letemodeller, og av disse er 32 bekreftet til nå (tabell 3.1).

De parametrene som blir benyttet i letemodellanalysene, blir så langt som mulig kalibrert med faktiske data. For hver letemodell utarbeides det en størrelsesfordeling av de framtidige funnene som kan ventes i letemodellen. Størrelsesfordelingen er blant annet basert på størrelsen av eksisterende funn og prospekter i letemodellen. Det er også knyttet en usikkerhet til størrelsen på de funnene som følger av analysen (figur 3.2).

Generelt vil prospekt med størst potensial og høyest funnsannsynlighet bli boret først. Etter hver boring reduseres og endres gradvis utvalget av gjenværende, uborede prospekt. Dette påvirker både antall og sammensetning av prospektene og derved også datagrunnlaget for estimering av de uoppdagede ressursene etter som tiden går.

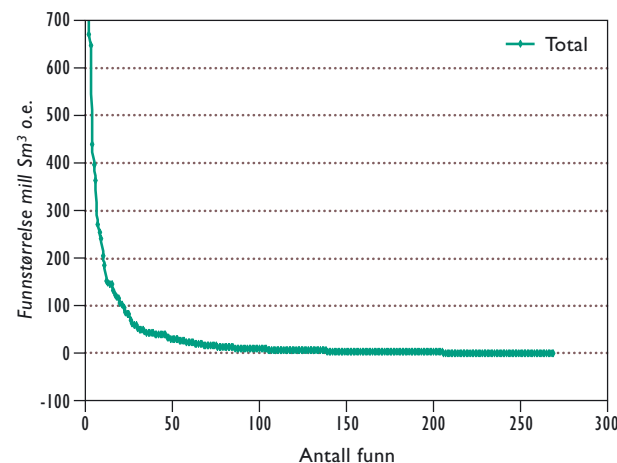
Dersom vi plottes alle funnene som er gjort på norsk kontinentalsokkel etter avtagende størrelse, ser vi at det er gjort noen få svært store funn og mange små (figur 3.3). Størrelsesfordelingen er en bratt avtagende kurve. Dette kan beskrives som en lognormal fordeling. En lognormal fordeling av funn er typisk for de fleste bassengene i verden. Ved bereg-



Figur 3.2 Størrelsen av framtidige funn i en letemodell, angitt med usikkerhet.

Område	Totalt antall letemodeller	Bekreftet		Ubekreftet	
		Antall	Ressursandel	Antall	Ressursandel
Nordsjøen	25	18	97 prosent	7	3 prosent
Norskehavet	20	9	65 prosent	11	35 prosent
Barentshavet	23	5	45 prosent	18	55 prosent
Totalt	68	32	70 prosent	36	30 prosent

Tabell 3.1 Letemodeller på norsk kontinentalsokkel.



Figur 3.3 Funn på norsk kontinentalsokkel fordelt etter størrelse. Trollfeltet (1611 millioner Sm³ o.e.) strekker seg ut over størrelsesaksen.

ning av uoppdagede ressurser i de enkelte lete-modellene, benyttes lognormale fordelinger.

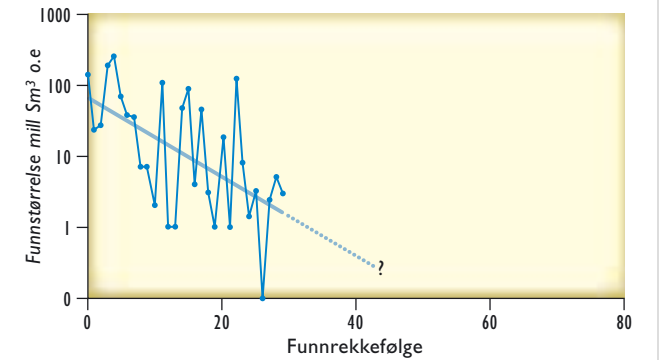
For å kalibrere beregningene med kjente data, har OD også anvendt forekomstmodellering (discovery process modellering). Denne metoden er brukt for noen utvalgte letemodeller som har en lang utforskningshistorie og mange funn. Metoden bygger på antagelsen om at de største prospektene bores først, og at de største funnene gjøres i den første fasen av utforskningen av et område. Funnenes størrelse plottes i den rekkefølgen de er gjort, og det beregnes en indikator for funnstørrelsesendringen som også gir holdpunkt til å anslå antall framtidige funn (figur 3.4).

I letemodellanalysene er det viktig å anslå hvor mange prospekt som finnes i en letemodell, hvor mange av disse som kan bli funn og størrelsen på funnene. I områder med få eller ingen boring er prospektene den viktigste informasjonskilden. Størrelsen, antall og beliggenhet i forhold til geologiske trender gir grunnlag for å utarbeide estimat for hele letemodellen. Boreresultater vil etter hvert bekrefte eller avkrefte prospekt og letemodeller og gi grunnlag for å justere forventningene.

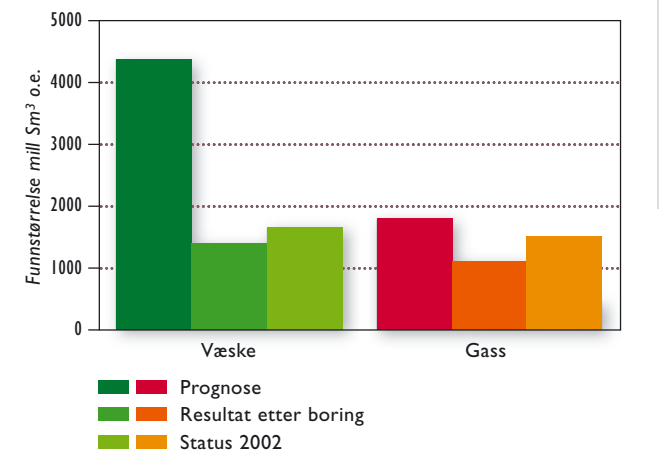
Som grunnlag for estimering av de totale uoppdagede ressursene, må prospektdata imidlertid brukes med forsiktighet. Tidligere analyser av prospektdata og en oppdatert gjennomgang av resultatene av leteboringer fra 1990 til 2002, har vist at estimatet for forventede tilstedeværende ressurser før boring er langt høyere enn det som faktisk blir påvist ved funn (figur 3.5). Dette har ført til en gjennomgang av prospektene i ODs database. Et resultat av denne gjennomgangen er at ressursestimatet er redusert for noen av letemodellene.

3.2 RESULTATER AV RESSURSESTIMERINGEN

Estimatet for de totale uoppdagede ressursene på norsk kontinentalsokkel har en forventningsverdi på 3400 millioner Sm³ o.e., fordelt på 1500 millioner Sm³ o.e. væske (olje, kondensat og NGL) og 1900 milliarder Sm³ gass (fri gass og assosiert gass). Dette er en reduksjon på 530 millioner Sm³ o.e., det vil si 13 prosent, sammenlignet med forrige estimat, (tabell 3.2). Endringen i estimatet for de totale uoppdagede ressursene i Nordsjøen og i Barentshavet er



Figur 3.4 Fordelingen av funn innenfor letemodellen av tidlig/midttjura alder i Norskehavet. Funnstørrelsen viser en avtagende tendens. Framtidige funn forventes å følge denne tendensen.



Figur 3.5 Aggregert resultat av funn som er gjort fra 1990 til 2002. Sammenstillingen viser prognoserte tilstedeværende ressurser før boring, ressurser etter funn og dagens status for de samme funnene.

3 Uoppdagede petroleumsressurser

Område	Estimat per 31.05.2003			Estimat per 31.12.2002			Endring			%
	Væske	Gass	Totalt	Væske	Gass	Totalt	Væske	Gass	Totalt	
Nordsjøen	690	500	1190	630	570	1200	60	-70	-10	-1
Norskehavet	410	810	1220	480	1270	1750	-70	-460	-530	-30
Barentshavet	400	590	990	310	670	980	90	-80	10	1
Totalt	1500	1900	3400	1420	2510	3930	80	-610	-530	-13

Tabell 3.2 Endring i estimatet for de uoppdagede ressursene 2002 - 2003 (i millioner Sm³ oljæekvivalenter).

ubetydelig, mens estimatet for de totale uoppdagede ressursene i Norskehavet er redusert med 30 prosent. Estimaten er et resultat av ODs nye lete-modellanalyser, som blant annet baserer seg på ny informasjon fra funn og felt, fra nye boringer og på informasjon fra ODs prospektdatabase.

De uoppdagede ressursene utgjør om lag 40 prosent av de totale gjenværende utvinnbare ressursene på kontinentalsokkelen. Forventningsverdiene til de uoppdagede ressursene fordeler seg med 1190 millioner Sm³ o.e. i Nordsjøen 1220 millioner Sm³ o.e. i Norskehavet og 990 millioner Sm³ o.e. i Barentshavet. Usikkerheten i estimatene er imidlertid stor (tabell 3.3 og figur 3.6).

Dersom vi antar at de uoppdagede ressursene fordeles jevnt innenfor utbredelsen av hver lete-modell, viser en beregning at mer enn 90 prosent av de uoppdagede ressursene ligger i områder som er åpnet for letevirksomhet og at 22 prosent ligger i tildelt område.

Estimatet av de uoppdagede ressursene har endret seg over tid. Dette skyldes dels at ny informasjon og

Område	Væske			Gass			Totalt			%
	P90	Forv	P10	P90	Forv	P10	P90	Forv	P10	
Nordsjøen	550	690	850	400	500	600	1020	1190	1390	35
Norskehavet	240	410	620	430	810	1050	790	1220	1770	36
Barentshavet	100	400	790	210	590	1120	460	990	1700	29
Totalt	1100	1500	1960	1300	1900	2660	2640	3400	4300	100

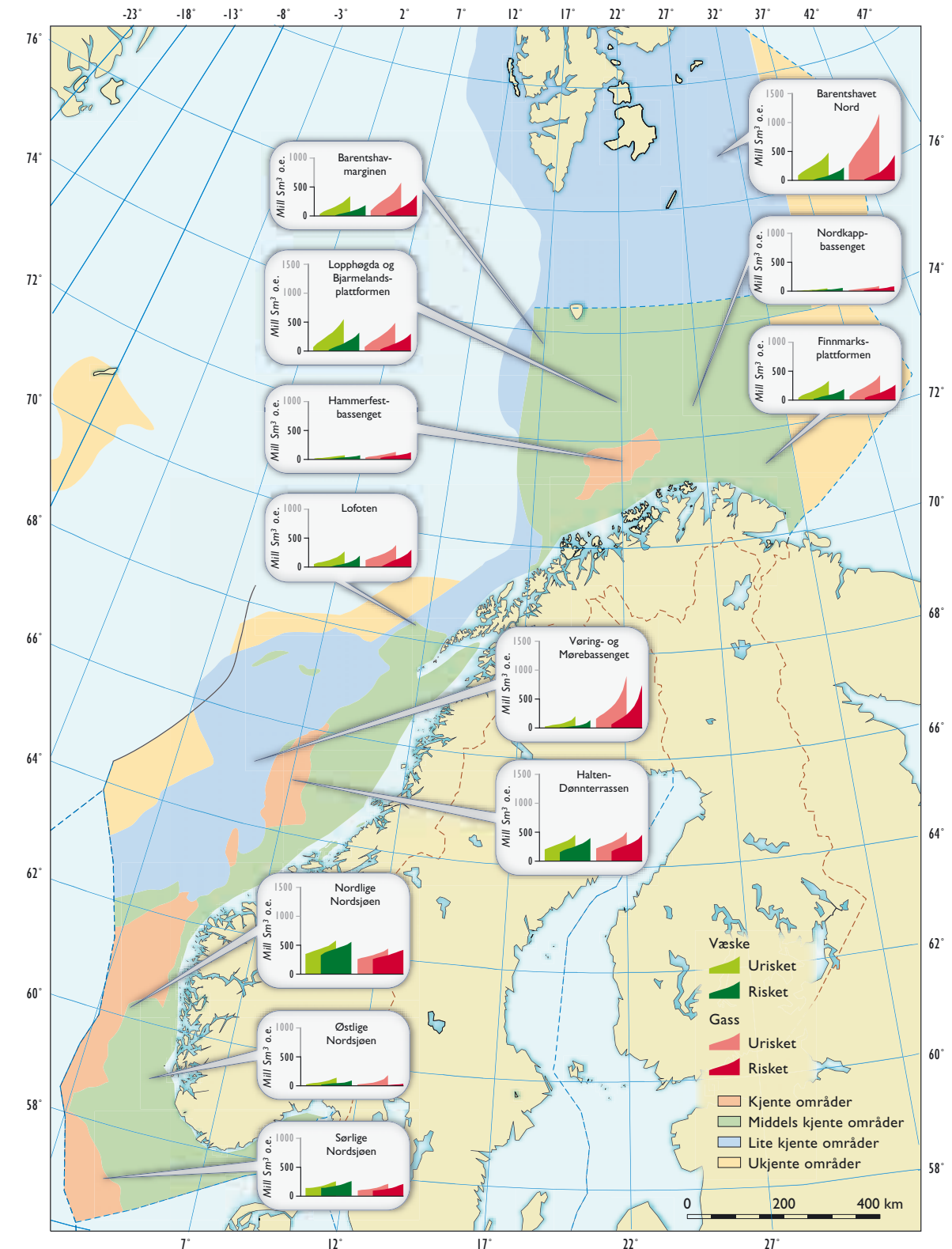
Tabell 3.3 De uoppdagede petroleumsressursene (i millioner Sm³ o.e.) fordelt på områdene. Usikkerheten er vist med 80 prosent konfidensintervall (P90 - P10).

Kartets "kjente områder" er sokkelens mest modne områder med langvarig og suksessrik leteaktivitet og betydelig eksisterende eller planlagt infrastruktur. I disse områdene regner vi med at de store funnene i hovedsak er gjort, og at eventuelle framtidige funn sannsynligvis vil være mindre.

Kartets "middels kjente områder" er områder med regional til semiregional seismisk datadekning og med informasjon fra spredte brønner. Fortsatt leteaktivitet i disse områdene vil ventelig være lav til nye lete-modeller eventuelt blir bekreftet.

Kategorien "lite kjente områder" omfatter områder med begrenset boreinformasjon, men er til dels godt kartlagt med regional seismisk datadekning. Her er leteaktiviteten enten i startfasen eller ennå ikke påbegynt.

Kategorien "ukjente områder" er områder med minimal seismisk datadekning og ingen eller minimal boreinformasjon.



Figur 3.6

Potensialet for uoppdagede ressurs innenfor områder av ulik modenhet. Søylen viser forventningen og usikkerheten til henholdsvis væske og gass. Søylen bak disse, i lysere farge, viser det teoretiske beregningsgrunnlaget som angir forventningsverdi og usikkerhetsspenn dersom alle letemodellene i området blir bekreftet.

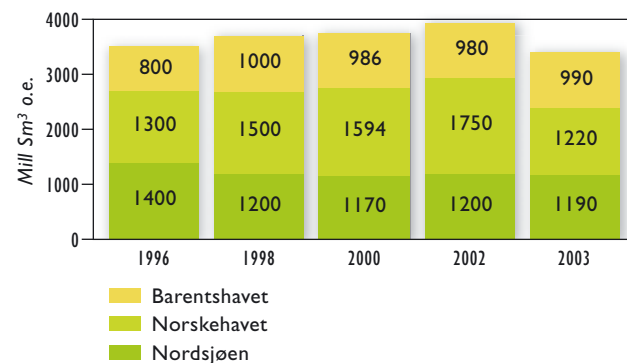
3 Uoppdagede petroleumressurser

bedre kunnskap fører til nye tolkninger og sikrere estimat, og dels at det blir gjort funn som medfører at de uoppdagede ressursene blir redusert mens de oppdagede øker (figur 3.7).

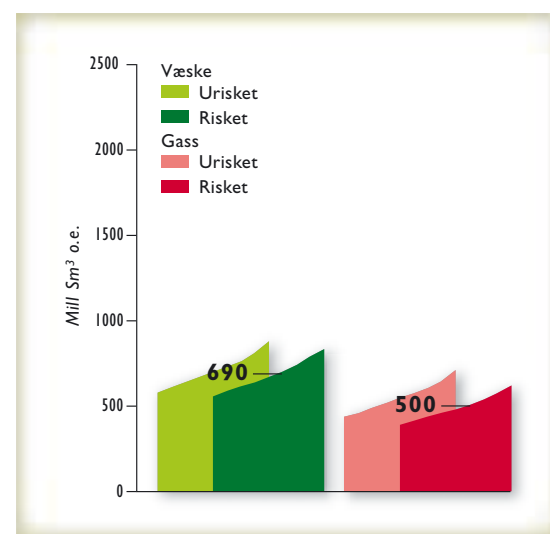
I 1998 skjedde oppjusteringen i Norskehavet som en følge av bekreftelse av letemodellene av senkritt alder i Vøringbassenget. Letemodellene ble bekreftet av funnene 6707/10-1 på Nykhøgda og 6305/5-1 Ormen Lange. I 2000 førte gassfunnet 6506/6-1 ("Victoria") til en mer optimistisk vurdering av letemodellen av jura alder på Haltenterassen og Dønnaterassen. Sammen med ny vurdering av de kartlagte prospektene i letemodellen, førte dette til en oppjustering av de uoppdagede ressursene i Norskehavet. De totale uoppdagede ressursene ble estimert til 3930 millioner Sm^3 o.e. i 2001. Estimaten ble ikke endret i 2002. Den viktigste årsaken til at de nye estimatene er lavere, er nedjustering av forventningen til flere letemodeller. Dette gjelder spesielt for gasspotensialet. Imidlertid er forventningene til noen av letemodellene i Norskehavet betydelig oppjustert uten at dette oppveier de reduserte forventningene til andre letemodeller.

Uoppdagede ressurser i Nordsjøen

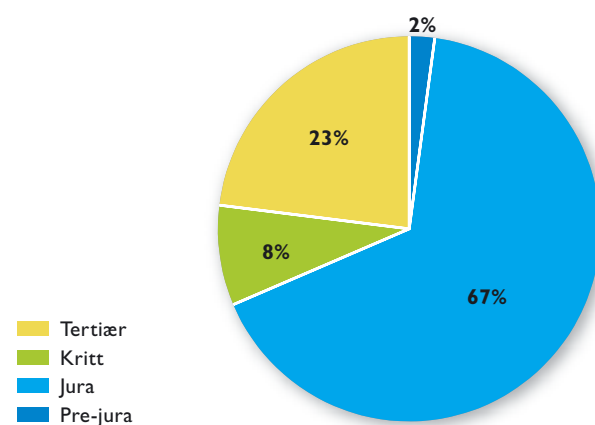
Estimatet for de uoppdagede ressursene i Nordsjøen har en forventningsverdi på 1190 millioner Sm^3 o.e. fordelt på 690 millioner Sm^3 o.e. væske og 500 milliarder Sm^3 gass (figur 3.8). Estimaten innenfor et konfidensintervall fra P90 til P10 varierer fra 1000 til 1400 millioner Sm^3 o.e. (tabell 3.3).



Figur 3.7 Estimater for de totale uoppdagede ressursene på norsk kontinentalsokkel, fra 1996 til 2003.



Figur 3.8 Totale uoppdagede ressurser i Nordsjøen fordelt på væske og gass.



Figur 3.9 Andel av de totale uoppdagede ressursene i Nordsjøen fordelt etter geologisk periode.

Periode	Reservoarbergart	Bekreftede letemodeller	Ubekreftede letemodeller
pre-jura	sandstein	1	1
trias-tidlig jura	sandstein	4	2
midtjura			
sen jura	sandstein	3	
tidlig kritt	sandstein	1	
sen kritt	kritt	2	1
tertiær	sandstein	7	3

Tabell 3.4 Letemodeller i Nordsjøen.

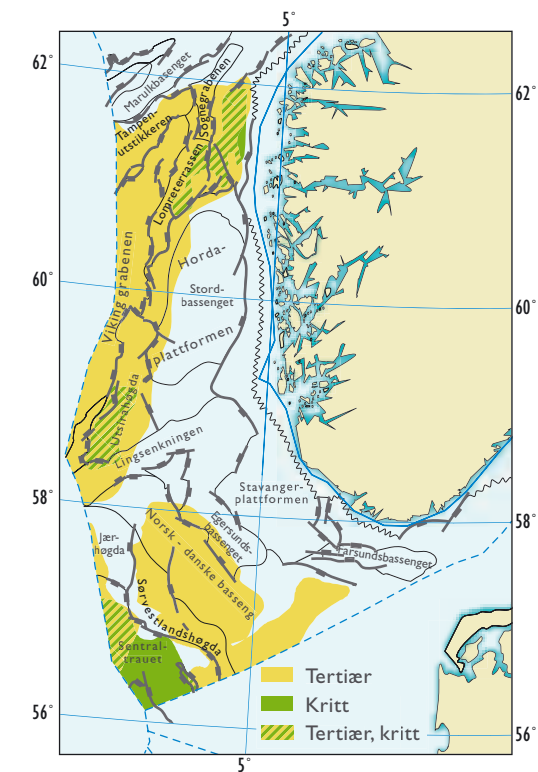
I Nordsjøen er det definert 25 letemodeller, hvorav 18 er bekreftet. Letemodellene er gruppert etter geologiske perioder: eldre enn jura (pre-jura), jura, kritt og tertiær alder (figur 3.9 og tabell 3.4).

Størstedelen av Nordsjøen er godt kjent, og usikkerheten i estimatene er derfor mindre her enn i de andre områdene. Ny brønninformasjon og kartlegging har medført noen justeringer i ressursestimatene for de enkelte modellene. Det samlede ressursestimatet er imidlertid ubetydelig endret i forhold til tidligere års analyser. Estimaten for uoppdagede gassressurser er redusert etter en nøyere vurdering av prospektene i letemodeller av jura alder. Væskeandelen av estimatet for uoppdagede ressurser har økt. Dette har bakgrunn i at det er definert to nye letemodeller som inneholder hovedsakelig olje, at synet på muligheten for å utvinne kondensat er endret og at flere letemodeller av tidlig tertiær alder er justert.

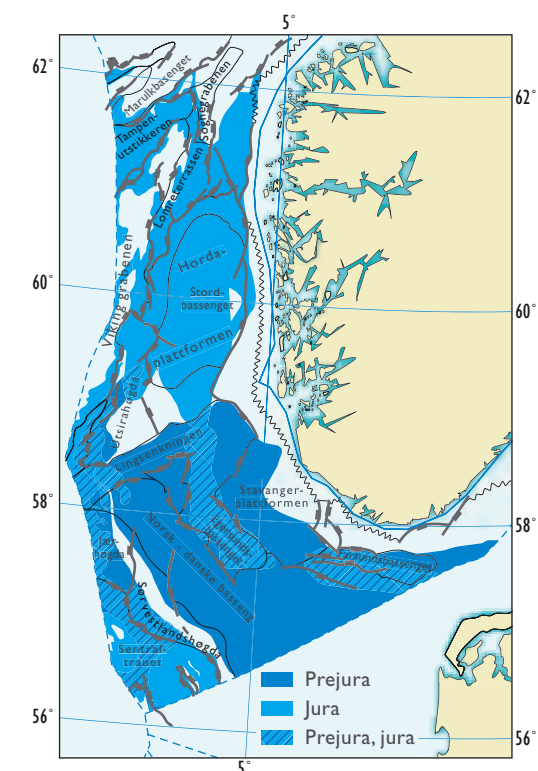
To tredeler av de uoppdagede ressursene ligger i letemodeller av jura alder, som omfatter strukturelle feller av tidlig og mellomjura alder og stratigrafiske feller av senjura alder. Hele 73 prosent av de påviste ressursene skriver seg fra disse. Av de forventede gjenværende gassressursene antas det at rundt 80 prosent ligger i letemodeller av jura alder, mens i letemodeller av kritt- og tertiær alder i hovedsak er et potensial for oljeressurser. Så godt som alle ressursene ligger i åpent område og omlag 40 prosent ligger i tildelt areal. Denne fordelingen er basert på antagelsen om at ressursene er jevnt fordelt innenfor letemodellens utbredelsesområde (figur 3.10 og 3.11).

Resultatet av analysene viser at det i Nordsjøen hovedsakelig forventes små og mellomstore funn. Funn under fem millioner Sm^3 o.e. utgjør over halvparten av de modellerte funnene, men på grunn av størrelsen utgjør de bare en liten del av de samlede ressursene i området. Modelleringer viser at 80 prosent av ressursene forventes å bli påvist i funn større enn fem millioner Sm^3 o.e. Beregninger basert på forventningsverdier viser at det ikke vil bli gjort mange store funn i Nordsjøen framover. På grunn av usikkerheten kan relativt store funn imidlertid ikke utelukkes, selv om dette i dag vurderes som mindre sannsynlig.

Store deler av Nordsjøen er regnet som en kjent petroleumsgesologisk provins (figur 3.6). Det er her



Figur 3.10 Utbredelsen av letemodeller av tertiær og kritt alder i Nordsjøen.



Figur 3.11 Utbredelsen av letemodeller av jura og pre-jura alder i Nordsjøen.

alle de store funnene er gjort og her potensialet for nye funn er størst. Dette området omfatter Sentraltrauet, Vikinggraben, Tampenutstikkeren og Hordaplattformen. I den nordlige delen er det fortsatt en ubekreftet letemodell av tertiær alder.

Den sørøstlige delen av Nordsjøen er mindre utforsket. Her er det lokale bassenger med uutforskede letemodeller som har et stort potensial, men høy risiko. Lokale letemodeller av jura alder er kartlagt i Storbassenget og Farsundbassenget, men disse har så langt ikke vært undersøkt ved boring. Usikkerheten er knyttet til kildebergart, men begge områdene har et stort potensial dersom noen av modellene slår til.

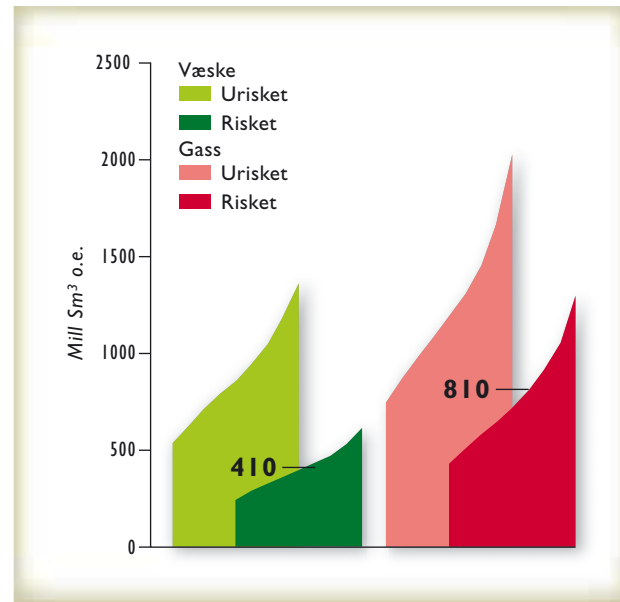
Uoppdagede ressurser i Norskehavet

De totale uoppdagede ressursene i Norskehavet er beregnet til 1220 millioner Sm^3 o.e., fordelt på 410 millioner Sm^3 o.e. væske og 810 millioner Sm^3 o.e. gass (figur 3.12). Usikkerheten i estimatet er stort og spenner fra 790 til 1770 millioner Sm^3 o.e. innenfor et konfidensintervall mellom P90 og P10. I forhold til det forrige estimatet er dette en reduksjon på 30 prosent. 95 prosent av de uoppdagede ressursene ligger i åpent område og av disse ligger 20 prosent i tildelt areal. Denne fordelingen er basert på antagelsen om at ressursene er jevnt fordelt innenfor letemodellens utbredelsesområde.

I Norskehavet er det definert i alt 20 letemodeller, 11 av disse er ubekreftet (tabell 3.5). De ni letemodellene som er bekreftet, utgjør hele 64 prosent av potensialet for uoppdagede ressurser.

OD anslår at hovedtyngden av framtidige funn i Norskehavet vil være mellomstore og små. Sannsynligheten for å gjøre større funn er imidlertid til stede, særlig i letemodellene på dypt vann i vest og utenfor Lofoten. Dersom leteboring bekrefter disse letemodellene, er det estimert at det kan gjøres en rekke funn opp til 50 millioner Sm^3 o.e., og noen enda større funn.

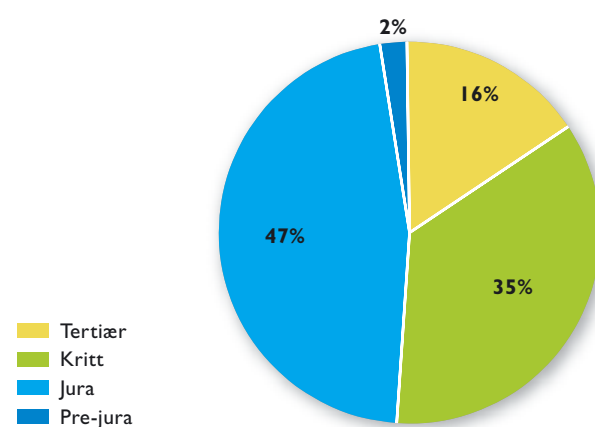
I Norskehavet ligger 75 prosent av de påviste ressursene i letemodeller av jura alder (figur 3.14). De nye



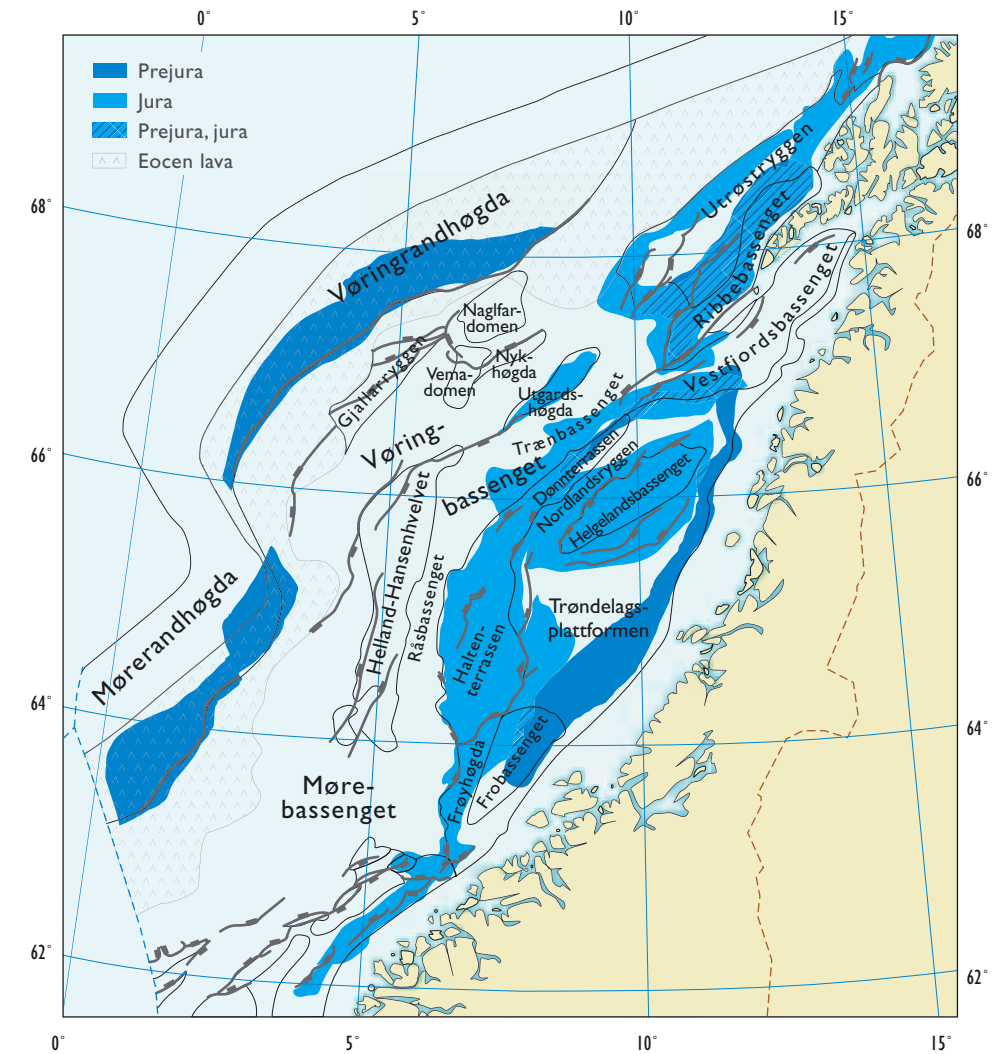
Figur 3.12 Totale uoppdagede ressurser i Norskehavet fordelt på væske og gass.

Periode	Reservoarbergart	Bekreftede letemodeller	Ubekreftede letemodeller
pre-jura	sandstein		3
jura	sandstein	2	3
kritt	sandstein	5	2
tertiær	sandstein	2	3

Tabell 3.5 Letemodeller i Norskehavet.



Figur 3.13 Andel av de totale uoppdagede ressursene i Norskehavet fordelt etter geologisk periode.



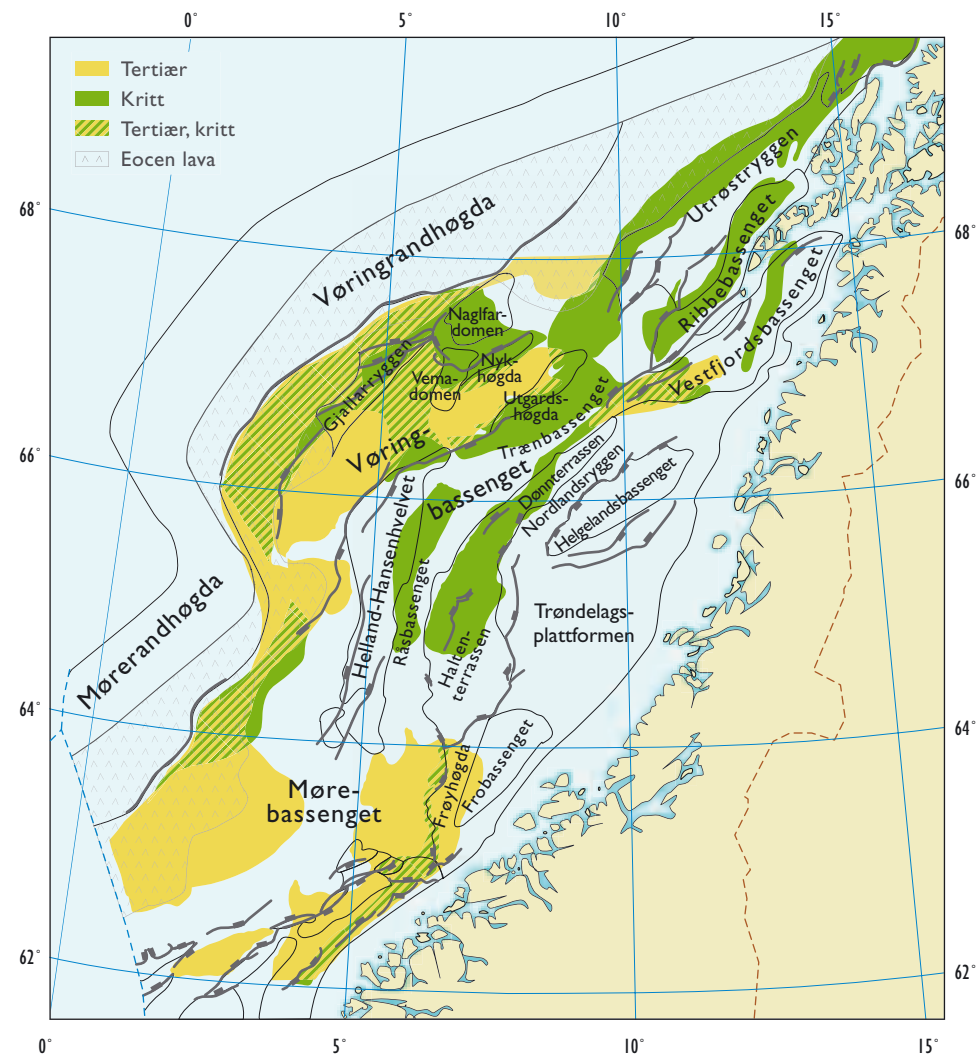
Figur 3.14 Utbredelsen av letemodeller av pre-jura og jura alder i Norskehavet.

beregningene viser at nær halvparten av de uoppdagede ressursene vil finnes i letemodeller av jura alder (figur 3.13). Det er definert fem letemodeller av jura alder, men bare to av disse er bekreftet. Det er ennå et betydelig potensial for uoppdagede ressurser i ubekreftede letemodeller av jura alder. Den største av de ubekreftede letemodellene ligger utenfor Lofoten.

Bare fire prosent av de påviste ressursene i Norskehavet ligger i letemodeller av kritt alder. De uoppdagede ressursene i disse letemodellene utgjør derimot 35 prosent av de totale uoppdagede ressursene i Norskehavet, og er i hovedsak knyttet til letemodellene som ligger i den vestlige delen av Vøringbassenget. To av de sju letemodellene er ubekreftet (figur 3.13, 3.15)

21 prosent av de påviste ressursene i Norskehavet ligger i letemodeller av tertiær alder. Gassfunnet 6305/5-1 Ormen Lange inneholder mesteparten av disse ressursene. De uoppdagede ressursene i disse letemodellene utgjør 16 prosent av potensialet for uoppdagede ressurser i Norskehavet (figur 3.13). Tre av fem letemodeller er fremdeles ubekreftet, slik at det fortsatt er mulig å gjøre større funn.

Den største reduksjonen av estimatet for de uoppdagede ressursene i Norskehavet er gjort i letemodellen av tidlig til mellomjura alder på Haltenbanken. Det er gjort en omfattende analyse av funn, boreresultater og kartlagte prospekter innenfor letemodellen. Resultatet av analysen er at antall framtidige funn og gjennomsnittstørrelsen på disse er redusert. Dette har medført en halvering av estimatet for



Figur 3.15 Utbredelsen av letemodeller av kritt og tertiær alder i Norskehavet.

de uoppdagede ressursene i letemodellen i forhold til det forrige estimatet. Ressursene på Haltenbanken utgjør omlag halvparten av de samlede uoppdagede ressursene i Norskehavet.

Prospekter i letemodellene av kritt og tertiær alder i Vøringbassenget og Mørebassenget har i stor grad vært identifisert ved hjelp av direkte hydrokarbonindikatorer (DHI) fra seismiske data. Boreresultater viser at et prospekt som har en DHI ikke alltid gir funn. Dette, i tillegg til en ny vurdering både av migrasjon og oppbevaring av petroleum i fellene, har redusert sannsynligheten for funn i disse letemodellene. Området er fremdeles lite kjent, og framtidige

boringer vil redusere usikkerheten og kan medføre endring i ressursestimatene.

Ny kartlegging av området utenfor Lofoten viser at letemodeller av kritt og jura alder kan inneholde betydelige uoppdagede ressurs. Letemodellanalysen viser at om lag 20 prosent av de uoppdagede ressursene i Norskehavet ligger i dette området. Letemodellene er ikke bekreftet, og det er usikkert om det vil bli gjort funn. Eventuelle framtidige funn vil medføre en økning av ressursestimatet.

Periode	Reservoarbergart	Bekreftede letemodeller	Ubekreftede letemodeller
sen devon – tidlig karbon	kalkstein og dolomitt		1
tidlig karbon - perm	sandstein		5
sen karbon – sen perm	kalkstein og dolomitt	1	6
trias	sandstein	2	2
jura - kritt	sandstein	2	2
tertiær	sandstein		2

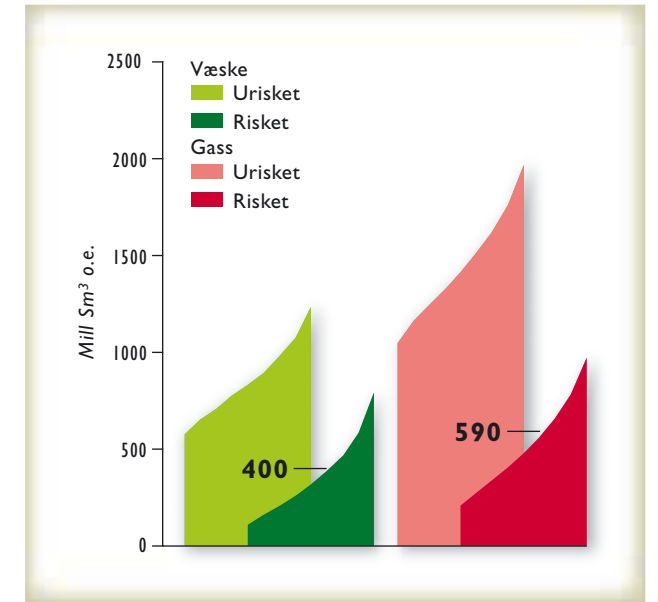
Tabell 3.6 Bekreftede og ubekreftede letemodeller i Barentshavet.

Uoppdagede ressurs i Barentshavet

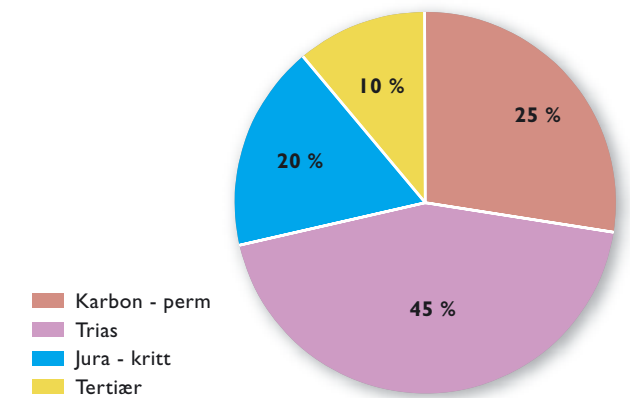
De totale uoppdagede ressursene i Barentshavet har en forventningsverdi på 990 millioner Sm³ o.e., fordelt på 400 millioner Sm³ o.e. væske og 590 millioner Sm³ o.e. gass. Usikkerheten i anslaget er stort og spenner fra 460 til 1700 millioner Sm³ o.e. innenfor et konfidensintervall mellom P90 og P10. Det store usikkerhetsspennet skyldes hovedsaklig begrensede kunnskaper om geologien i området, spesielt nord for 74° 30' N (tabell 3.3 og figur 3.16).

I perioden 2000 –2001 ble det boret åtte nye brønner i Barentshavet. Disse brønnene og store mengder 2D- og 3D-seismikk innsamlet i forbindelse med Barentshavsprosjektet, har bidratt til å øke forståelsen av områdets geologi og til en bedre kartlegging av potensielle petroleumfeller. Ny kartlegging og evaluering har medført justeringer i ressursestimatene i de enkelte modellene, men estimatet for de samlede ressursene er ubetydelig endret. Estimaten for gassressursene er redusert, men samtidig er væskemengden økt. Denne økningen skyldes at de nye estimatene gir større mengde kondensat fra gassen enn tidligere antatt, basert på de funn som allerede er gjort.

Det er definert 23 letemodeller innenfor de geologiske periodene pre-trias (devon, karbon, perm), trias, jura, kritt og tertiær. Begrenset kunnskap om geologien i store områder innebærer at 18 av i alt 23 letemodeller er ubekreftet (figur 3.18 – 3.20 og tabell 3.6). De fem letemodellene som er bekreftet, utgjør hele 45 prosent av de forventede totale uoppdagede ressursene i Barentshavet, se figur 3.17.



Figur 3.16 Totale uoppdagede ressurs i Barentshavet fordelt på væske og gass.



Figur 3.17 Andel av de uoppdagede ressursene i Barentshavet fordelt på geologisk periode.

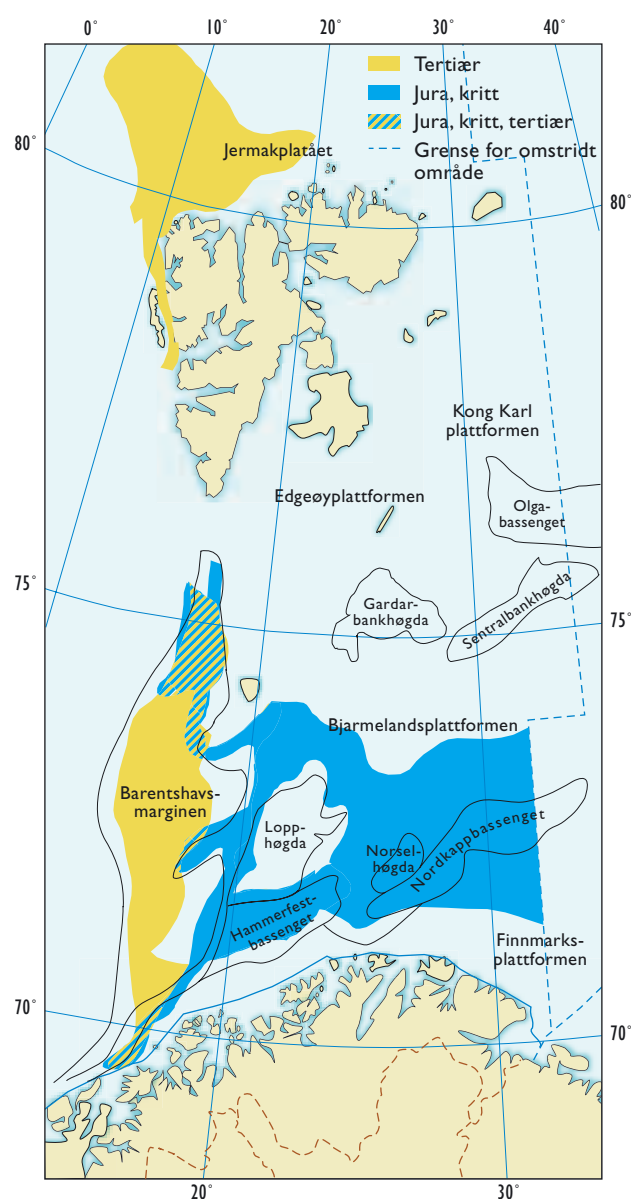
Potensialet for uoppdagede ressurser i ubekreftede letemodeller i Barentshavet er stort. Dersom flere av letemodellene blir bekreftet, vil ressursestimatet øke betydelig.

I tillegg til disse letemodellene er det definert ti modellmuligheter fra devon til tertiær alder. Modellmulighetene kan modnes til letemodeller ved at det blir utført mer detaljert kartlegging eller boret flere letebrønner.

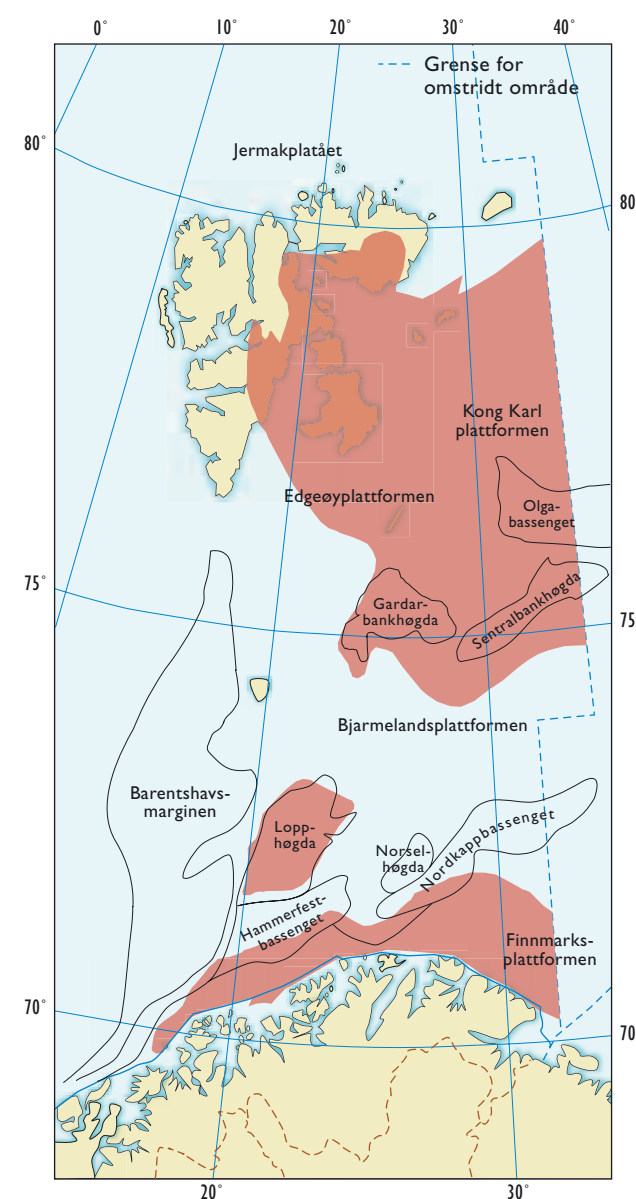
Siden de fleste letemodellene er ubekreftet, er det stor usikkerhet knyttet til de uoppdagede ressursene i Barentshavet. Det er vanskelig å anslå hvordan størrelsene på eventuelle framtidige funn vil fordele seg. I områdene hvor det ennå ikke har vært boret letebrønner, kan det gjøres funn av betydelig størrelse.

Basert på kunnskap om geologien og utbyggingen av Snøhvitfeltet, er det kun Hammerfestbassenget som blir karakterisert som et kjent område. OD har kartlagt fire letemodeller med utbredelse i Hammerfestbassenget, og tre av disse er bekreftet ved funn. Disse er av trias og jura alder. Den viktigste kildebergarten i Hammerfestbassenget består av skifer av sen jura alder (Hekkingenformasjonen). I tillegg er det dannet petroleum fra skifer av kritt og trias alder. De risikjusterte uoppdagede mengdene er om lag 100 millioner Sm³ o.e., hvorav 60 prosent er gass. Det er relativt lite sannsynlig at nye, store funn vil bli gjort.

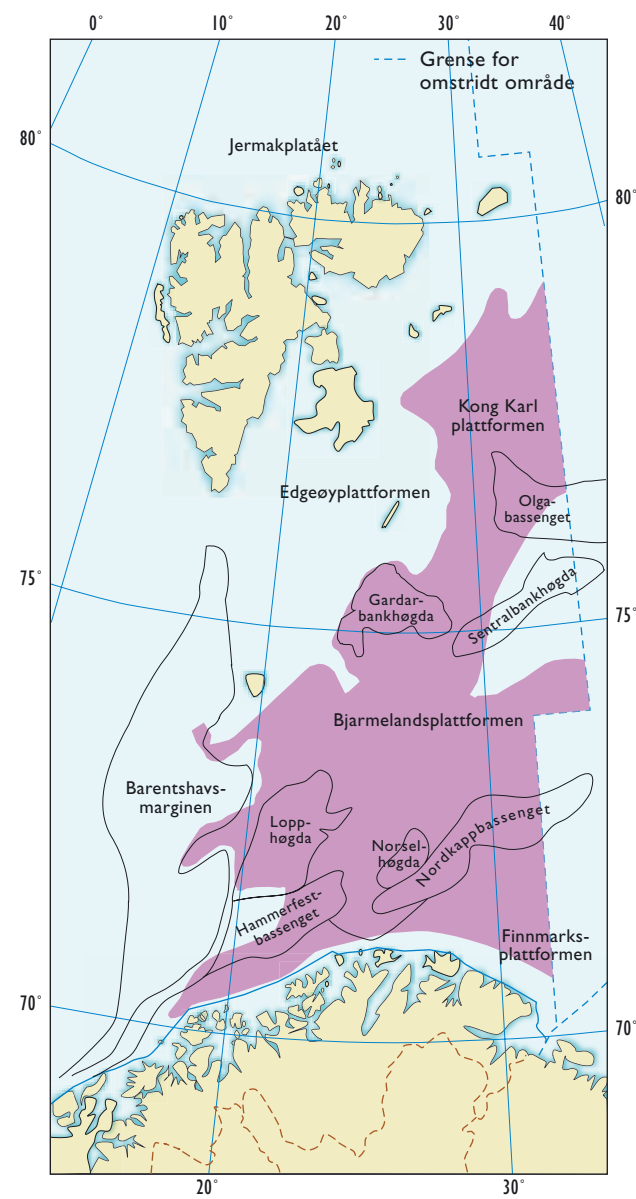
Barentshavet sør for 74° 30' N, utenom Hammerfestbassenget, defineres som middels kjent. De fleste letemodellene ligger innenfor dette området og er hovedsakelig av trias alder eller eldre. Kildebergartene i området består primært av skifer av sen jura (Hekkingenformasjonen) og trias alder. I tillegg er det muligheter for kildebergarter i skifer av devon, karbon, perm eller kritt alder. Det forventes at Barentshavsmarginen og området Lopp-høgda/Bjarmelandsplattformen har størst potensial for uoppdagede ressurser (figur 3.6).



Figur 3.18 Utbredelsen av letemodeller av jura, kritt og tertiær alder i Barentshavet.



Figur 3.19 Utbredelsen av letemodeller av karbon – perm alder i Barentshavet.



Figur 3.20 Utbredelsen av letemodeller av trias alder i Barentshavet

Barentshavet nord for 74° 30' N må karakteriseres som lite kjent. De risikjusterte uoppdagede ressursene er begrenset sett i forhold til det store arealet, men de teoretiske beregningene viser at de uoppdagede ressursene, spesielt gassressursene er betydelige.

4 Leting på norsk kontinentalsokkel

4.1 UTFORDRINGER OG TRENDER

Det er fortsatt muligheter for å gjøre store funn på norsk kontinentalsokkel. Dette gjelder spesielt i de områdene som omtales som middels- og lite kjente områder (figur 3.6).

Det har ikke vært petroleumsaktivitet i områdene nord for Lofoten i 2002 og så langt i 2003. Eventuell aktivitet i disse områdene må avvete behandlingen av Utredningen Lofoten – Barentshavet.

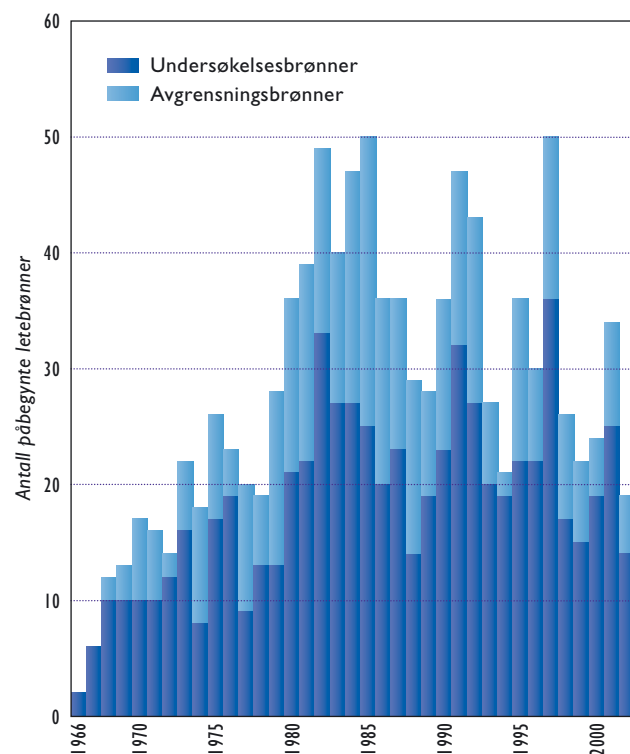
Det arealet som i dag er tildelt utgjør om lag 22 prosent av arealet der Oljedirektoratet har kartlagt letemodeller. For å gjøre flere funn er det viktig at det både bores flere undersøkelsesbrønner i allerede tildelt areal og at vi fortsetter å tildele areal med muligheter for nye funn. I tillegg forventes det at det blir utviklet ny teknologi som gjør det enklere og billigere å gjøre nye funn. Trenden når det gjelder resultater fra letevirkosomheten har vært høy teknisk funnsuksess og avtagende årlig ressurstilvekst.

4.2 TILGANG PÅ AREAL

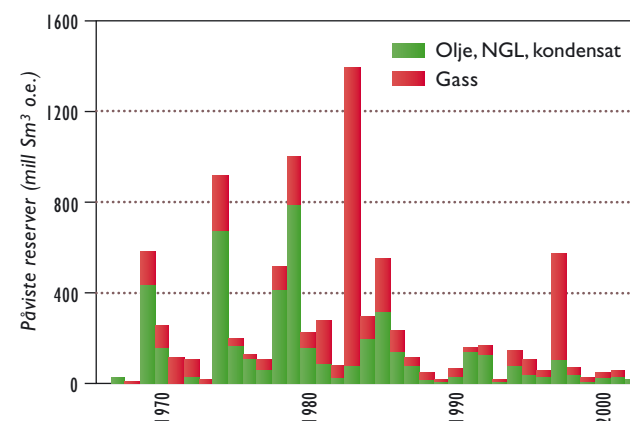
De siste årene har myndighetene økt graden av forutsigbarhet når det gjelder tildelingssystemet. Det har fra 1999 til 2002 vært årlige tildelinger i modne deler av Nordsjøen, de såkalte Nordsjøtildelingene. Dessuten har det vært tildelingsrunder i mindre modne deler av kontinentalsokkelen annethvert år.

I mai 2003 ble det for første gang utlyst en tildelingsrunde med forhåndsdefinerte leteområder i modne deler av kontinentalsokkelen. Arealet omfatter modne områder både i Norskehavet og Nordsjøen, og systemet erstatter de årlige Nordsjøtildelingene. Arealet som nå er utlyst, vil være tilgjengelig for industrien i de nærmeste årene.

I umodne deler av kontinentalsokkelen vil Olje- og energidepartementet videreføre praksisen med tildelinger annethvert år. For 18. tildelingsrunde er



Figur 4.1 Letebrønner på norsk kontinentalsokkel (påbegynt).



Figur 4.2 Årlige påviste væske- og gassressurser fra nye undersøkelsesbrønner.

selskapene invitert til å nominere blokker de mener bør inkluderes i runden. Fristen for nominasjoner er 1. august 2003. Selskapene er gitt anledning til å nominere blokker i alt åpent areal sør for 68° N, med andre ord inkluderer dette også åpent areal i Nordsjøen.

For å sikre aktivitet i tildelt areal, har myndighetene sett på utvinningstillatelser der leteaktiviteten har vært lav eller manglende de siste årene. Det viser seg at om lag 25 utvinningstillatelser faller i denne kategorien. OD vil i dialog med selskapene finne årsakene til at det er lav aktivitet i disse tillatelsene, samt foreslå tiltak for å øke aktiviteten.

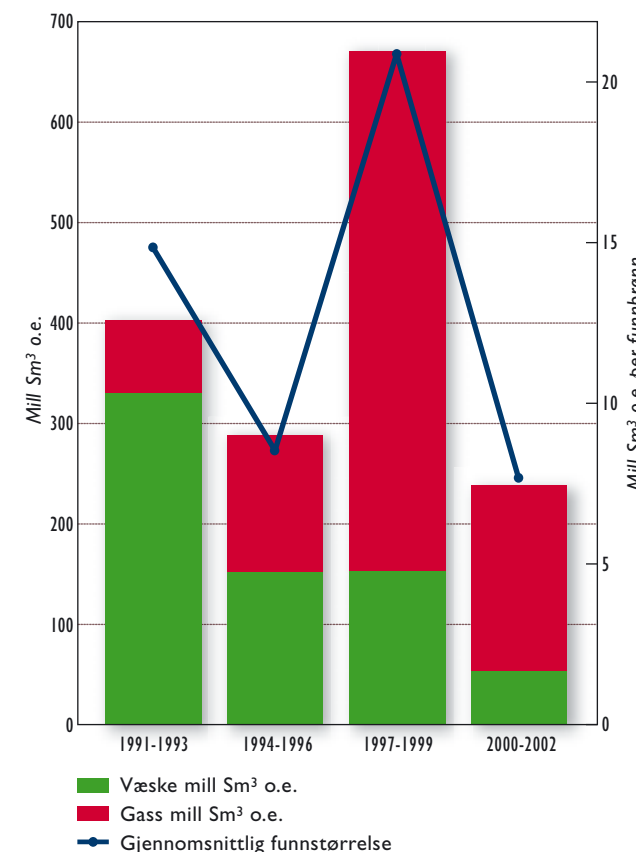
4.3 RESSURSTILVEKST, TEKNISK FUNNSUKSESS OG LETEEFFEKTIVITET

Den første undersøkelsesbrønnen på norsk kontinentalsokkel ble boret i 1966, og per 31.12.2002 var det totalt boret 680 undersøkelsesbrønner (påbegynte brønner, figur 4.1). Av disse var 499 undersøkelsesbrønner i Nordsjøen, 128 i Norskehavet og 53 i Barentshavet. I tillegg er det boret totalt 367 avgrensingsbrønner, fordelt på 305 i Nordsjøen, 54 i Norskehavet og åtte i Barentshavet. Leteboring i Norskehavet og Barentshavet startet i 1980, 14 år senere enn i Nordsjøen.

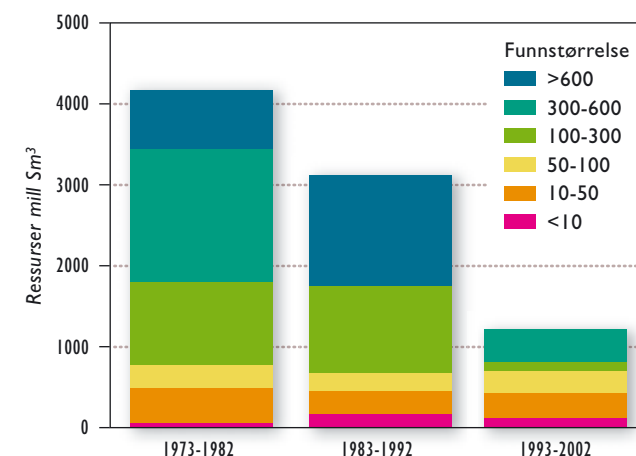
Selv om den tekniske funnsuksessen fortsatt er høy, har ressurstilveksten avtatt. Det gjøres mange funn, men funnene er nå forholdsvis små (figur 4.2 og 4.3).

De siste 30 årene har ressurstilveksten fra funn med utvinnbare ressurser på mindre enn 100 millioner Sm³ o.e. vært betydelig og tilnærmet konstant. Andelen i ressurstilveksten fra mindre funn har økt. Den utgjorde 55 prosent av de påviste ressursene de siste ti årene, 21 prosent i perioden 1983–1992 og 18 prosent i 1973–1982. Det er gjort to funn større enn 100 millioner Sm³ o.e. etter 1993. Dette er gassfunnene 6305/5-1 Ormen Lange og 6506/6-1 ("Victoria") i Norskehavet (figur 4.4).

Over tid har ressurstilveksten fra leting avtatt mens produksjonen har økt. De første årene av norsk petroleumsvirksomhet var tilveksten høyere enn produksjonen, slik at gjenværende ressurser økte årlig, men de siste 15 årene har årlig produksjon vært høyere enn ressurstilveksten.



Figur 4.3 Utvinnbare ressurser påvist i perioden 1991-2002 og gjennomsnittlig funnstørrelse.



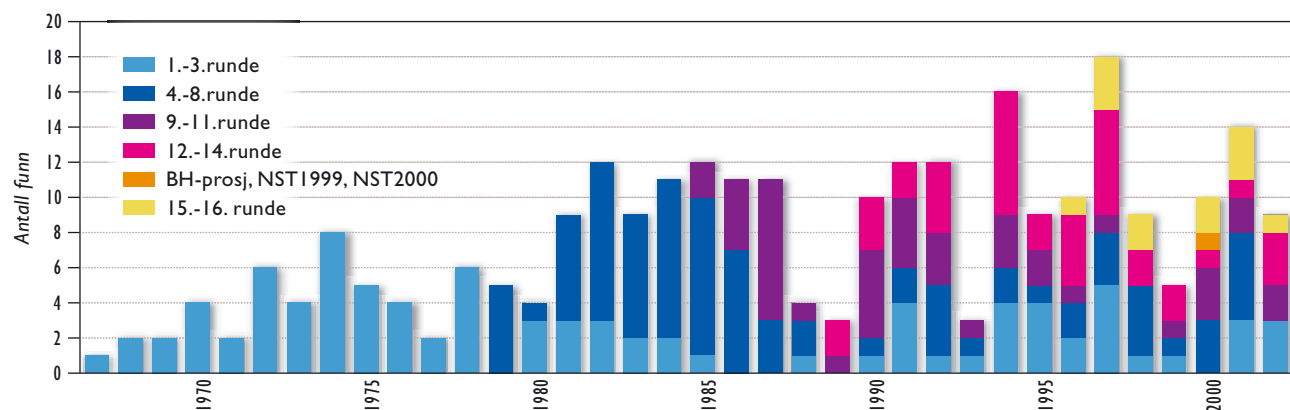
Figur 4.4 Ressurstilvekst og funnstørrelse de siste 30 årene.

Et unntak er 1997 da 6305/5-1 Ormen Lange i Norskehavet ble påvist (figur 4.5).

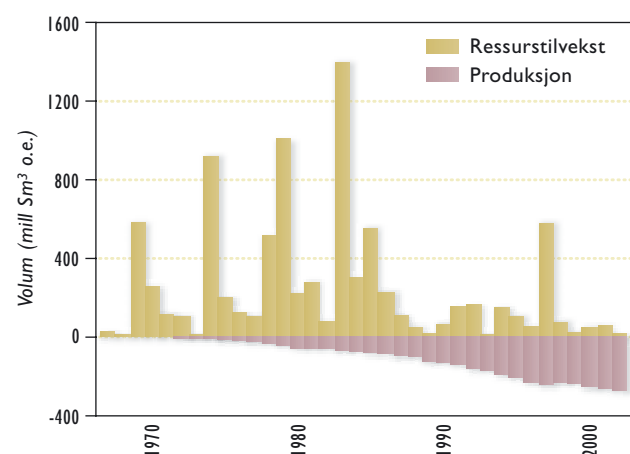
Av 92 undersøkelsesbrønnene som er boret de siste fem årene, ble en tredel boret i utvinningstillatelser tildelt før 1985 (1.-8. tildelingsrunde). 21 av totalt 47 funn som ble gjort i dette tidsrommet er i disse tillatelsene. Dette viser at det fortsatt er gode muligheter til å gjøre funn i tidlig tildelte arealer. Funnene er ikke store, men mange er lønnsomme. Dette skyldes ledig kapasitet i eksisterende infrastruktur, nye utbyggingskonsepter og ny boreteknologi. I tillegg benyttes ny kunnskap om både kjente og nye letemodeller for å definere prospekt som kan gi nye funn (figur 4.6, 4.7).

Teknisk funnsuksess

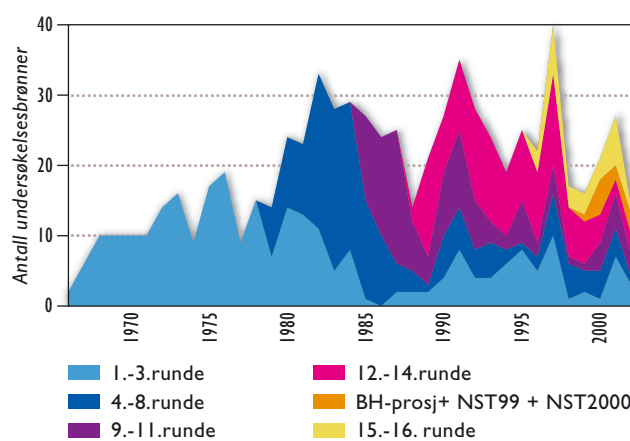
Den tekniske funnsuksessen har vært vekslende, men generelt høy i internasjonal målestokk. I 1974 ble det gjort funn i åtte av totalt 11 påbegynte undersøkelsesbrønner, den høyeste tekniske funnsuksessen hittil. Det dårligste året var 1994, da det bare ble gjort ett funn i totalt 19 undersøkelsesbrønner. Gjennomsnittlig suksess fram til i dag er 40 prosent, men de siste tre årene har den ligget over 50 prosent (figur 4.8, 4.9).



Figur 4.7 Antall funn per år fordelt på de ulike tildelingsrundene. BH-prosjekt er Barentshav prosjektet, NST er Nordsjøtildeling.



Figur 4.5 Årlig ressurstilvekst fra leting sammenlignet med årlig petroleumsproduksjon.



Figur 4.6 Antall undersøkelsesbrønner boret per år, fordelt på de ulike tildelingsrundene. BH-prosjekt er Barentshav prosjektet, NST er Nordsjøtildeling.

Teknisk funnsuksess: Forholdet mellom antall tekniske funn og antall undersøkelsesbrønner.

Økonomisk/kommersiell funnsuksess: Forholdet mellom antall funn som blir bygd ut eller er klart lønnsomme i dag og antall undersøkelsesbrønner.

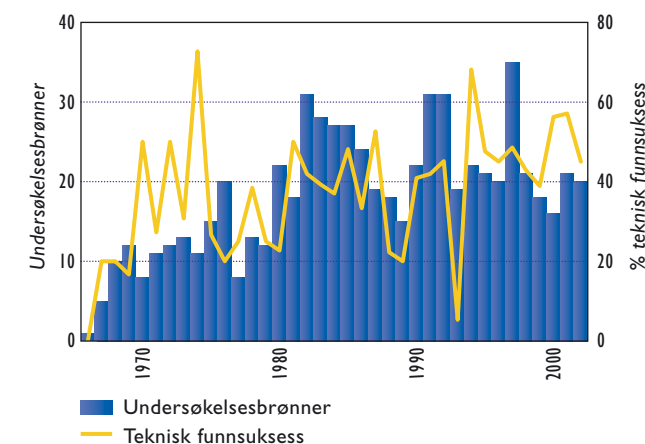
Bortsett fra de spesielt gode årene på 70-tallet, har den tekniske funnsuksessen vist en svakt økende trend i 30-års perioden. Den viktigste årsaken er at tilgjengelighet og kvalitet av seismiske data har utviklet seg betydelig, slik at det er mulig å bedre kartlegge og evaluere mindre og vanskeligere identifiserbare prospekter, som det nå bores på.

Leteeffektivitet

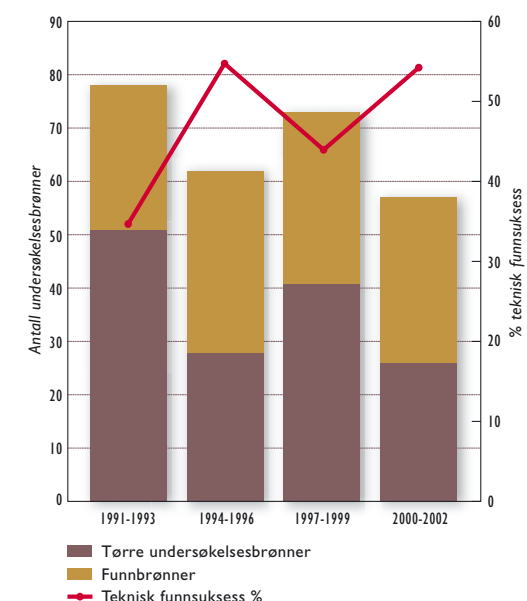
Leteeffektivitet kan måles i ressurstilvekst per undersøkelsesbrønn og kostnader per påvist volumenhet o.e. Effektiviteten var høyest på 1970-tallet, avtok på 80-tallet, men økte igjen på slutten av 1990-tallet til den avtok markert i 2002, som følge av lavere ressurstilvekst per brønn (figur 4.10).

4.4 LETETEKNOLOGI

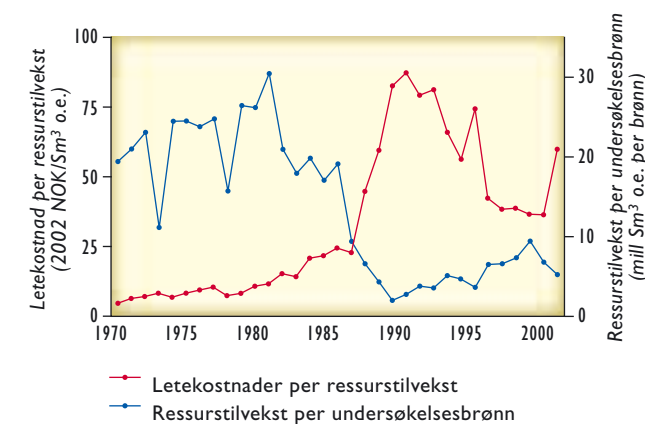
Det er håp om at nylig utviklet teknologi kan gjøre prospekt-definisjonen enda mer presis og leting generelt mer treffsikker. En nylig utviklet metodikk som det stilles forventninger til, er havbunnslogging (HBL). Konseptet er basert på bruk av elektromagnetiske bølger som sendes ut fra en kilde på et overflatefartøy. De reflekterte signalene mottas av radiomottagere plassert på havbunnen. Akkumulasjoner av petroleum skal da resultere i en diagnostisk profil for de reflekterte radiosignalene. I tillegg er det økt interesse for høyoppløselig, luftbåren registrering av naturlige oljekaskjer som gir informasjon om hvor det finnes petroleum i undergrunnen. Undersøkelsene samles inn ved å fly over de aktuelle områdene med et optisk spektrometer som registrerer fluorescens fra hydrokarboner. Det er også forventet økt anvendelse av havbunnsseismikk (OBS og OBC) som vil øke kvaliteten på seismikken i områder med særskilte problemstillinger. Det er imidlertid fortsatt utfordringer i forbindelse med innsamling og prosessering av havbunnsseismikk.



Figur 4.8 Antall undersøkelsesbrønner per år og årlig teknisk funnsuksess.



Figur 4.9 Antall undersøkelsesbrønner med funn og tørre undersøkelsesbrønner i perioden 1991-2002.



Figur 4.10 Utviklingen i letteeffektivitet på norsk kontinentalsokkel, fem års glidende gjennomsnitt.

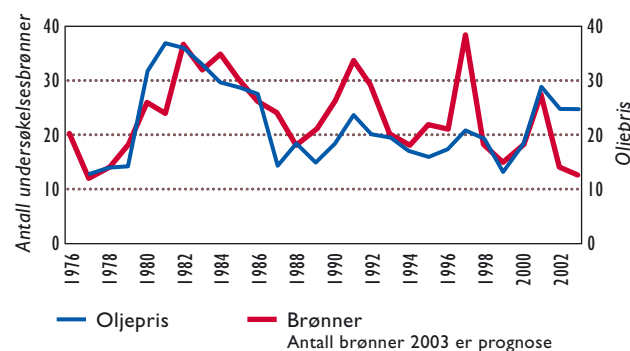
På tolkningssiden skjer det en rask utvikling av programvare på nye PC-baserte visualiseringsverktøy. Dette kan medføre at vi får mer og raskere informasjon ut av de seismiske dataene ved hjelp av attributtanalyser.

4.5 SITUASJONEN I DAG

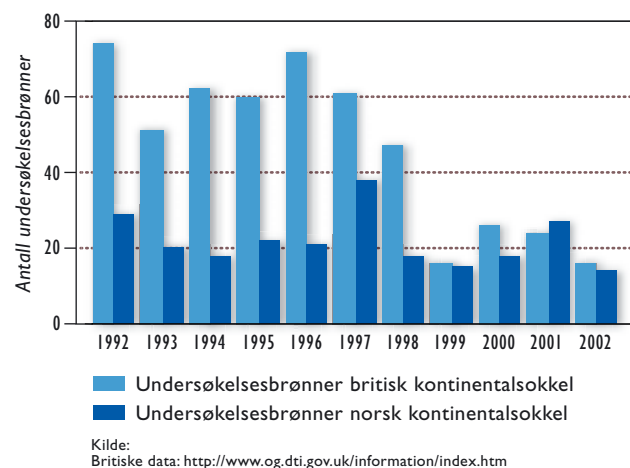
I 2002 ble det påbegynt 14 undersøkelsesbrønner på norsk kontinentalsokkel, og planene viser at 12 til 16 undersøkelsesbrønner vil bli påbegynt i 2003. Dette kan bli det laveste antallet påbegynte undersøkelsesbrønner siden tidlig på 70-tallet. Så langt i år er det gjort tre funn, 25/4-7 i Heimdalområdet, 6608/10-9 nær Nornefeltet og 6706/6-1 på Naglfardomen i Norskehavet.

Positive resultater i form av nye funn i middels kjente og ukjente områder kan føre til at flere brønner blir boret. Dessverre har resultatene fra undersøkelsesbrønner som er boret på prospekter forventet å inneholde ressurser nok til å gi nye selvstendige utbygginger, vært skuffende de siste årene. Det siste betydelige funnet, 6305/5-1 Ormen Lange, ble gjort i 1997. Det er særlig i lite kjente områder på dypt vann i Norskehavet at næringen håper å gjøre nye, betydelige funn. I så henseende er det knyttet interesse til Essos brønn 6706/6-1 som nå er avsluttet, og Statoils boring i tillatelse nr. 281 (Griphøgda, tildelt i 17. tildelingsrunde) som vil bli boret senere i år. Brønn 6706/6-1 har påtruffet mindre mengder gass som per i dag ikke er lønnsomme å produsere. Brønnen har gitt viktig informasjon om utviklingen av reservoarsand i denne utvinnings-tillatelsen og de nærliggende områdene.

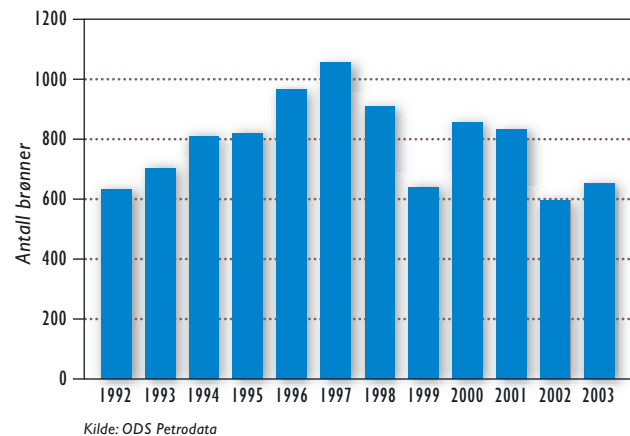
Leteaktiviteten målt ved antall undersøkelsesbrønner viser samvariasjon med oljeprisen. I år med høy oljepris bores det mange brønner, men de siste to årene er det boret få undersøkelsesbrønner selv om oljeprisen har vært høy (figur 4.11).



Figur 4.11 Antall undersøkelsesbrønner på norsk kontinentalsokkel per år, og utviklingen i nominell oljepris.



Figur 4.12 Antall undersøkelsesbrønner på norsk og britisk kontinentalsokkel de siste ti årene.



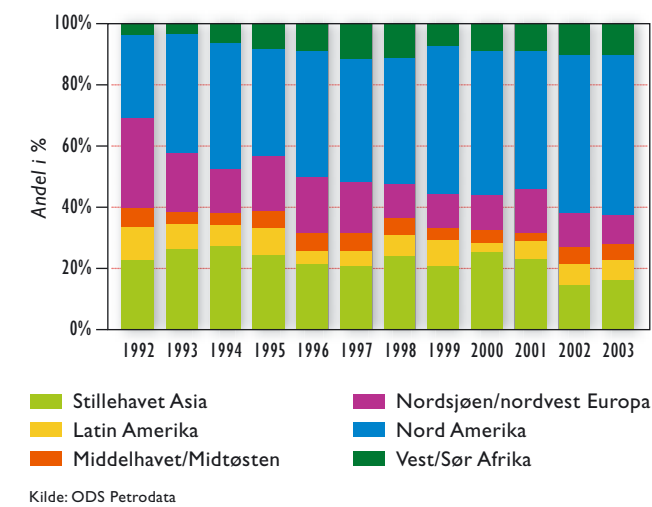
Figur 4.13 Antall undersøkelsesbrønner fra flyttbare rigger til havs globalt.

Trenden med avtagende antall undersøkelsesbrønner per år er ikke et særnorsk fenomen. Den gjør seg også gjeldende på britisk kontinentalsokkel og til havs på verdensbasis (figur 4.12, 4.13).

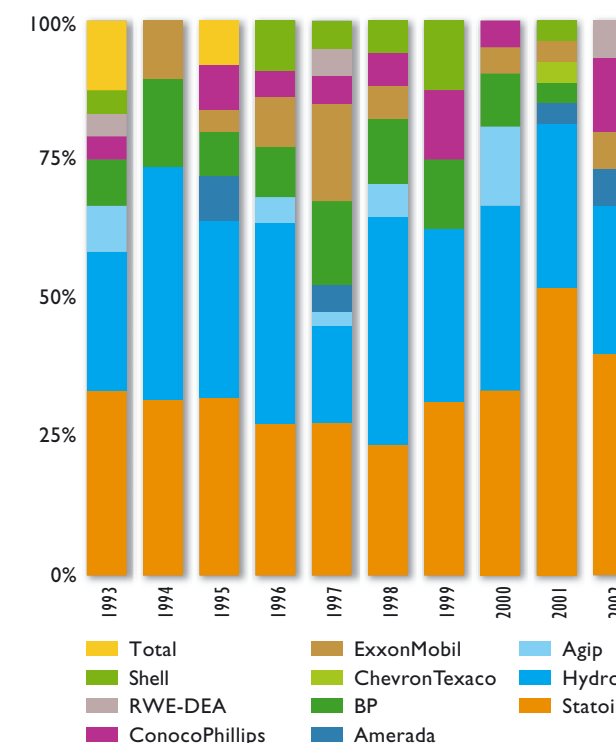
Andelen undersøkelsesbrønner som bores til havs i Nord-Amerika (Mexicogolfen) har vist en økende trend de siste ti år. I Nordsjøen (Storbritannia, Danmark, Norge) og i den asiatiske delen av Stillehavet, har trenden vært avtagende (figur 4.14).

Statoil og Hydro er de dominerende operatørene på norsk kontinentalsokkel. Andre selskaper har boret relativt få letebrønner. De siste årenes oppkjøp og fusjoner har ført til at det er færre operatører i dag enn for 4-5 år siden (figur 4.15).

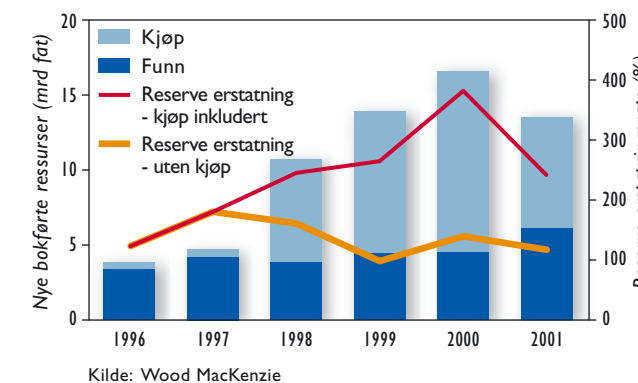
Oppkjøp og sammenslåinger har blant annet vært drevet av at de største oljeselskapene ikke har økt sine bokførte reserver ved gjennomføring av egne prosjekter og leting. De har i stedet nådd vekstmålene sine ved oppkjøp (figur 4.16).



Figur 4.14 Regional fordeling av undersøkelsesbrønner.

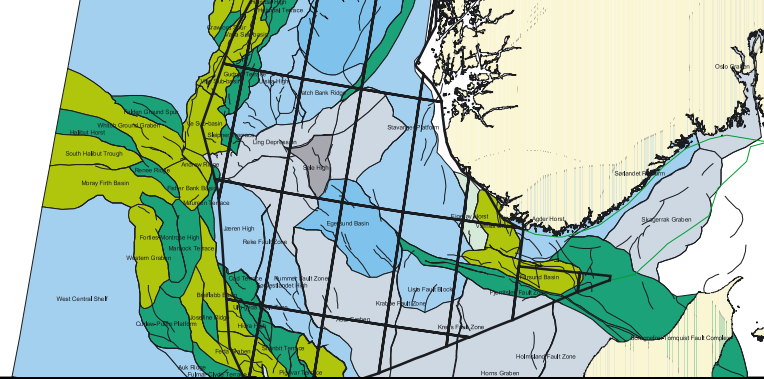


Figur 4.15 Andel av påbegynte undersøkelsesbrønner per nåværende operatør per år. Tidligere operatører som er oppkjøpt eller sammenslått med andre operatører er vist som nåværende operatør, f. eks. er brønner Saga som var operatør for før 2000, vist som operert av Hydro.



Figur 4.16 Nye bokførte ressurser sammenlignet med reserveerstatning fra oppkjøp. SEC data (Securities and Exchange Commission). Data fra: "Super majors", ChevronTexaco, ConocoPhillips, Unocal, Anadarko, Apache, Devon, PetroCanada og Canadian Natural Resources Limited (CNR).

5 Nordsjøen



5.1 UTFORDRINGER OG TRENDER

De første 20 årene med oljevirkosomhet i Nordsjøen var preget av store funn og høy utbyggingsaktivitet. Etter nærmere 40 år med leting og produksjon er situasjonen nå annerledes. De siste årene har den samlede årlige oljeproduksjonen vært stabil, men det er forventet et betydelig fall etter 2005. Produksjonsnedgangen påvirkes mest av at de største sandsteinsfeltene Statfjord, Gullfaks og Oseberg går inn i slutfasen. Mens disse feltene stod for 70 prosent av total oljeproduksjon i 1990, vil andelen være sunket til 35 prosent i 2005 (figur 5.1).

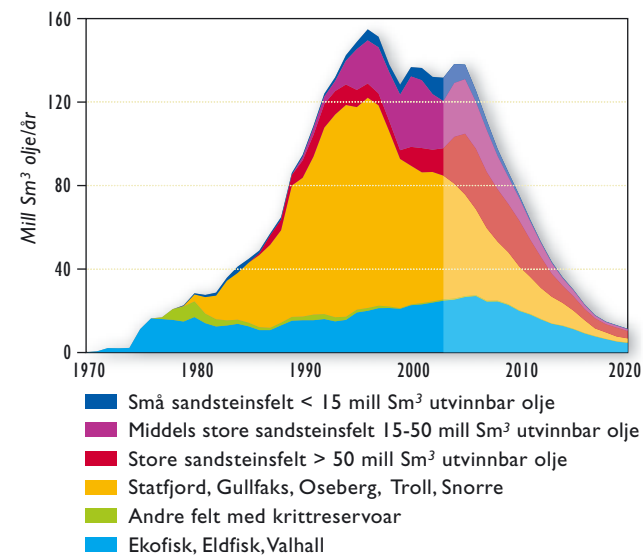
For gassproduksjonen vil toppen komme senere, og produksjonen vil falle langsommere. Først om ca. 15 år, i følge dagens planer, vil leveransene av gass fra felt i Nordsjøen falle under dagens nivå (figur 5.2). Den største andelen av gass kommer fra Trollfeltet.

Oljevirkosomheten i Nordsjøen preges i dag av økende enhetskostnader på de modne feltene. Dette skyldes at produksjonen reduseres uten at kostnadene reduseres tilsvarende (figur 5.3).

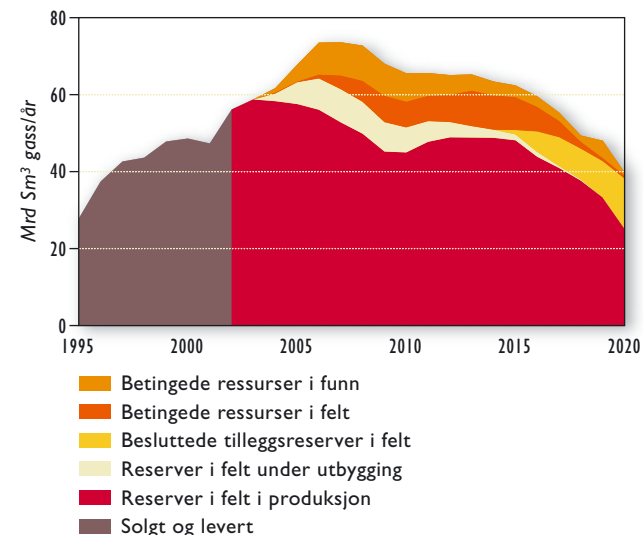
Det er et betydelig potensial for ytterligere verdiskaping knyttet til økt utvinning fra de store feltene i Nordsjøen. Realisering av disse verdiene krever imidlertid både investeringer og stor grad av nytenking og teknologiutvikling. Det kan blant annet være behov for endrede utvinningsstrategier, omstrukturering og nybygging av innretninger, og utvikling av nye metoder for å få ut de resterende, vanskelig tilgjengelige ressursene.

Ressurser i funn og uoppdagede ressurser i nær-områdene til de modne feltene i Nordsjøen er tidskritiske å påvise og utvinne.

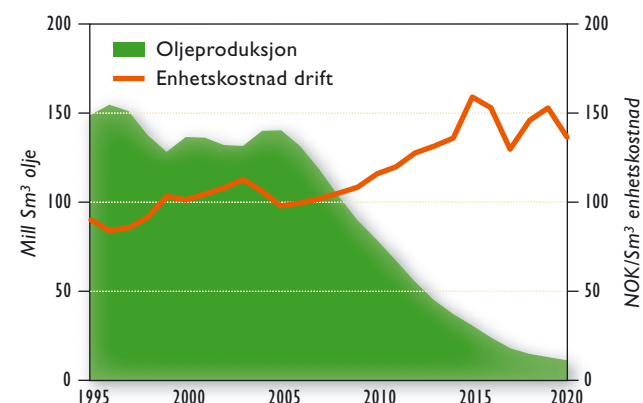
Et nytt trekk i Nordsjøen er nye aktører som ønsker å satse på haleproduksjon og utbygging av små funn.



Figur 5.1 Historisk og prognosert oljeproduksjon i Nordsjøen.



Figur 5.2 Historisk og prognosert gasseksport fra felt i Nordsjøen.



Figur 5.3 Historisk og prognosert utvikling av enhetskostnader og oljeproduksjon i Nordsjøen.

5.2 RESSURSGRUNNLAGET

De samlede petroleumsressursene i Nordsjøen er 8039 millioner Sm³ o.e., fordelt på 4383 millioner Sm³ olje, 3269 milliarder Sm³ gass, 145 millioner tonn NGL og 112 millioner Sm³ kondensat (figur 5.4 og 5.5). Nordsjøen defineres som en moden petroleumsprovin, hvor tre firedeler av de beregnede ressursene enten er produsert eller er reserver i felt. Bare små mengder er knyttet til funn som ikke er utbygd.

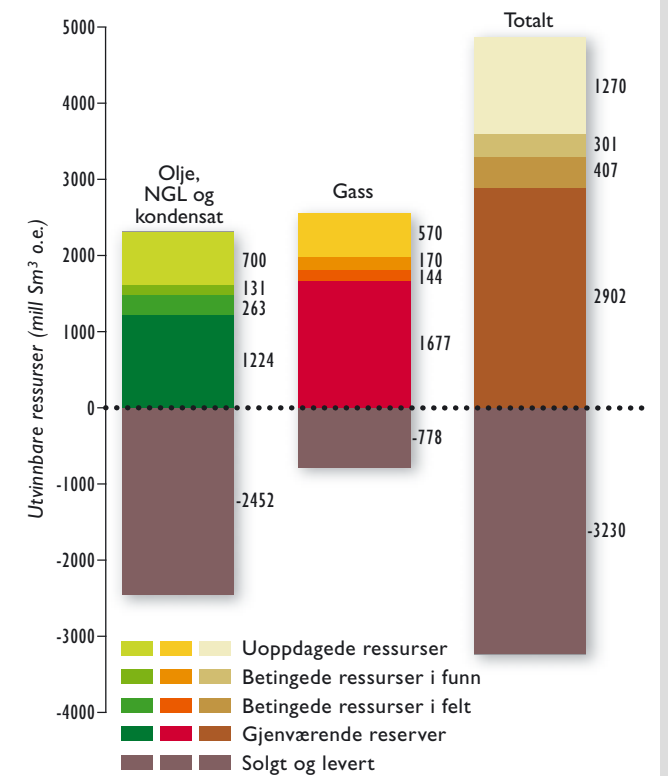
I 2003 er 40 felt i produksjon i Nordsjøen, og flere av disse har produksjonshorisont utover 2020. Tolv felt er allerede ferdig produsert. Fem felt er under utbygging, hvorav Kvitebjørn og Grane er de største.

I de kommende årene er det forventet utbyggingsplaner for 14 funn med til sammen omlag 300 millioner Sm³ o.e., hvorav andelen gass er størst. Alle oljefunnene er små, med mindre enn 15 millioner Sm³ utvinbar olje. I tillegg kan 20-25 små funn bli bygd ut på lengre sikt, gitt visse tekniske og økonomiske forutsetninger.

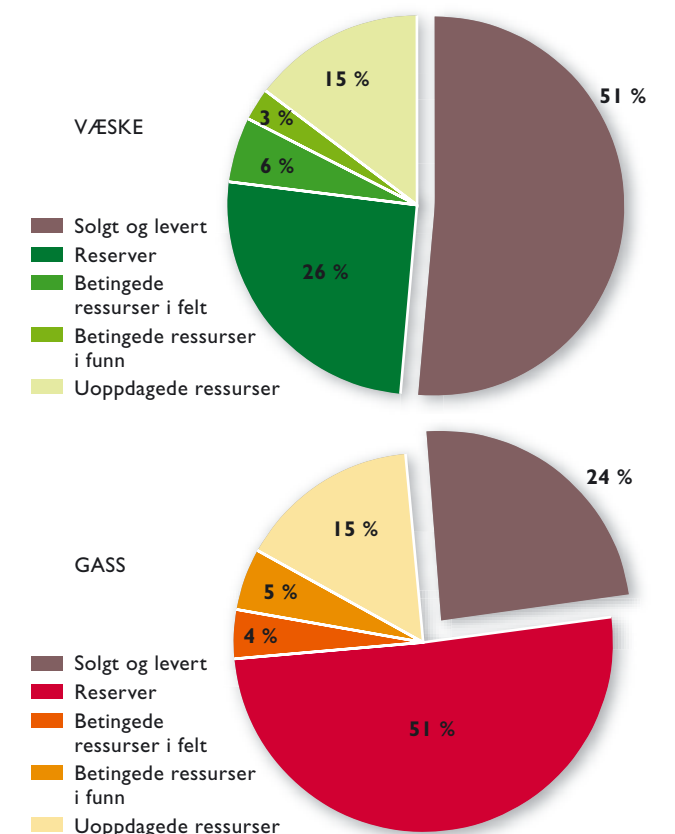
En stor andel av de rundt 400 millioner Sm³ o.e. betingede ressursene i felt er avhengig av at det utvikles nye metoder for å øke utvinningen eller redusere kostnadene.

Når det gjelder de uoppdagede ressursene i Nordsjøen, er det registrert over 500 prospekter. De fleste av disse er små eller mellomstore, men mesteparten av ressursene er i funn større enn 5 millioner Sm³ o.e. (jfr. kapittel 3.2). Etter som mange av prospektene, særlig i nordlige deler av Nordsjøen, ligger nær eksisterende felt, kan de være lønnsomme å bygge ut som tilleggsressurser til feltene når det blir ledig kapasitet i anlegg og rørledninger. Det er forventet noe mer væske (60 prosent) enn gass i eventuelle nye funn.

Figur 5.5 Andel av væske- og gassressursene i Nordsjøen. Halvparten av væskeressursene er produsert, mens mindre enn en firedel av gassressursene er produsert.



Figur 5.4 Fordelingen av utvinnbare væske- og gassressurser i Nordsjøen.



De mest prospektive områdene i Nordsjøen antas å være tildelt. Omlag 60 prosent av arealet der OD har kartlagt letemodeller er ikke tildelt per i dag. De østlige og sørøstlige delene av Nordsjøen (Skagerrak) er ikke åpnet for letevirksomhet. Det er stor usikkerhet knyttet til muligheten for å gjøre funn her.

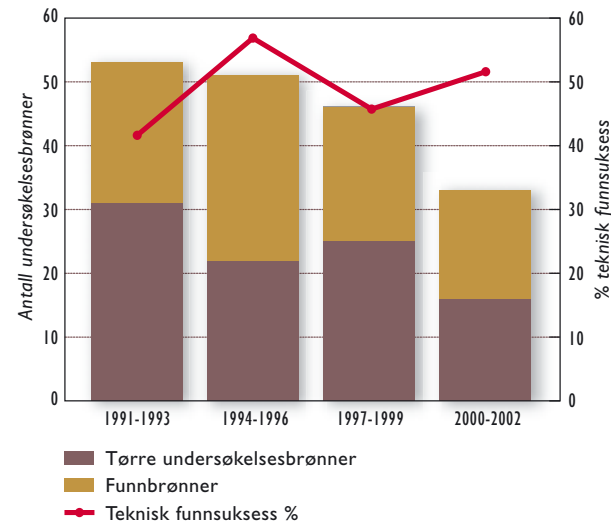
5.3 LETING

Nordsjøen er det best undersøkte området på norsk kontinentalsokkel. Etter mer enn 30 års utforskning med over 800 letebrønner defineres store deler av Nordsjøen som modne. I disse modne områdene forventes hovedsakelig mindre funn i fremtiden.

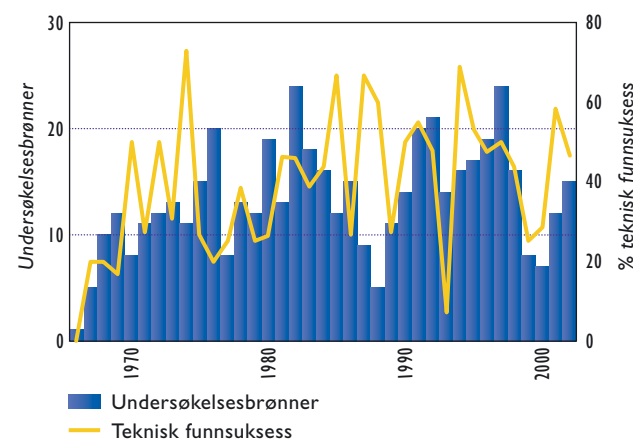
Funnssuksessen i Nordsjøen er høy. I gjennomsnitt er det gjort funn i annenhver undersøkelsesbrønn (figur 5.6 og 5.7). Ressurstilveksten har imidlertid vært avtagende de siste årene. Denne utviklingen er som forventet i en moden petroleumspvins.

I gjennomsnitt ble det boret 15 undersøkelsesbrønner årlig i Nordsjøen fram til 1998 (figur 5.7 og 5.8). De siste årene har leteaktiviteten avtatt, og i 2003 er det planlagt mellom seks og åtte undersøkelsesbrønner. Per 10.06.2003 er to undersøkelsesbrønner avsluttet og det er gjort ett funn, i brønn 25/4-7.

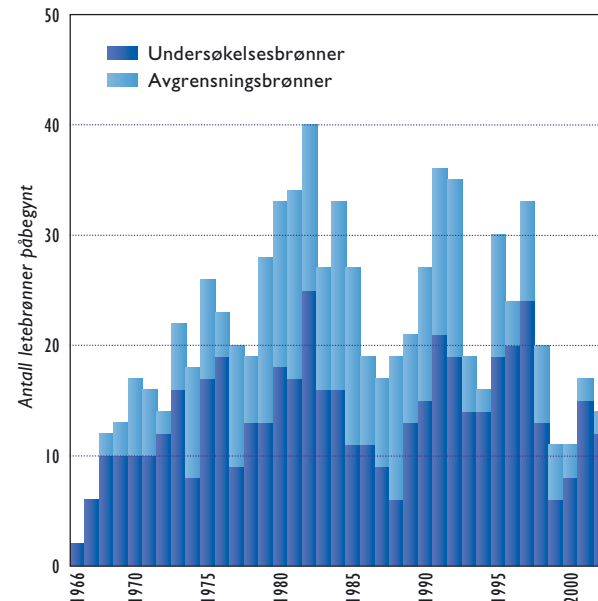
Hovedutfordringen i Nordsjøen er å få til tidsriktig leteboring i nærheten av eksisterende infrastruktur. I en situasjon hvor produksjonen fra store felt nærmer seg avslutningsfasen, må forekomster som ligger i nærheten av disse bli påvist, utbygd og utvunnet innenfor levetiden til innretningene.



Figur 5.6 Teknisk funnsuksess i Nordsjøen i perioden 1991 – 2002.



Figur 5.7 Årlig teknisk funnsuksess for hele leteperioden i Nordsjøen.



Figur 5.8 Letebrønner i Nordsjøen (påbegynt).

5.4 RESSURSUTVIKLING

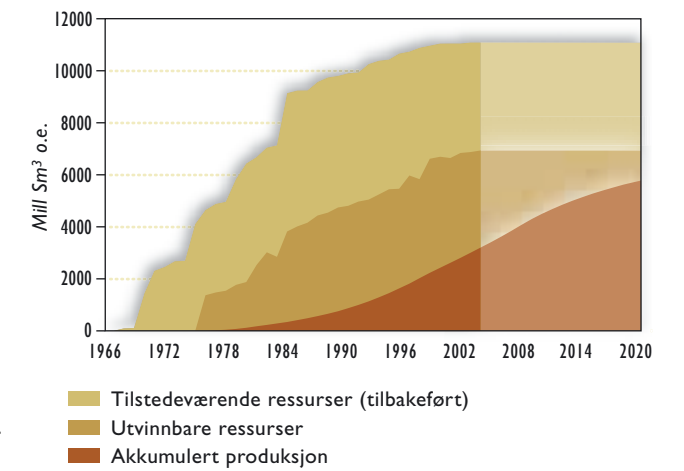
De påviste petroleumressursene i Nordsjøen økte jevnt fram til 1983. De siste 20 årene har veksten av nye ressurser vært lavere enn veksten i akkumulert produksjon. Med dagens planer vil det aller meste av de utvinnbare ressursene i Nordsjøen være produsert i 2030 dersom ikke nye lønnsomme funn blir gjort, og dersom utvinningsgraden ikke øker utover dagens planer (figur 5.9).

Estimatet av de utvinnbare ressursene viser en tilsvarende avtrapping de siste årene. I tillegg til den avtagende tilveksten fra nye funn, henger dette sammen med at den gjennomsnittlige forventede utvinningsgraden for oljefeltene ikke lenger øker like mye som tidligere.

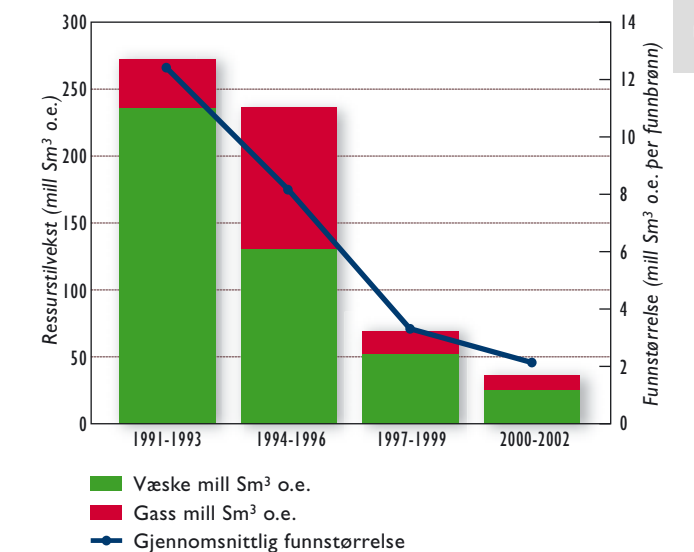
En av årsakene til den avtagende tilveksten av petroleumressurser de siste årene, er at det bores færre undersøkelsesbrønner. Men som figur 5.10 viser, er ressurstilveksten i Nordsjøen ikke bare karakterisert ved færre funn, men også av stadig mindre gjennomsnittlige funnstørrelser. Det må gjøres flere funn for at tilveksten av ressurser igjen skal øke.

Reserveøkning

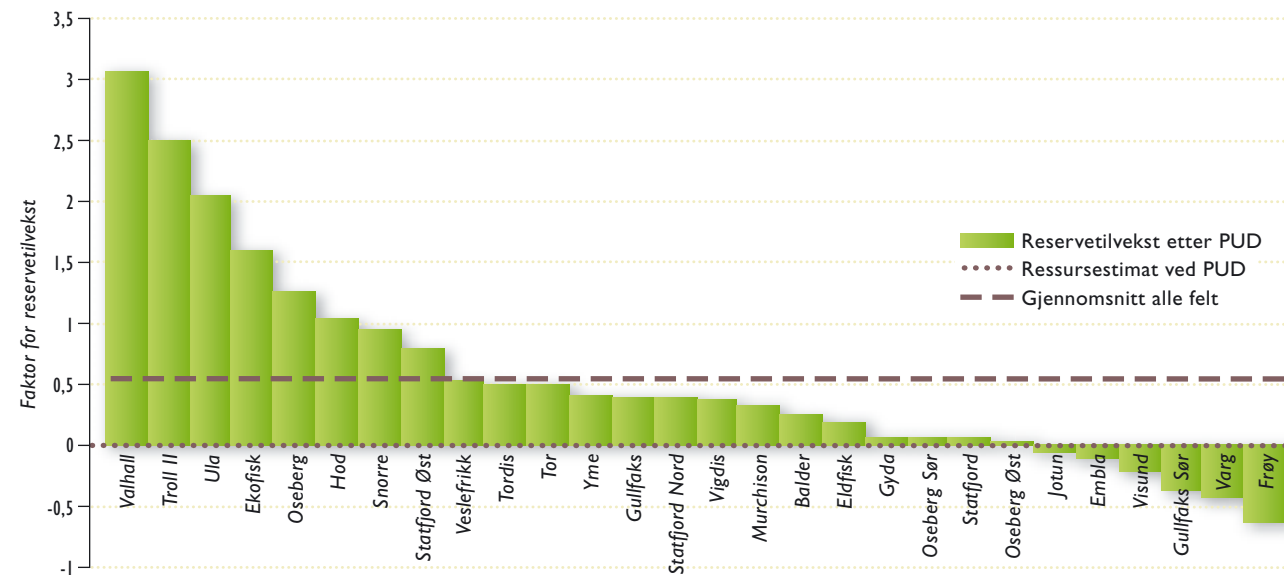
Mange av de store oljefeltene, som Troll, Valhall, Oseberg og Ekofisk, har hatt en betydelig tilvekst av antatte reserver i forhold til estimatene i opprinnelig plan for utbygging og drift (PUD). I gjennomsnitt har reserveestimatet for oljefeltene i Nordsjøen økt med 50 prosent fra de opprinnelige estimatene (figur 5.11). Utviklingen innenfor bore- og brønnteknologi har bidratt vesentlig til økningen. Forbedret reservoar karakterisering og gode resultater av gjennomførte tiltak for å øke oljeutvinningen er også viktige årsaker til reserveøkningen.



Figur 5.9 Ressursutvikling i Nordsjøen. Figuren viser dagens estimat av tilstedeværende olje- og gassvolumer i alle felt og funn tilbakeført til funnåret for den enkelte forekomsten. De store spranget representere Ekofisk i 1969, Statfjord i 1974, Gullfaks i 1978, Oseberg i 1979 og Troll i 1983.



Figur 5.10 Ressurstilvekst fra letebrønner og gjennomsnittlig funnstørrelse i Nordsjøen de siste 12 år. Funnstørrelsen har de siste årene falt til 15 prosent av den gjennomsnittlige funnstørrelsen tidlig på 1990-tallet.



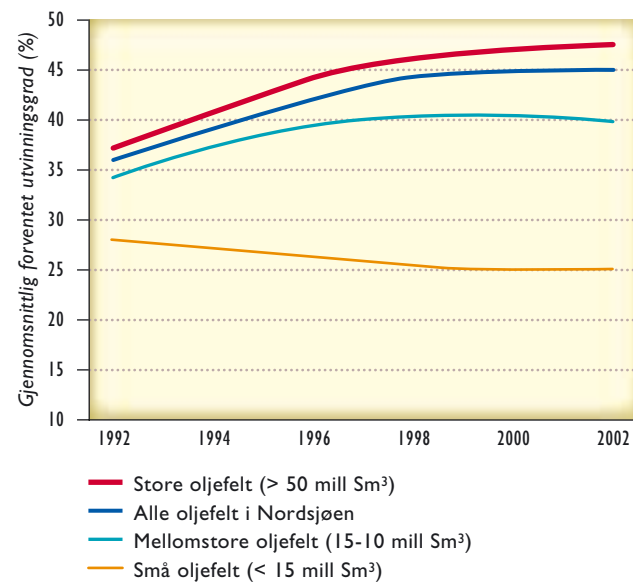
Figur 5.11 Økning av estimerte oljereserver for 28 felt i Nordsjøen. For flere av feltene har økningen i reserveanslaget kommet etter nye og omfattende utbygginger.

Utvinningsgrader for oljefelt

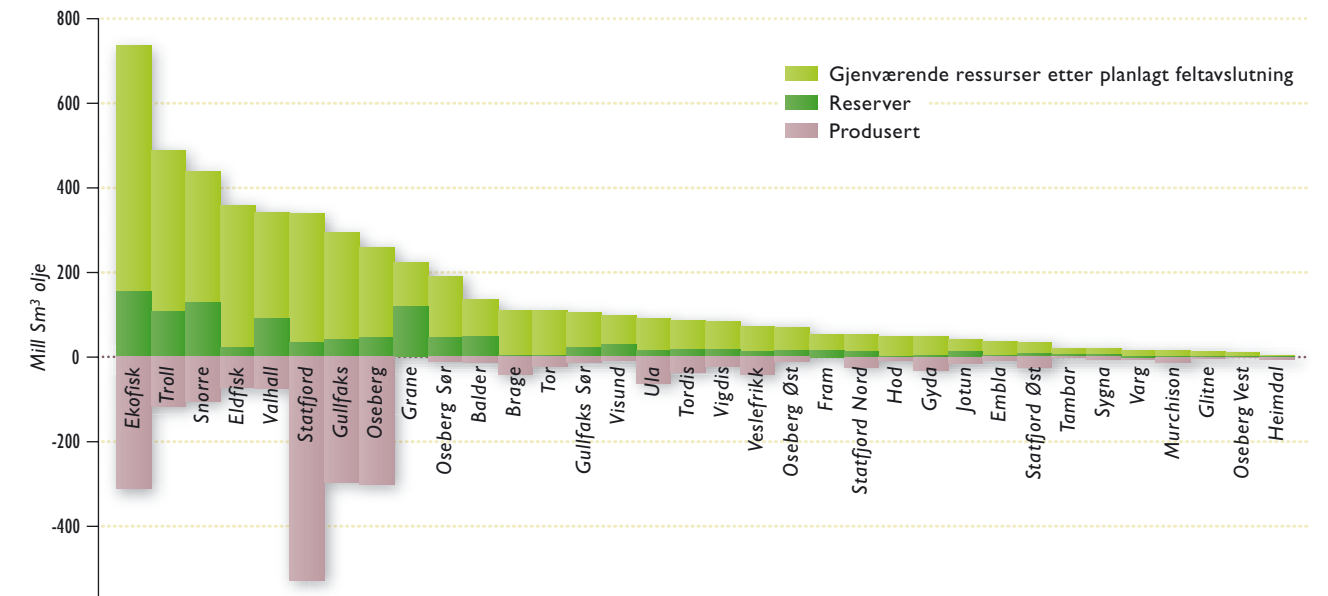
Etter 1998 har økningen i gjennomsnittlig forventet utvinningsgrad for oljefeltene i Nordsjøen vært ubetydelig (figur 5.12). De mange små feltene som er bygd ut de senere årene har lavere utvinningsgrad enn gjennomsnittet for feltene i Nordsjøen. I tillegg er det besluttet færre tiltak for økt oljeutvinning på de store feltene de siste årene enn på 1990-tallet.

Med få unntak har de største sandsteinsfeltene i Nordsjøen høyest utvinningsgrad for olje. Statfjord har en forventet utvinningsgrad på 65 prosent, Oseberg 62 prosent og Gullfaks 57 prosent.

For kalkfeltene sør i Nordsjøen har forventet utvinningsgrad for olje økt betydelig, fra opprinnelig under 20 prosent på 70-tallet til nåværende gjennomsnitt på 37 prosent. Økningen skyldes omfattende tiltak for økt oljeutvinning, i første rekke vanninjeksjon. Vanninjeksjonsprosjektene har ført til bygging av nye innretninger. Den forventede utvinningsgraden er nå 44 prosent i Ekofiskfeltet, men denne vil økes ytterligere som følge av nye godkjente prosjekter.



Figur 5.12 Utvikling i estimert gjennomsnittlig utvinningsgrad for oljefelt av ulike størrelse. Feltene er kategorisert etter størrelsen på reserveestimat i opprinnelig PUD.



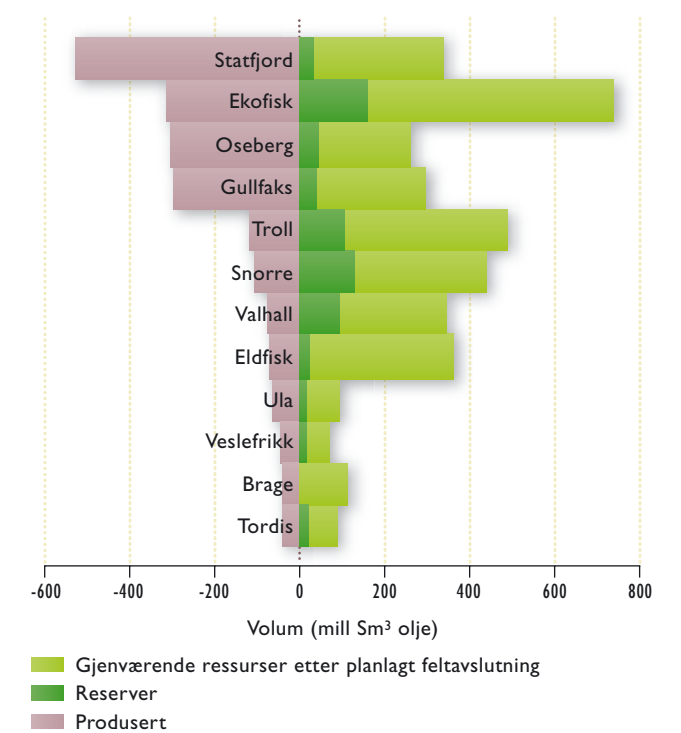
Figur 5.13 Produserte og gjenværende oljereserver og -ressurser i 34 oljefelt i Nordsjøen.

Utvinningsgraden for det enkelte feltet er i stor grad avhengig av reservoars beskaffenhet, blant annet avsetnings-type og reservoardyp. Utvinningsstrategi eller drivmekanisme er også viktig. Høy utvinning er oppnådd ved aktiv trykkstøtte i form av vann-, gass- og VAG (vann alternerende med gass) injeksjon. Utvinning ved trykkavlastning som er normalt for små felt gir lav utvinningsgrad.

5.5 STORE VERDIER I MODNE FELT

Norges oljeproduksjon har vært og er dominert av de store oljefeltene i Nordsjøen. Oljefeltene med de største tilstedeværende mengdene er Ekofisk, Statfjord, Troll, Gullfaks, Oseberg, Snorre, Eldfisk og Valhall (figur 5.13). Disse feltene har totalt 70 prosent av de tilstedeværende oljemengdene i Nordsjøen, og har stått for over 80 prosent av oljeproduksjonen fra Nordsjøen til nå. Statfjord har allerede produsert 61 prosent av de tilstedeværende mengdene, som tilsvarer 94 prosent av de oljereservene som er besluttet produsert. Gullfaks og Oseberg har produsert nær 90 prosent av de besluttede reserver (figur 5.14 og 5.15).

Betydelige oljevolumer vil bli liggende igjen i undergrunnen etter planlagt nedstengning av de store feltene (figur 5.15). Det er derfor av stor betydning å ha fokus på å identifisere og planlegge tiltak for å øke oljeutvinningen fra disse feltene.



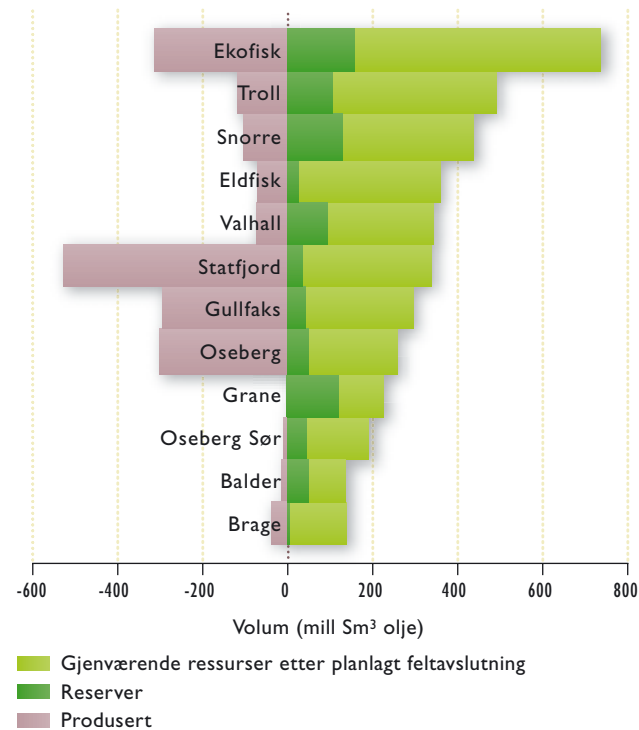
Figur 5.14 Produsert olje og gjenværende reserver og ressurser for de 12 feltene i Nordsjøen som har produsert mest til nå. Merk at Statfjord i alle figurer kun er representert med norsk andel.

ODs kartlegging av potensialet for økt verdiskaping på felt, viser at hele 50 prosent er knyttet til fem store felt, og at 90 prosent kan hentes ut fra halvparten av de feltene som er i produksjon i Nordsjøen i dag (figur 5.16).

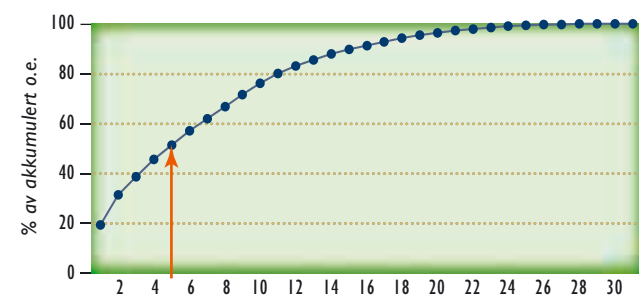
De største potensialene forventes å ligge sør i Nordsjøen. Av alle felt på kontinentalsokkelen har Ekofiskfeltet både de største gjenværende olje-reservene, med over 150 millioner Sm³ olje, og det største gjenværende ressurspotensialet.

Dersom alle de identifiserte prosjektene var blitt gjennomført på feltene, ville den gjennomsnittlige utvinningsgraden for olje i Nordsjøen økt fra dagens forventning på 45 prosent til over 50 prosent. En slik gjennomføring er avhengig av at det ikke er faktorer som stanser de enkelte prosjektene. Teknologiske utfordringer er ved siden av manglende lønnsomhet i prosjektene, ofte en hindring for realisering av nye prosjekter. Videre er manglende kapasitet i prosessanlegg en årsak til at prosjekter som gir økt produksjon kan bli utsatt. En hovedutfordring i mange gassinjeksjonsprosjekter er å skaffe gass til injeksjon, slik at prosjektet kan bli lønnsomt.

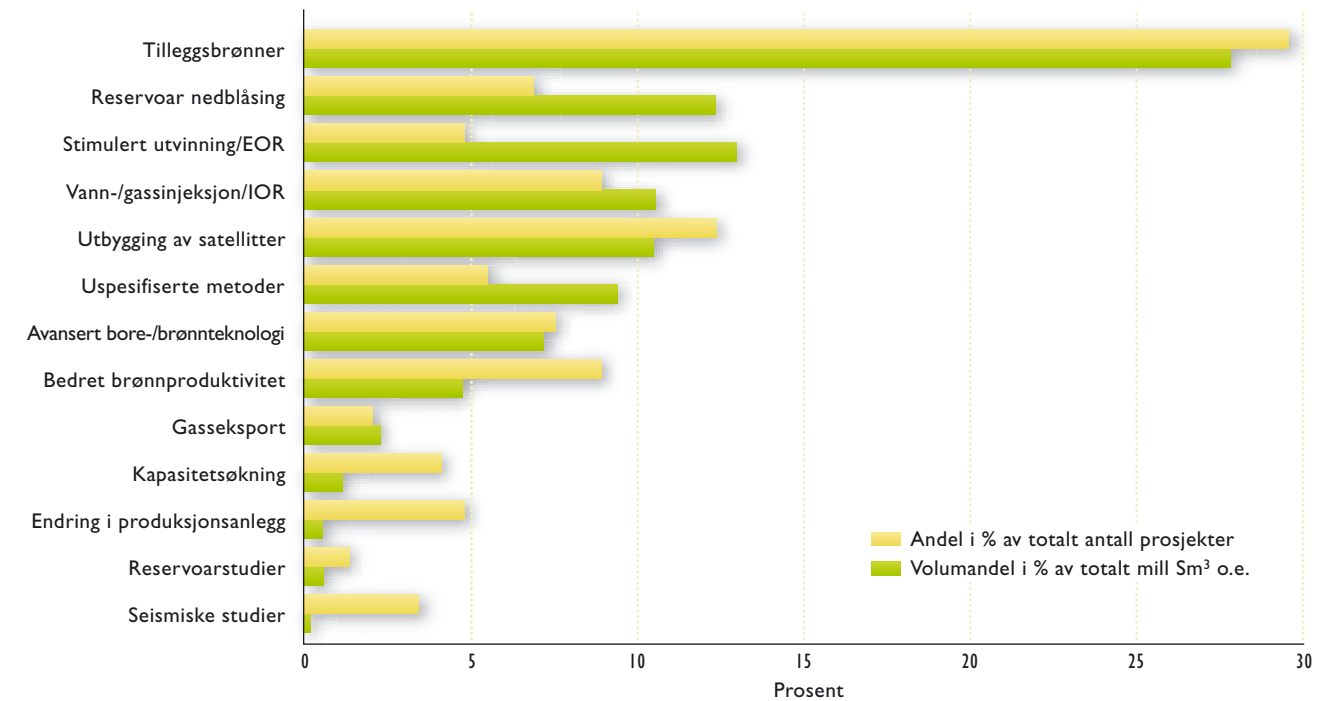
Potensialet for økt verdiskaping på feltene kan realiseres gjennom ulike prosjekter og tiltak som vist i figur 5.17. Tilleggsbrønner i eksisterende felt utgjør det aller største volumpotensialet. Sammen med tiltak innenfor bore- og brønnteknologi utgjør dette rundt 35 prosent. Derne er reservoar nedblåsing og ulike injeksjonsprosjekter av stor betydning, i tillegg til utbygging av forekomster nær feltene.



Figur 5.15 Produisert olje og gjenværende reserver og ressurser for de 12 feltene i Nordsjøen med mest gjenværende ressurser. Disse feltene vil stå for mesteparten av oljeproduksjonen fra Nordsjøen de neste ti årene.

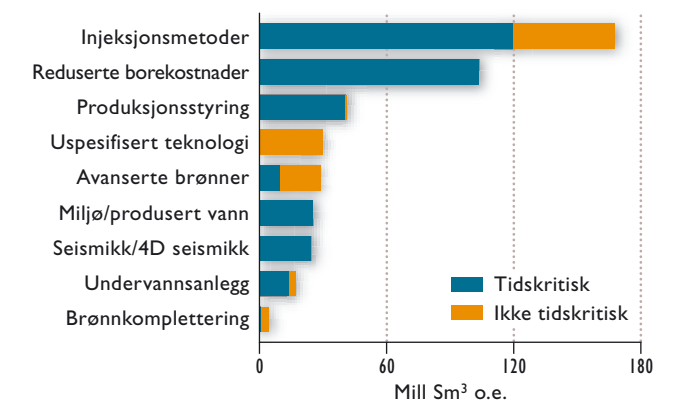


Figur 5.16 Prosentvis andel av akkumulert potensial for økt utvinning fra felt i Nordsjøen, fordelt på felt. 50 prosent av det totale kartlagte potensialet er knyttet til fem store felt.



Figur 5.17 Fordeling av potensialet for økt utvinning fra ulike planlagte tiltak på felt i produksjon. Det er flest prosjekter og størst potensielle volumer innenfor boring av tilleggsbrønner.

En stor andel av potensialet under den største kategorien "tilleggsbrønner", forutsetter teknologiutvikling innenfor boring for å bedre lønnsomheten. Totalt ble det registrert at nær halvparten av volumpotensialet for økt olje- og gassutvinning fra feltene er avhengig av teknologiutvikling for å kunne realiseres, og det meste av dette vurderes som tidskritisk (figur 5.18). Det er størst potensial knyttet til metoder for økt oljeutvinning, etterfulgt av boring. Teknologiutvikling på området boring er også vurdert som tidskritisk.



Figur 5.18 Teknologiområder med behov for forskning og utvikling for å kunne realisere volumer for økt utvinning på feltene.

5.6 KOSTNADSBILDET

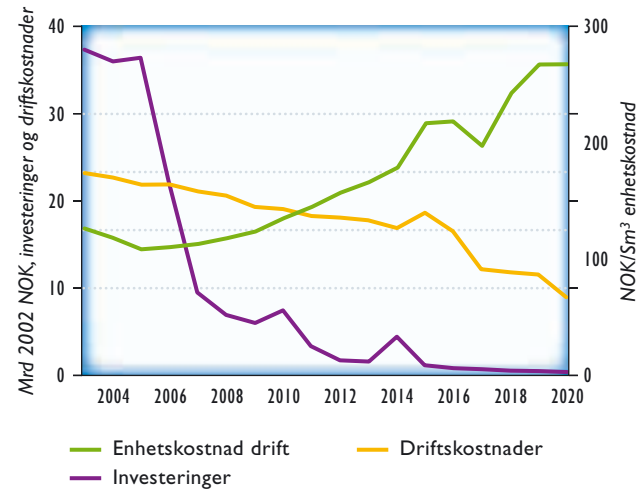
Høye driftskostnader på flere gamle feltcentre kombinert med fallende produksjon de siste årene gir økte enhetskostnader. For å kunne forlenge økonomisk levetid for de enkelte feltene er det derfor en betingelse at driftskostnadene reduseres, og/eller at produksjonen økes gjennom innfasing av nye forekomster eller tiltak for økt utvinning (figur 5.19).

For næringen er de høye driftskostnadene en stor utfordring som vil fremtvinge nye løsninger, slik som flytting av funksjoner til felles innretning eller til land (e-drift). Det kan også oppstå et press på etablerte standarder for operasjoner. Nedbemanning ved å endre organiseringen av vedlikehold og drift er særlig aktuelt i områder hvor samordning av slike funksjoner mellom flere innretninger er mulig, slik som i Tampenområdet.

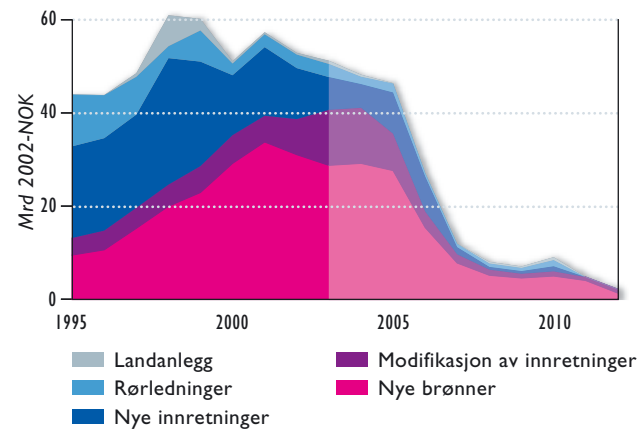
Operatørens prognose for de samlede investeringene i Nordsjøen viser en sterk nedgang fra ca. 2005 (figur 5.20). De større, besluttede feltutbyggingene forventes da å være fullført. Investeringene i nye innretninger har avtatt etter 1998, og dersom ingen nye funn bygges ut, eller det ikke bygges flere innretninger på eksisterende felt, vil investeringene i nye innretninger fortsette å minke. Andelen investeringer i havbunnsutbygginger utgjør rundt 30 prosent av investeringene til nye innretninger (figur 5.21).

Modifikasjon av eksisterende innretninger vil utgjøre en økende andel av investeringene de nærmeste årene. Dette vil være ombygginger blant annet for å øke kapasiteter, og modifikasjoner for å tilpasse innretningene til skjerpede miljøkrav og senfaseproduksjon. Dersom mange av de identifiserte prosjektene for mulig økt verdiskaping på felt kan realiseres, vil disse investeringene, i likhet med brønninvesteringer, fortsatt ligge på et høyt nivå etter 2005.

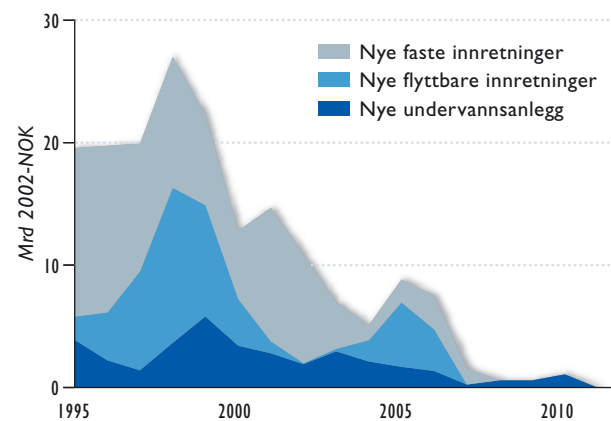
Figur 5.21 Historiske og prognoserte investeringer i Nordsjøen for ulike typer innretninger. For prosjekter under planlegging er fordelingen av investeringene mellom innretningstyper usikker. Andelen investeringer i undervannsanlegg synes ikke å øke på bekostning av faste innretninger.



Figur 5.19 Prognoserte enhetskostnader, investeringer og driftskostnader i Nordsjøen (eksklusiv Troll gass).



Figur 5.20 Historiske og prognoserte investeringer i Nordsjøen, fordelt på investeringstyper.



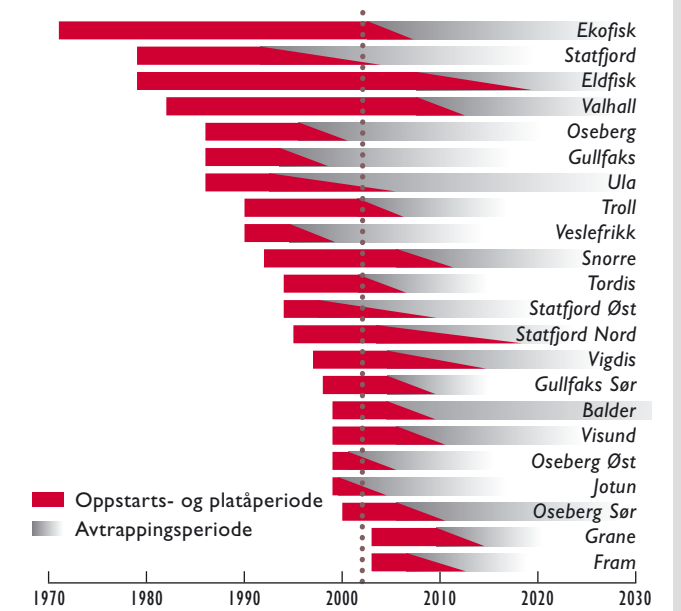
Ettersom volum per utvinningsbrønn på modne felt avtar, er det svært viktig å få ned borekostnadene. Spesielt gjelder dette havbunnsutbygde felt der flyttbare boreinnretninger må benyttes til boring og brønnintervensjoner. Gjennomsnittskostnadene per brønn for havbunnsutbygde felt er halvannen til to ganger høyere enn for felt med boreinnretninger.

5.7 FELT I SLUTTFASE

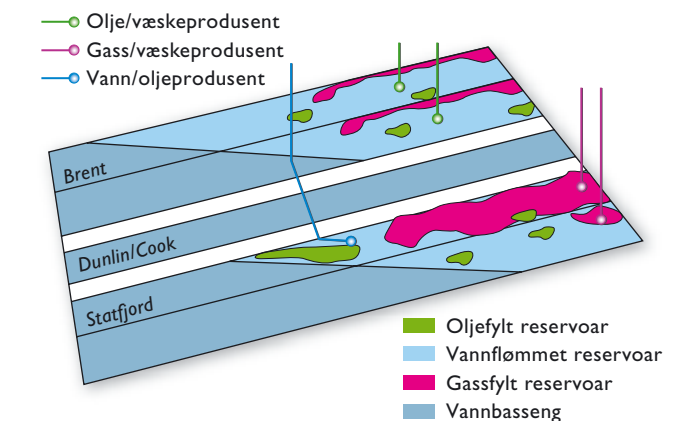
Av de store feltene som startet produksjonen på 1970- og 1980-tallet er det bare de største kalkfeltene helt sør i Nordsjøen som fortsatt er i en platåfase. Det er stor usikkerhet knyttet til varigheten av sluttfasen (figur 5.22).

For å opprettholde produksjonen finnes det flere muligheter, for eksempel kan nedblåsing gi økt verdiskaping i sluttfasen av de store feltene. Nedblåsing innebærer å legge til rette for at gjenværende og injisert gass i feltet, sammen med medfølgende olje og vann, produseres uten å kompensere med trykkstøtte (figur 5.23). Statfjordfeltet er kommet langt i planleggingen av en mulig nedblåsningsfase. Dette kan forlenge levetiden for feltet med rundt ti år.

Et nytt trekk i Nordsjøen er nye aktører som ønsker å spesialisere seg på haleproduksjon. Fra britisk sokkel er det flere eksempler på at ny operatør i sluttfasen har klart å revitalisere felt og forlenge levetiden betydelig.

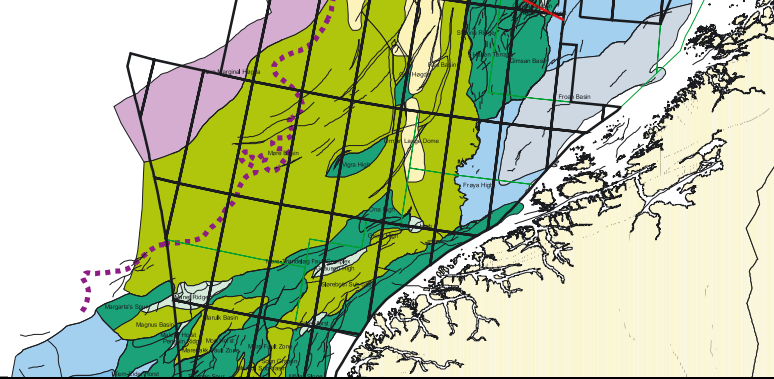


Figur 5.22 Produksjons- og avtrappingsfaser for 22 oljefelt i Nordsjøen.



Figur 5.23 Prinsippsskisse som viser nedblåsing av Statfjordfeltet.

6 Norskehavet



6.1 UTFORDRINGER OG TRENDER

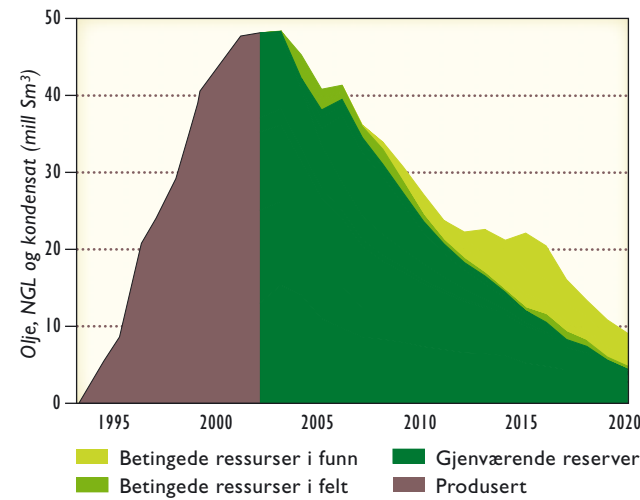
Produksjonen i Norskehavet startet i 1993 med oljeproduksjon på Draugenfeltet.

Gassproduksjonen vil øke markert fremover, særlig etter 2007 da, 6305/6-1 Ormen Lange forventes å komme i produksjon (figur 6.1 og 6.2).

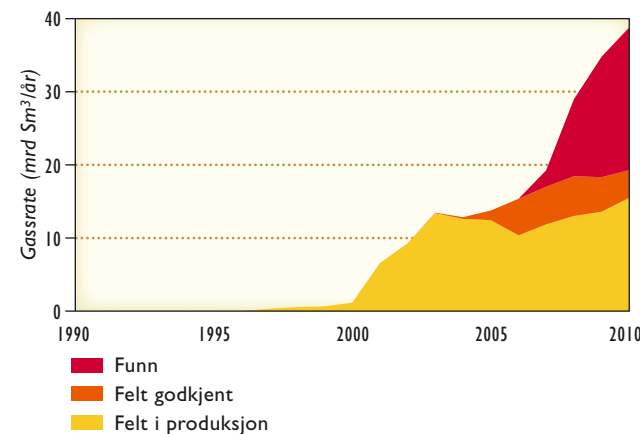
Samlet væskeproduksjon fra feltene vil i motsetning til gassproduksjonen, nå nedtrappingsfasen i løpet av kort tid. De viktigste funnene som kan bidra til å opprettholde væskeproduksjonen, er 6507/5-1 Skarv og 6407/1-2 Tyrihans. Begge disse funnene trenger imidlertid en transportløsning for gass før de kan bygges ut.

Det er et stort uoppdaget ressurspotensial i Norskehavet til tross for reduksjonen i forhold til forrige estimat. Resultatet av analysene viser at om lag 20 prosent av de uoppdagede ressursene ligger i området utenfor Lofoten.

Etablering av økt gasstransportkapasitet ut fra området er en viktig forutsetning for fortsatt høy leteaktivitet og modning av ressurser i Norskehavet. Nye store funn kan legge grunnlag for ny infrastruktur. Dersom det ikke gjøres nye store funn, vil etablering av ny infrastruktur innebære koordinering av mindre funn i forskjellige utvinningstillatelser. Dette vil bli krevende. Det er allerede gjort en rekke mindre funn som kan bygges ut som satellitter til eksisterende infrastruktur. Disse funnene har hver for seg marginal lønnsomhet som følge av størrelse og reservoar-kompleksitet.



Figur 6.1
Historisk og prognosert væskeproduksjon fra Norskehavet.



Figur 6.2
Historisk og prognosert gassproduksjon for Norskehavet.

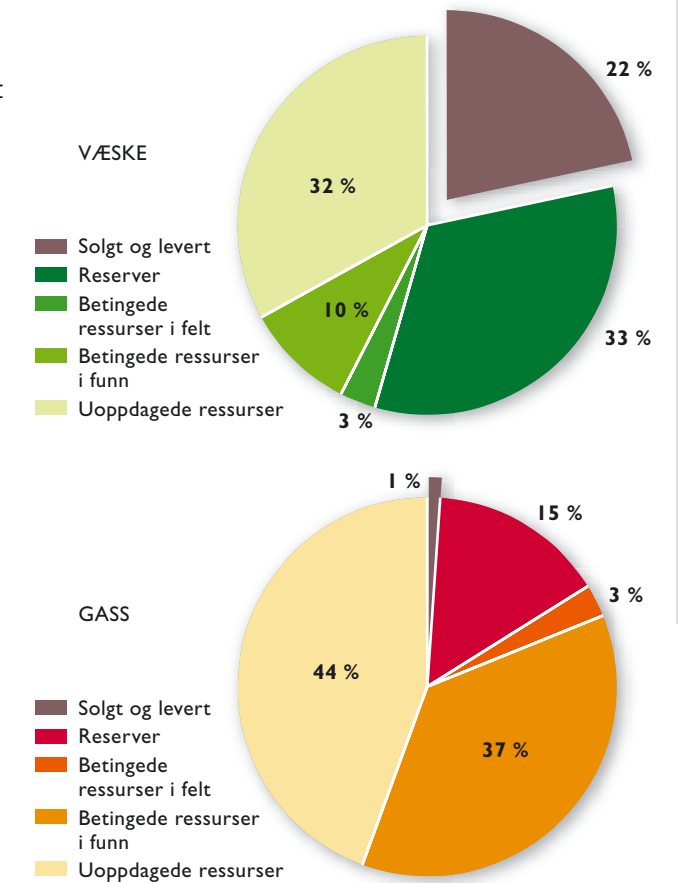
6.2 RESSURSGRUNNLAGET

De samlede utvinnbare petroleumressursene i Norskehavet er 3065 millioner Sm^3 o.e., hvorav 977 millioner Sm^3 olje, 1822 milliarder Sm^3 gass, 69 millioner tonn NGL og 134 millioner Sm^3 kondensat (figur 6.3).

Reduksjonen av estimatet for de uoppdagede ressursene i Norskehavet berører både det godt kjente området på Haltenbanken, der de fleste funn er gjort, og det ukjente området i Vøringbassenget. I den viktigste letemodellen på Haltenbanken forventes færre og mindre framtidige funn enn tidligere antatt. Letemodellanalysene for Vøringbassenget viser lavere funnsannsynlighet og mindre funn enn tidligere antatt. Positive boreresultater i disse områdene kan endre dette bildet.

Over halvparten av væskeressursene i Norskehavet er enten allerede solgt eller er reserver som er godkjent for produksjon, mens en tredel ennå ikke er påvist.

Av gassressursene utgjør uoppdagede ressurser 44 prosent. Inkluderes betingede gassressurser i funn, øker andelen til 80 prosent. Dette illustrerer et sentralt poeng, nemlig at når det gjelder gass, er andelen ikke besluttede ressurser stor.



Figur 6.3
Fordeling av de totale væske- og gassressursene i Norskehavet.

For de gjenværende påviste væskeressursene er bortimot 80 prosent i produserende felt (figur 6.4).

Bildet er motsatt for gass hvor en tredel er knyttet til felt, mens resten er i funn i planleggingsfasen. Gassressursene i 6305/5-1 Ormen Lange er 375 milliarder Sm³ og utgjør 56 prosent av de totale gassressursene i funn som er 670 milliarder Sm³.

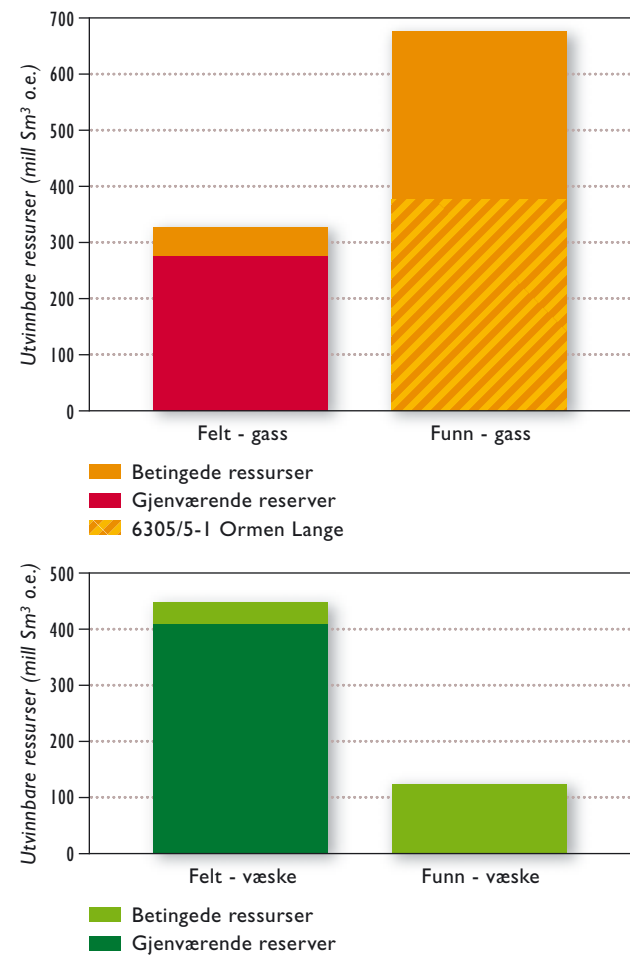
Det er 36 funn i Norskehavet (figur 6.5). Elleve av disse er kategorisert som lite sannsynlig å utvinne. Om lag 80 prosent av gassressursene i de 36 funnene er påvist i løpet av de fem siste årene. Med unntak av 6305/5-1 Ormen Lange er funnene i området av moderat størrelse og inneholder moderate væskemengder.

Sammen med 6507/5-1 Skarv og 6407/1-2 Tyrhans er 6305/5-1 Ormen Lange kommet lengst i planleggingen. En utbygging av disse funnene vil sikre at mesteparten av de modne gassressursene i området blir utvunnet.

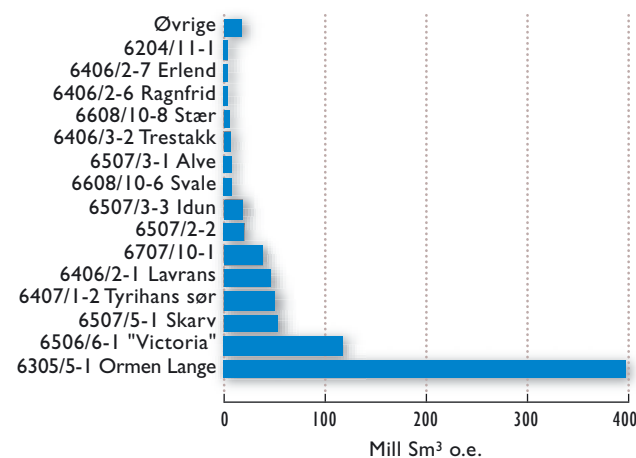
6.3 LETING

Den første undersøkelsesbrønnen i Norskehavet ble påbegynt i 1980, og det første funnet (gassfunnet Midgard som nå er en del av feltet Åsgard), ble gjort i 1981. Ved årsskiftet 2002-2003 var det boret 181 letebrønner i Norskehavet (figur 6.6).

Mesteparten av aktiviteten i Norskehavet pågår i de geologiske provinsene Haltenterrassen og Dønnterrassen, ofte kalt Haltenbanken. Dette området er det mest modne og kan i så henseende sammenlignes med modne områder i



Figur 6.4 Fordeling av gjenværende påviste gass og oljeressurser i Norskehavet på felt og funn.



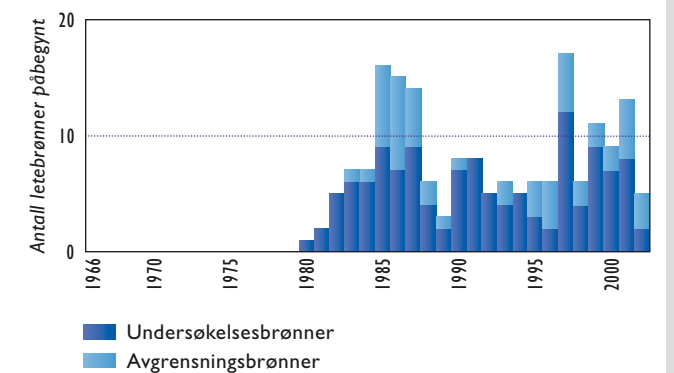
Figur 6.5 Funn i Norskehavet rangert etter størrelse på gassressurser.

Nordsjøen. De øvrige områdene i Norskehavet er relativt lite utforsket. Dette gjelder spesielt områdene på dypt vann, Mørebasenget og Vøringbasenget og områdene utenfor Lofoten (Nordland VI og VII).

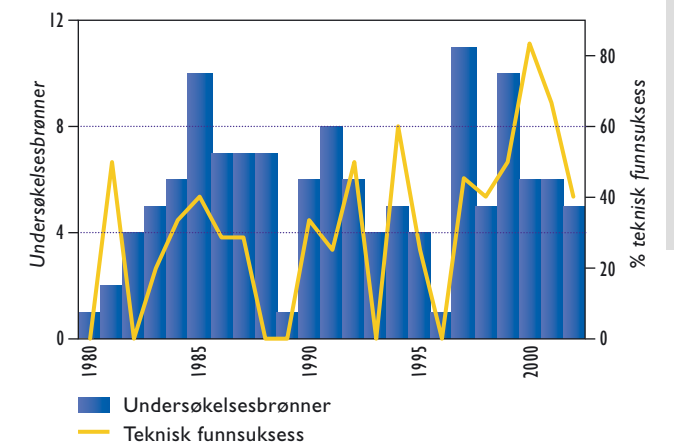
Gjennomsnittlig antall undersøkelsesbrønner per år de siste tre årene (2000, 2001 og 2002) er rundt seks brønner (figur 6.7). Seks til åtte undersøkelsesbrønner er planlagt boret i Norskehavet i 2003. Per 10.06.2003 er to undersøkelsesbrønner avsluttet. Brønn 6608/10-9 har gjort et funn nær Nornefeltet. Brønn 6706/6-1 på Naglfardomen har gjort et teknisk gassfunn.

Store deler av Norskehavet er åpnet for letevirksomhet, men områdene langs kysten av Nordland, deler av Nordland VI og hele Nordland VII er ikke åpnet. Stortinget vedtok å åpne områdene Vøring- og Mørebasenget og store deler av områdene Nordland VI for letevirksomhet i 1994. De delene av Nordland VI som ble åpnet, fikk særlige begrensninger knyttet til seg. I 15. tildelingsrunde i 1996 ble to utvinningstillatelser tildelt i det åpnete området i Nordland VI. Det ble i år 2000 boret en brønn, 6710/10-1, i utvinningstillatelse nr 220 i dette området. Petroleum ble ikke påvist. Eventuell videre aktivitet avhenger av den pågående behandlingen av Utredningen Lofoten-Barentshavet.

Haltenbanken er inkludert i det forhåndsdefinerte området som ble utlyst i slutten av mai 2003.



Figur 6.6 Letebrønner i Norskehavet (påbegynte).



Figur 6.7 Undersøkelsesbrønner i Norskehavet.

6.4 RESSURUTVIKLING

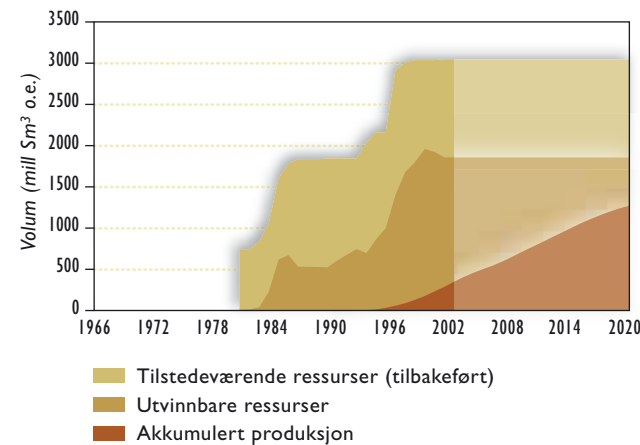
Fra første undersøkelsesbrønn ble boret i 1980 og fram til og med 2002 er det påvist 3046 millioner Sm^3 o.e. i Norskehavet (figur 6.8). De store sprangene i figuren representerer Midgardfunnet i 1981 og Draugen i 1984. I perioden 1991 til 1996 ble det boret 27 undersøkelsesbrønner med svært liten ressurstilvekst som resultat. Deretter fulgte noen år med betydelig ressurstilvekst.

Totalproduksjonen har økt jevnt siden 1996, og vi venter at den vil øke i årene som kommer.

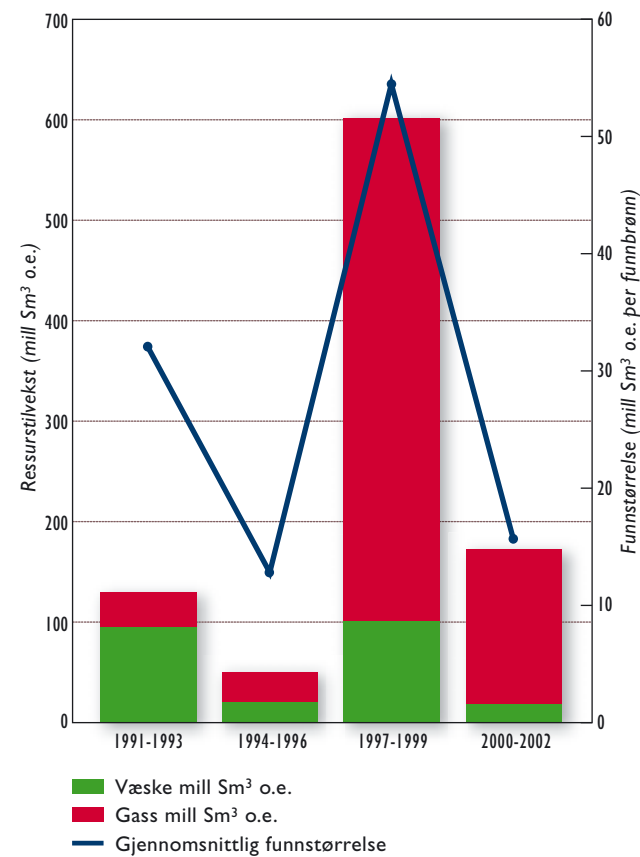
Ressurstilveksten og gjennomsnittlig funnstørrelse har variert betydelig over tid (figur 6.9).

Oljefeltene i Norskehavet er Heidrun, Draugen, Njord og Norne. Åsgard er et felt som består av de tre forekomstene Midgard, Smørbukk og Smørbukk Sør. Smørbukk Sør er en oljeforekomst, Smørbukk og Midgard er henholdsvis en gass-/kondensatforekomst og en gassforekomst. Kondensat- og NGL-produksjon utgjør dermed et vesentlig bidrag til produksjonen fra Åsgardfeltet. Figur 6.10 viser reservetilveksten av olje inkludert NGL og kondensat på dette feltet. For de andre feltene vises kun reservetilveksten av olje.

Tre av feltene har hatt en betydelig netto tilvekst av reserver sammenlignet med estimatene i PUD. Spesielt har reservene økt i Draugenfeltet. Hovedforklaringen på dette er bedre reservoaregenskaper enn forutsatt ved PUD. For Njord er en viktig årsak til den negative utviklingen at reservoaret har dårligere produksjonsegenskaper enn det som ble lagt til grunn for estimatene i PUD. Reservoaret er mer segmentert og komplisert enn opprinnelig antatt.



Figur 6.8
Ressursutvikling i Norskehavet.



Figur 6.9
Gjennomsnittlig funnstørrelse i Norskehavet de siste 12 årene.

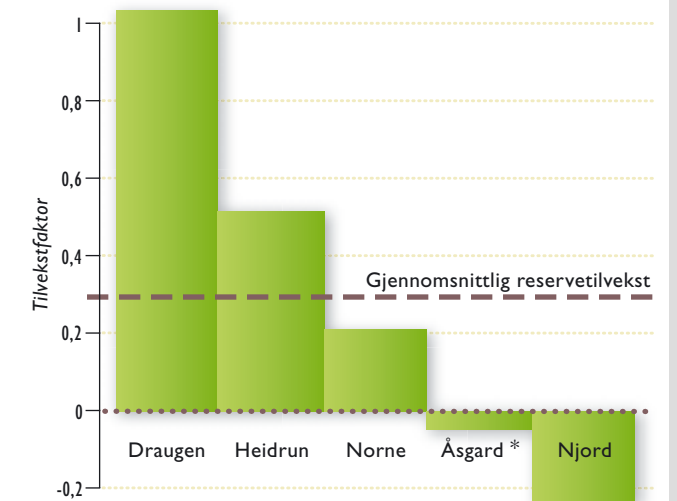
Utvinningsgraden for olje er i gjennomsnitt 45 prosent for de fire oljefeltene i Norskehavet. Draugen- og Nornefeltet har utvinningsgrad på henholdsvis 64 og 56 prosent, som er betydelig over gjennomsnittet for oljefelt på kontinentalsokkelen. Utvinningsgraden for oljeforekomsten Smørbukk Sør på Åsgardfeltet er omlag 36 prosent.

Det er store nok gjenværende ressurser i Norskehavet til ytterligere å øke utvinningsgraden og reservene (figur 6.11).

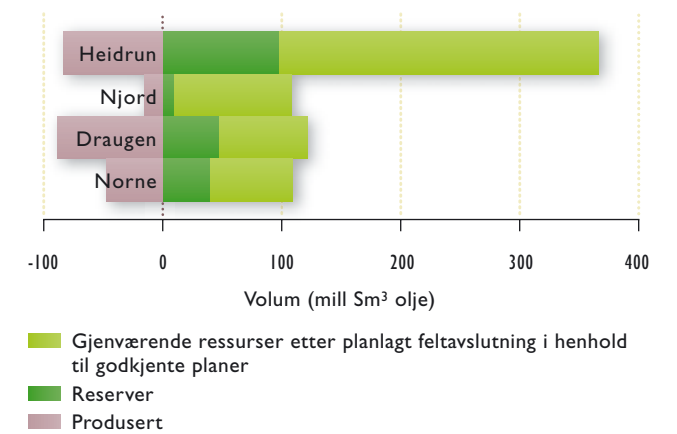
6.5 ØKT VERDISKAPING FOR FELT I PRODUKSJON

Det er identifisert en rekke prosjekter med potensial for økt verdiskaping på alle feltene som er i produksjon i Norskehavet. Dette er til dels prosjekter for økt utvinning og prosjekter som forutsetter bruk av ledig produksjonskapasitet for å fase inn omkringliggende satellittfelt. Aktuelle tiltak for økt utvinning som blir vurdert, er blant annet forbedret reservoarbeskrivelse og 4D-seismikk, optimalisering av dreneringsstrategi og brønnløsninger, reservoarmonitorering, optimalisering av prosesskapasiteter, implementering av ny teknologi og injeksjon av gass og vann.

I tillegg til eksisterende felt er Kristinfeltet viktig når det gjelder økt verdiskaping. Feltet kommer etter planen i produksjon i 2005. Med en svært kort periode med platåproduksjon er det viktig å planlegge innfasing av nye funn for å utnytte ledig kapasitet på Kristinfeltet.



Figur 6.10
Endring i oljereserver i forhold til reserver estimert i PUD for felt i Norskehavet. * For Åsgardfeltet er reservetilveksten inkludert NGL og kondensat.



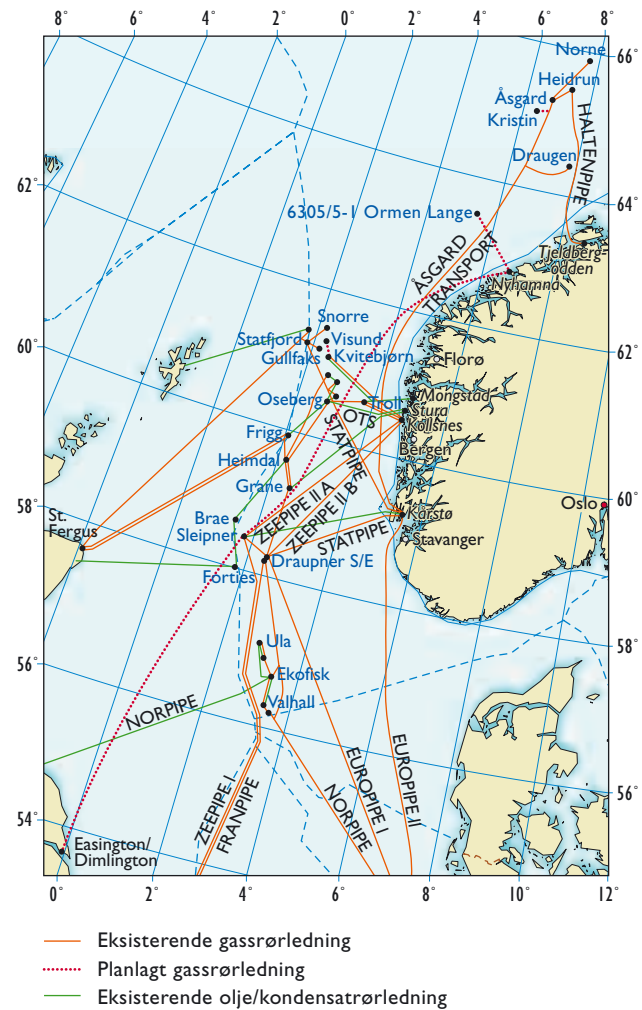
Figur 6.11
Produsert olje, reserver og gjenværende ressurser iflg godkjente planer.

6.6 GASSTRANSPORT

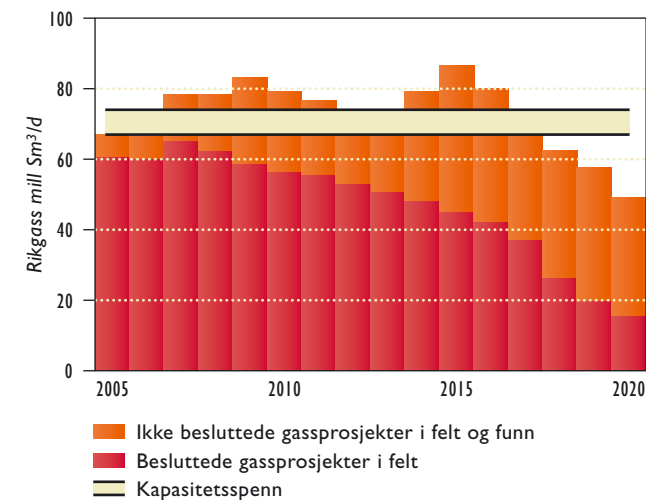
Åsgard transport (ÅTS) utgjør storparten av eksisterende transportkapasitet ut fra området. I tillegg kommer Haltenpipe som går fra Heidrun til Tjeldbergodden. Med transportrørledningen for 6305/5-1 Ormen Lange vil ytterligere kapasitet være på plass. Mens ÅTS og Haltenpipe benyttes til transport av rikgass, planlegges 6305/5-1 Ormen Lange-røret for tørrgass (figur 6.12).

Kapasiteten i Åsgard transport er tilnærmet fullt utnyttet av eksisterende felt i området (figur 6.13). Kapasitetssituasjonen tyder på at det kan bli vanskelig å få nok plass i Åsgard transport til funn i Norskehavet, med mindre gassen i disse funnene blir faset inn etter hvert som det blir ledig kapasitet. Kapasiteten i ÅTS kan utvides, men neppe tilstrekkelig til å dekke behovet fullt ut.

Planlagt transportkapasitet for 6305/5-1 Ormen Lange vil i begrenset grad dekke transportbehov utover feltets eget behov.



Figur 6.12 Transportsystemer for gass.



Figur 6.13

Illustrasjon av kapasitetssituasjonen i Åsgard transport. Ikke besluttede gassprosjekter i felt og funn inkluderer prosjekter der det er signalisert et transportbehov utover dagens reservasjoner. Dette gjelder for feltene Heidrun, Njord og Åsgard samt funnene 6407/1-2 Tyrihans, 6507/5-1 Skarv, 6507/5-3, 6507/3-3 Idun, 6507/2-2 og 6707/10-1.

6.7 KOSTNADSBILDET

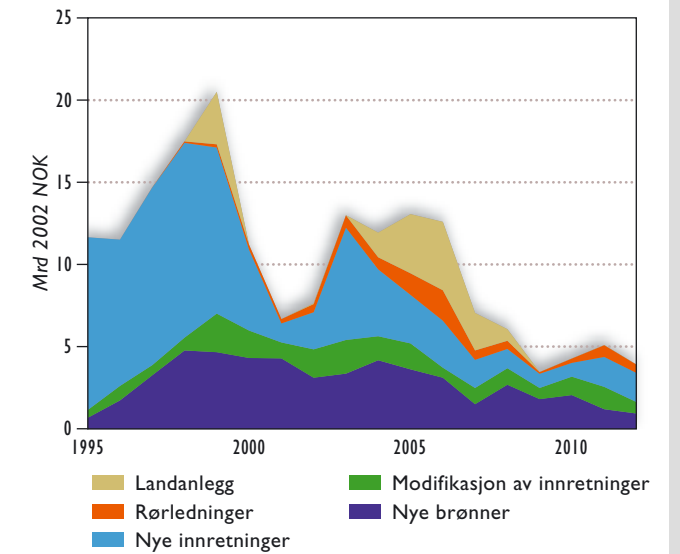
Det er investert i alt 151 milliarder kroner (faste 2002 kroner) i utbygging av felt i Norskehavet fra starten i 1987. Feltene Heidrun og Åsgard representerer den dominerende andelen. For 2003 er det forventede investeringsnivået omkring 13 milliarder kroner, et nivå som forventes også for perioden 2004-2005. De nærmeste årene forventes det at investeringer knyttet til 6305/5-1 Ormen Lange vil utgjøre en dominerende del. For øvrig vil investeringsnivået framover være avhengig av i hvilken grad ny transportkapasitet etableres (figur 6.14).

Flere forhold gjør det mer krevende teknisk og økonomisk å bygge ut og drive felt i Norskehavet enn i Nordsjøen. Det vil trolig bli flere utbygginger av reservoarer med høyt trykk og høy temperatur (HPHT) i Norskehavet. Konsekvensene er blant annet høyere borekostnader på grunn av behovet for mer avanserte boreinnretninger, høyere brønnskostnader og mer tekniske krevende utbyggingsløsninger (figur 6.15). Eksempler på reservoarer i denne kategorien er Smørbukkreservoaret på Åsgard, reservoaret til Kristin og reservoarene i funn rundt Kristin.

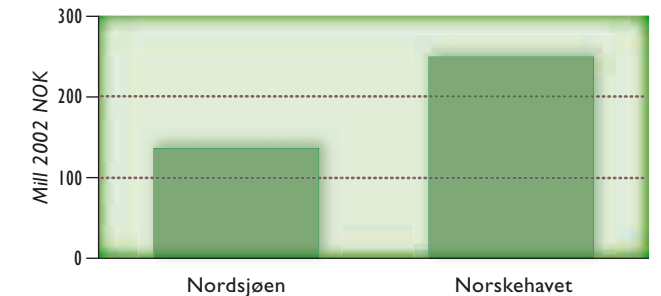
Større avstander til markedene innebærer betydelig større kostnader knyttet til gasstransport sammenlignet med Nordsjøen.

Utvinning i området vil trolig også innebære høyere kostnader for å ivareta spesielle miljøhensyn. Dette kan blant annet være knyttet til restriksjoner for når boring kan foretas (borevindu) og strengere krav til utbyggings- og transportløsning.

Utbygginger på dypt vann vil være mer utfordrende både som følge av vandyp og kompliserte havbunnsforhold.

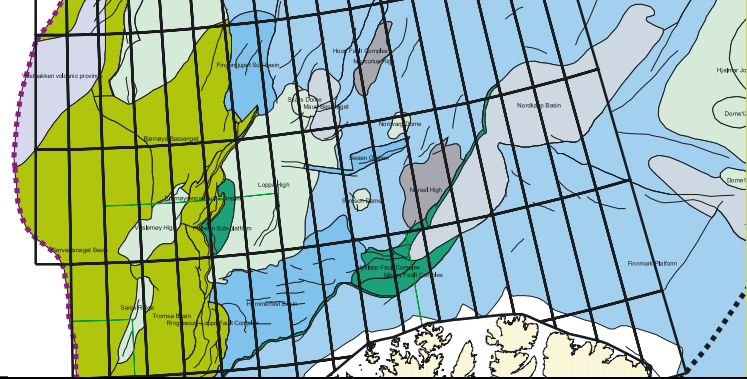


Figur 6.14 Historiske og prognoserte investeringer for felt og funn RK 0-4 i Norskehavet.



Figur 6.15 Kostnader per brønn, RK 0-4, gjennomsnitt for perioden 1996-2002.

7 Barentshavet



7.1 UTFORDRINGER OG TRENDER

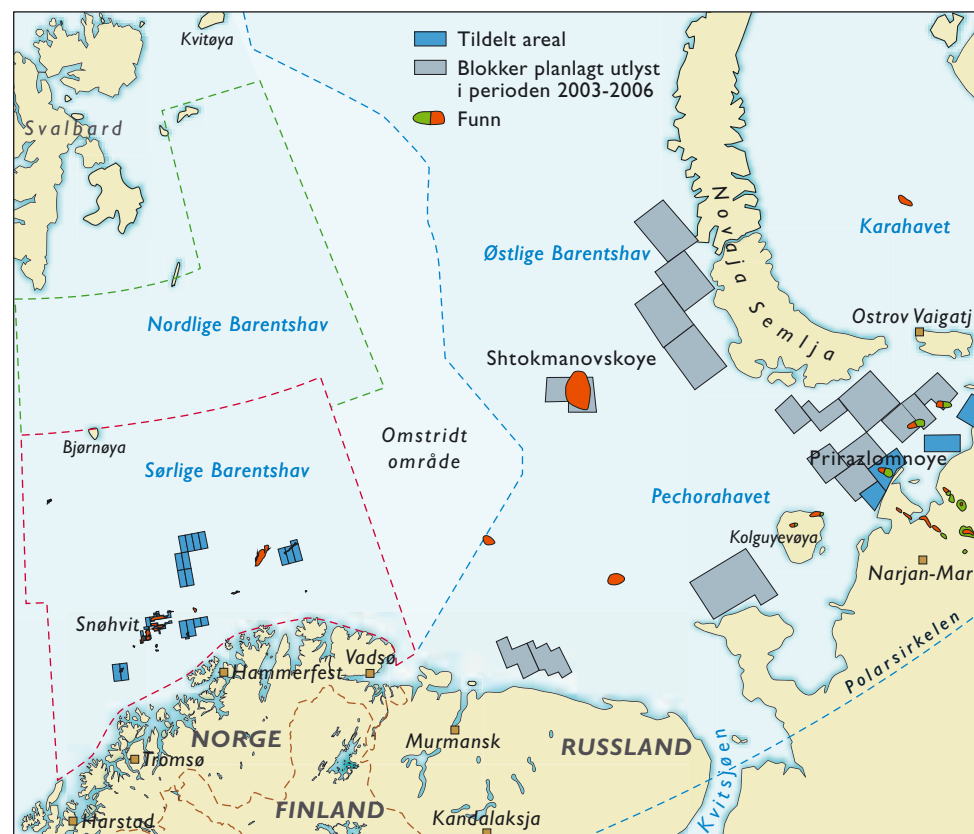
Det er fortsatt store muligheter for å gjøre både olje- og gass/kondensatfunn i Barentshavet. Resultatene fra de siste brønnene i Barentshavet var oppmuntrende, og området kan vise seg å gi et vesentlig tilskudd til allerede drivverdige ressurser. Barentshavet vurderes, sammen med området i Norskehavet på dypt vann og utenfor Lofoten, som en petroleumsprovins der det er mulig å gjøre store funn i framtiden.

Transportløsningene for gass er en utfordring for petroleumsaktiviteten i Barentshavet. I dag er ikke transport i rørledning hensiktsmessig. Avstanden

til dagens gassmarkeder er for stor. Snøhvitfeltet ble i 2002 besluttet bygd ut med en transportløsning for flytende gass med skip. Dette har lagt grunnlaget for mulig gassavsetning også fra andre framtidige utbygginger i området.

Det ble ikke boret brønner i Barentshavet i 2002 og det forventes heller ikke borer i 2003. Eventuell videre leteaktivitet i området avhenger av konklusjonene fra videre behandling av den pågående utredningen av de miljømessige, fiskerimessige og samfunnmessige konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området. Den ferdige utredningen vil foreligge før sommeren 2003 og vil deretter bli sendt ut på høring.

For aktiviteten i Barentshavet er utviklingen i petroleumsvirksomheten på russisk side en viktig faktor (figur 7.1). Produksjonen fra det store oljefunnet Prirazlomnoye starter etter planen ved slutten av 2005, og russiske myndigheter planlegger utlysning og tildeling av flere utvinningstillatelser til havs de nærmeste årene. Leteresultater på russisk side vil kunne ha betydning for forståelsen av geologien på norsk side. Flere felt på land er i produksjon, og fra 2001 har oljen blitt transportert med oljetankere vestover til markedet gjennom den norske delen av Barentshavet.

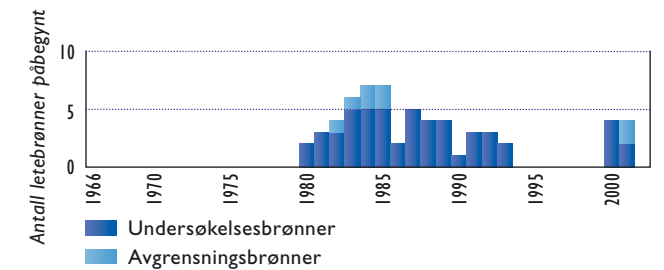


Figur 7.1
Norsk og russisk del av Barentshavet.

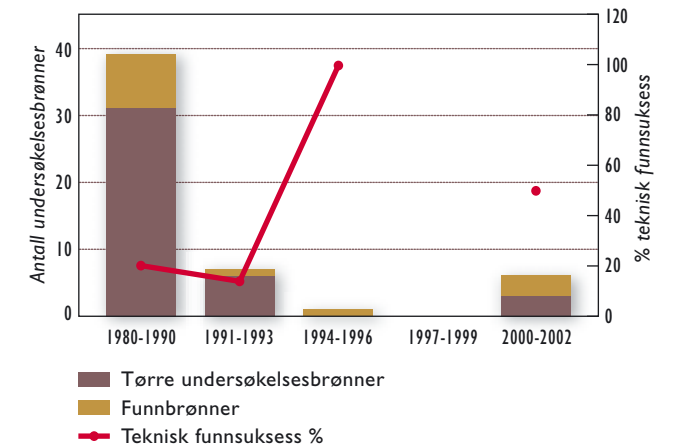
7.2 LETING

Siden 1980 er det tildelt i alt 39 utvinningstillatelser og boret 61 letebrønner i Barentshavet (figur 7.2). De fleste av brønnene har vært boret i eller like ved Hammerfestbassenget, som er den mest utforskede delen av Barentshavet. Den første brønnen i Hammerfestbassenget ble boret i 1980, og det første funnet, 7120/8-1 Askeladd, ble gjort i den fjerde brønnen i 1981. Feltet Snøhvit, som inneholder gass, kondensat og olje, og oljefunnet 7122/7-1 Goliat ligger i Hammerfestbassenget.

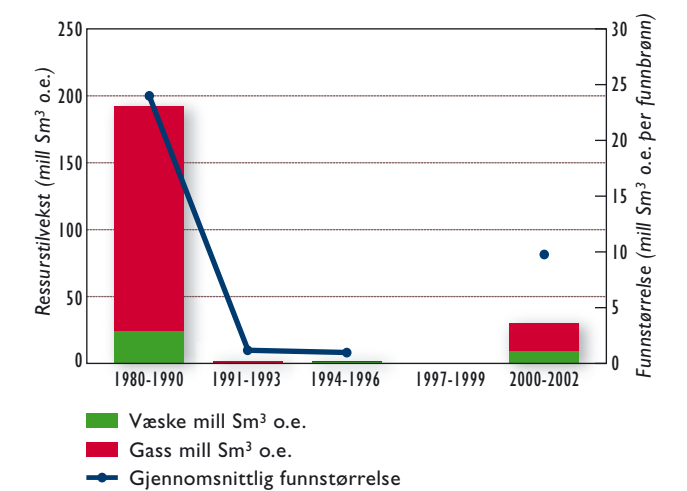
I perioden fra 1995 til 2000 ble det ikke boret brønner i Barentshavet. Hovedårsaken til dette var skuffende leteresultater. For å få opp aktiviteten i området ble det gjort endringer i rammebetingelsene for nye tildelinger i Barentshavet. Tildelingene etter Barentshavprosjektet ble foretatt i 1997. I én av disse tillatelsene (utvinningstillatelse 229) ble oljefunnet 7122/7-1 Goliat påvist i 2000. I årene 2000 og 2001 ble det boret totalt åtte letebrønner. Ressurstilveksten for gass har vært god, og i flere av utvinningstillatelsene er det gjort en rekke mindre og middels store gassfunn (figur 7.3 og 7.4).



Figur 7.2 Letebrønner i Barentshavet (påbegynt).



Figur 7.3 Undersøkelingsbrønner og teknisk funnsuksess i Barentshavet i perioden 1980-2002.



Figur 7.4 Gjennomsnittlig funnstørrelse og utvinnbare ressurser påvist i Barentshavet i perioden 1980-2002.

Tilgang til areal

De siste utvinningstillatelsene i Barentshavet ble tildelt i 1997. Oljeselskapene har inntil nylig vist relativ liten interesse for nye tildelinger i området. Positive resultater fra boringen i 2000 og 2001 og godkjenning av Snøhvitutbyggingen har imidlertid ført til økt interesse for området. Store deler av Barentshavet sør for 74°30' ble åpnet for letevirk-somhet av Stortinget i 1989. Videre tildeling og boreaktivitet må avvete den videre behandling av Utredningen Lofoten-Barentshavet.

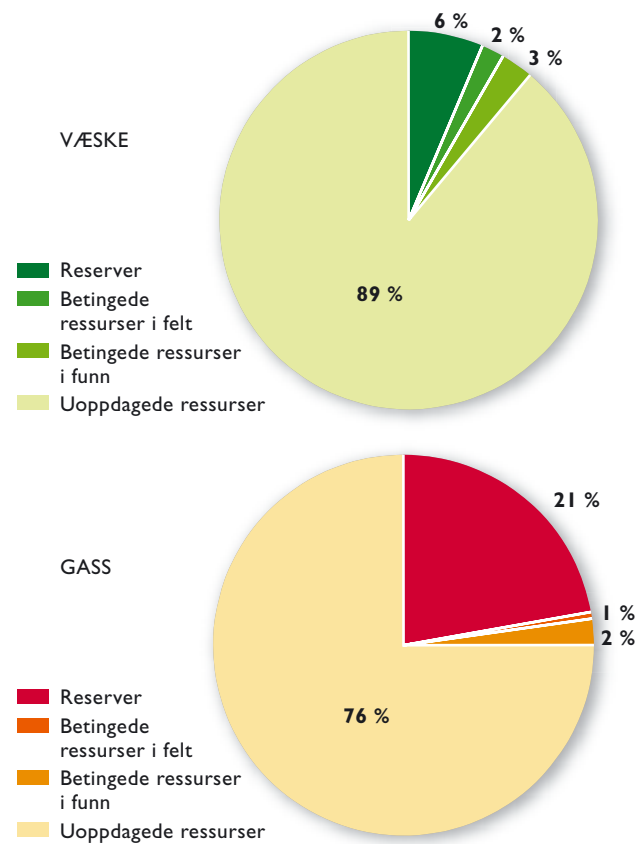
7.3 RESSURSGRUNNLAGET

De totale petroleumsressursene i Barentshavet per 31.05.2003 er 1220 millioner Sm³ o.e. Av de totale væskeressursene på 450 millioner Sm³ o.e., er om lag 90 prosent fremdeles uoppdaget (figur 7.5). Væskeresservene i Barentshavet på seks prosent representerer NGL og kondensat fra Snøhvitfeltet, mens oljen i oljesonen er klassifisert som betingede ressurser i felt.

Gassen i Snøhvitfeltet utgjør nesten en firedel av de totale gassressursene i Barentshavet på 770 milliarder Sm³ gass (figur 7.6). De resterende tre firedelene er uoppdagede gassressurser.

7.4 UTBYGGING

Plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift (PAD) for Snøhvit LNG (Liquified Natural Gas) ble godkjent av Stortinget i mars 2002. Dette er den første feltutbyggingen i Barentshavet. Utbyggingen omfatter gassressursene i funnene 7121/4-1 Snøhvit, 7120/8-1 Askeladd og 7120/9-1 Albatross. Utvinnbare ressurser utgjør 161 milliarder Sm³ gass inkludert CO₂, 5 millioner tonn NGL og

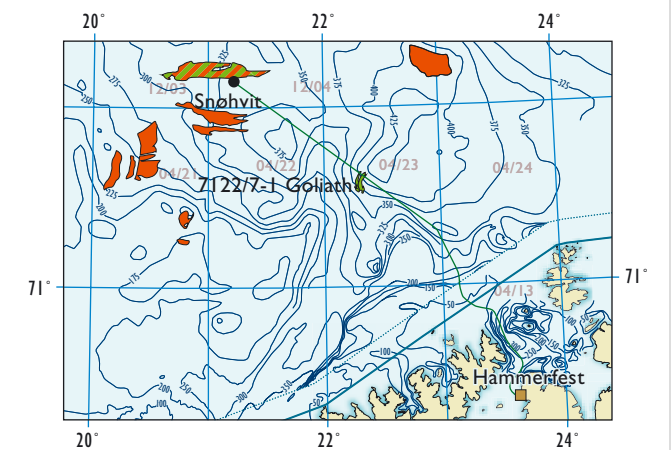
**Figur 7.5**

Fordeling av de totale væske- og gassressursene i Barentshavet, 450 millioner Sm³ o.e væske og 770 milliarder Sm³ gass.

18 millioner Sm³ kondensat. Produksjonen fra Snøhvitfeltet er planlagt å starte i slutten av 2005 og er ventet å kunne vare fram til 2035.

Utbyggingen omfatter havbunnsinnretninger hvor gass og kondensat sendes i flerfase i en rørledning til et anlegg på Melkøya like utenfor Hammerfest (figur 7.6). På Melkøya vil gassen bli prosessert og nedkjølt til flytende form (LNG), og sendt til markedet i spesialbygde skip. NGL og kondensat eksporteres separat i egne skip. CO₂ - innholdet i gassen fjernes i anlegget på Melkøya og sendes i egen rørledning i retur til Snøhvitfeltet for injeksjon i en geologisk formasjon under oljen og gassen.

Utbyggingen omfatter ikke oljesonen i feltet. Estimater for de utvinnbare oljeressursene i Snøhvitfeltet er om lag 7,9 millioner Sm³. Et eventuelt uttak av olje fra feltet vil være tidskritisk fordi oppstart av gassproduksjonen vil medføre tap av trykk og tap av olje dersom oljeproduksjon ikke kommer i gang tidlig nok.

**Figur 7.6** Kartskisse over Snøhvitutbyggingen.

8 Prognoser

8.1 PRODUKSJON

Det er utarbeidet prognoser for hvordan ressursene forventes å bli utvunnet framover og prognoser for kostnader og miljøutslipp. Disse er basert på data fra operatørene og vurderinger fra myndighetenes side. Produksjonen er fortsatt økende og antas å være på topp i 2006 med ca 275 millioner Sm³ o.e. (figur 8.1).

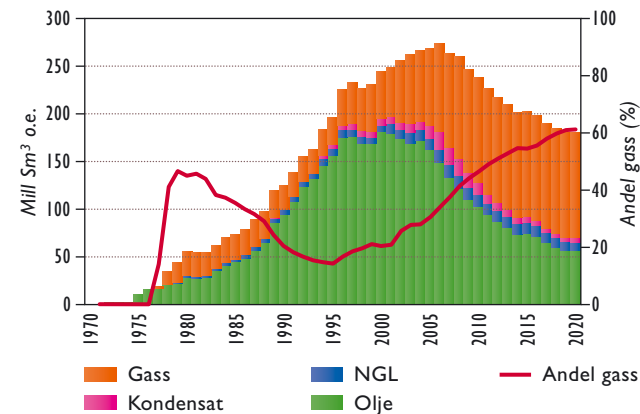
Oljeproduksjonen har vært stabilt høy siden 1996. I perioden 1996 – 2004 forventer vi at produksjonen vil være mellom 170 og 182 millioner Sm³ per år (figur 8.2). I neste femårsperiode (2003 - 2007) forventes en totalproduksjon på 785 millioner Sm³ olje. Mer enn 90 prosent av oljeproduksjonen fram til 2013 kommer fra felt som allerede produserer eller er besluttet utbygd. I samme periode er NGL og kondensatproduksjonen estimert til 132 millioner Sm³ o.e. per år.

I følge prognosen vil gassmarkedet øke fra dagens gassalgsnivå på omlag 65 milliarder Sm³ gass per år til 110 milliarder Sm³ i 2010. Andelen gass av totalproduksjonen vil øke til 50 prosent i 2012 eller 2013 (figur 8.3).

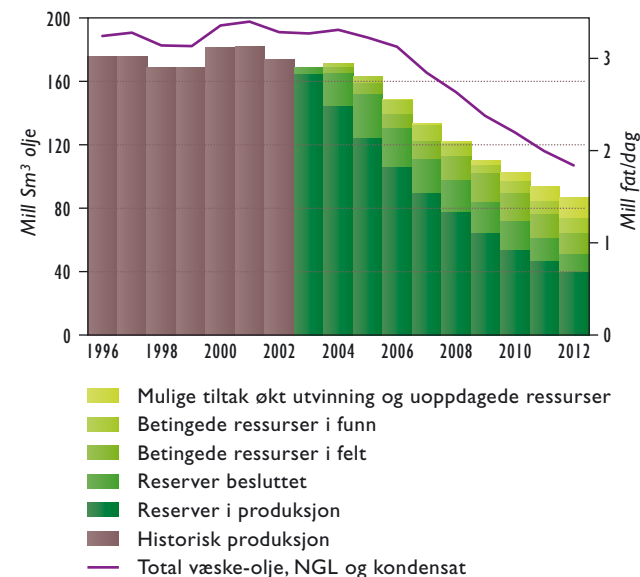
8.2 VURDERING AV PRODUKSJON

Vi vet fremdeles ikke hvor store olje- og gassressurser norsk kontinentalsokkel inneholder. Etter 37 år med leting og 32 år med produksjon, er det fortsatt usikkert hvor store uoppdagede ressurser vi har, og hvor mye av de påviste ressursene som kan utvinnes økonomisk. Det gjør at prognosene på lengre sikt er forbundet med stor usikkerhet. Nivået på investeringer og driftskostnader har stor betydning for etterspørsel etter annen industri som skaper mange arbeidsplasser.

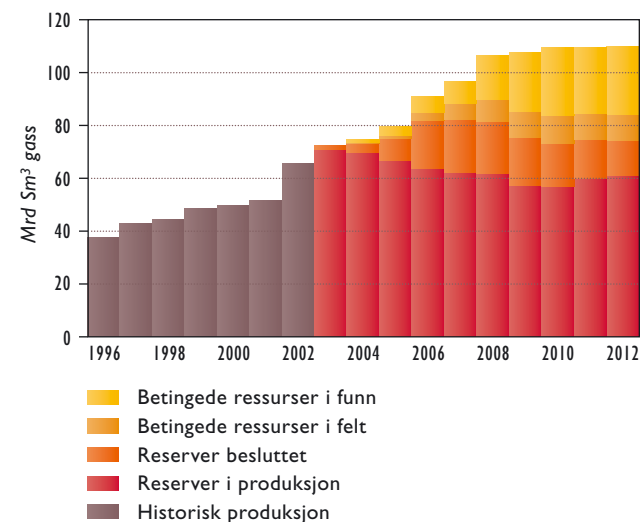
Framtidige miljøutslipp vil hovedsakelig være styrt av produksjonsnivået og aktivitetene for å øke utvinning fra eksisterende felt. I tillegg til volumetrisk usikkerhet som beskrevet i kapittel 2 vil det også være usikkerhet i framtidig beslutninger. Det



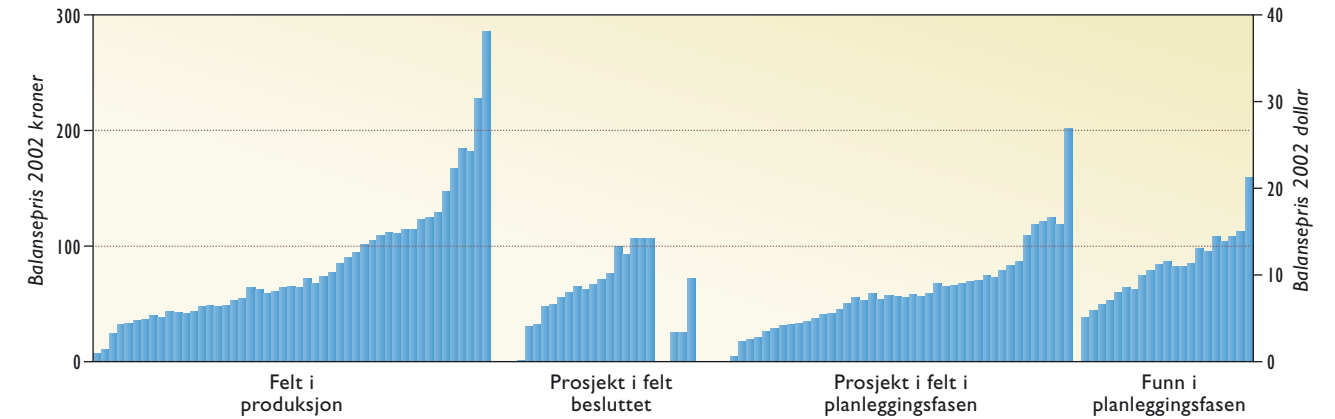
Figur 8.1 Historisk produksjon og prognose for totalproduksjonen på norsk kontinentalsokkel.



Figur 8.2 Historisk oljeproduksjon fra 1996 og prognose fram til 2012.



Figur 8.3 Historisk gassproduksjon fra 1996 og prognose fram til 2012.

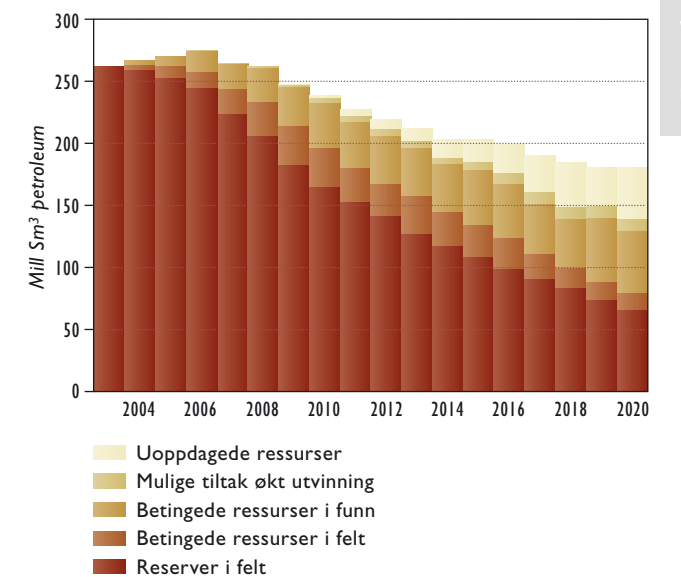


Figur 8.4 Lønnsomheten av prosjekter på norsk kontinentalsokkel. Beregningen er basert på et realavkastningskrav på 7 prosent. Balanseprisen indikerer den oljepris som gir netto nåverdi lik null. Det vil si den oljeprisen som gir en realavkastning på 7 prosent.

gjelder blant annet hvilke prosjekter for økt utvinning som blir besluttet gjennomført og hvor mange funn som blir besluttet utbygd. Usikkerheten er størst med hensyn til hvor store deler av de uoppdagede ressursene som blir funnet og produsert. Dette henger blant annet sammen med framtidig leteaktivitet.

Realisering av de uoppdagede ressursene forutsetter en lang rekke beslutninger der lønnsomhet for aktørene er et sentralt element. Lønnsomheten av prosjekter på norsk kontinentalsokkel er vist i figur 8.4. Prosjektporteføljen består av alle prosjektene som er rapportert til myndighetene og omfatter ressurskategoriene 1-4, jmfør kapittel 2.1.

Det er mange prosjekter som er lønnsomme, selv med en oljepris ned mot 100 norske kroner per fat i hele produksjonsperioden. De fleste av disse prosjektene blir sannsynligvis realisert. Flere faktorer kan utsette eller hindre prosjekt fra å bli besluttet gjennomført. Blant disse faktorer er stor usikkerhet i produksjon og kostnader samt venting på ledig infrastruktur av betydning. I tillegg kan selskapene ha andre lønnsomhetskriterier enn de som brukes i samfunnsøkonomiske vurderinger.



Figur 8.5 Prognose for de gjenværende utvinnbare ressursene på norsk kontinentalsokkel.

8.3 UTFORDRINGER KNYTTET TIL GJENVÆRENDE RESSURSER

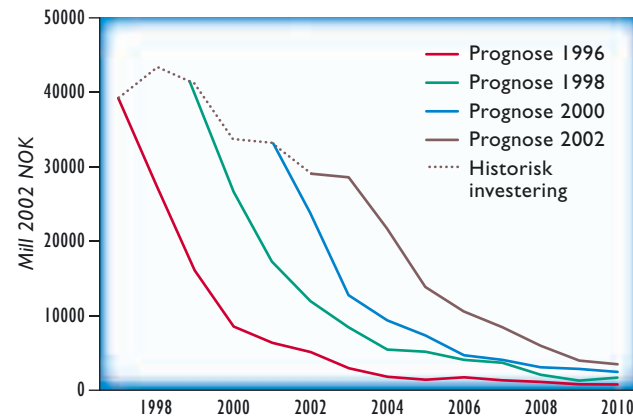
Totalprognosen viser hvordan de utvinnbare ressursene som er omtalt i kapittel 2 i dag forventes å bli produsert (figur 8.5). Reservene tilsvarer forventet produksjon fra prosjekter som allerede er besluttet. Forutsetningen for prognosen for oppdagede ressurser er selskapenes rapportering (høsten 2002) til myndighetene i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett 2003. Forutsetningen for periodiseringen av de oppdagede ressursene er ODs estimering av disse og en leteaktivitet på nivå med den vi hadde på 90-tallet.

Reserver.

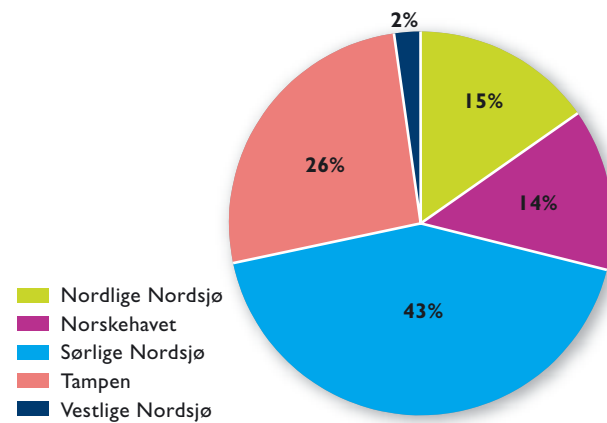
Reserver omfatter gjenværende utvinnbare, salgbare petroleumressurser som rettighetshaverne har besluttet å utvinne. Reserveanslagene på felt kan i noen tilfeller være utfordrende å realisere med gitte utvinningsstrategier. I mange tilfeller må en øke kostnadene for å utvinne de besluttede reservene (figur 8.6). Mesteparten av denne økningen er boring av flere brønner enn planlagt.

Økt utvinning på felt

Økt utvinning i felt utgjør 13 prosent av gjenværende utvinnbare ressursene. Det finnes over hundre konkrete planer eller mulige tiltak for økt utvinning på feltene som i dag er i produksjon. Til sammen utgjør dette over 900 millioner Sm³ o.e. og rundt 70 prosent av dette er olje. Det største potensialet finnes i den sørlige Nordsjøen (figur 8.7). Den gjennomsnittlige utvinningsgraden for olje har nesten ikke økt de siste fem årene (figur 2.8). Det blir derfor krevende å nå myndighetenes mål, om 50 prosent gjennomsnittlig utvinningsgrad, men dersom alle konkrete prosjekter og alle de mulige tiltakene blir gjennomført, kan vi nå målet. Det vil blant annet kreve endrede utvinningsstrategier, ombygging av innretninger på noen felt eller bygging av nye, samt nye metoder for å få ut resterende, vanskelig tilgjengelige ressursene.



Figur 8.6 Sammenligning av investeringsprognoser for felt besluttet før 1997.



Figur 8.7 Geografisk fordeling av konkrete planer eller mulige tiltak for økt utvinning på felt i produksjon.

Funn

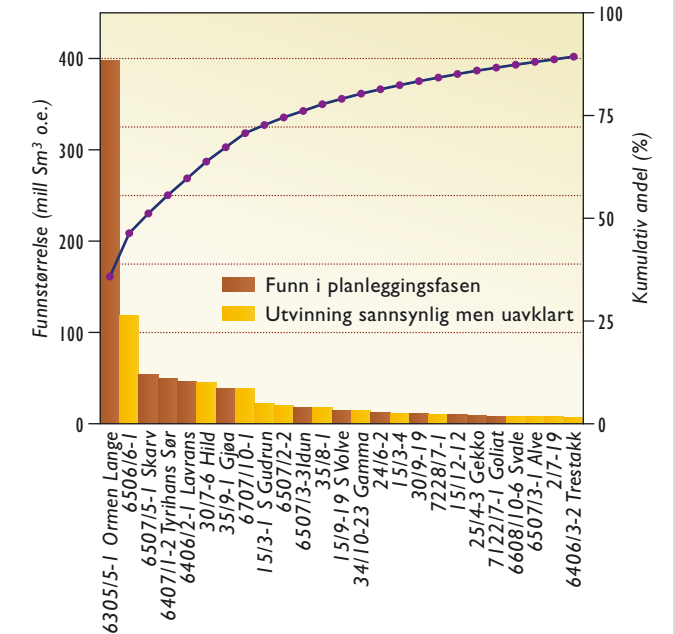
Funn som ennå ikke er besluttet utbygd, står for 11 prosent av de gjenværende utvinnbare ressursene. Porteføljen består av 21 funn i planleggingsfasen (RK 4) og 42 funn der utvinning er sannsynlig, men uavklart (RK 5). Ressursene utgjør 1110 millioner Sm³ o.e. hvorav 60 prosent er i planleggingsfasen. Funnet 6305/5-1 Ormen Lange alene står for en tredjedel av ressursene (figur 8.8). Det er ventet en beslutning om utbygging av funnet i løpet av 2003.

Den største usikkerheten knyttet til utbygging av funn er tilgang til infrastruktur. I tillegg er det funn som kan bli krevende å utvinne som følge av reservoarkompleksitet og væskeegenskaper. Ressurser i funn i nærrområdene til de mange feltene i Nordsjøen er i tillegg tidskritiske i forhold til innretningenes levetid.

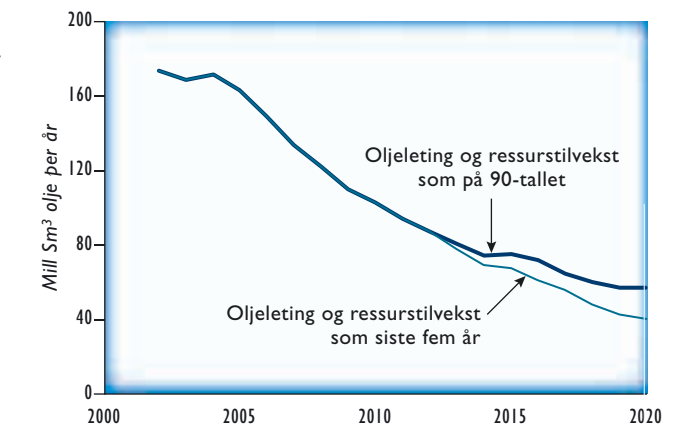
Oppdagede ressurs

Oppdagede ressurser utgjør 40 prosent av de gjenværende utvinnbare ressursene. Med dagens leteaktivitet med planlagt 12-16 undersøkelsesbrønner i 2003, vil det være vanskelig å finne og produsere alle disse ressursene. De siste fem årene er det boret i gjennomsnitt 18 brønner per år (figur 4.1). Med den forventede funnsannsynlighet og funnstørrelse bør leteaktiviteten i en periode økes til nærmere 30 undersøkelsesbrønner i året, slik den var på 90-tallet. Det kan bli en utfordring å få selskap til å lete etter de mindre prospektene.

De totale oppdagede ressursene er noenlunde likt fordelt mellom Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet, men nesten halvparten av væskeressursene finnes i Nordsjøen. Her blir det således viktig å få til boring av prospekter i nærheten av eksisterende infrastruktur. Hvis ikke boreaktiviteten i Nordsjøen øker, vil dette isolert sett redusere forventningen til utvinnbare oljeresurser i området. Sagt på en annen måte vil oljeproduksjonen i 2020 bli to tredeler av dagens prognose hvis leting og ressurstilveksten av olje de siste fem årene blir representativt for framtiden (figur 8.9).



Figur 8.8 Funnstørrelser og kumulativ andel av funnressursene. Figuren viser de 25 største funnene som ikke er besluttet utbygd.



Figur 8.9 Effekt av leting på total oljeproduksjon.

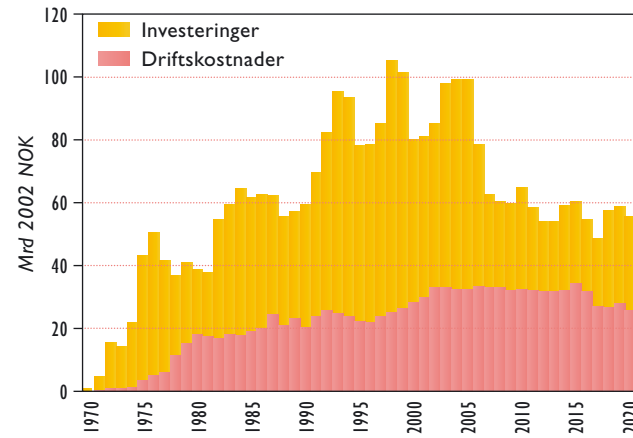
Forventet gassalg per år fra 2010 er oppjustert fra 100 til 110 milliarder. Med en del funn som venter på ledig gasskapasitet i den etablerte infrastrukturen vil det på deler av sokkelen ikke være plass til uoppdagede gassressurser før etter 2020. Utsiktene til å måtte vente lenge før nye funn kan settes i produksjon vil kunne redusere interessen for å lete etter gass i disse områdene. Leting de nærmeste årene vil derfor dreie seg om prospekter som er store nok til å danne grunnlag for en ny gassledning.

8.4 INVESTERINGER OG DRIFTSKOSTNADER PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL

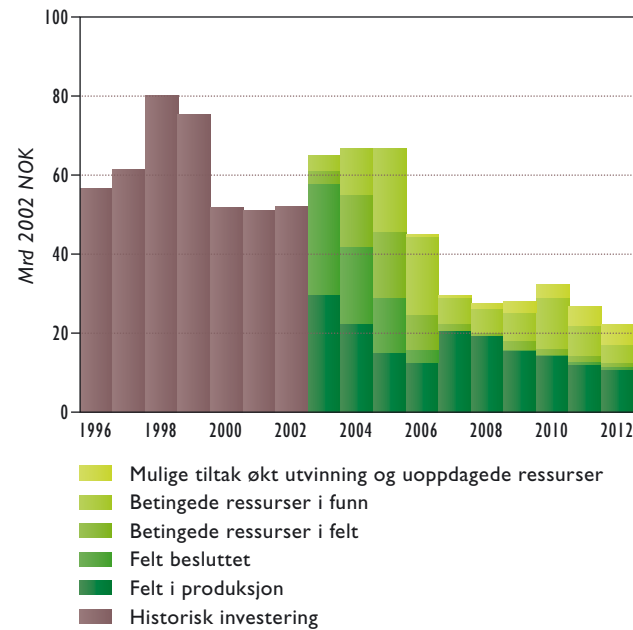
For 2003 anslås investeringene til rundt 65 milliarder kroner. Disse vil deretter øke til 67 milliarder kroner i 2004 og 2005. Investeringene avtar til omlag 46 milliarder kroner i 2006, og når et nivå i underkant av 30 milliarder kroner per år for 2007 og utover (figur 8.10 og 8.11). Driftskostnadene forventes å være stabile mellom 30 og 35 milliarder kroner per år de neste ti årene.

Investeringsusikkerheten domineres av tidspunkt for investeringer på funn i planleggingsfasen, eksempelvis funnene 6305/5-1 Ormen Lange og 6507/5-1 Skarv. Det er fremdeles usikkerhet forbundet med investeringene på prosjekt som er under utbygging. Av disse er Snøhvit det største. Erfaringsmessig er det større sannsynlighet for lavere enn høyere investeringer de neste tre årene. Årsaken er større mulighet for utsettelse enn fremskynding av prosjekt. På lengre sikt domineres investeringene av tidspunkt for utbygging av gassfunnene på Haltenbanken (6507/5-1 Skarv, 6407/1-2 Tyrihans Sør, 6506/6-1 "Victoria") med tilhørende transportinvesteringer og prosjekt i felt som er i produksjon, for eksempel Tampen 2020. Etter 2012 vil usikkerhet som er knyttet til eventuelle framtidige funn dominere bildet.

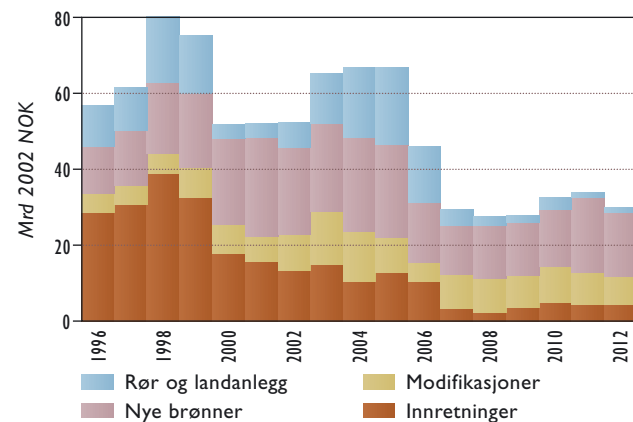
Økningen i investeringene fra 2003 til 2005 skyldes hovedsakelig økte investeringer i rør og landan-



Figur 8.10 Framtidige kostnader på norsk kontinentalsokkel. Kostnadene er eksklusiv letekostnader.



Figur 8.11 Fordeling av investeringer.



Figur 8.12 Fordeling av investeringer i modifikasjoner og innretninger.

legg (figur 8.12). Dette gjelder Snøhvit og rør og landanlegg i forbindelse med Ormen Lange-funnet. Investeringene i utvinningsbrønner har vært stabile siden 2000, mellom 22 og 26 milliarder 2002-kroner. Dette nivået er forventet i minst to år til, for så å falle til rundt 15 milliarder per år. Investeringer i modifikasjoner er i 2003 dobbelt så store som i 2001. Dette nivået vil vedvare noen år. Mot slutten av dette ti-året vil investeringer i modifikasjoner være 50 prosent høyere enn det var på begynnelsen.

Det var de store investeringene i innretninger som dominerte på slutten av 90-tallet, med 50 prosent av totalinvesteringene. Til tross for forventet høyt aktivitetsnivå i 2004 og 2005, vil investeringer i innretninger kun utgjøre 15 prosent av totale investeringer. Det er nesten ikke forventet investeringer i permanent plasserte innretninger (figur 8.13). Framtidens løsninger ser ut til å være undervannsanlegg.

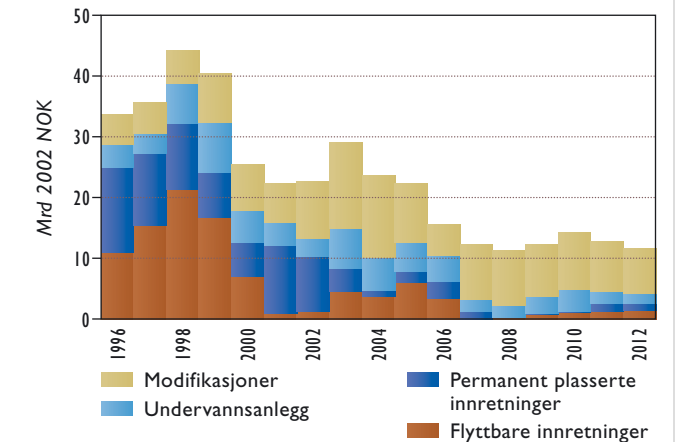
8.5 RESSURSFORVALTNING OG MILJØET

Produksjon av olje og gass medfører utslipp til luft og sjø. Utslippene til luft er hovedsakelig karbondioksid (CO₂) og nitrogenoksider (NO_x), som skrives seg fra kraftgenerering på innretningene og faking, og utslipp av flyktige organiske hydrokarbonforbindelser (nmVOC). Utslipp til sjø er hovedsakelig utslipp av produsert vann som inneholder rester av olje og kjemikalier og kjemikalier fra bore- og brønnaktiviteter.

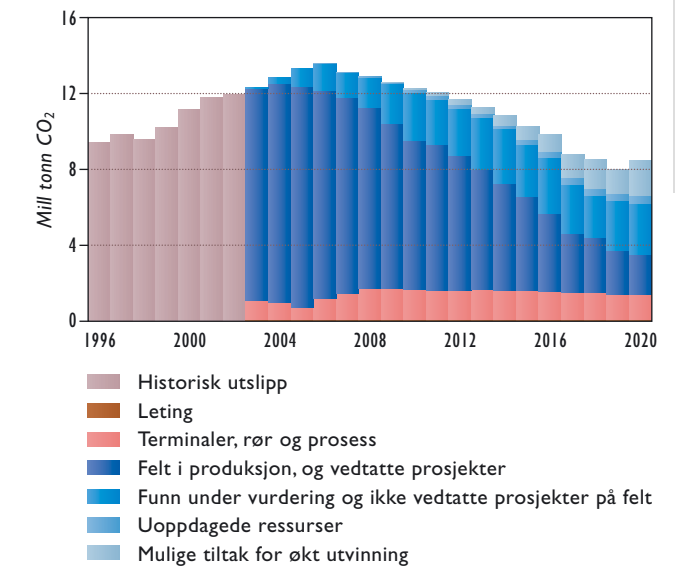
Produksjonsnivået, sammen med type felt og funn, vil i varierende grad påvirke mengden for de ulike utslippene.

Utslippsnivået er forventet å stige fra rundt 11,7 millioner tonn CO₂ i 2002 til om lag 13,5 millioner tonn i 2006, for så å avta (figur 8.14). NO_x-utslipp har ligget stabilt på rundt 50 000 tonn per år (figur 8.15). Det er forventet en gradvis reduksjon fra 2006. I de nærmeste årene vil utslipp fra felt i produksjon og besluttede utbygginger dominere. Senere vil utslippsbidragene fra eksisterende funn og eventuelle nye funn kunne utgjøre en økende andel av totalutslippet.

Økt uttak av gass og olje vil gi økt energibruk og øke utslippene av CO₂, men økningen vil ikke nødvendigvis være



Figur 8.13 Fordeling av investeringer i innretninger.



Figur 8.14 Prognose for CO₂ utslipp.

proporsjonal med produksjonsnivået. Felt-spesifikke forhold, feltets modenhet, geografisk beliggenhet, produksjonsstrategi, transportløsninger, valg av energikilde, og mulighet for bruk av ny miljøvennlig teknologi og energieffektivisering påvirker utslippsnivåene.

Utslipp av NO_x vil også i noen grad avhenge av aktivitetsnivået, men her finnes det teknologi som kan redusere utslippene betydelig. Slik teknologi vil normalt installeres på nye innretninger slik at økningen i utslipp ikke vil være proporsjonal med produksjonsnivået.

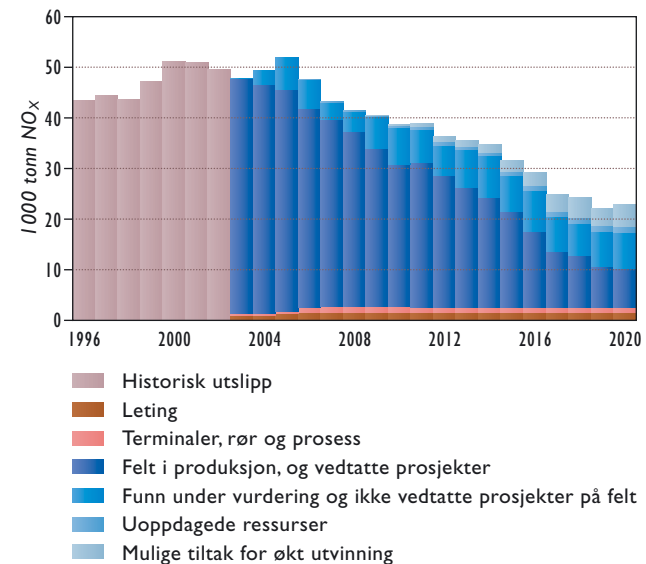
Utslipp av nmVOC er i hovedsak knyttet til lasting og lagring av råolje til havs. Det finnes i dag utprøvd teknologi for gjenvinning av nmVOC i forbindelse med disse operasjonene, noe som kan redusere utslippene med ca 70 prosent. Utstyret vil bli installert i perioden frem til 2006. Dette medfører en kraftig reduksjon av utslippene. Det er først og fremst graden av oljeproduksjon med bøyelasting som påvirker nmVOC-utslippene (figur 8.16).

Det arbeides ut fra målsettingen om null utslipp til sjø. Denne målsettingen innebærer at det som hovedregel ikke skal slippes ut miljøfarlige stoffer, verken tilsatte kjemiske stoffer eller naturlig forekommende kjemiske stoffer. Det er lagt vekt på at målet skal nås innenfor akseptable rammer med hensyn til miljørisiko, sikkerhet, teknologi, feltspesifikke forhold og økonomiske betingelser. Utslipp til sjø vil derfor reduseres ytterligere i de nærmeste årene uavhengig av aktivitetsnivået.

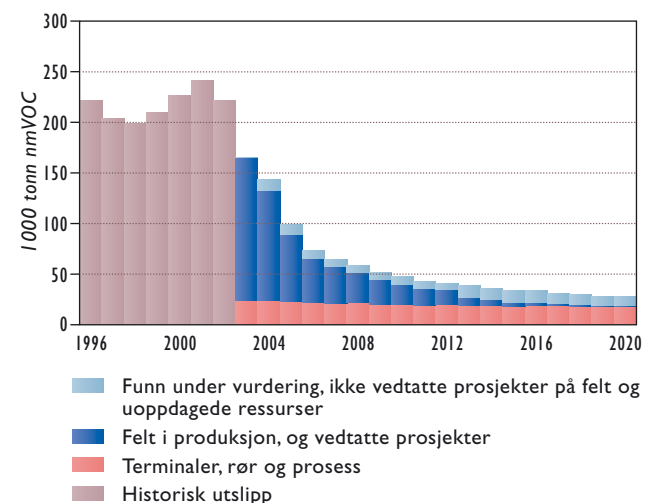
Det er som regel mer kostnadseffektivt å installere utslippsreducerende teknologi på nye innretninger enn på eksisterende innretninger. Dette gjelder både for utslipp til luft og til sjø. Det er enklere og billigere å oppnå høy energieffektivitet i nye innretninger der dette kan planlegges allerede i designfasen.

Teknologikrav i IPPC-direktivet (Integrated Pollution Prevention and Control), BAT (Best Available Technology), nasjonale krav til nullutslipp av

miljøskadelige stoffer til sjø og internasjonale forpliktelser om utslipp av klimagasser, stiller strenge miljøbetingelser til petroleumsvirksomheten. Det er mulig å oppfylle de fleste av disse kravene uten at det påvirker mengden gass og olje som produseres. En forutsetning er at det gis mulighet for å oppfylle kravene fleksibelt og kostnadseffektivt, slik at virksomheten fortsatt er lønnsom både for selskap og samfunn. Hvis ikke vil det bli vanskelig å nå den langsiktige produksjonsprognosen (figur 8.1).



Figur 8.15 Prognose for NO_x utslipp.



Figur 8.16 Prognose for nmVOC utslipp.